

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-018

Jueves, 05 de octubre de 2023



Sumamos energía,
sumamos pasión



Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND - 018
Jueves 5 de octubre de 2023**

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 y sensibilidades

3. Situación Operativa

- Parámetros técnicos
- Medidas por elecciones regionales
- Declaraciones de emergencia
- Eclipse Solar 14 de octubre de 2023
- Indicadores de operación

1. Variables del SIN

Demanda del SIN

Hidrología

Generación

Restricciones

Seguimiento a la senda de referencia

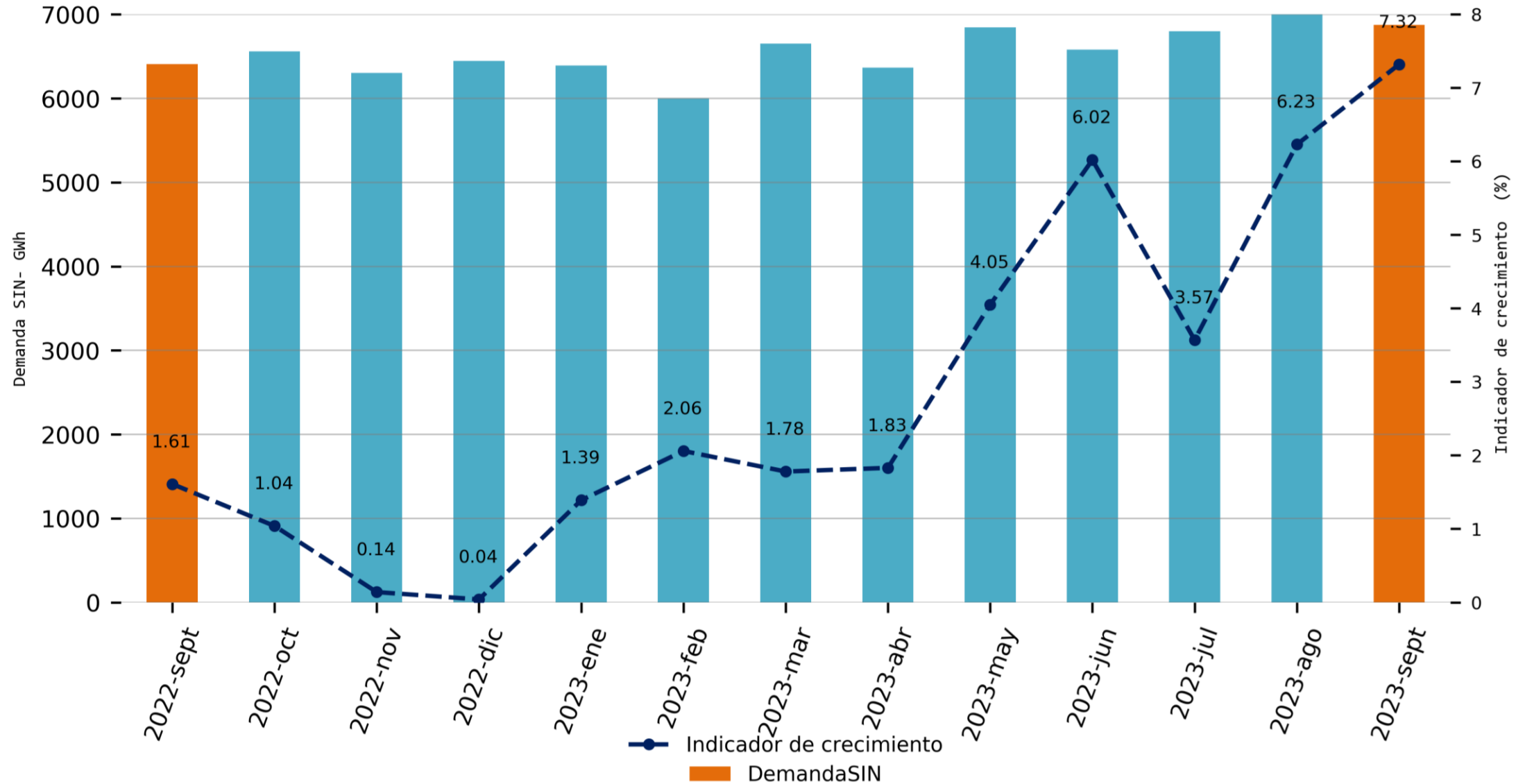


Sumamos energía,
sumamos pasión

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

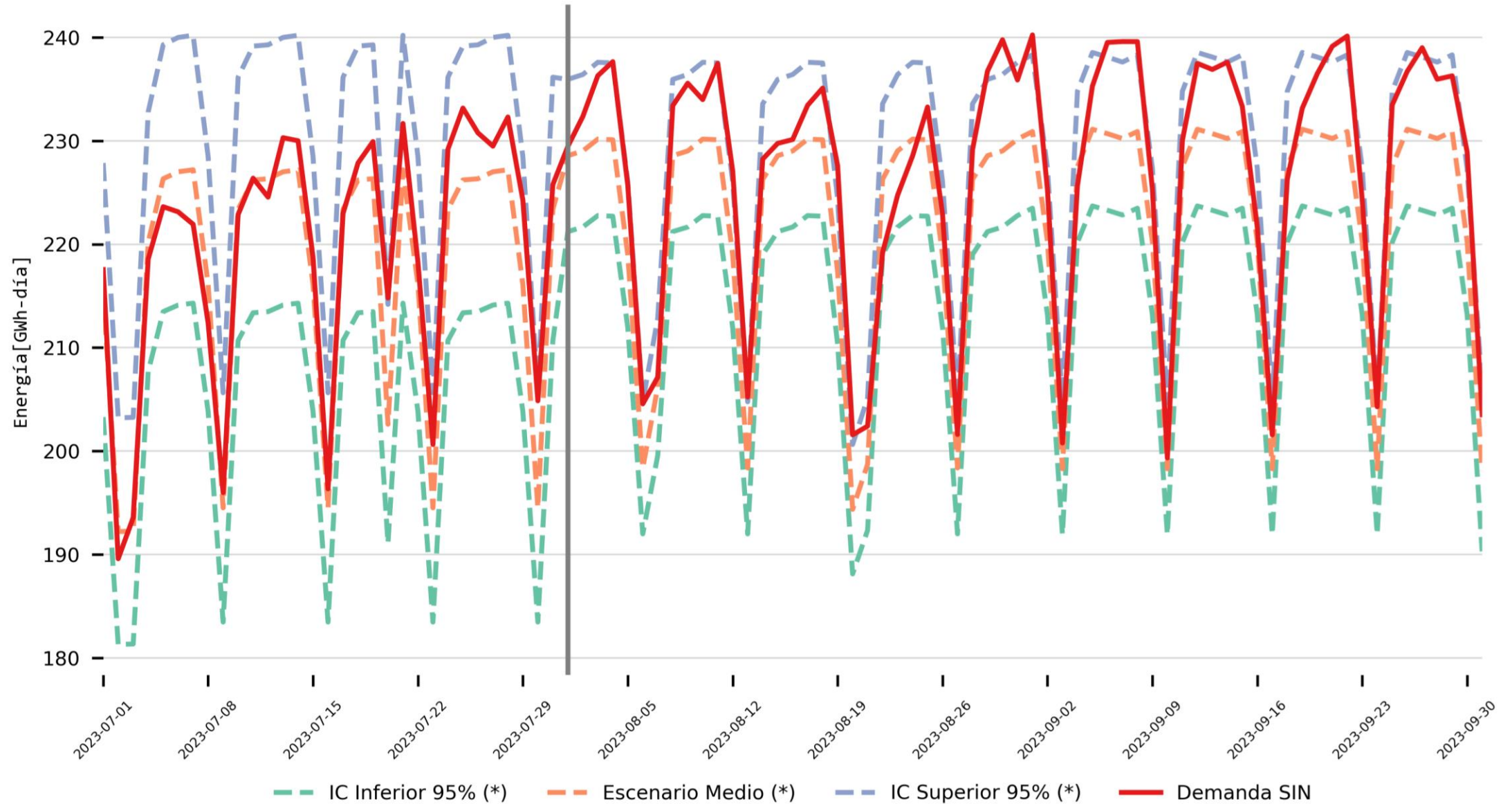


Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2023-09-30
Información actualizada el 2023-10-04

Seguimiento Diario Demanda



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

Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 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.

Demanda comercial de energía del SIN - septiembre 2023

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
ANTIOQUIA	(EPMD)	2.41%	4.78%

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
CHOCO	(EDPD)	-1.55%	6.54%

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
CALDAS	(CHCD)	0.01%	1.85%
CARTAGO	(EEPD)	1.59%	4.99%
PEREIRA	(EEPD)	3.07%	5.5%
QUINDIO	(EDQD)	3.2%	4.03%

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	(EMID)	-0.79%	6.86%
TULUA	(CETD)	-4.07%	10.92%
VALLE DEL CAUCA	(EPSD)	1.61%	2.71%

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
BAJO PUTUMAYO	(EBPD)	13.13%	4.27%
CAUCA	(CEOD)	-0.84%	-1.22%
NARIÑO	(CDND)	0.79%	2.82%
POPAYAN - PURACE	(EMED)	16.71%	-5.95%
PUTUMAYO	(EPTD)	9.3%	5.69%
VALLE DEL SIBUNDOY	(EVSD)	2.94%	3.74%

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
CARIBE MAR	(CMMD)	-5.84%	21.5%
CARIBE SOL	AIR(CSSD)	-4.0%	14.85%

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
ARAUCA	(ENID)	16.43%	3.28%
BOYACA	(EBSD)	13.48%	1.21%
CASANARE	(CASD)	-2.73%	18.99%
NORTE DE SANTANDER	(CNSD)	3.25%	11.19%
RUITOQUE	(RTQD)	-32.21%	20.67%
SANTANDER	(ESSD)	-0.48%	8.19%

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
BOGOTA - CUNDINAMARCA	(ENDD)	0.0%	0.54%
META	(EMSD)	45.93%	-2.91%

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
GUAVIARE	(EGVD)	6.52%	12.92%

MC	COD_OR	2022-09	2023-09
CAQUETA	(CQTD)	7.78%	7.62%
HUILA	(HLAD)	4.49%	6.33%
TOLIMA	(EPSD)	-0.41%	9.41%

- 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

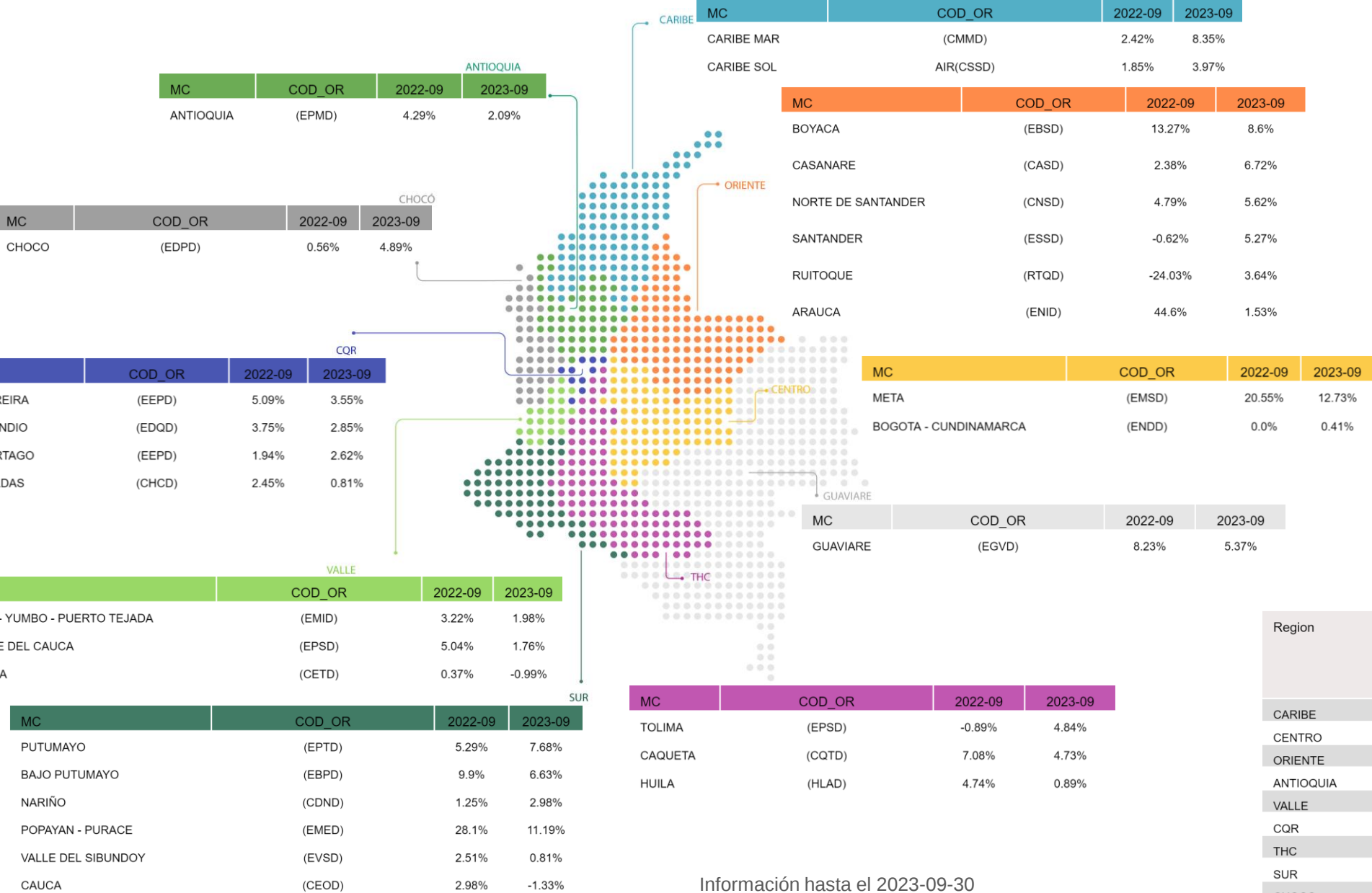
***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2022-09	Demanda Comercial [GWh] 2023-09	Variación 2022-09	Variación 2023-09
CARIBE	1658.23	1962.91	-4.97%	18.28%
CENTRO	1592.15	1589.21	6.93%	0.02%
ORIENTE	921.59	981.01	5.94%	6.54%
ANTIOQUIA	888.15	929.33	2.41%	4.78%
VALLE	590.44	621.78	0.0%	5.42%
THC	258.99	278.98	2.3%	7.98%
CQR	264.79	273.15	1.31%	3.23%
SUR	177.46	179.23	0.89%	0.99%
CHOCO	21.47	22.87	-1.55%	6.54%
GUAVIARE	6.23	6.99	6.52%	12.92%

Información hasta el 2023-09-30

Información actualizada el 2023-10-04

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta septiembre 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] 2022-09	Demanda Comercial [GWh] 2023-09	Variación 2022-09	Variación 2023-09
CARIBE	15516.69	16487.32	2.15%	6.27%
CENTRO	13764.69	14019.85	5.64%	1.94%
ORIENTE	8057.56	8549.18	8.26%	6.13%
ANTIOQUIA	7949.82	8109.86	4.29%	2.09%
VALLE	5273.59	5368.06	3.8%	1.8%
CQR	2378.84	2422.36	3.21%	1.87%
THC	2299.77	2372.75	2.09%	3.21%
SUR	1584.86	1603.36	2.69%	1.21%
CHOCO	194.53	204	0.56%	4.89%
GUAVIARE	55.12	58.03	8.23%	5.37%

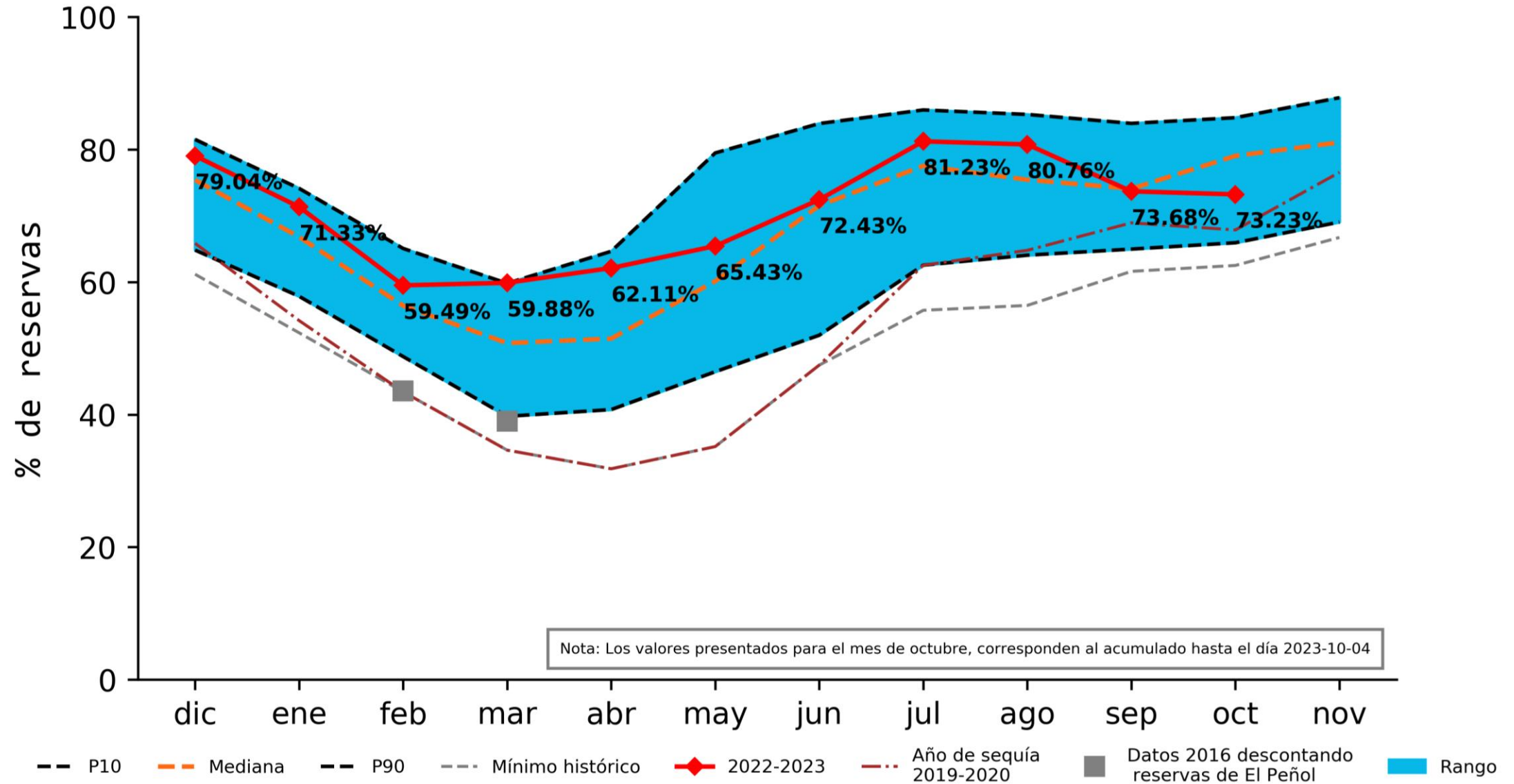
Información hasta el 2023-09-30

Información actualizada el 2023-10-04

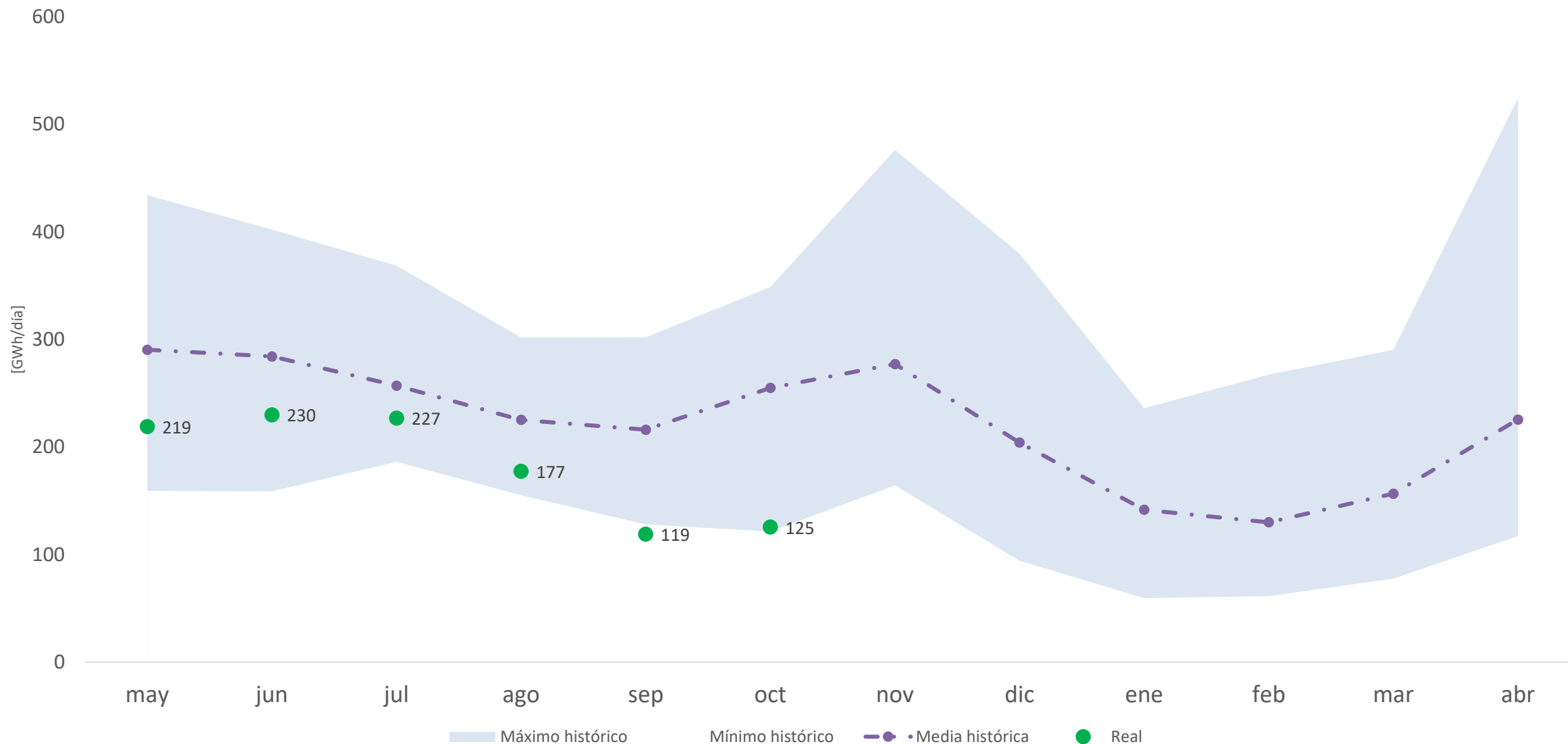
¿Cómo está la situación energética?



Reservas hídricas



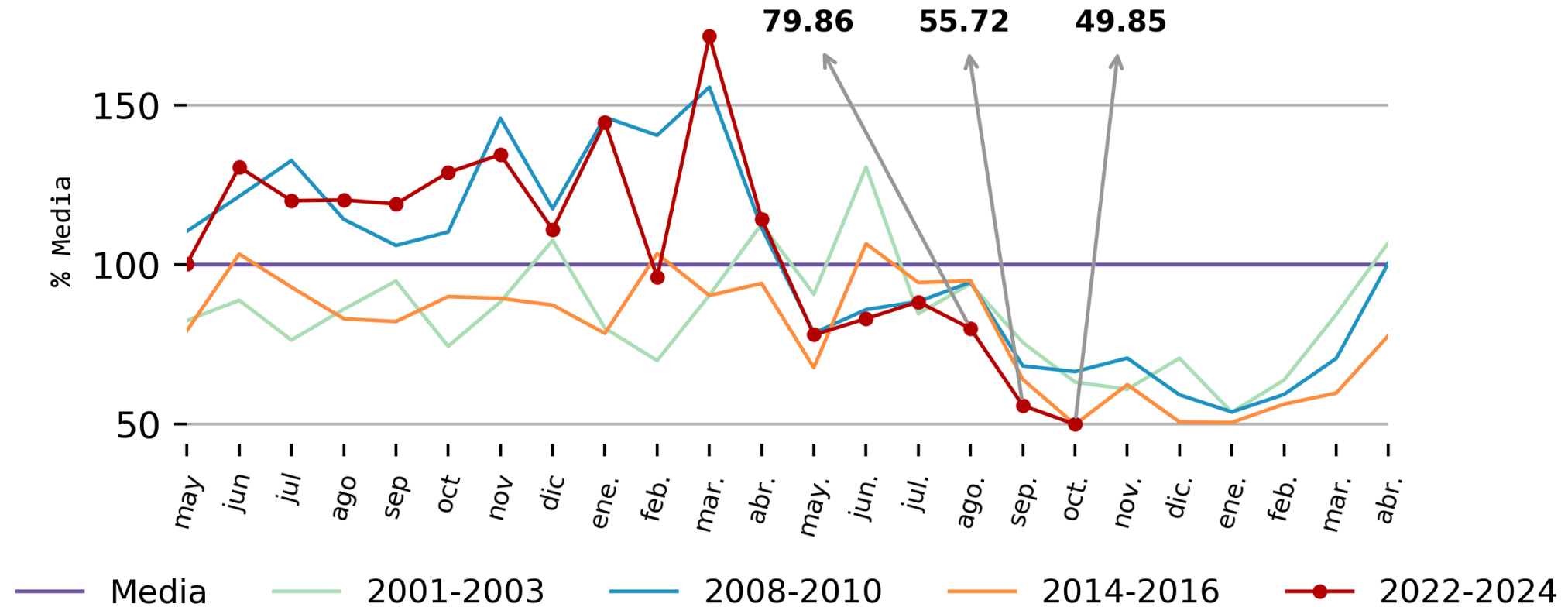
Aportes históricos (desde 1982) vs Aportes reales (2023-2024)



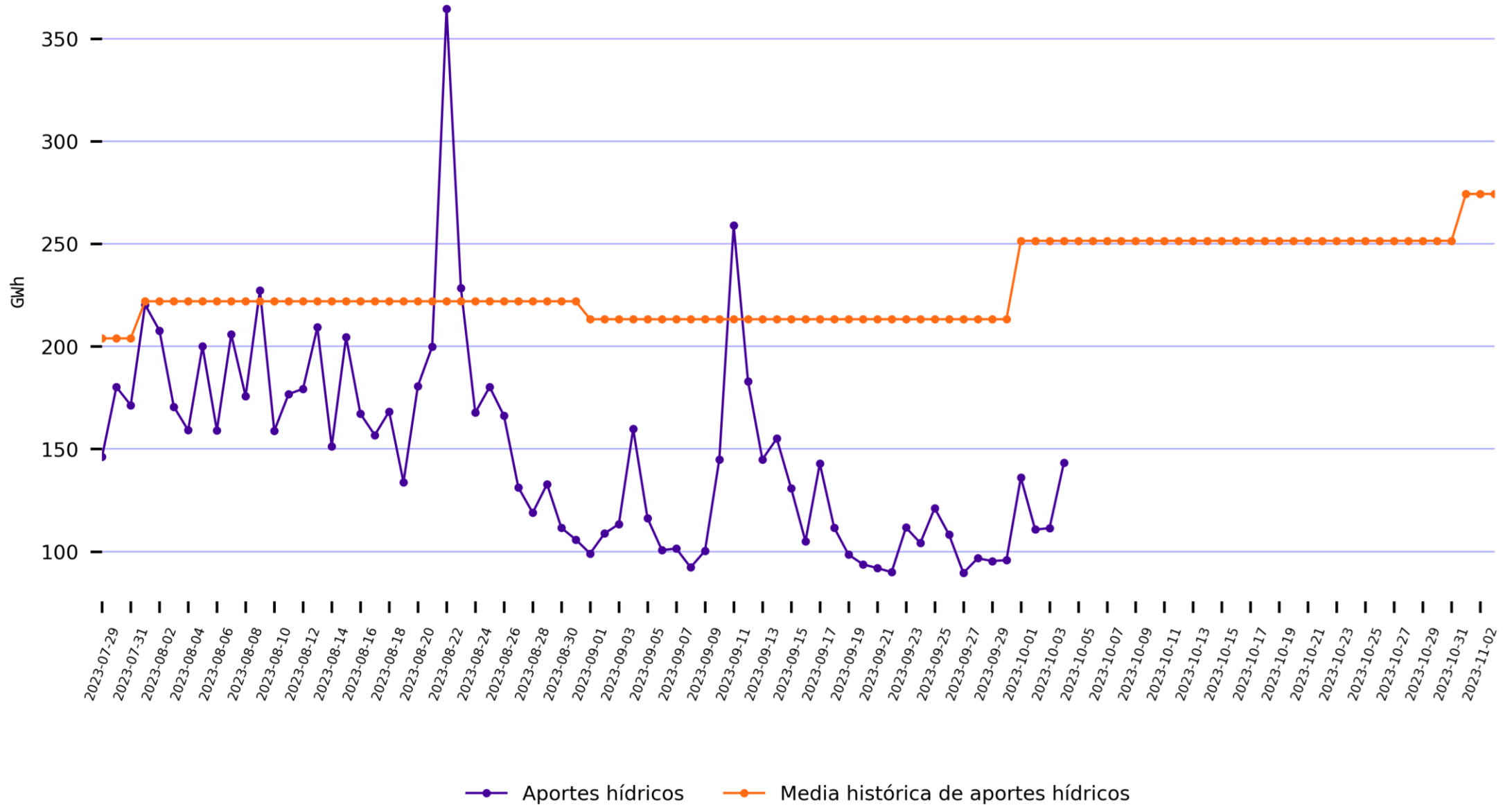
Información hasta el 2023-10-04

Información actualizada el 2023-10-05

Aportes hídricos

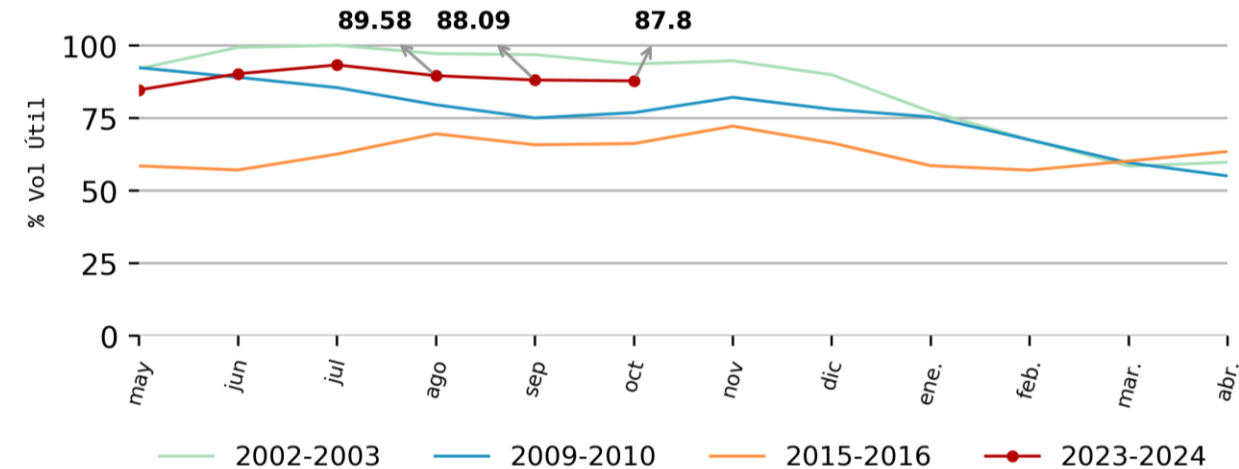


Aportes hídricos diarios

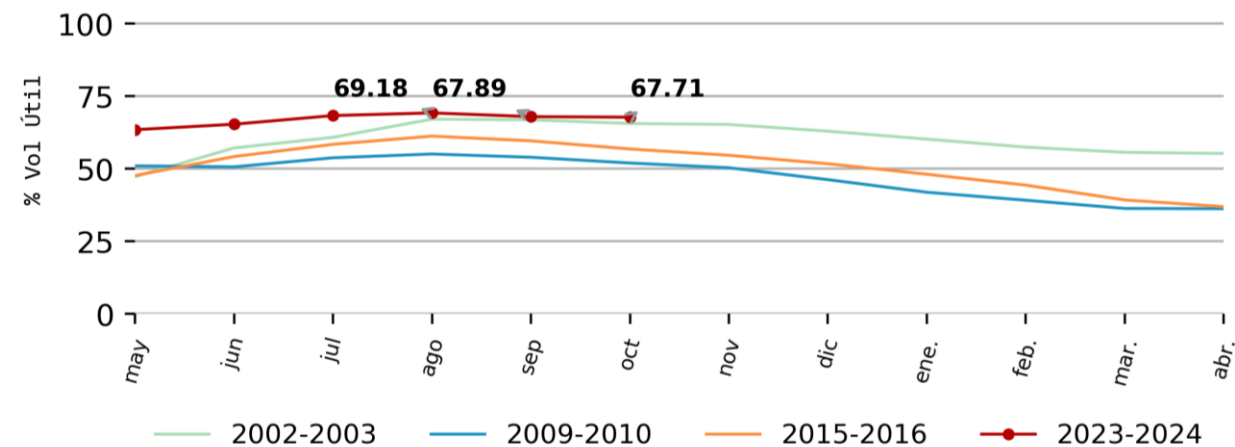


Evolución de principales embalses

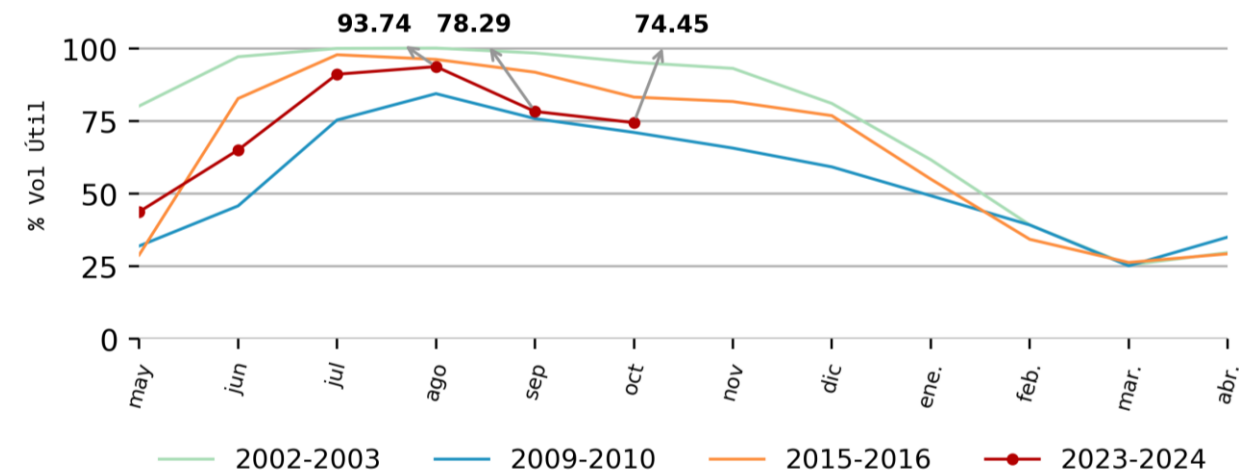
PENOL



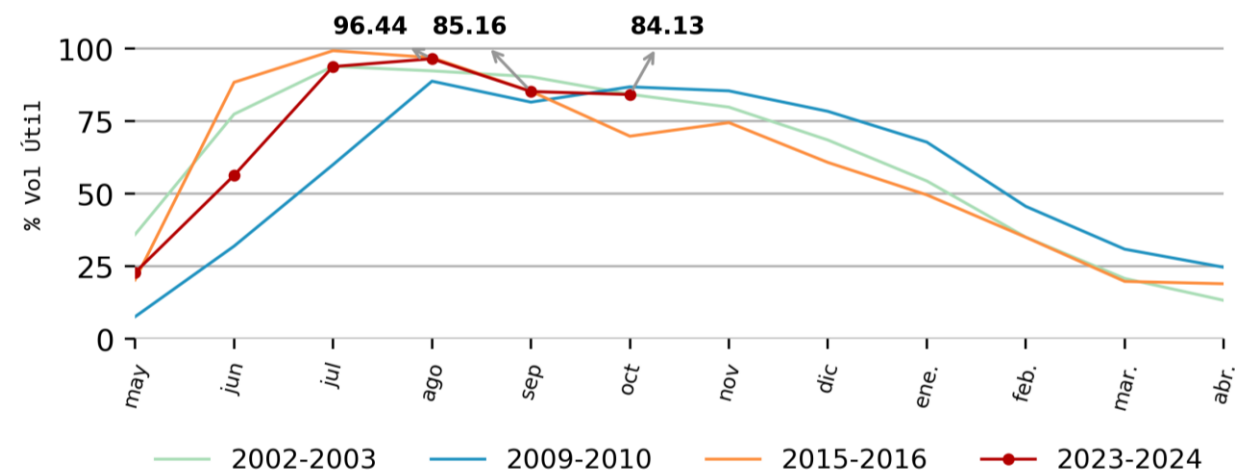
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



ESMERALDA

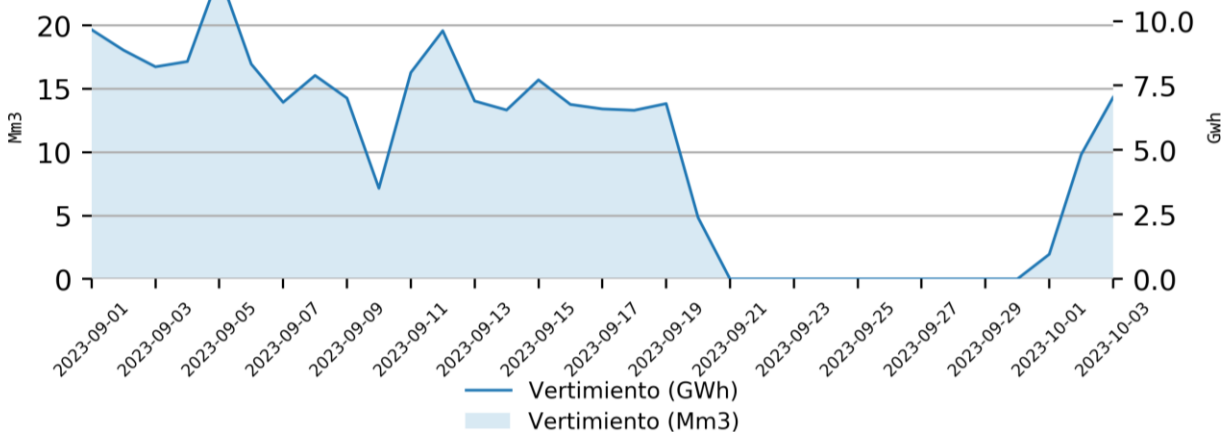


Información hasta el 2023-10-04

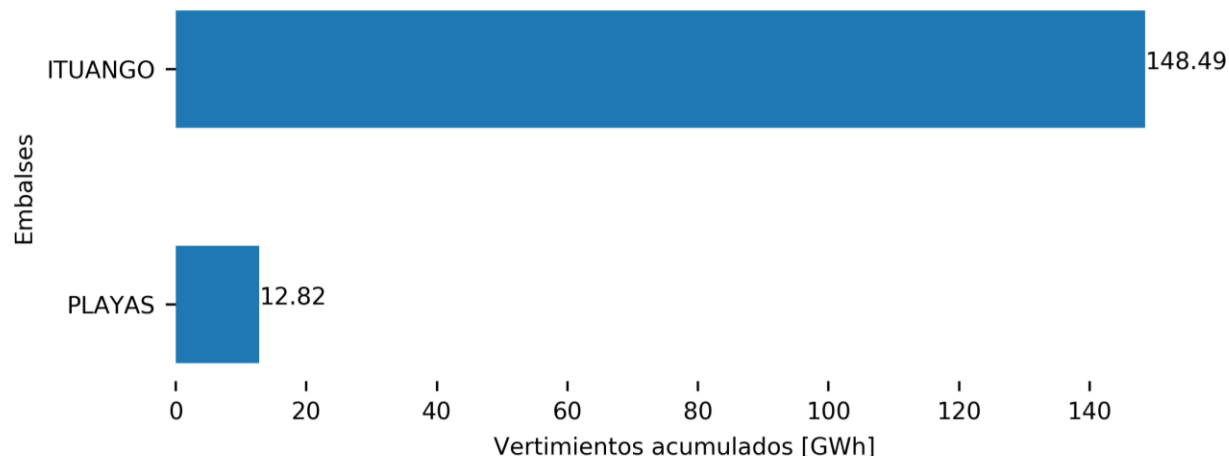
Información actualizada el 2023-10-05

Vertimientos del SIN

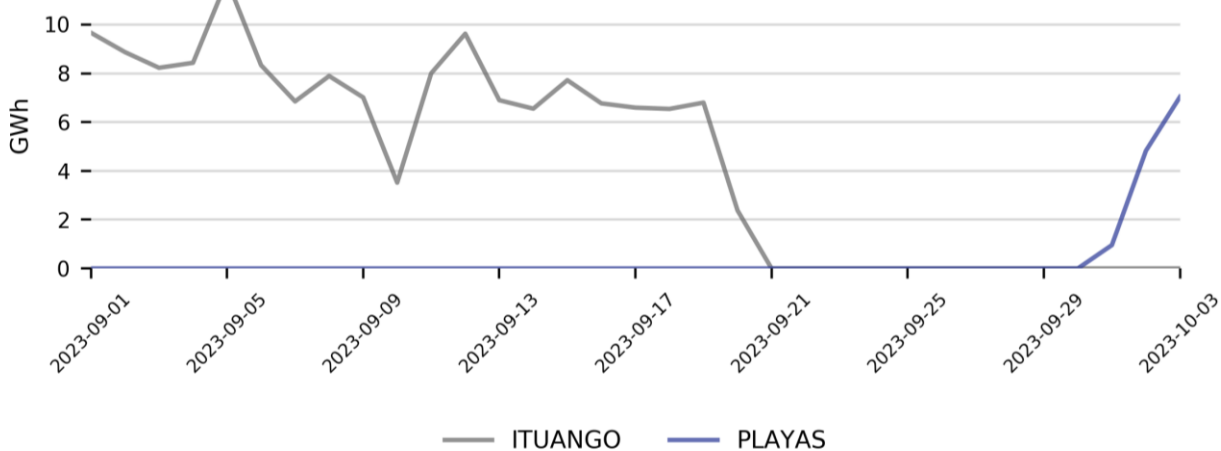
Vertimientos



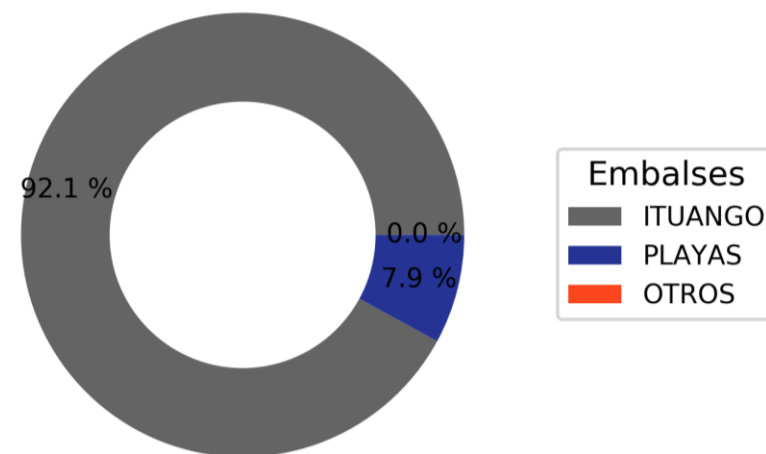
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



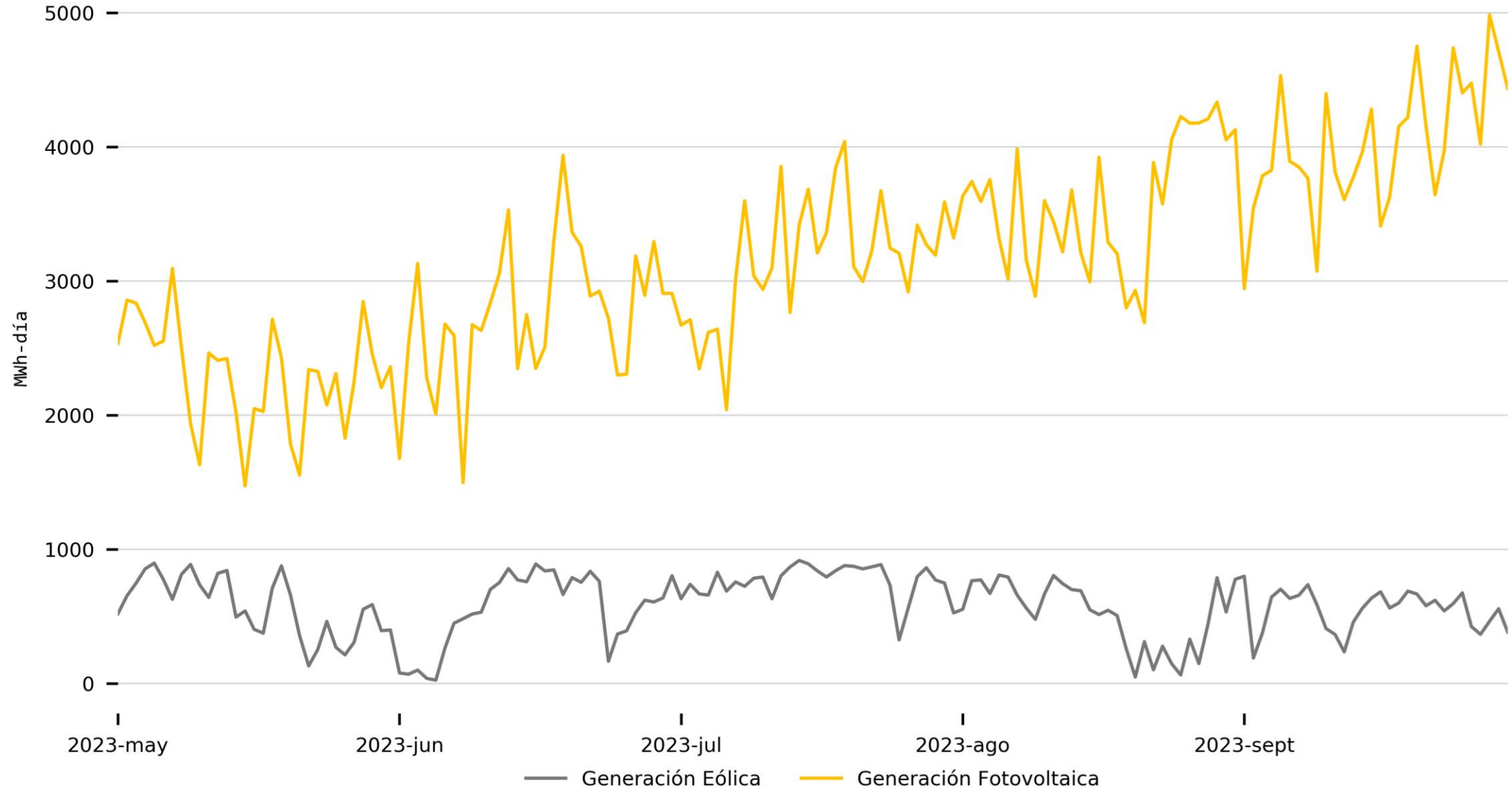
Participación vertimientos por embalse



Información hasta el 2023-10-03
Información actualizada el 2023-10-04

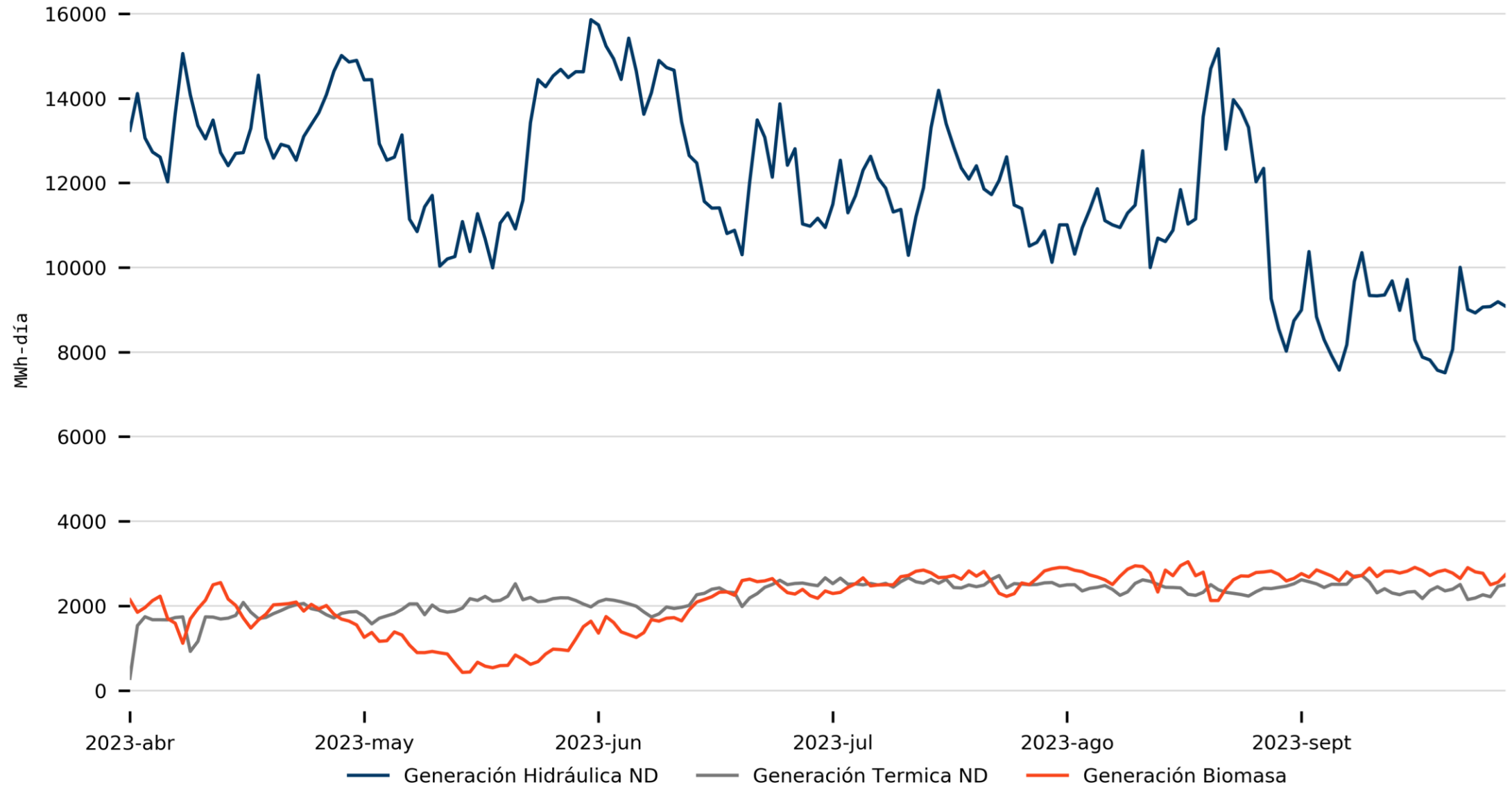
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-09-01 hasta 2023-10-03.
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación FERNC

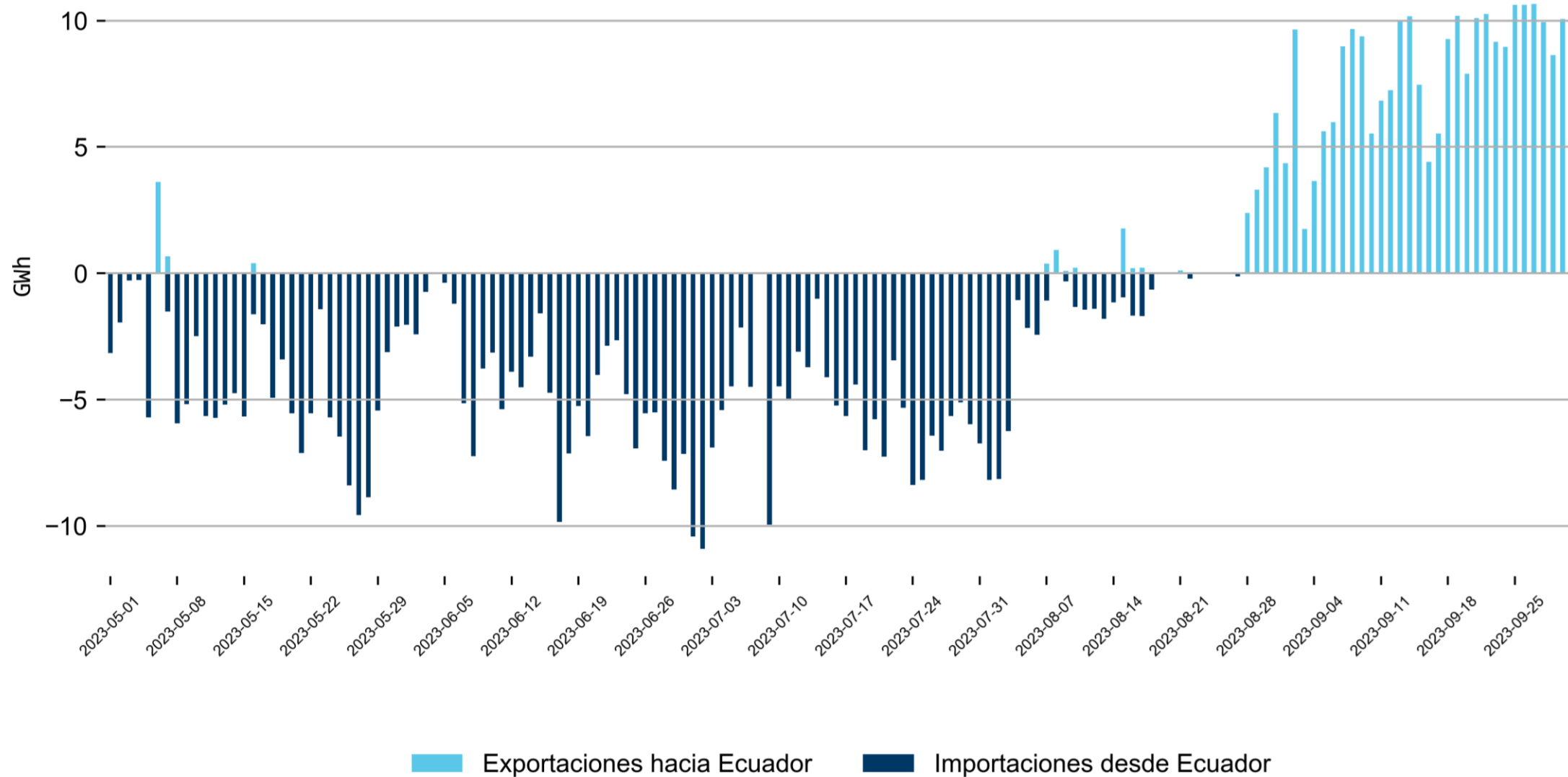


Contiene la generación de los recursos solares y eólicos que se encuentran en operación comercial y pruebas iniciales.

Generación plantas menores



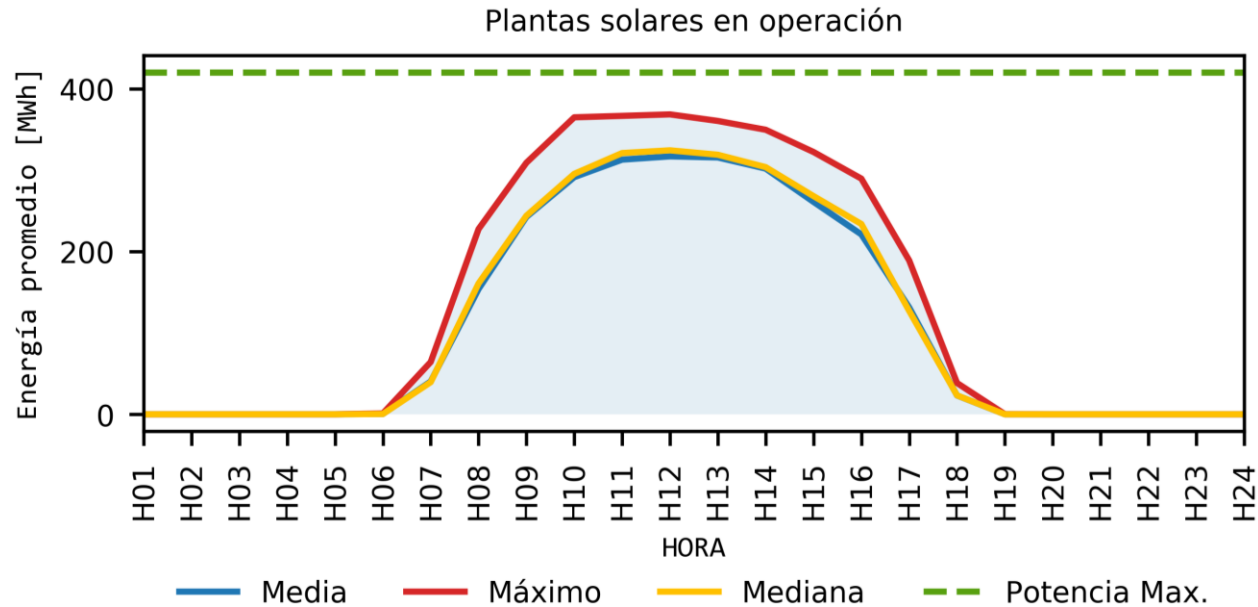
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2023-10-01
Información actualizada el 2023-10-04

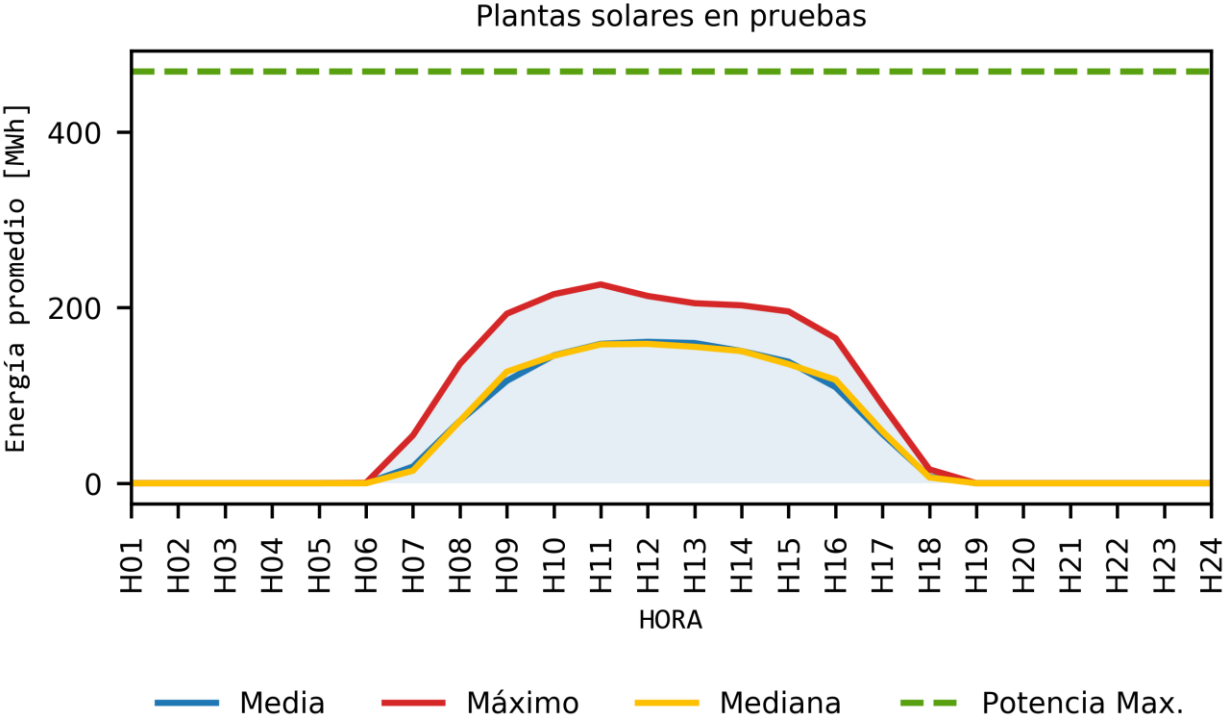
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2023 hasta el 30 de septiembre 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	151.18	31.70%
CELSIA SOLAR DULIMA	19.9	147.93	31.00%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	141.22	29.60%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	19.9	138.85	29.10%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	136.35	28.50%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	134.82	28.20%
SINCE	18.5	132.22	29.80%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	130.49	27.30%
LA TOLUA	19.9	129.55	27.10%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	126.65	29.50%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	19.9	125.8	26.30%
LA SIERPE	19.9	124.47	26.10%
HELIOS I	16	84.79	22.10%
CERRITOS	9.9	77.44	32.60%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	71.46	32.70%
PETALO DEL MAGDALENA	9.9	71.1	29.90%
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	70.14	32.10%
LOS CABALLEROS	9.9	66.07	27.80%
LA MEDINA	9.9	65.98	27.80%
TIERRA LINDA	9.9	63.07	26.50%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	59.19	27.10%
MONTELIBANO	9.9	58.29	24.50%
LOS GIRASOLES	9.5	55.35	24.30%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	53.79	22.60%
GY SOLAR AURORA	9.9	47.27	19.90%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	42.65	22.00%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	40.34	17.00%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	23.68	19.50%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	14.95	6.30%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	14.73	6.20%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	12.96	5.50%
Total	420.02	2612.79	

Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

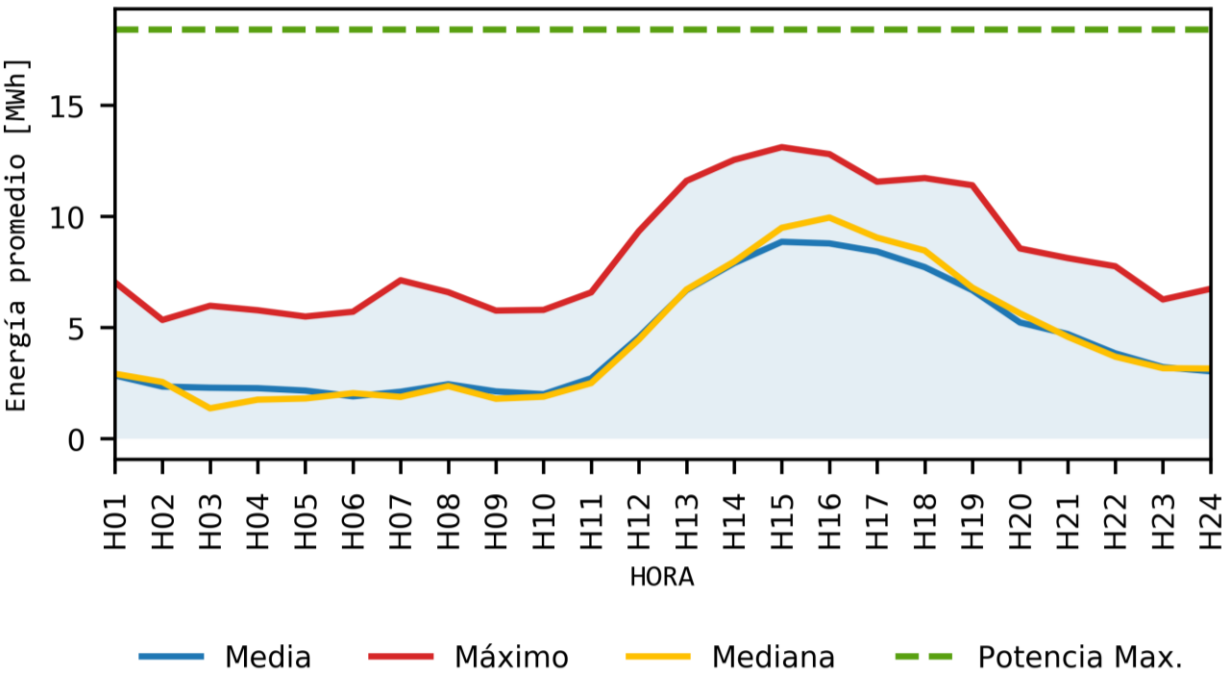


Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
LATAM SOLAR LA LOMA	150	588.48
EL PASO	67	420.33
FUNDACION	100	266.13
CARACOLI I	50	22.15
PORTON DEL SOL	102	0
Total	469	1297.09

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2023 hasta el 30 de septiembre 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	104.86	23.7%
Total	18.42	104.86	

En comunicación de 2020 y en cumplimiento de la Resolución CREG 136 de 2020, EPM informó a la CREG que la planta se desconectaría del SIN el **09/10/2023**.

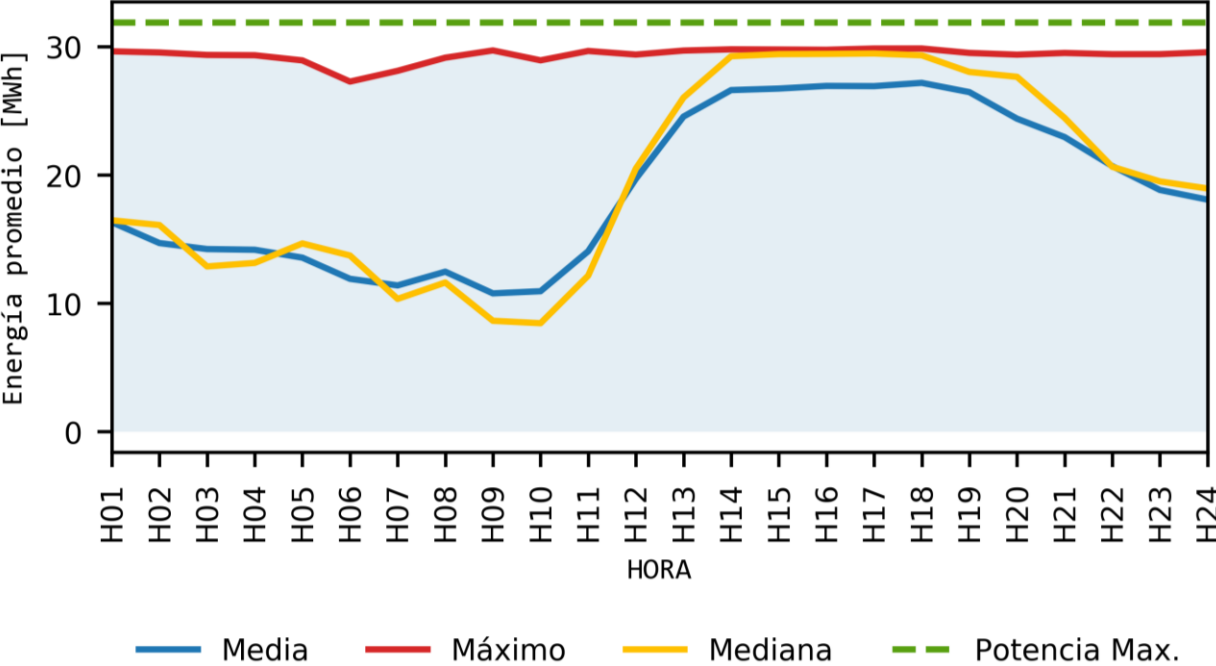
EPM había realizado la solicitud de cancelación de la frontera de la planta a partir del 5/10/2023, sin embargo, el 29/09/2023 desistió de la cancelación.

De acuerdo con lo definido en la reglamentación vigente entendemos que a partir del 9/10/2023 la planta se desconectaría del SIN.

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

Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas

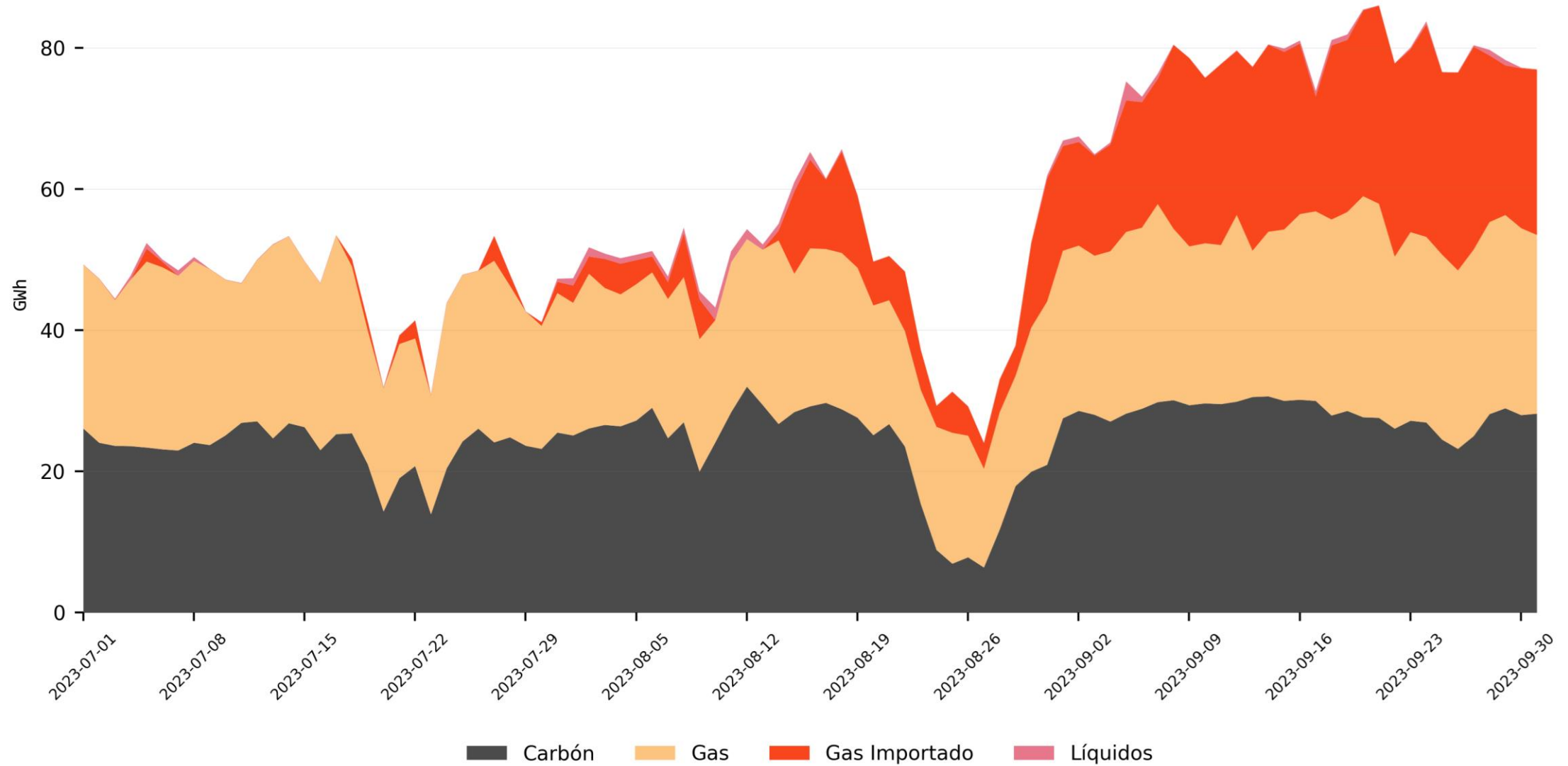
Plantas eólicas en pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	264.82
PARQUE EOLICO WESP01	12	189.67
Total	31.9	454.49

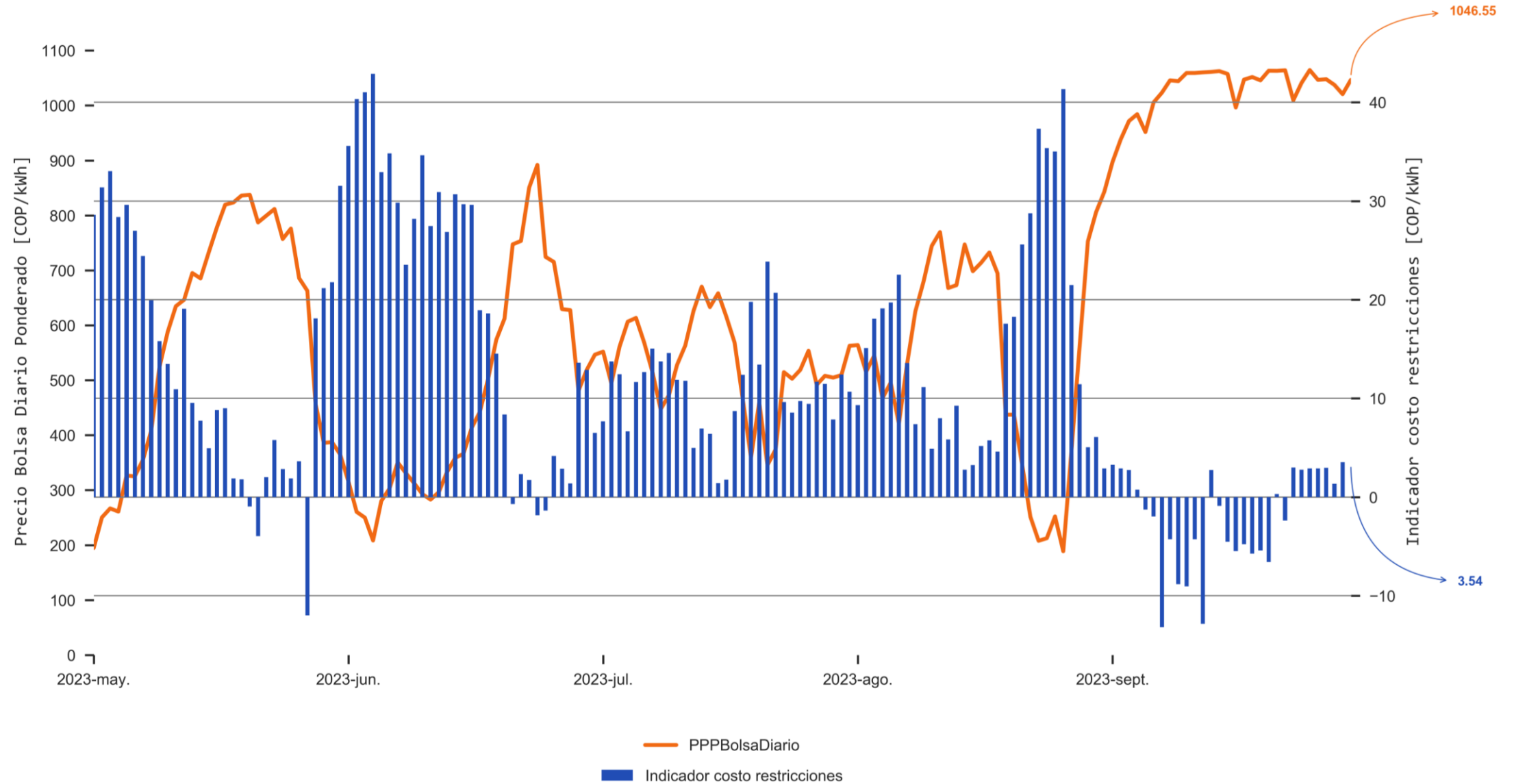
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2023 hasta el 30 de septiembre de 2023.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



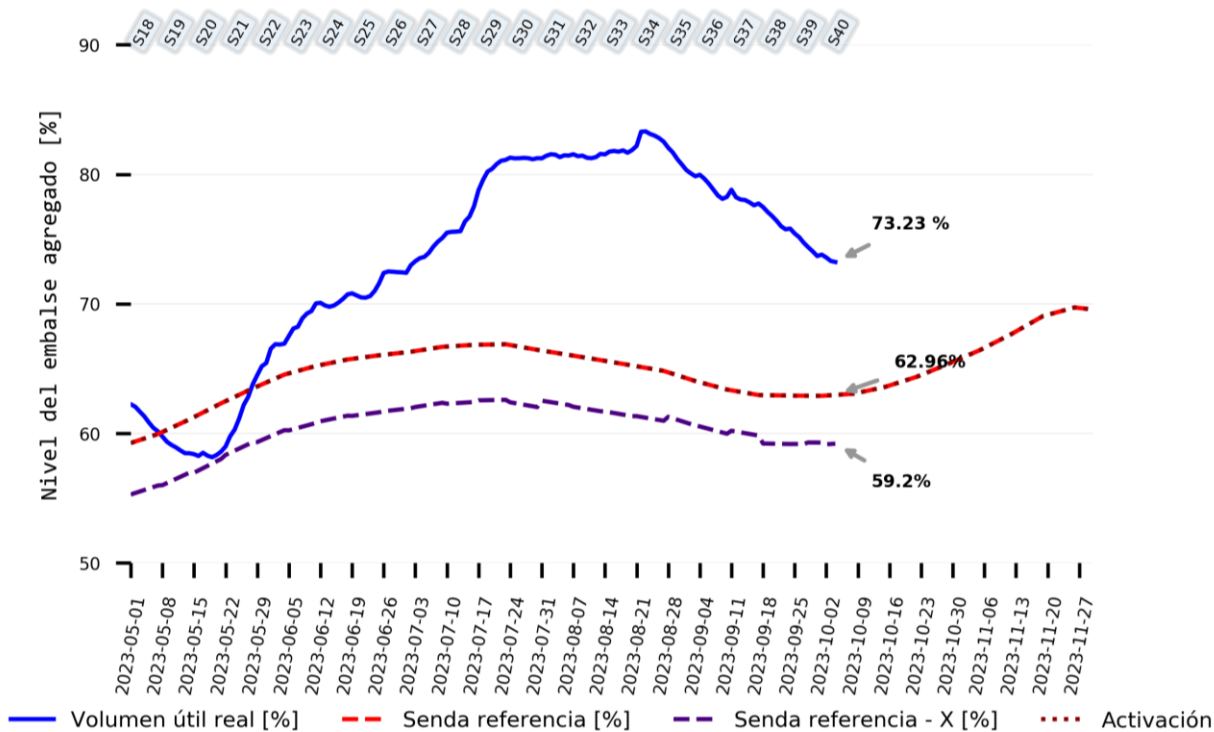
Información hasta el 2023-10-01
Información actualizada el 2023-10-04

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



Información hasta el 2023-10-01
Información actualizada el 2023-10-04

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Semana	Volumen útil real [%]	Senda referencia [%]	Senda referencia - X [%]
S33	81.53	65.59	61.68
S34	82.19	65.17	61.32
S35	82.05	64.7	61.27
S36	79.96	63.94	60.53
S37	78.8	63.32	60.19
S38	77.47	62.94	59.21
S39	75.43	62.9	59.17
S40	73.57	62.91	59.15

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

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN

REFERENCIA CREG

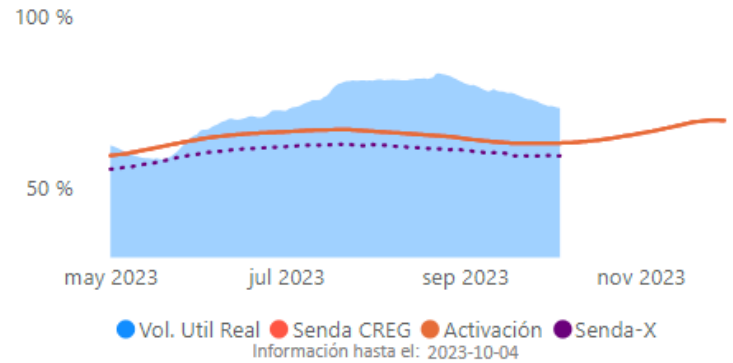
Rango de fechas

01/05/2023

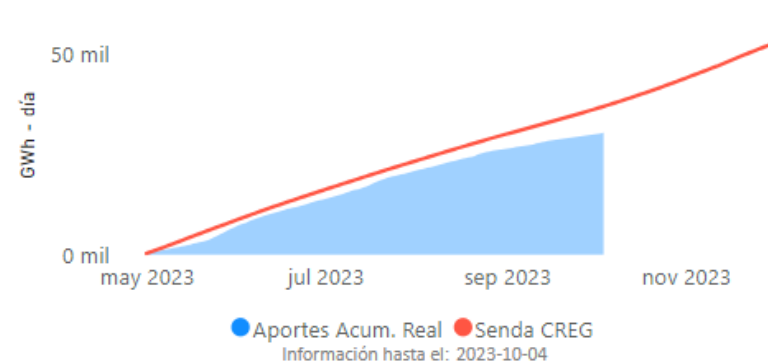
30/11/2023

	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Import.
[%]	10,27 %	-17,81 %	1,72 %	-20,07 %	222,46 %	26,18 %	
[GWh]	1.390,18	-6.595,00	586,07	-5.860,72	5.585,11	641,32	191,59

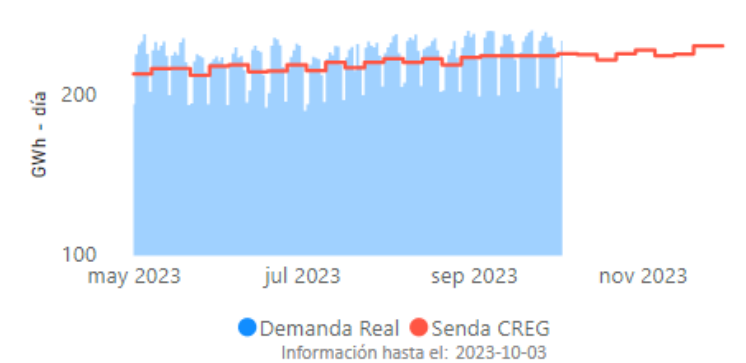
Embalse Agregado



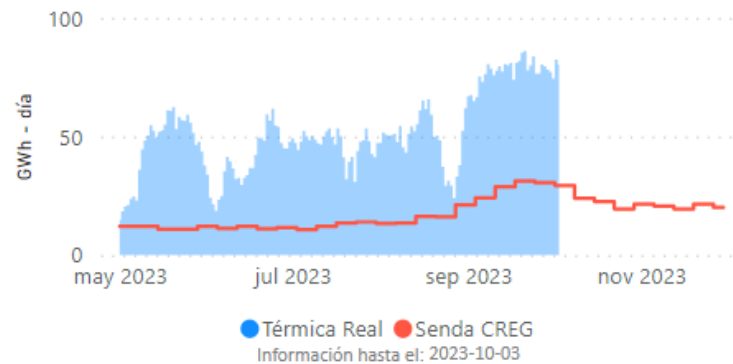
Aportes Acumulados



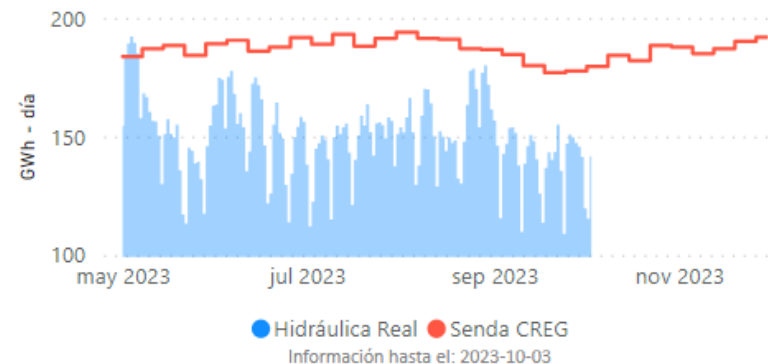
Demanda



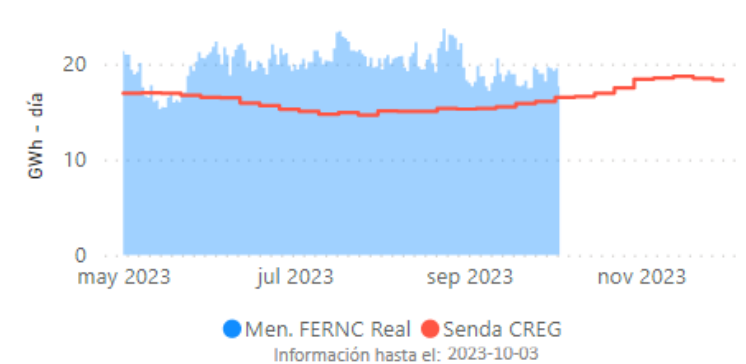
Térmica



Hidráulica

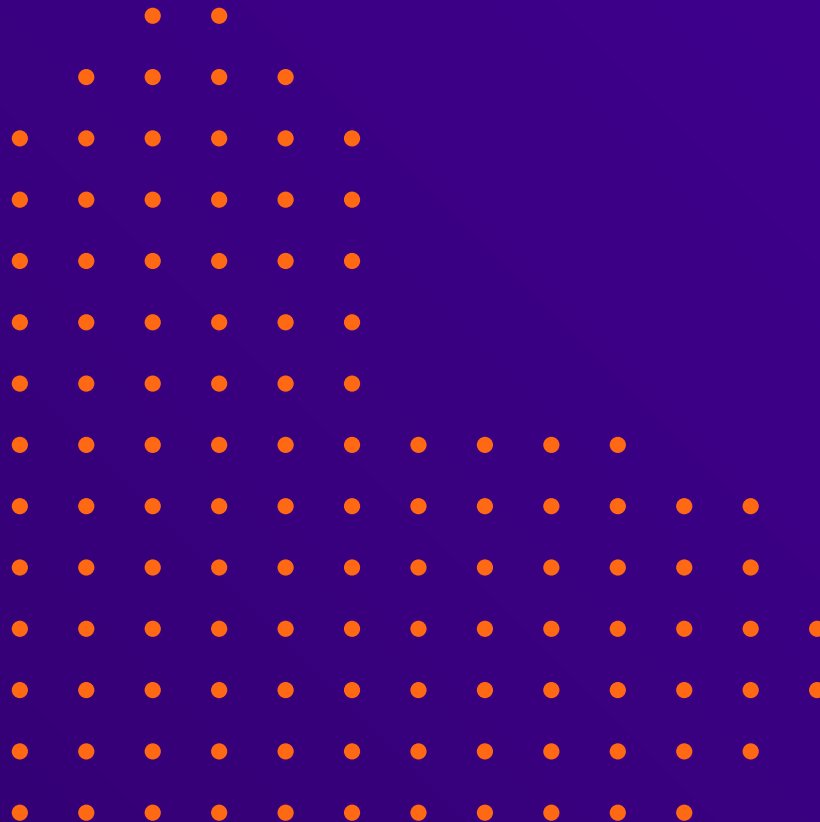


Menores y FERN



Información hasta el 2023-10-04

Información actualizada el 2023-10-05



2. Expectativas Energéticas

Información de supuestos

Análisis energético de mediano plazo y sensibilidades



Sumamos energía,
sumamos pasión

Información de supuestos

Restricciones actuales en la operación de los embalses

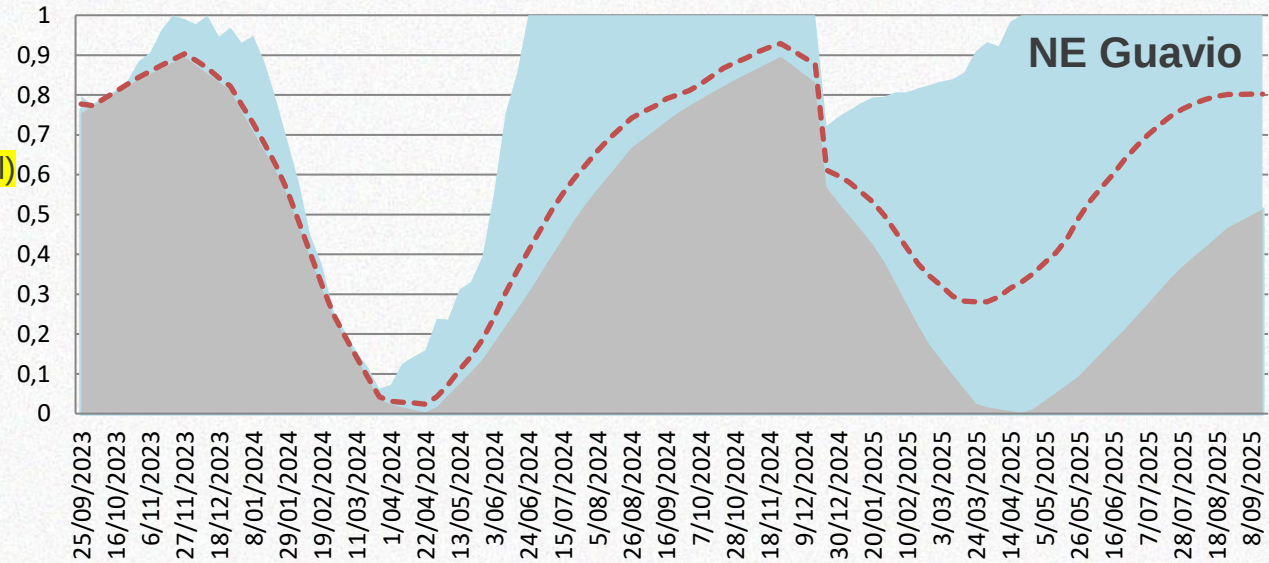


Acuerdo CNO 1745:
Aumento del Volumen Mínimo Técnico (reducción del Volumen Útil)
hasta el 31/12/2024

Volumen Max* = 17.83% entre 1/01/2026 al 30/04/2026
(mantenimiento boctama)

*Información reportada por ENEL 11 de abril de 2023

MP semana 39/2023



La reducción del volumen útil fue de 621.05 GWh (3.4 % del volumen útil agregado nacional de la fecha de cambio)

Los niveles NEP, NPV y CAR se aplican sobre el nuevo valor de referencia Volumen Útil



ENEL dio respuesta a solicitud de revisión de actualizar NEP y NPV a lo que respondió que ya inicio el trámite de actualización temporal de parámetros, al no tener variación mayor al 10% de la ENFICC entiende que se mantiene igual NEP y NPV (Res CREG 036 de 2010).

Restricciones actuales en la operación de los embalses

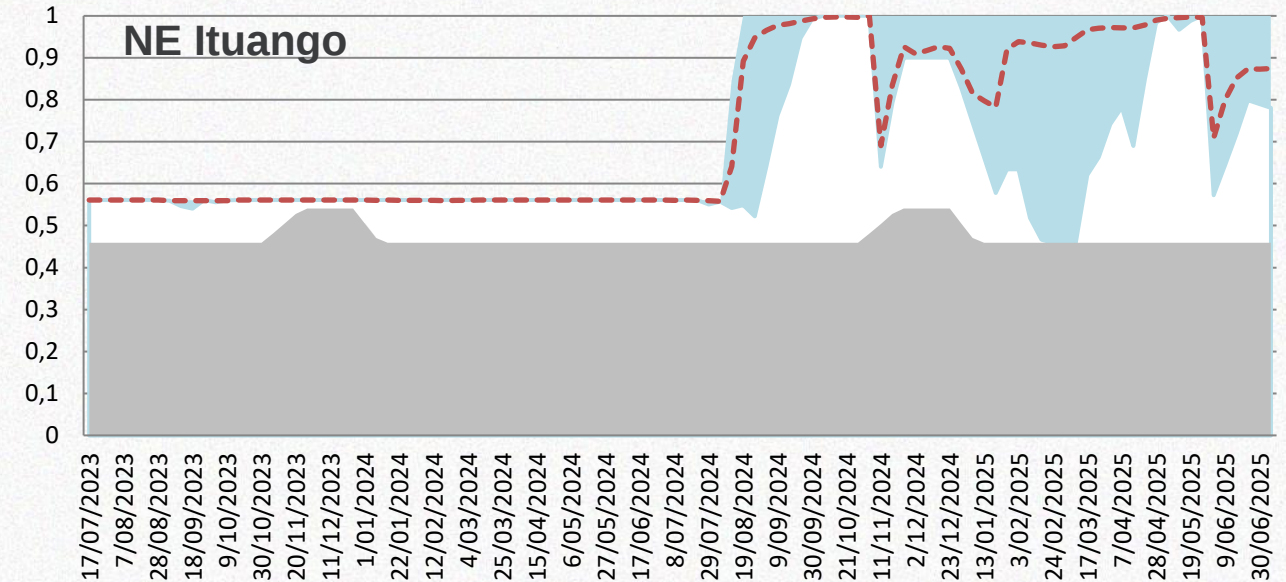


Volumen Max = 56.2% hasta el 13/08/2024
(riesgo destaponamiento túnel de desviación)
Volumen Min = 45.9% hasta el 6/02/2026
(habilitación de la descarga intermedia de la presa)

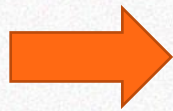
Información reportada por EPM 13 de julio de 2023

EPM solicitó concepto CND para modificación del parámetro
Volumen Mínimo Técnico, de acuerdo a la restricción operativa
mencionada previamente

MP semana 29/2023

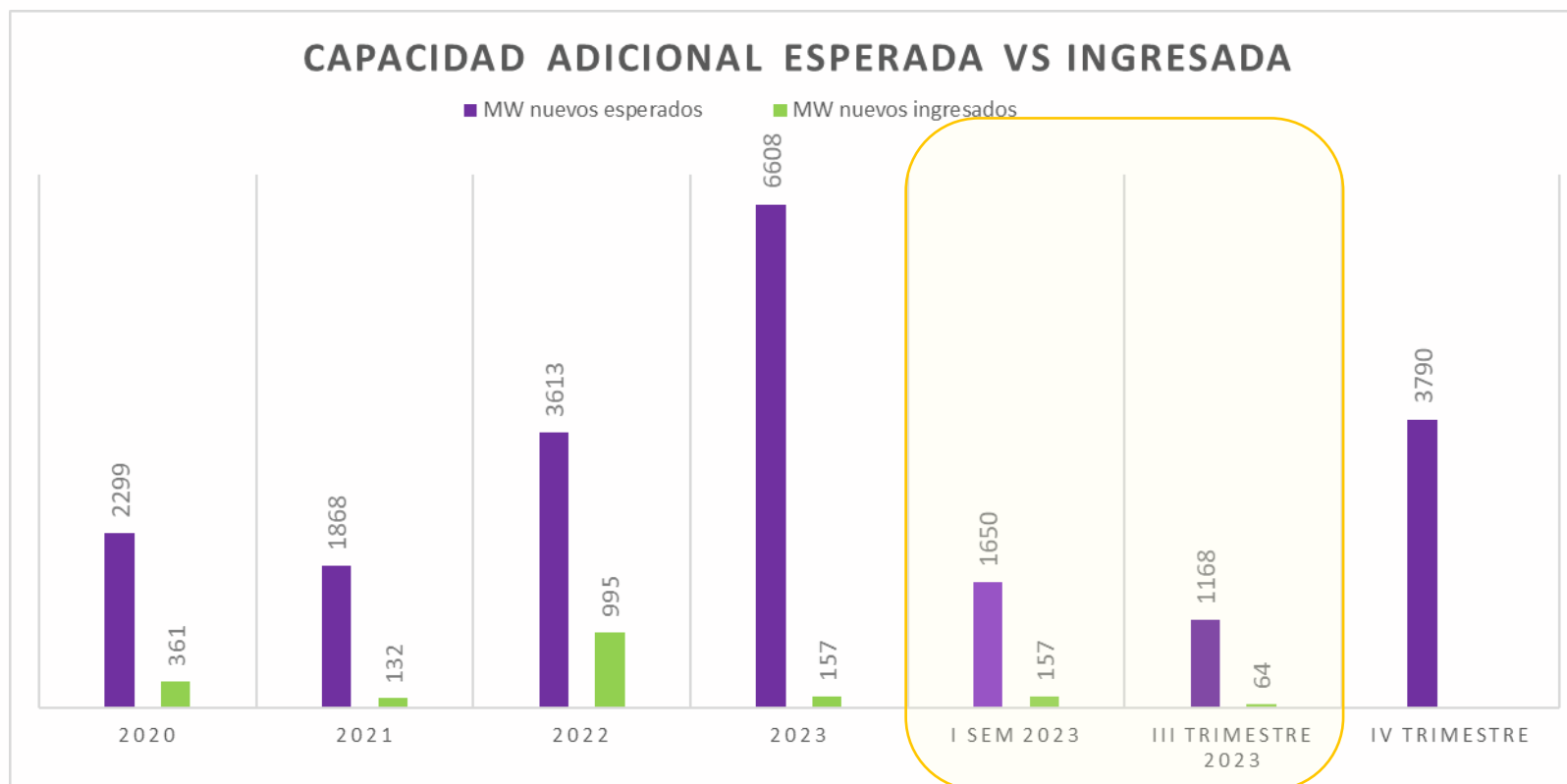


La reducción del volumen útil representaría de 217.66 GWh (1.24 % del volumen útil agregado nacional actual)



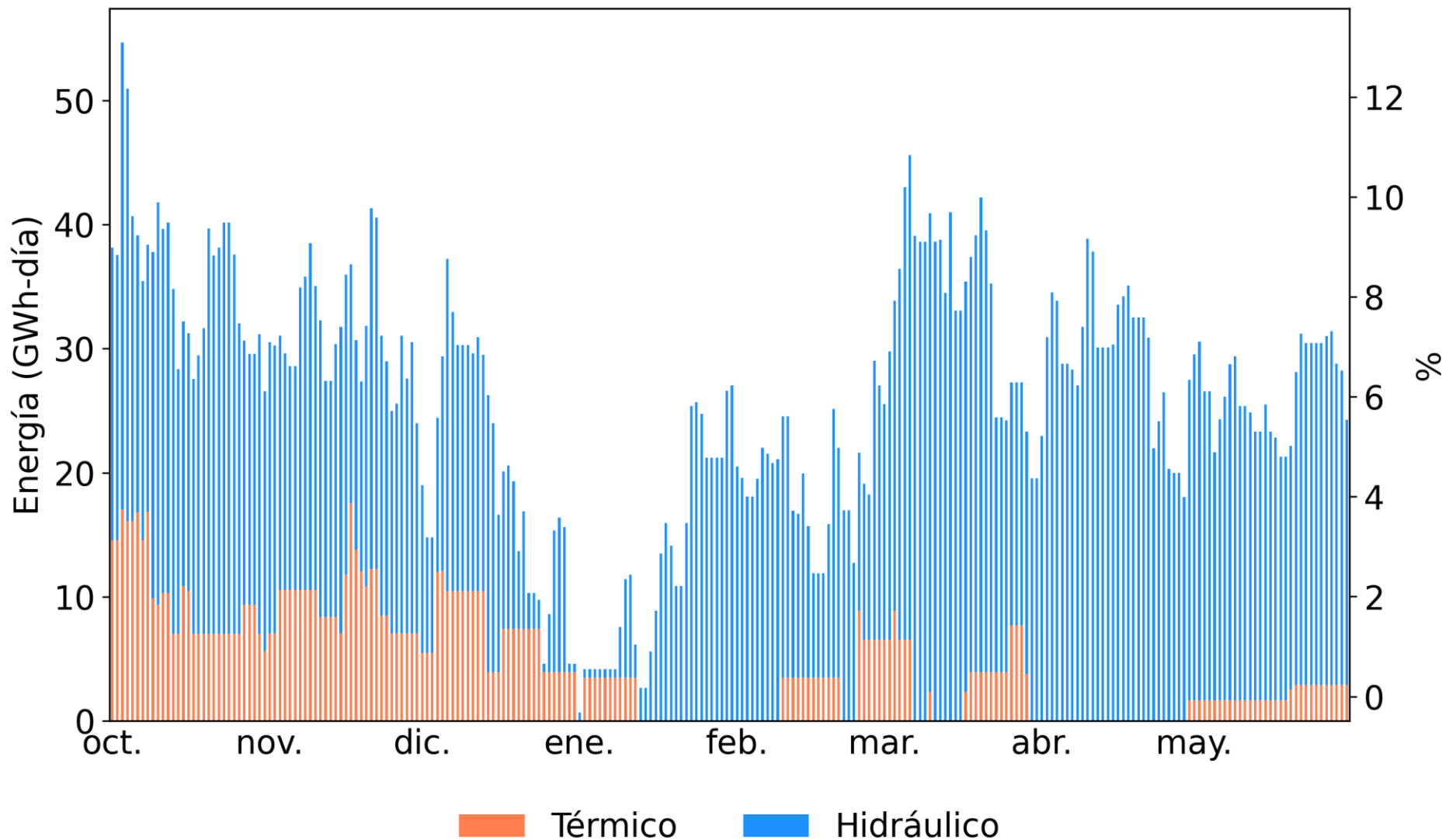
EPM dio respuesta a solicitud de revisión de actualizar NEP y NPV a lo que respondió que la operación filo de agua de la central permite el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme, por lo tanto consideran que las Obligaciones de EPM para preservar la confiabilidad del SIN no presentan novedad.

Capacidad adicional esperada vs Ingresada



Con mirada del 1 de enero de 2023 se esperaba que ingresaran al SIN 6608 MW de nuevos proyectos. En el primer semestre se esperaba estuvieran en operación comercial 1650 MW, sin embargo, solo se materializó la entrada del 10%. En el tercer trimestre entraron en operación 64 MW, de 1168 MW que se esperaban. A la fecha las modificaciones de FPO y desistimientos, se espera que en el cuarto trimestre ingresen al SIN **2455*** MW, de los cuales **691** MW se encuentran en pruebas iniciales.

Mantenimientos de generación – Térmico e Hidráulico DC



Mantenimientos de generación – Térmico

Consecutivo	Elemento	Fecha inicio	Fecha fin	Estado	Energía Indisponible [GWh]*	Compañía
C0222862	GECELCA 3	1/07/2023	31/10/2023	EnEjecucion	129.89	GECELCA S.A. E.S.P.
C2006884	GECELCA 3	1/11/2023	31/12/2023	Solicitada	240.09	GECELCA S.A. E.S.P.
C2006880	GECELCA 3	18/03/2024	28/03/2024	Solicitada	43.29	GECELCA S.A. E.S.P.
C2007832	ZIPAEMG 3	11/09/2023	31/10/2023	EnEjecucion	48.38	ENEL COLOMBIA SA ESP
C2008526	FLORES 1 GAS	27/09/2023	8/10/2023	EnEjecucion	38.40	PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.
C2005513	CARTAGENA 3*	1/10/2023	30/11/2023	Aprobada	96.62	ENEL COLOMBIA SA ESP
C0225102	ZIPAEMG 4	1/11/2023	5/12/2023	Solicitada	53.76	ENEL COLOMBIA SA ESP
C2006878	GUAJIRA 1	3/11/2023	10/11/2023	Solicitada	28.99	GECELCA S.A. E.S.P.
C2006882	GUAJIRA 1	2/01/2024	12/01/2024	Solicitada	39.86	GECELCA S.A. E.S.P.
C0222864	GECELCA 32	4/12/2023	13/12/2023	Solicitada	65.52	GECELCA S.A. E.S.P.
C2006881	GECELCA 32	25/02/2024	6/03/2024	Solicitada	72.07	GECELCA S.A. E.S.P.
C2006879	GUAJIRA 2	17/12/2023	24/12/2023	Solicitada	27.84	GECELCA S.A. E.S.P.
C2006883	GUAJIRA 2	10/02/2024	21/02/2024	Solicitada	41.76	GECELCA S.A. E.S.P.
C0224296	PAIPA 3	30/04/2024	29/06/2024	Solicitada	102.48	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.

* De acuerdo con información de ENEL a partir del 1 de diciembre del 2023 no se consideran las central Cartagena 1, 2 y 3 en el planeamiento energético.

* Energía indisponible contabilizada a partir del 29/09/2023

* Consulta realizada semana 39

Mantenimiento de recursos de generación



Se enviaron comunicados a los siguientes agentes térmicos que tiene consignaciones nacionales de gran impacto solicitándoles relacionar el estado de los trabajos que se están realizando o se realizarán bajo las consignaciones mencionadas y si existe riesgo que las mismas se extiendan en el tiempo o se requieran trabajos adicionales que impliquen indisponibilidades adicionales a las relacionadas.



Gecelca 3 indisponible hasta 31/12/2023

Se considera que los trabajos de reparación, instalación, pruebas y puesta en servicio de la unidad Gecelca3 serán finalizados dentro del tiempo de las consignaciones



Cartagena 2 indisponibilidades en diferentes periodos sept oct y nov 2023

Cartagena 3 indisponible hasta 30/11/2023

Termozipa 3 indisponible hasta 31/10/2023

Termozipa 4 indisponible desde 15/10/2023 al 18/11/2023

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



Oct 01, 73.79 %

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados,
solicitados y en
ejecución en el
horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME
para septiembre 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate +
15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 4.37 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

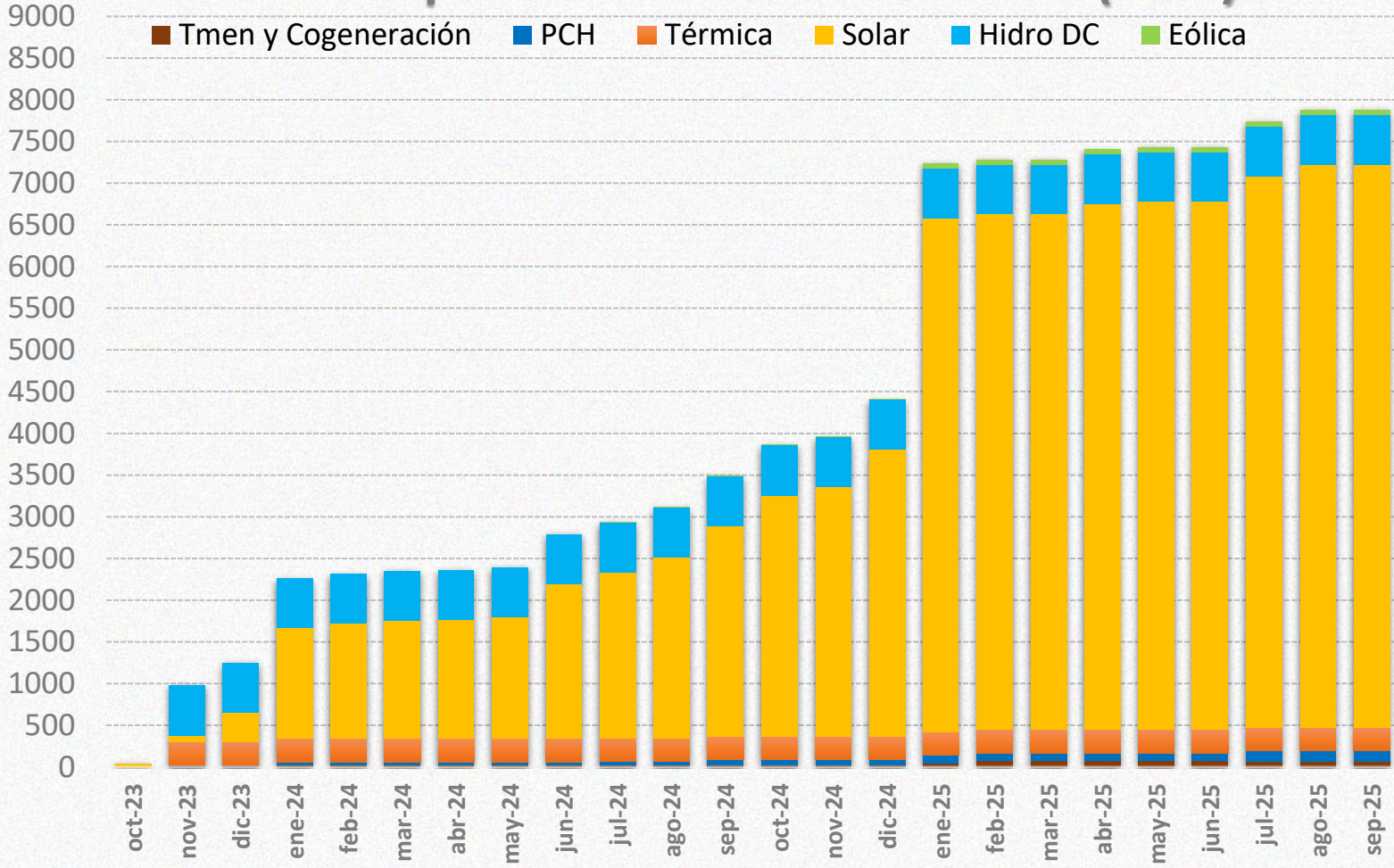
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio y 11 de abril de 2023 respectivamente.

* 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.

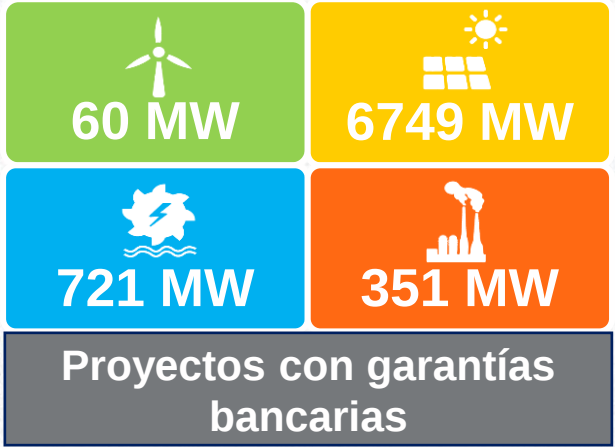
Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



Total:
7881 MW

Proyectos con garantías bancarias

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 Julio 2023)
* cálculo por el CND a resolución semanal

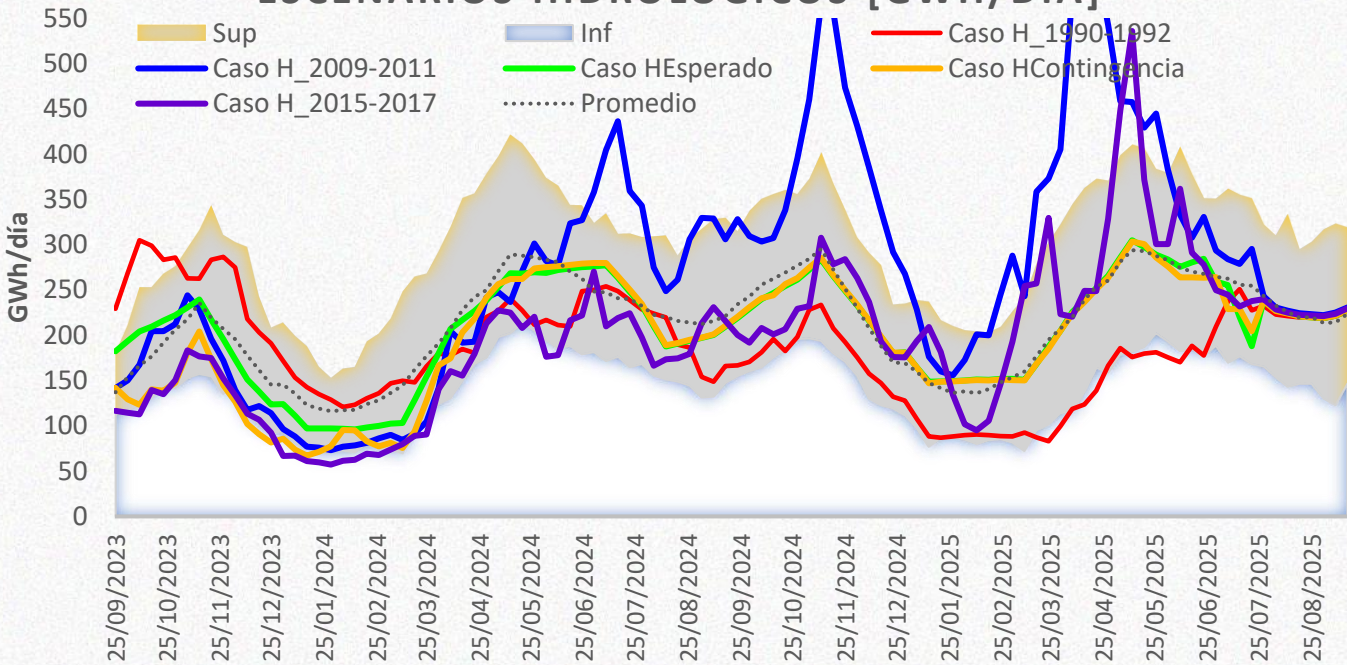
Demanda del SIN - GWh/día



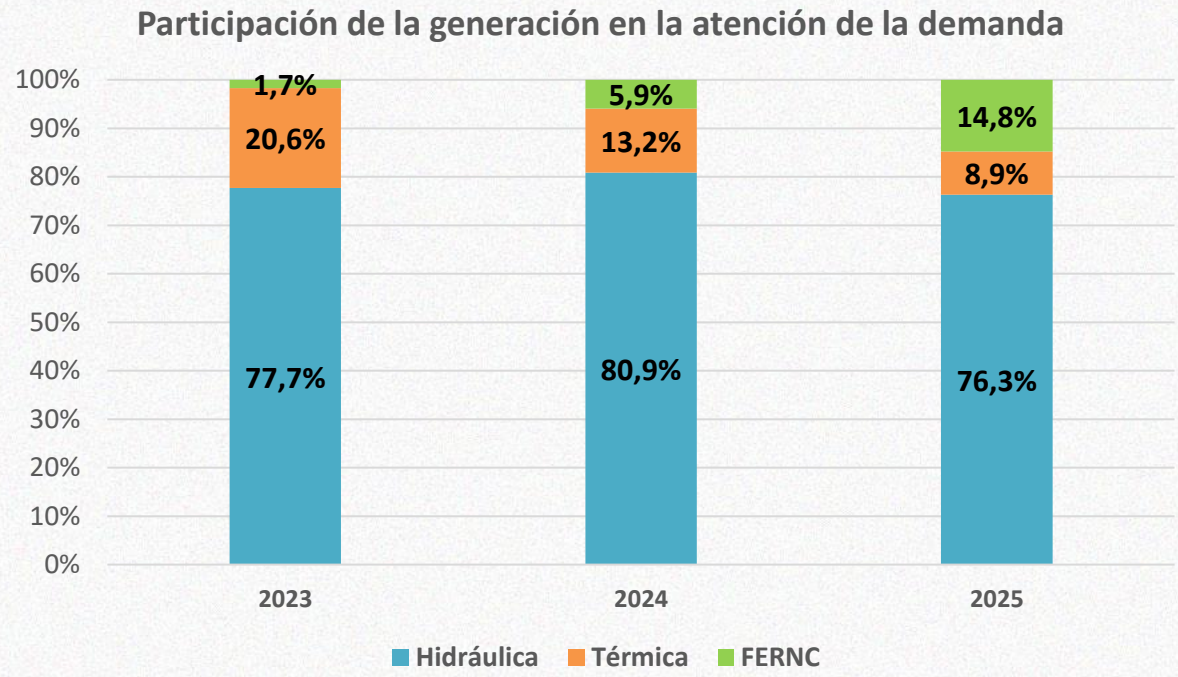
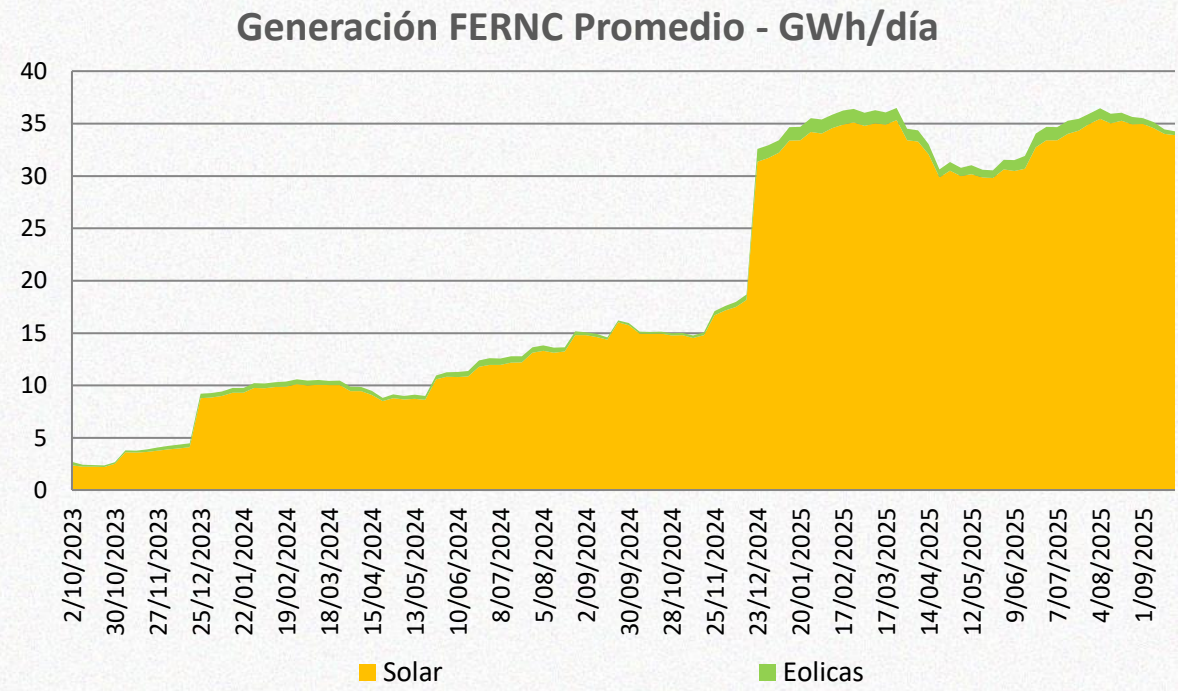
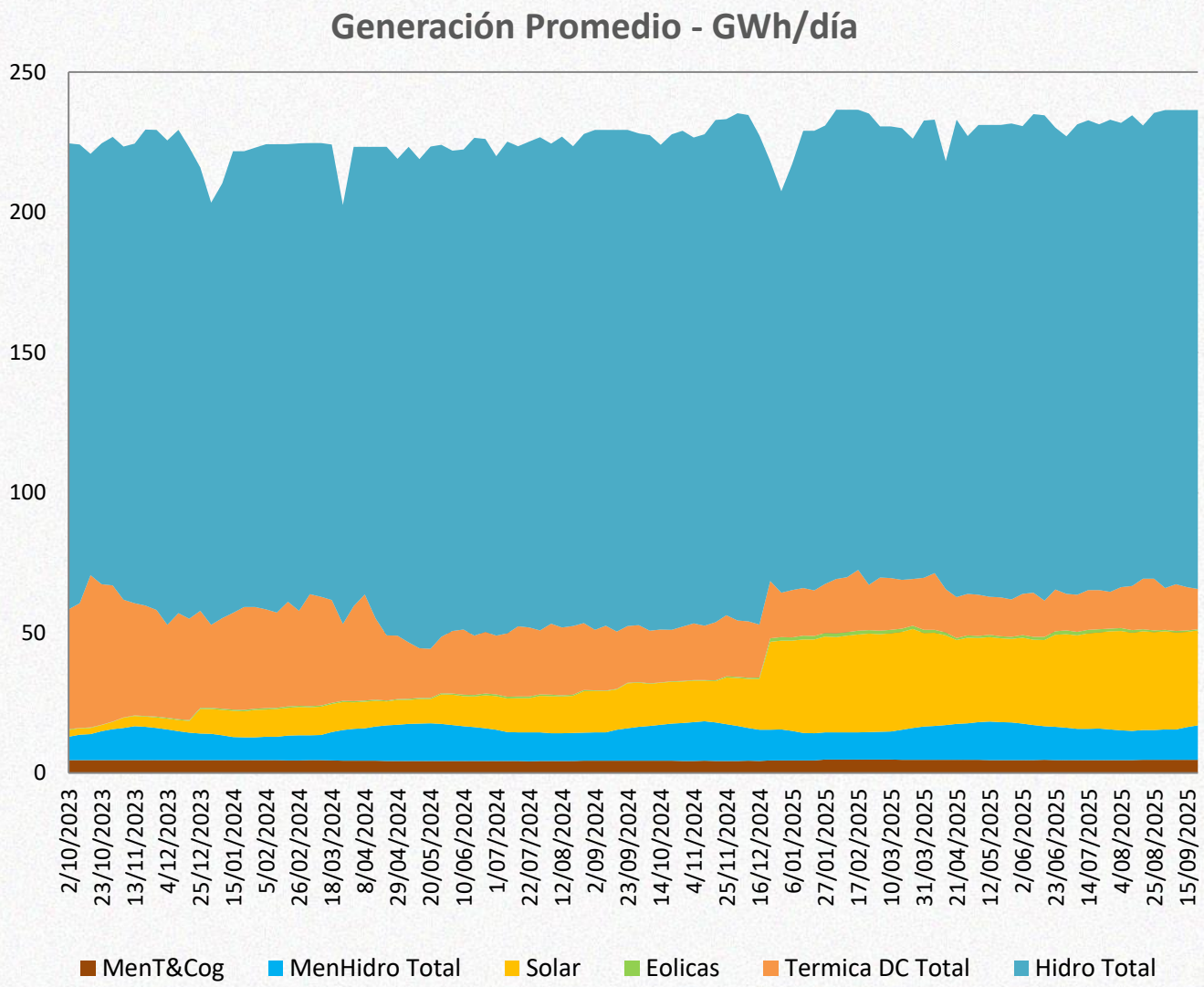
Hidrología

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

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



Resultados Estocástico

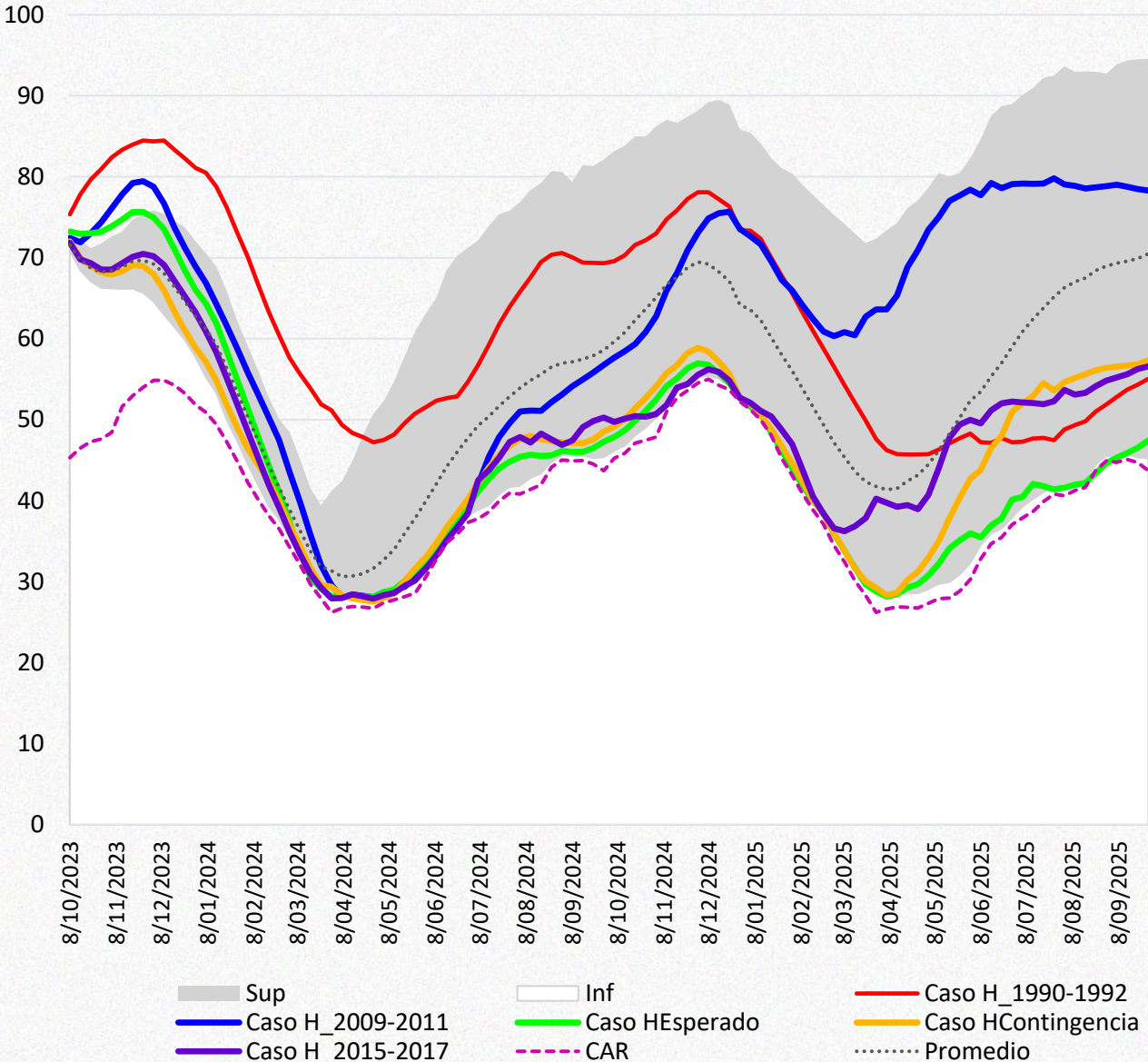


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

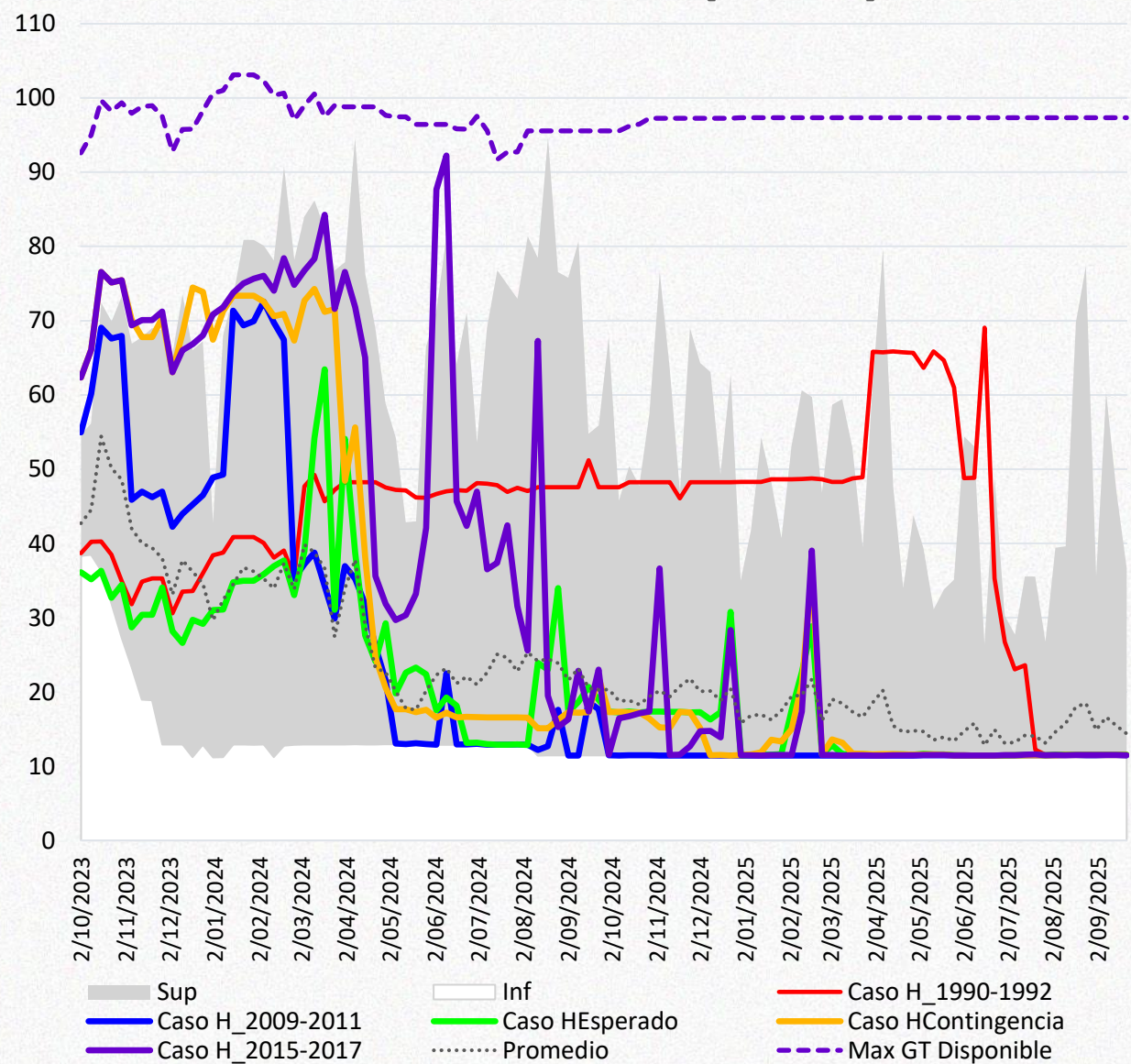
Resultados Determinísticos



Embalse Agregado SIN %



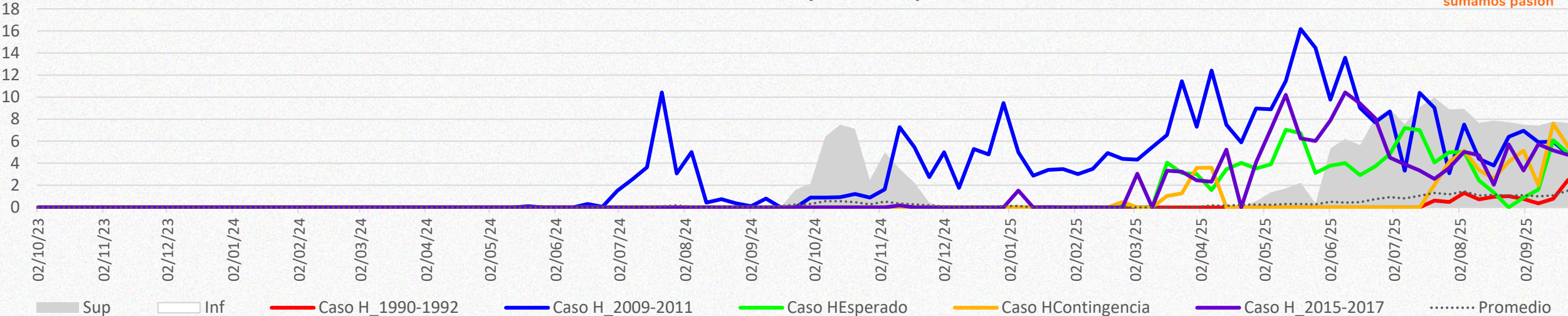
Generación Térmica [GWh/día]



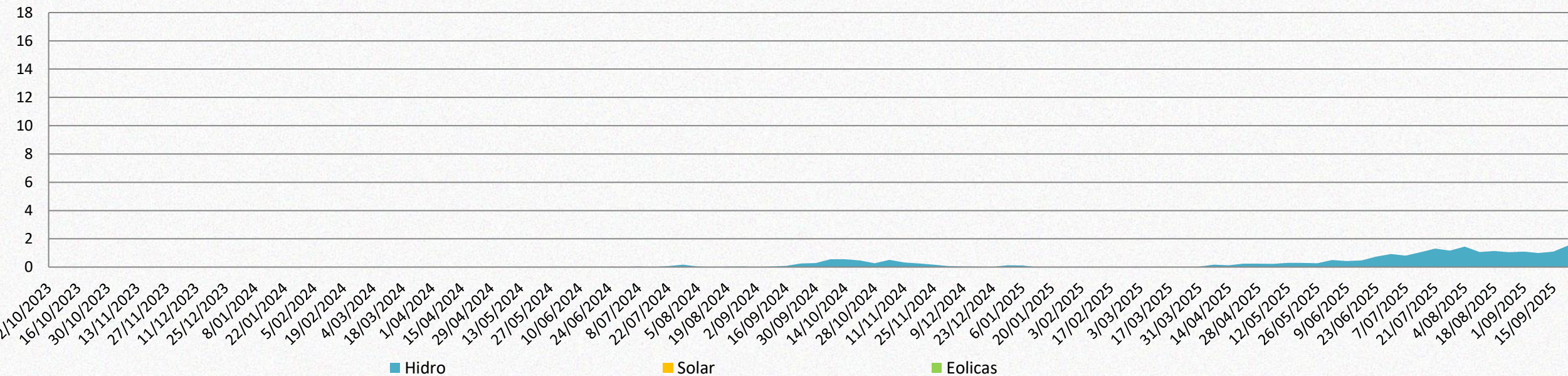
Resultados de Vertimientos



Vertimientos (GWh/día)



Vertimiento promedio por tecnología - GWh/día



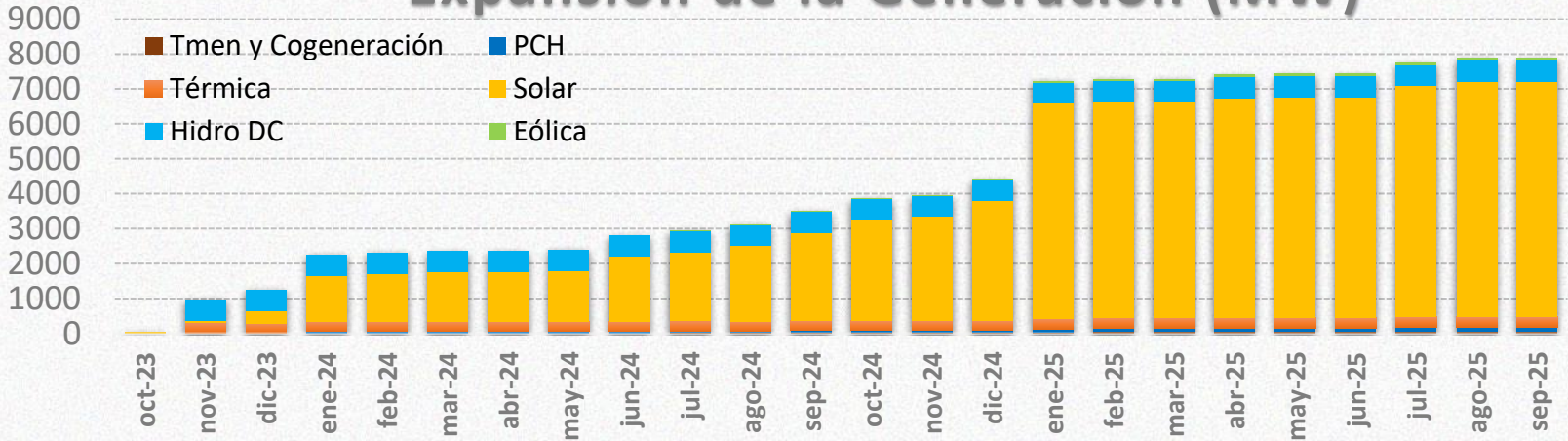
*Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

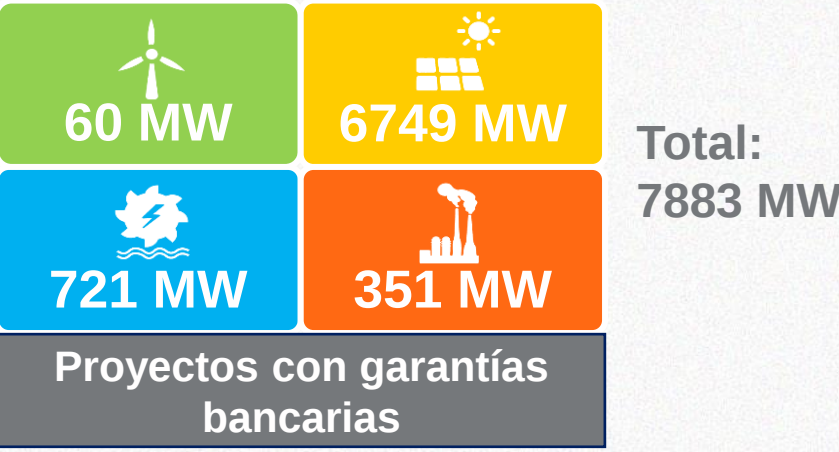
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico y series determinísticas deficitarias 1990-1992, 2009-2011, 2014-2016 y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

Datos de entrada y supuestos considerados

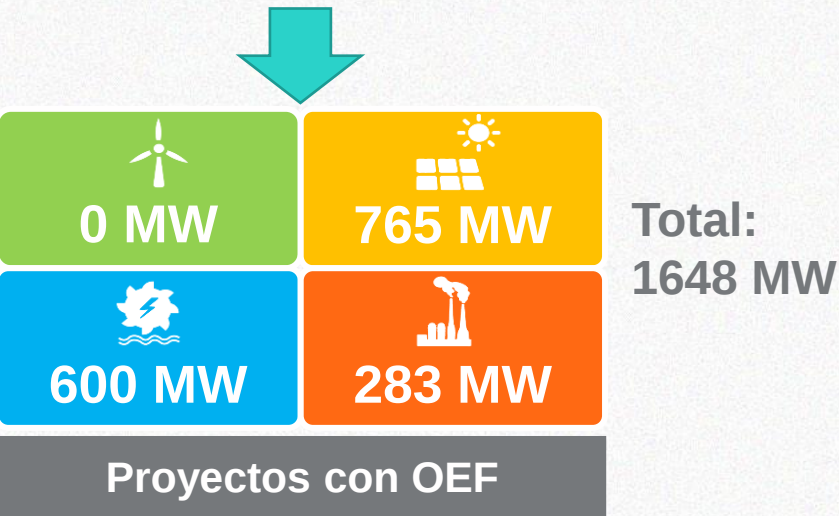
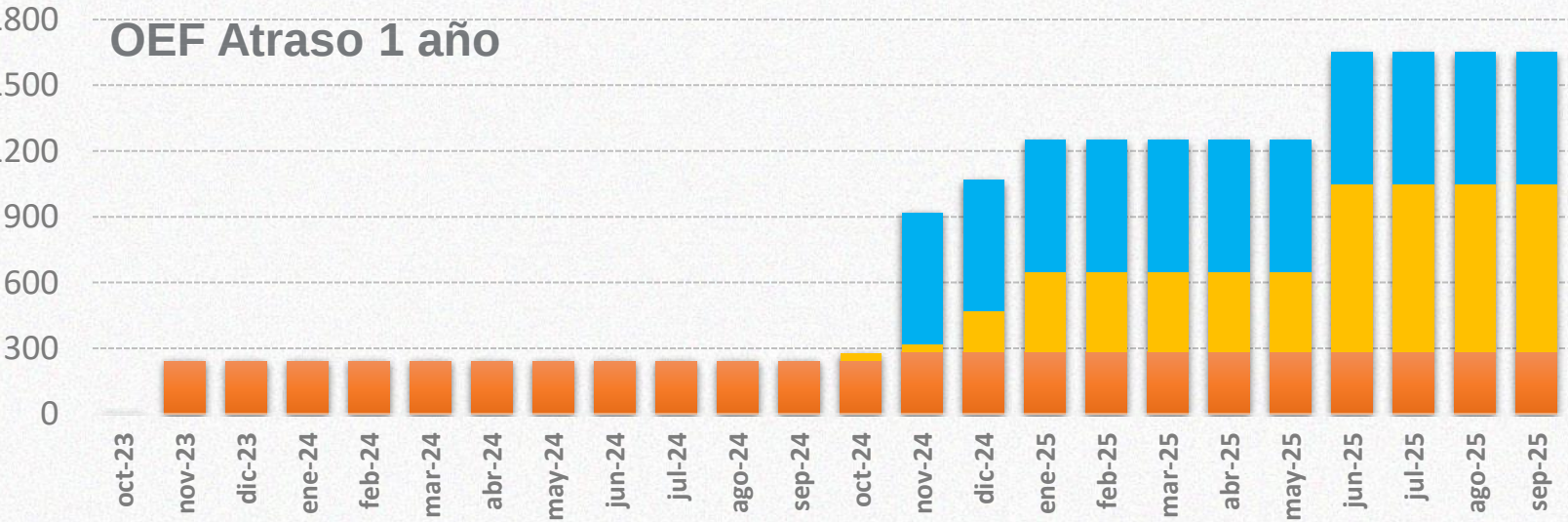
Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



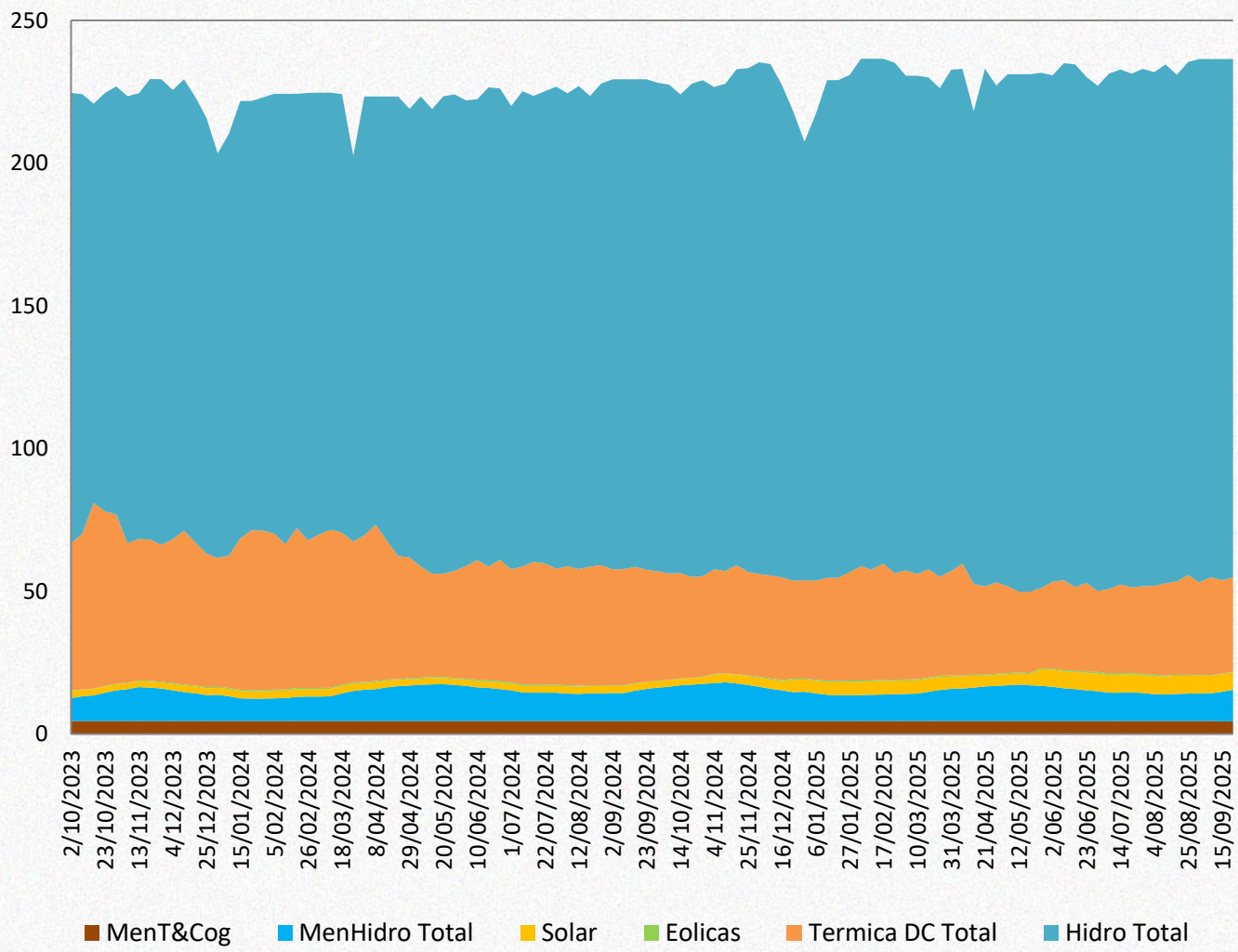
OEF Atraso 1 año



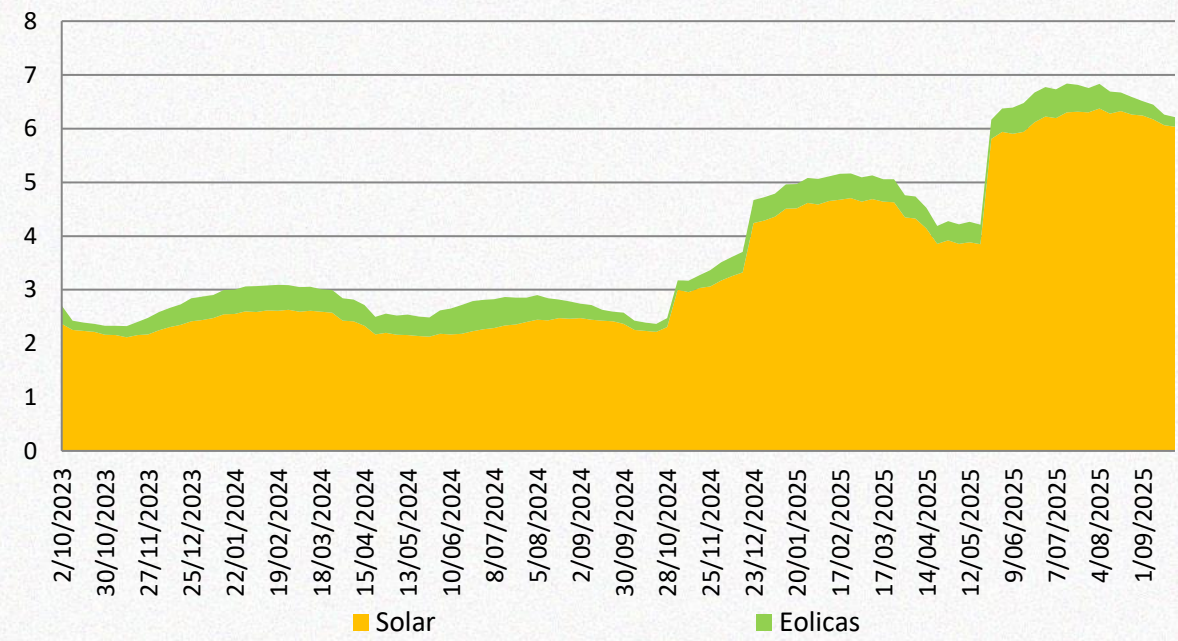
Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021. En los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto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

Resultados Estocástico

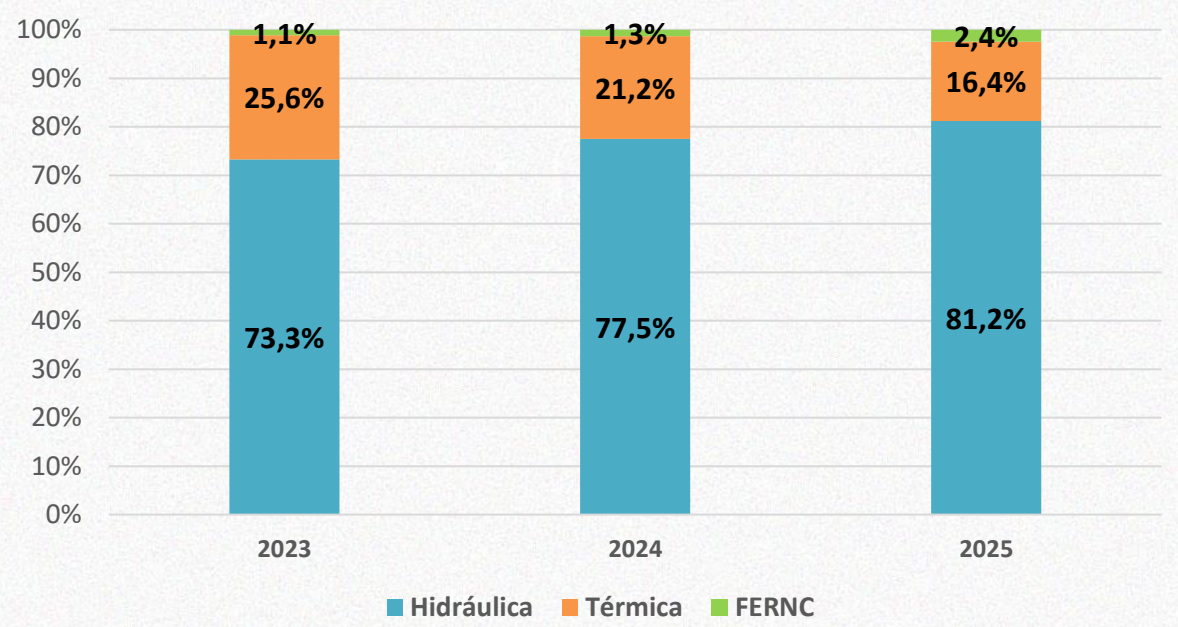
Generación Promedio - GWh/día



Generación FERN C Promedio - GWh/día



Participación de la generación en la atención de la demanda

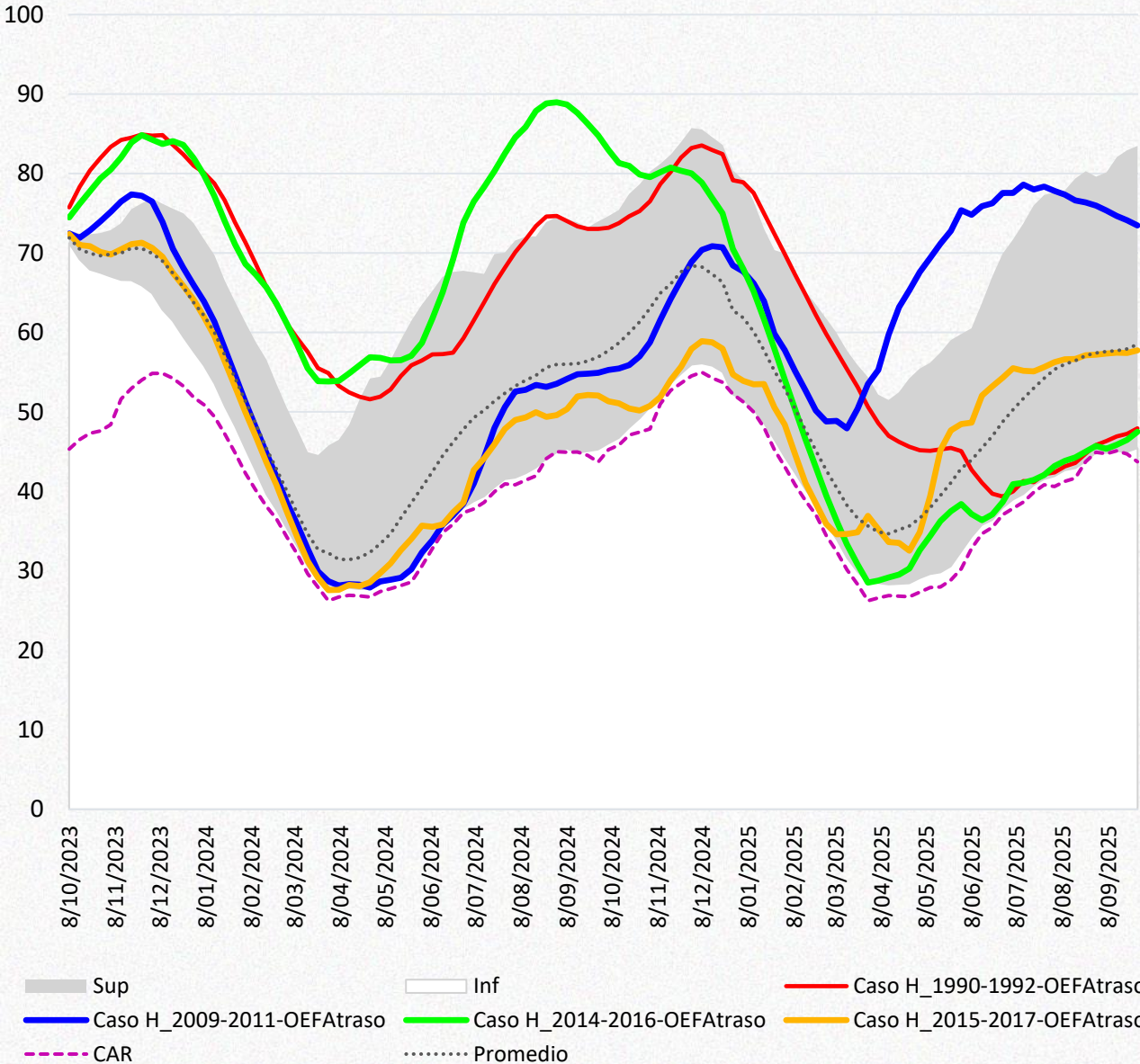


Para los 100 escenarios considerados, se cumplen con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

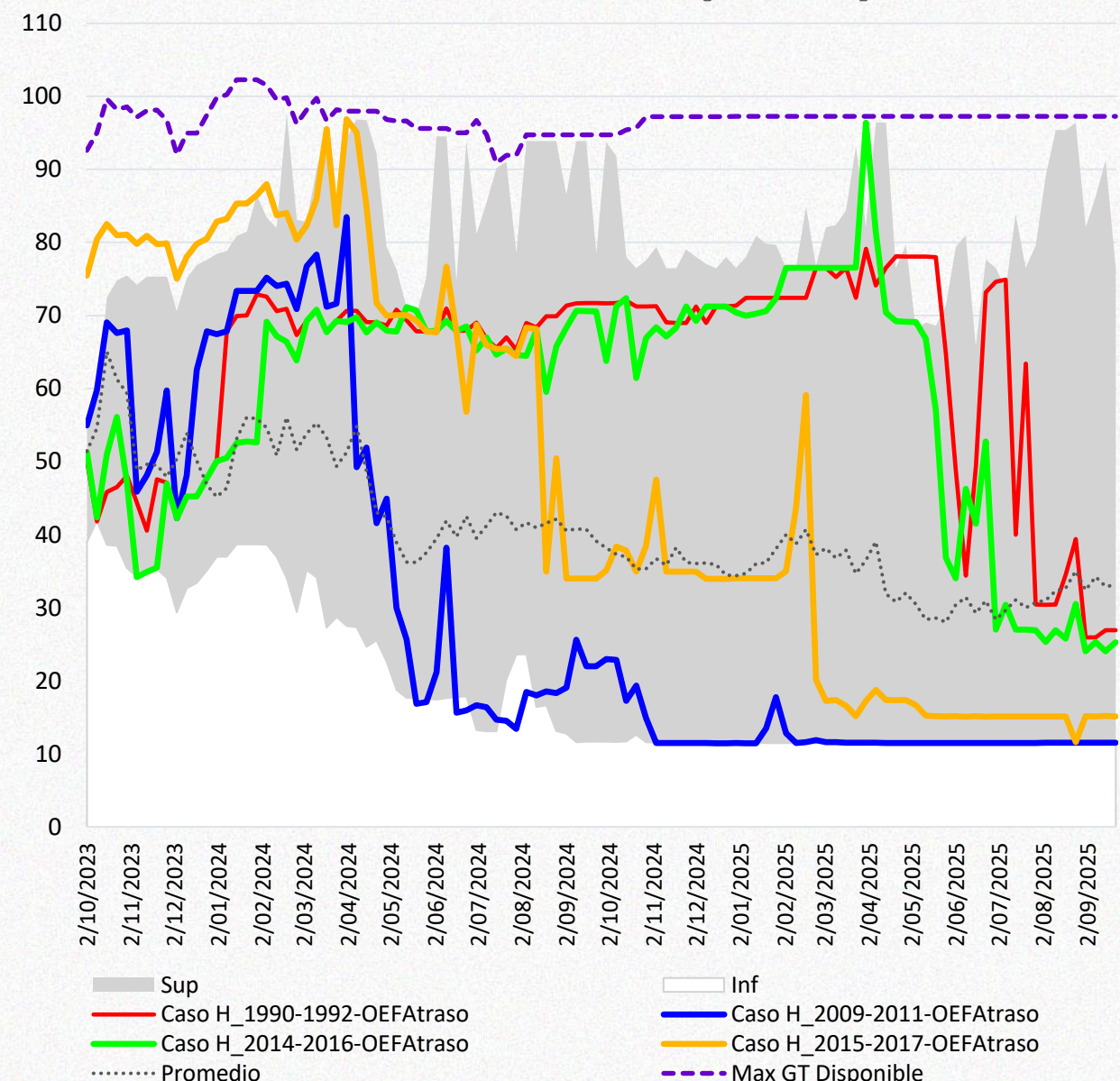
Resultados Determinísticos



Embalse Agregado SIN %



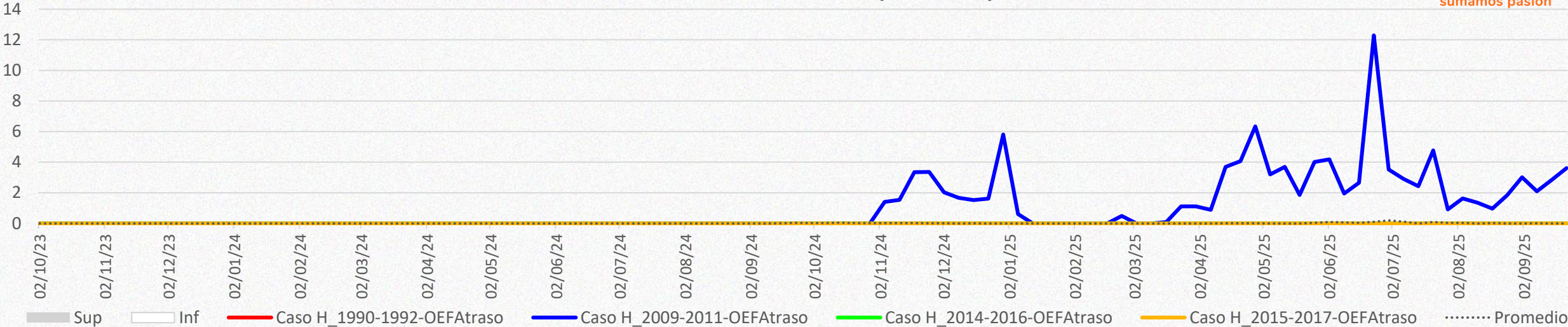
Generación Térmica [GWh/día]



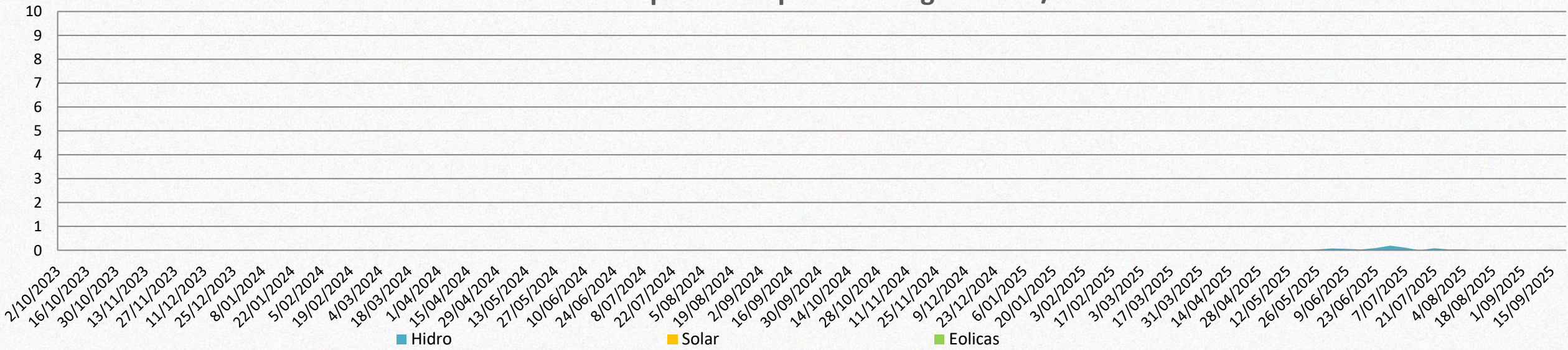
Resultados de Vertimientos



Vertimientos Turbinables (GWh/día)



Vertimiento promedio por tecnología - GWh/día



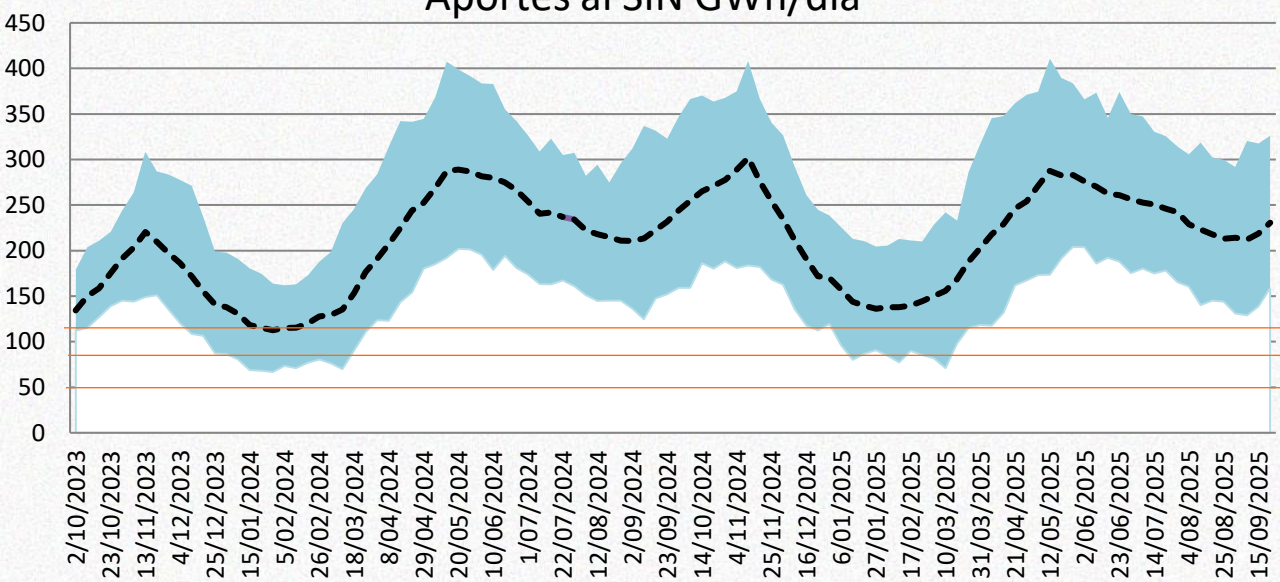
*Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO - Escenario Estocástico con incertidumbre reducida en la hidrología (verano 2023-2024)

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) sobre el modelo estocástico con incertidumbre reducida en la hidrología (verano 2023-2024).

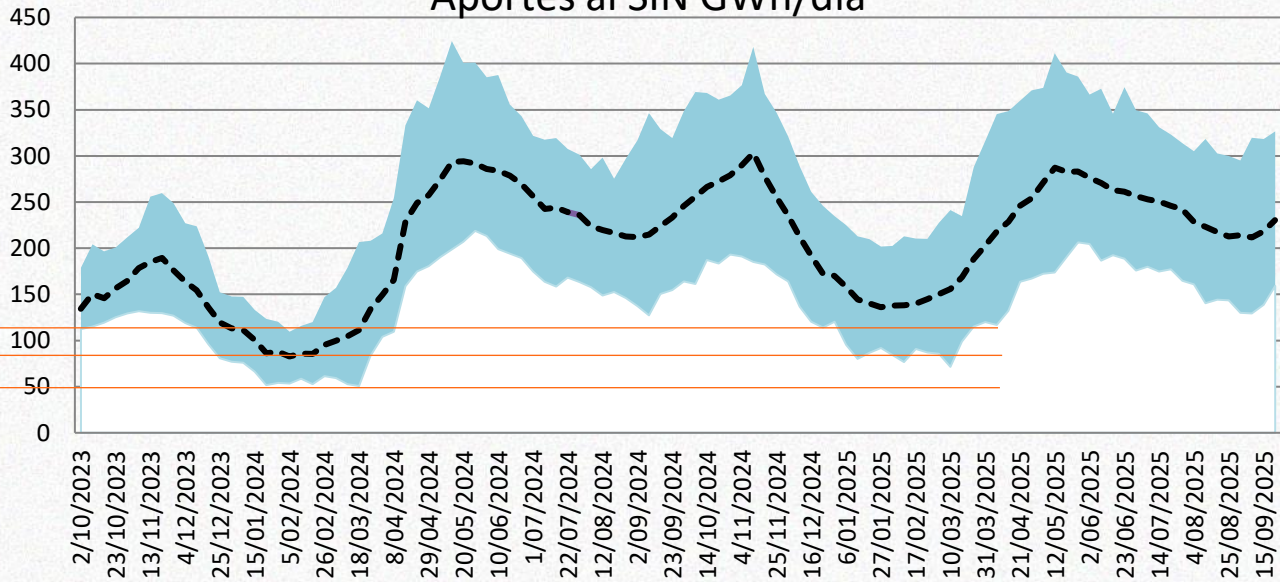
Hidrología estocástica

Aportes al SIN GWh/día



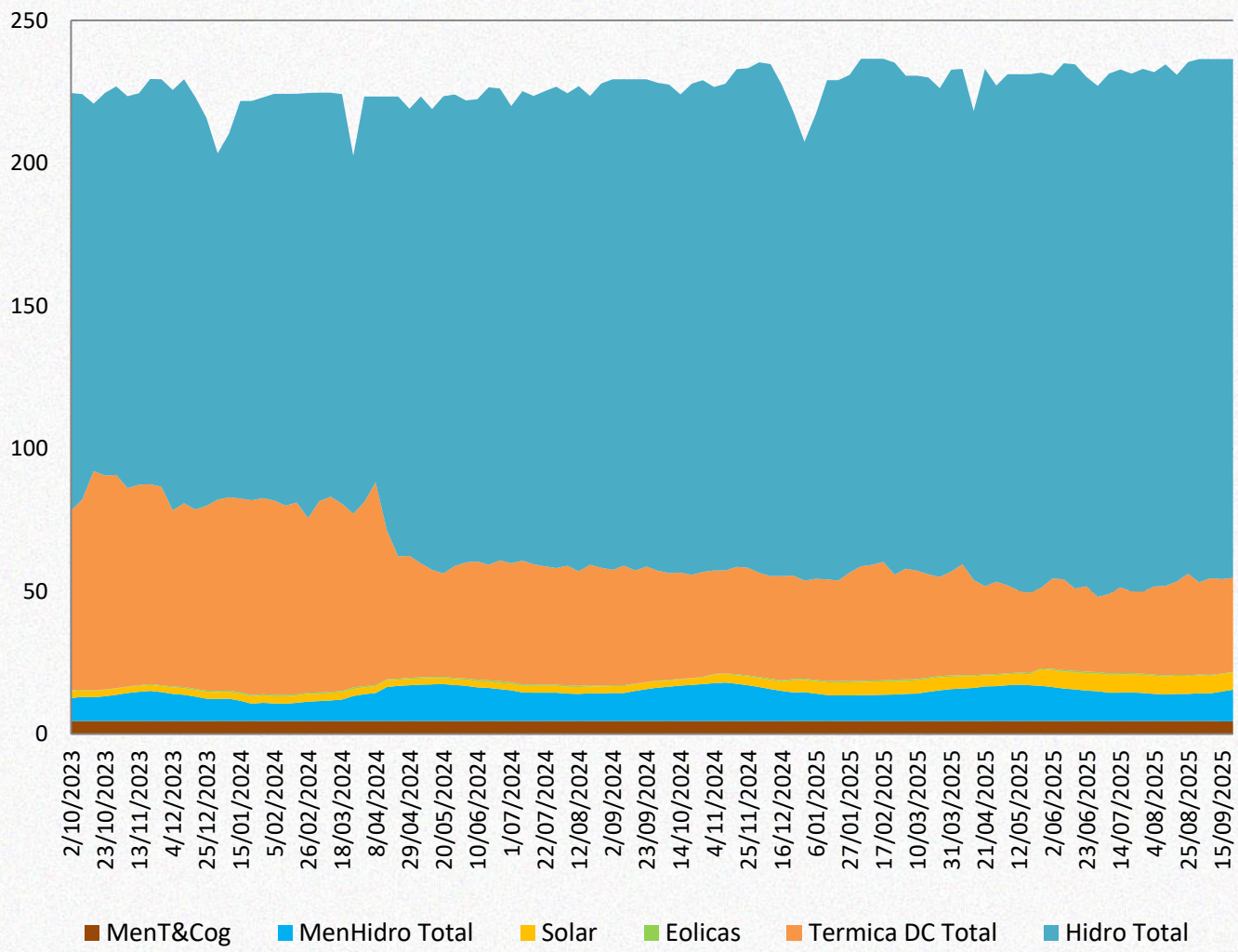
Hidrología estocástica Incertidumbre reducida

Aportes al SIN GWh/día

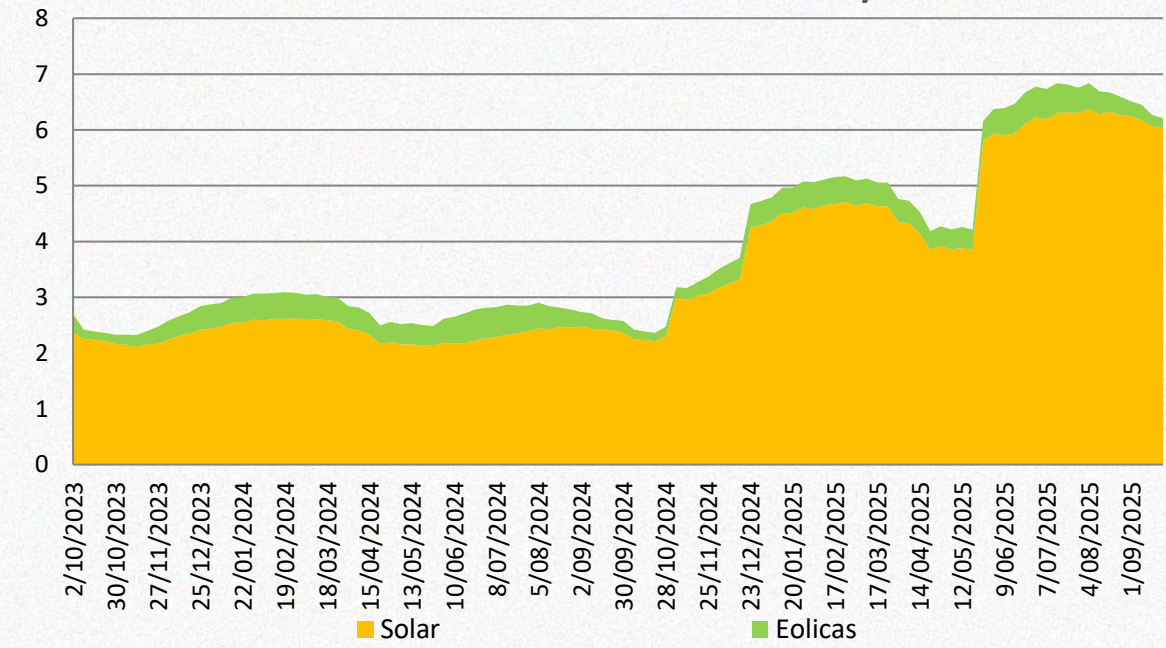


Resultados Estocástico

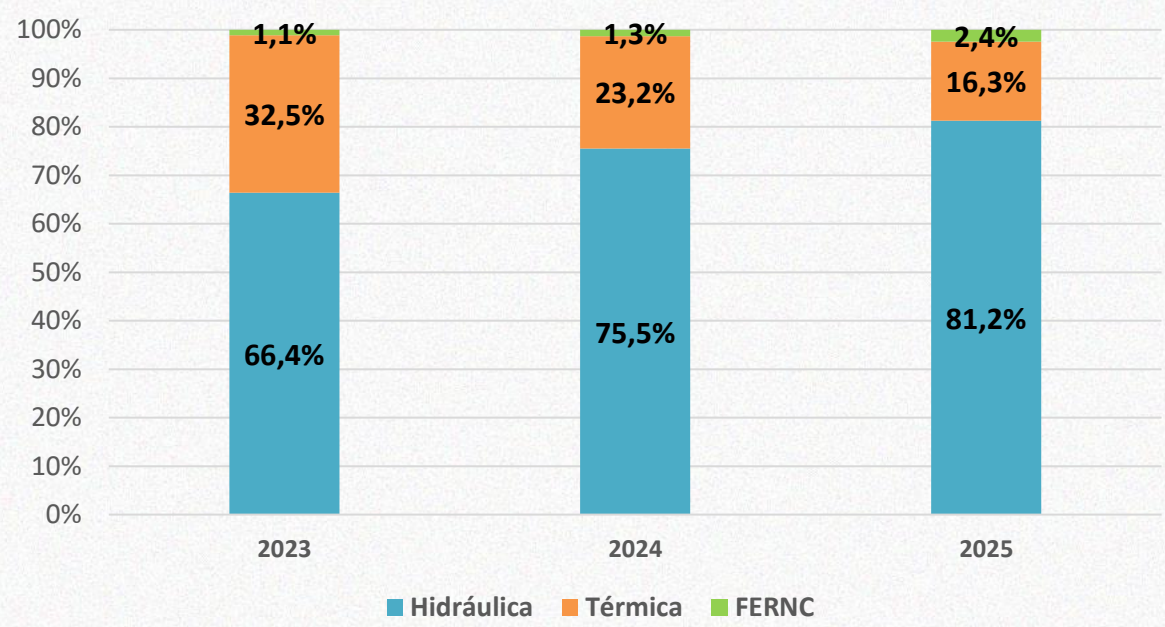
Generación Promedio - GWh/día



Generación FERN C Promedio - GWh/día



Participación de la generación en la atención de la demanda

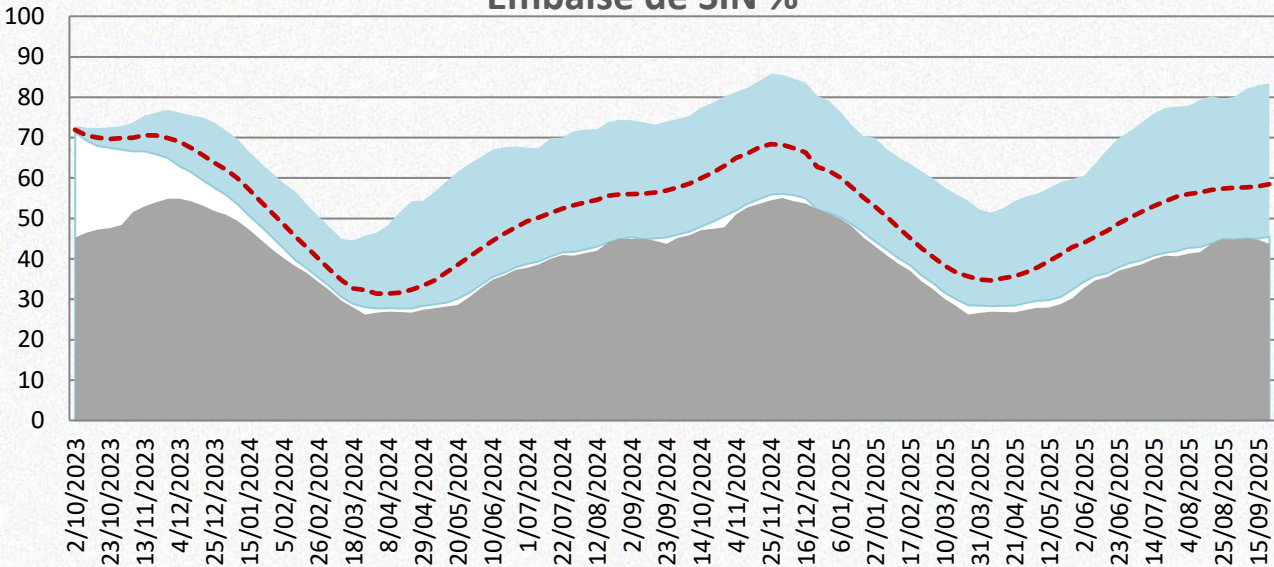


Para los 100 escenarios considerados, se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Resultados Estocástico

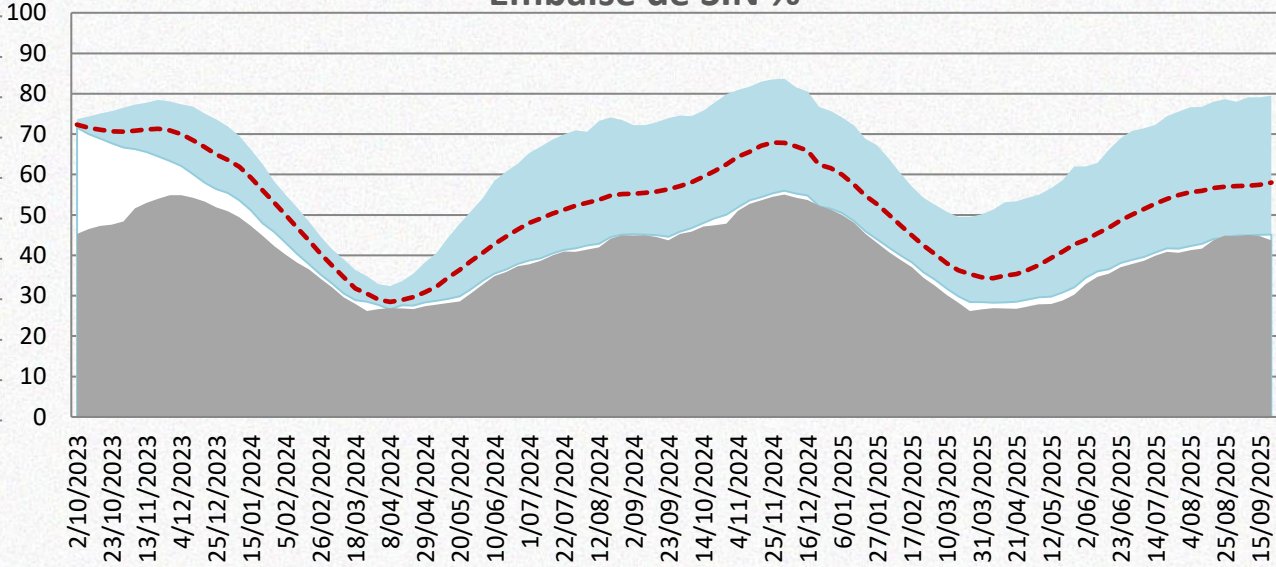
Estocástico

Embalse de SIN %

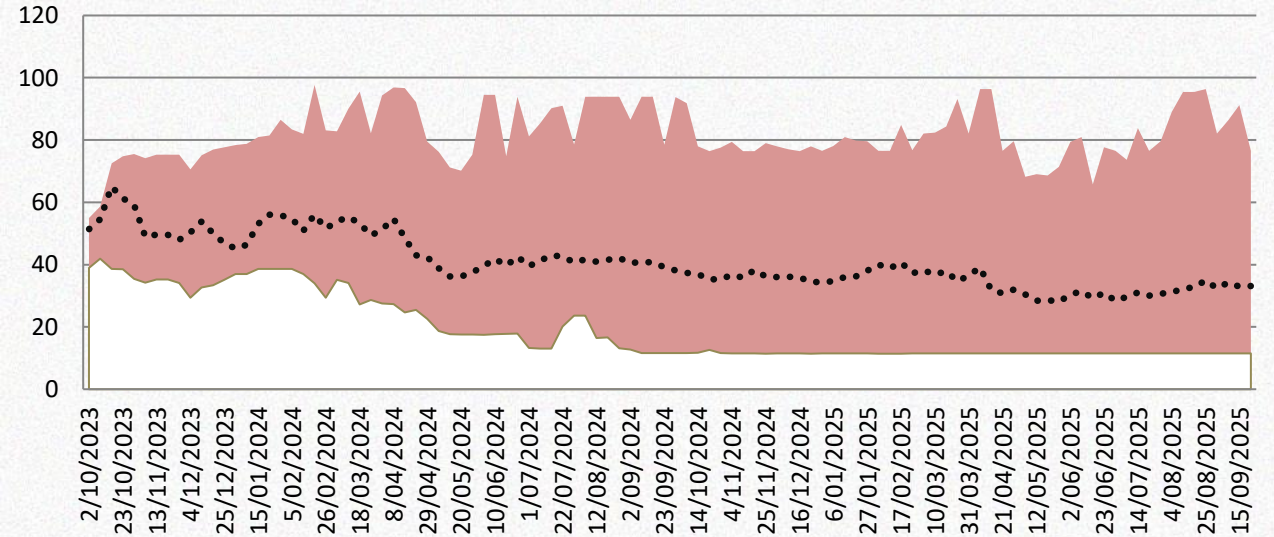


Estocástico
Incertidumbre reducida

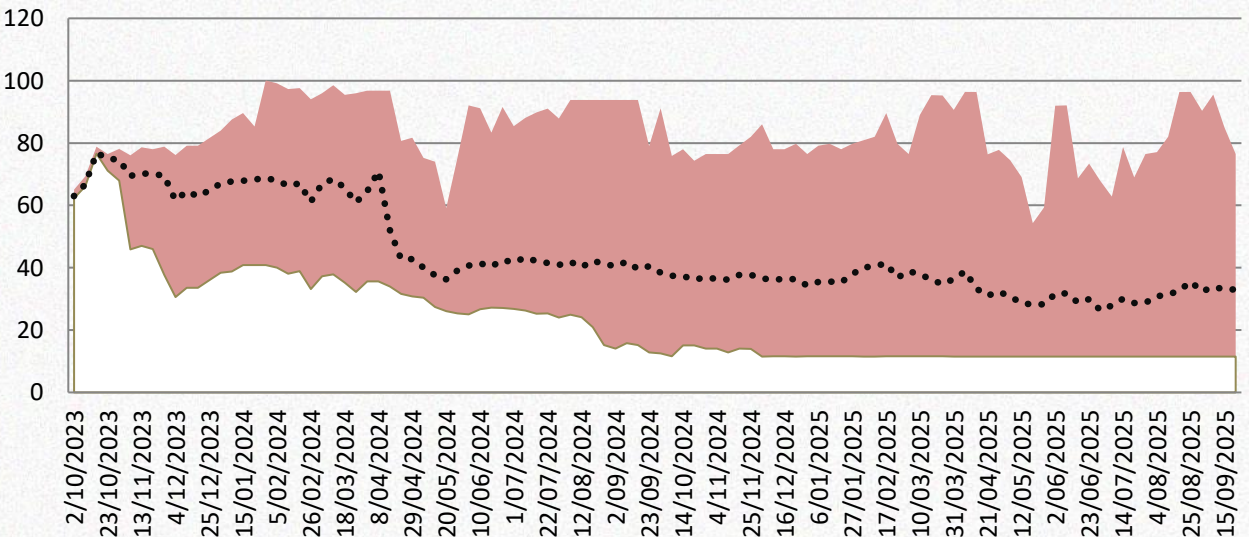
Embalse de SIN %



Generación Térmica GWh/día



Generación Térmica GWh/día

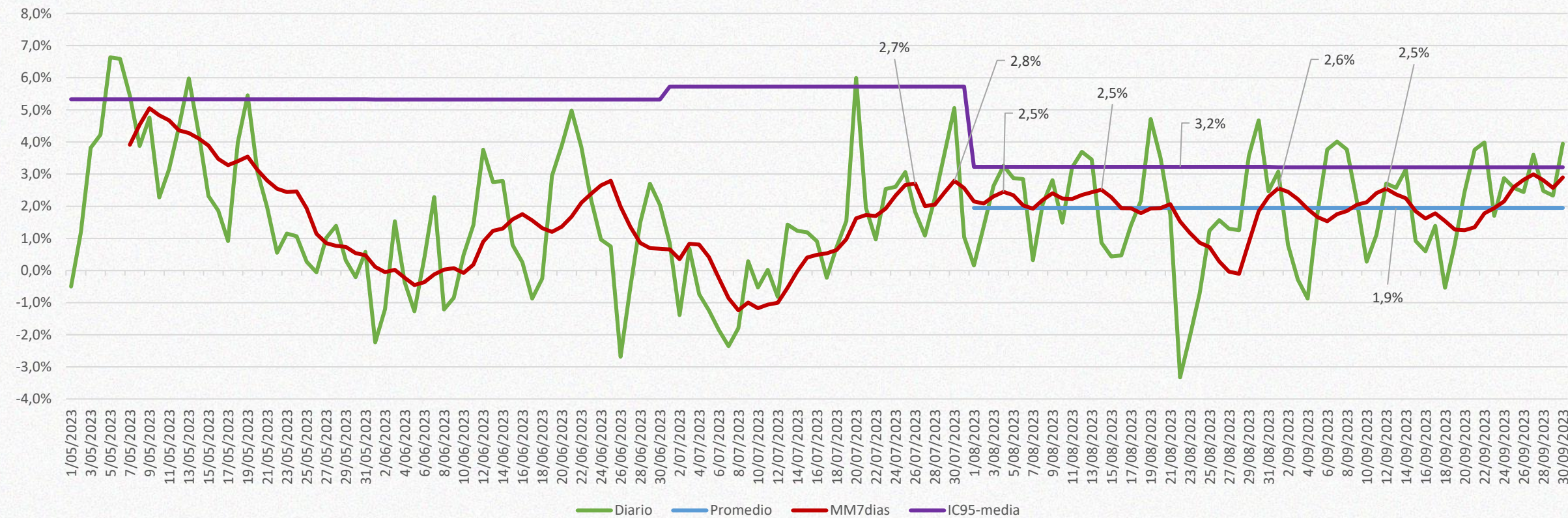


Sensibilidad proyectos con OEF y OEF atrasando un año su FPO – Sensibilidad a escenario de demanda – Hidrología 2015-2017

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) y OEF con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) bajo una hidrología determinística 2015-2017 considerando la demanda media incrementando el 2.5% y considerando exportaciones a Ecuador

Datos de entrada y supuestos considerados

Comportamiento de la demanda diaria respecto al escenario medio (*)
Desde mayo 1/2023



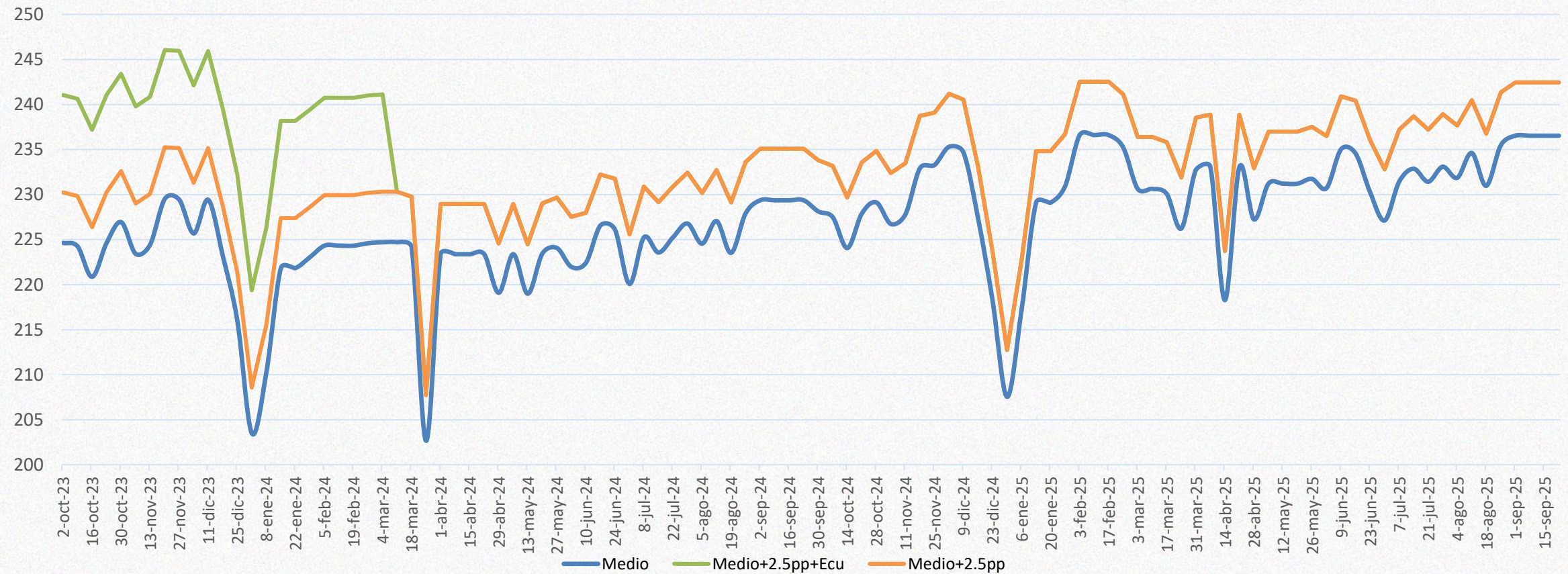
(*) IC inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.
Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en septiembre de 2022 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME de julio de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Julio 2023)
Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Julio 2023) + **2.5%**
Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Julio 2023) + **2.5% + 10.8GWh/día Ecuador**
* cálculo por el CND a resolución semanal

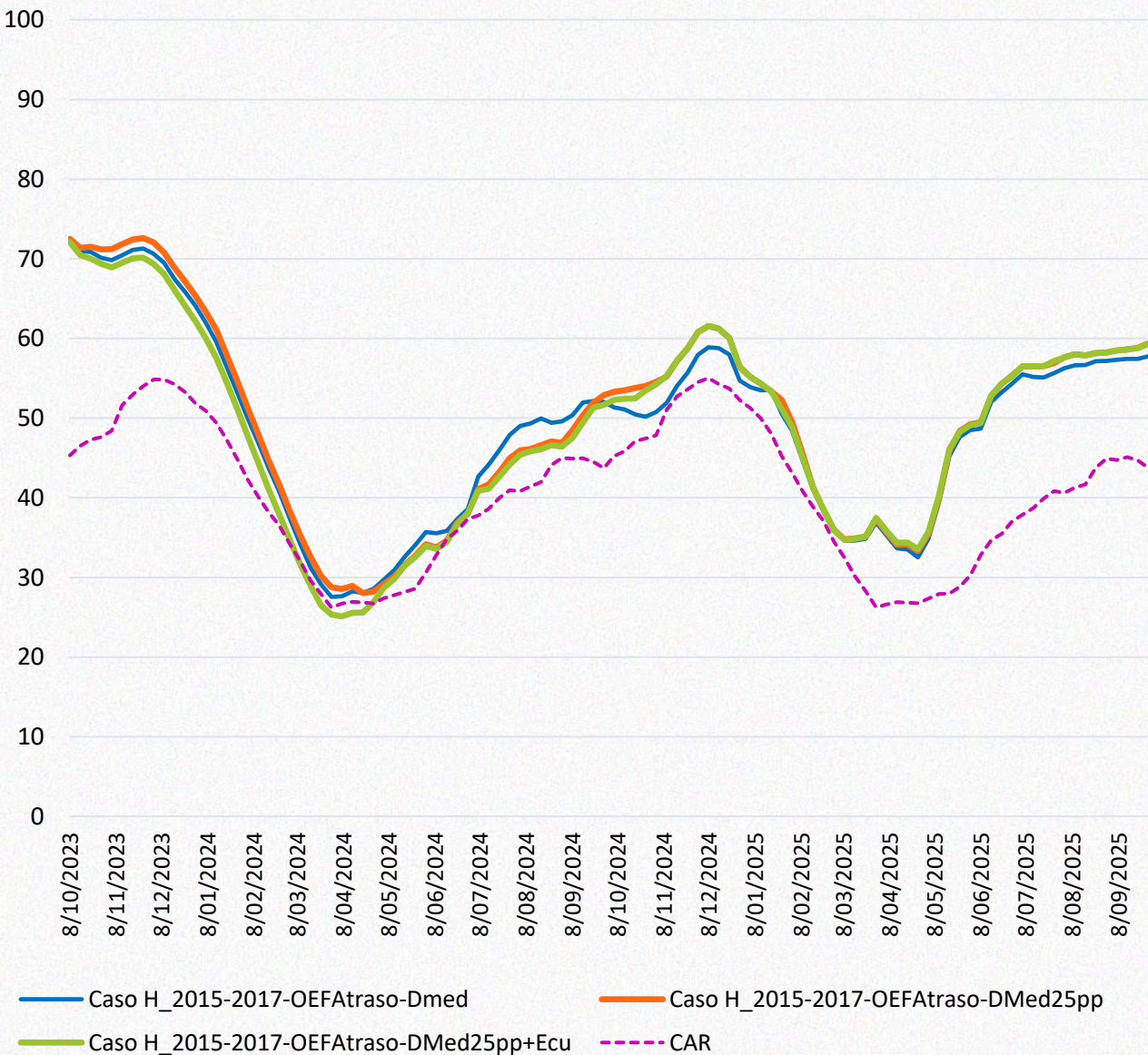
Demanda del SIN - GWh/día



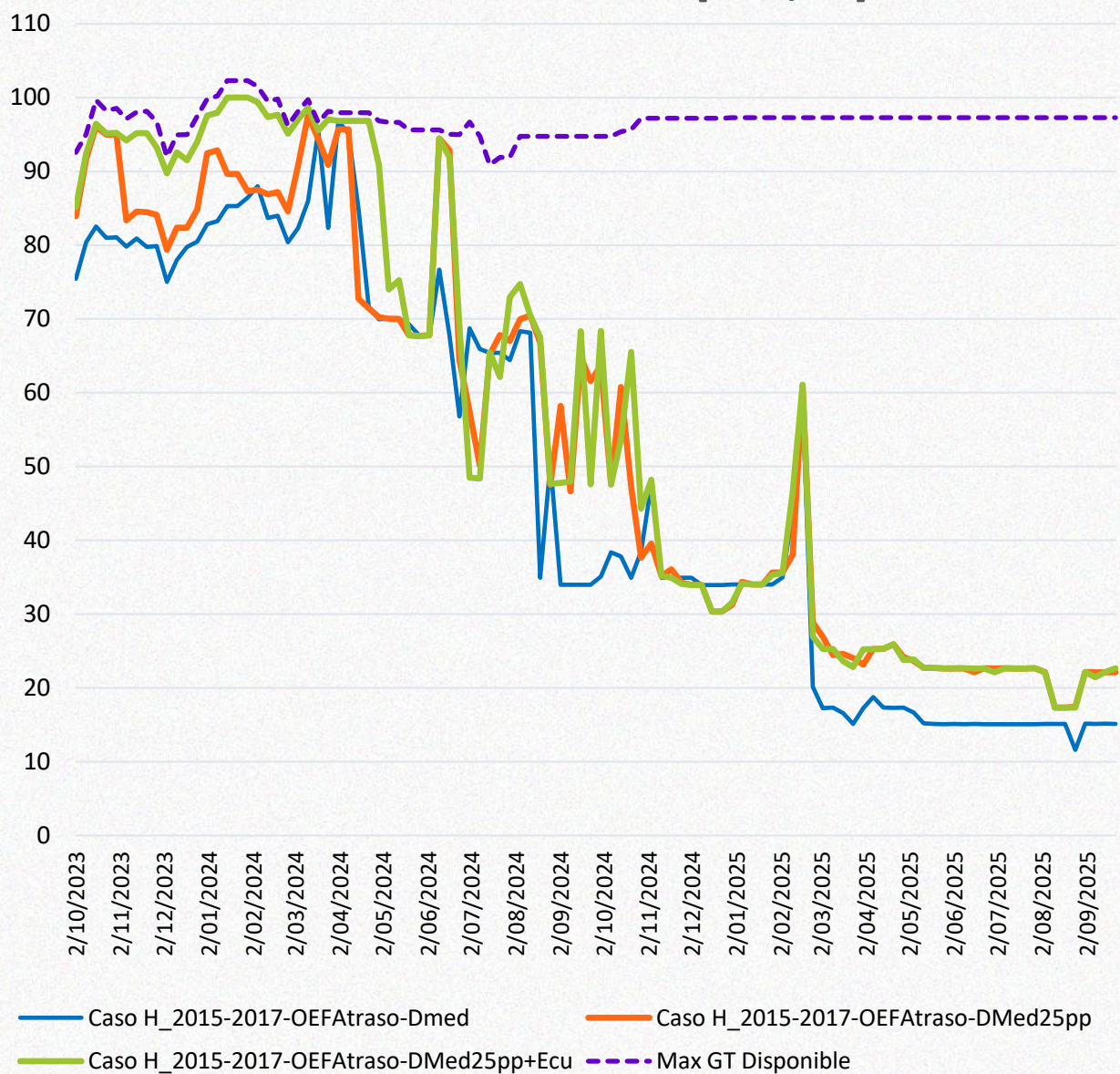
Resultados Determinísticos



Embalse Agregado SIN %

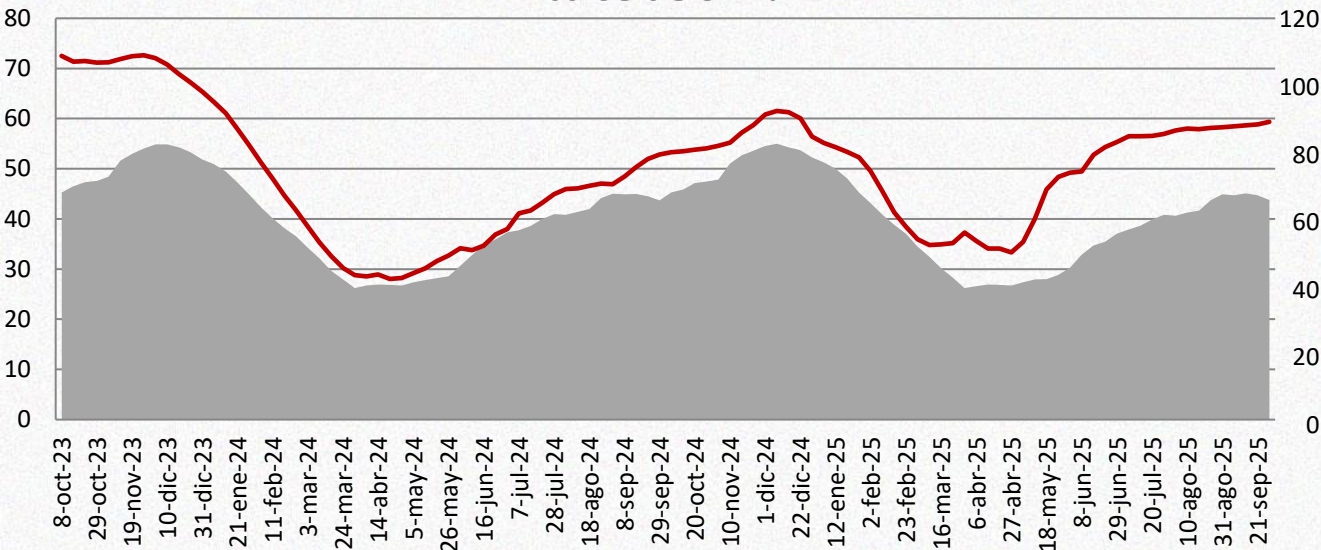


Generación Térmica [GWh/día]

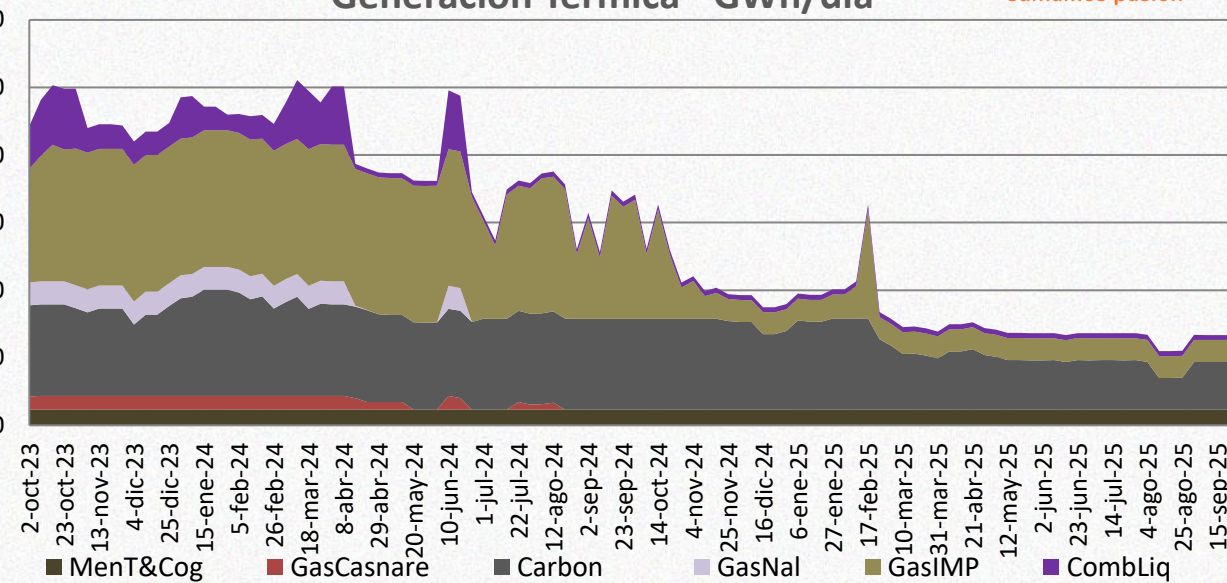


Resultados Determinístico H2015-2017 - Dmed+2.5%

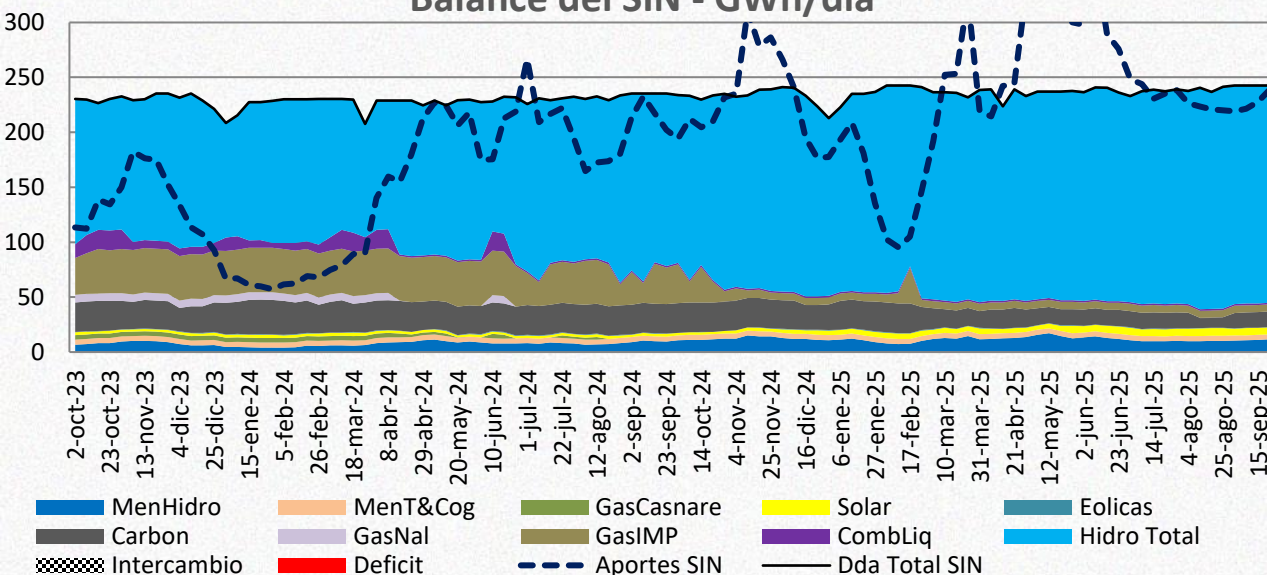
Embalse de SIN %



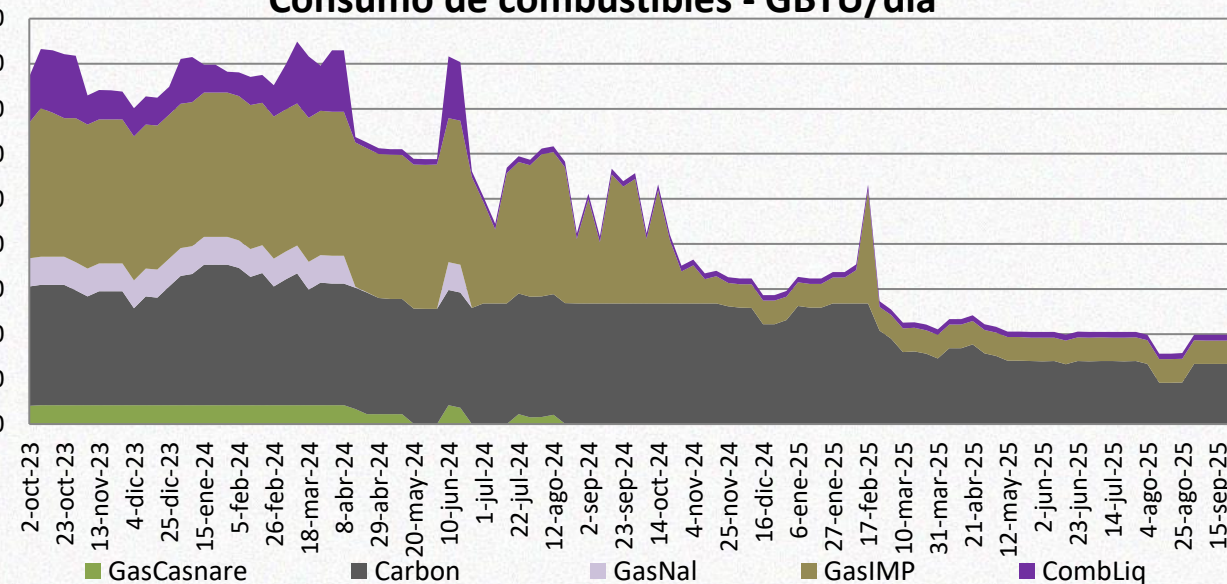
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día

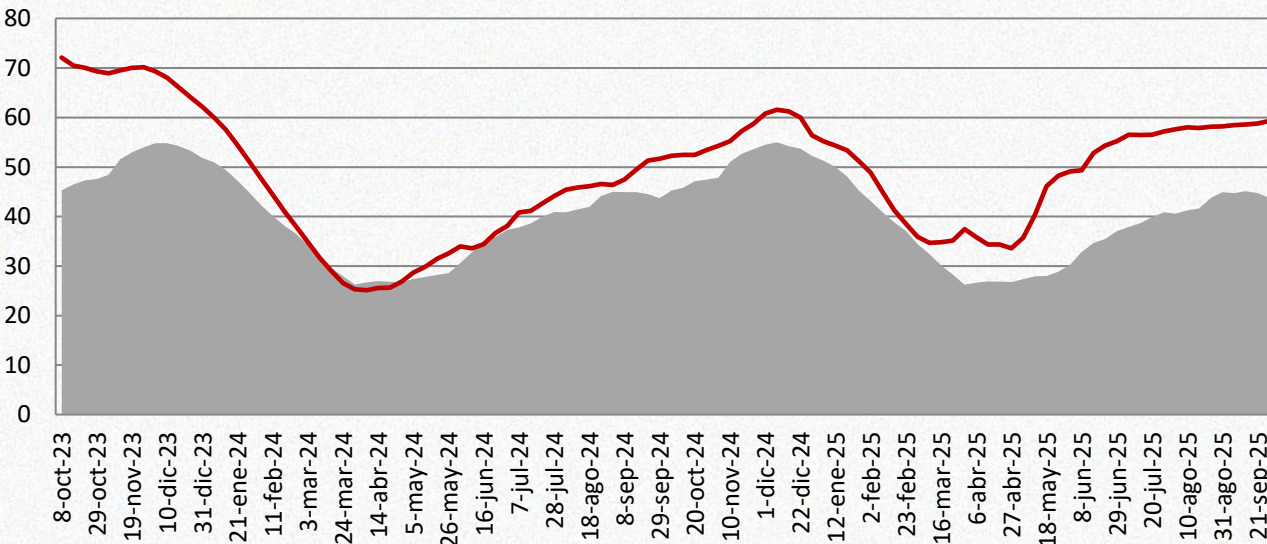


Consumo de combustibles - GBTU/día

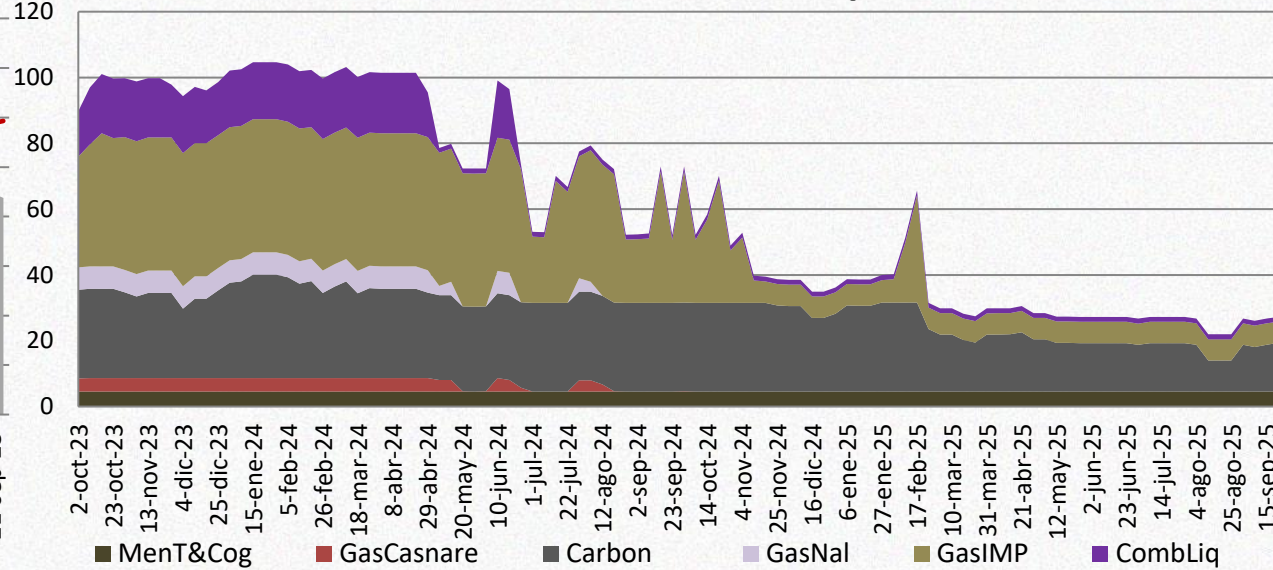


Resultados Determinístico H2015-2017 - Dmed+2.5%+Ecu

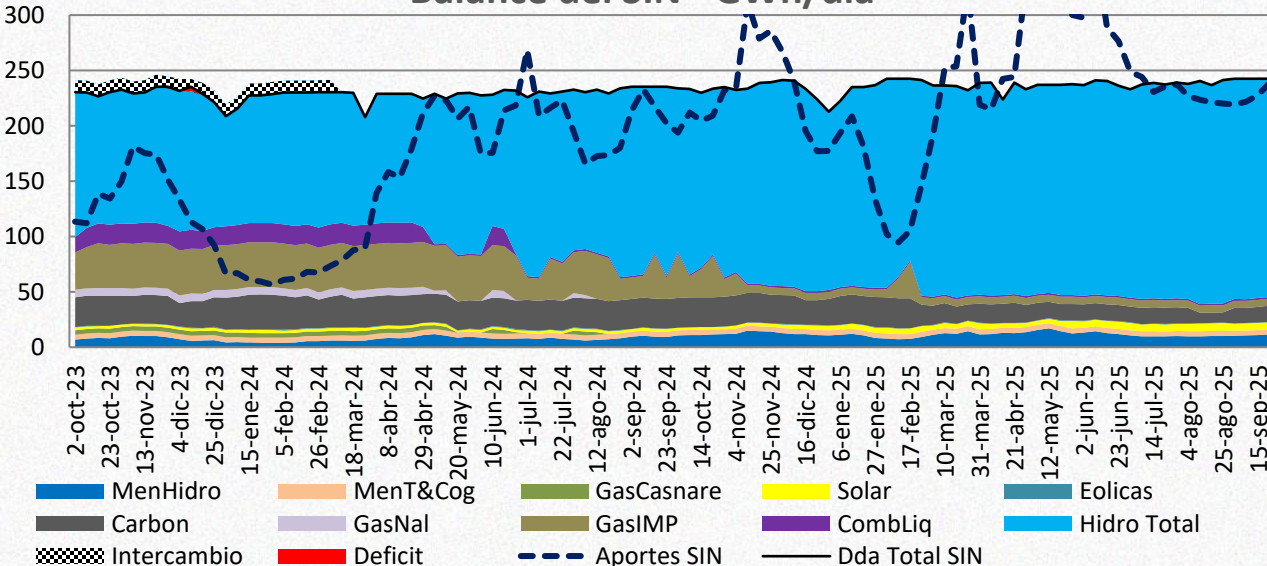
Embalse de SIN %



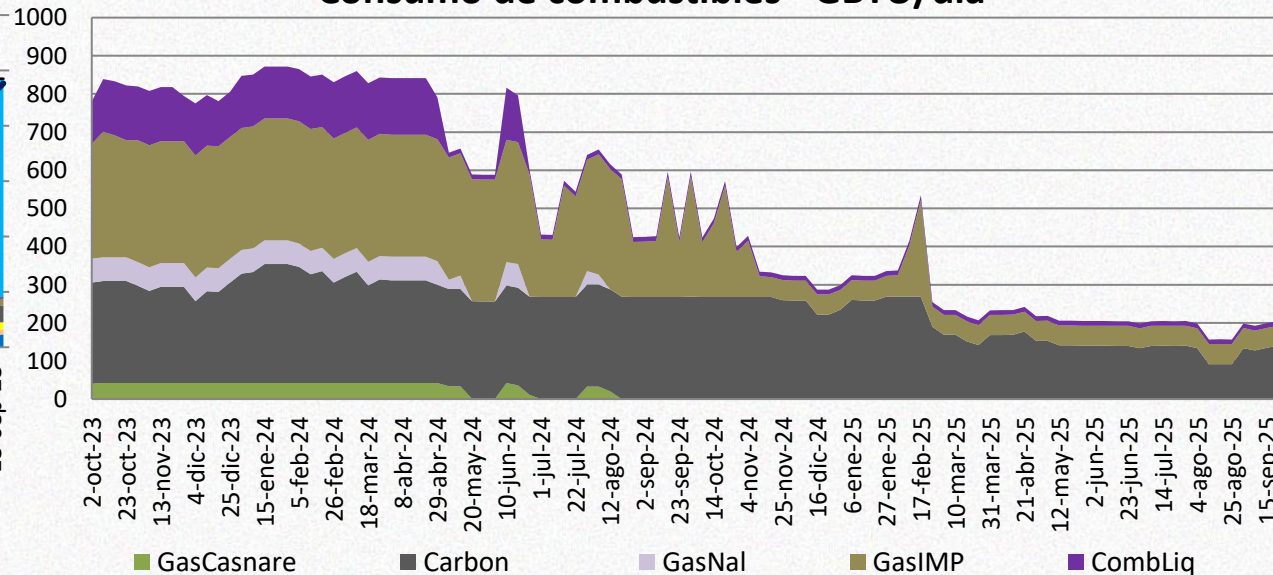
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día



Consumo de combustibles - GBTU/día

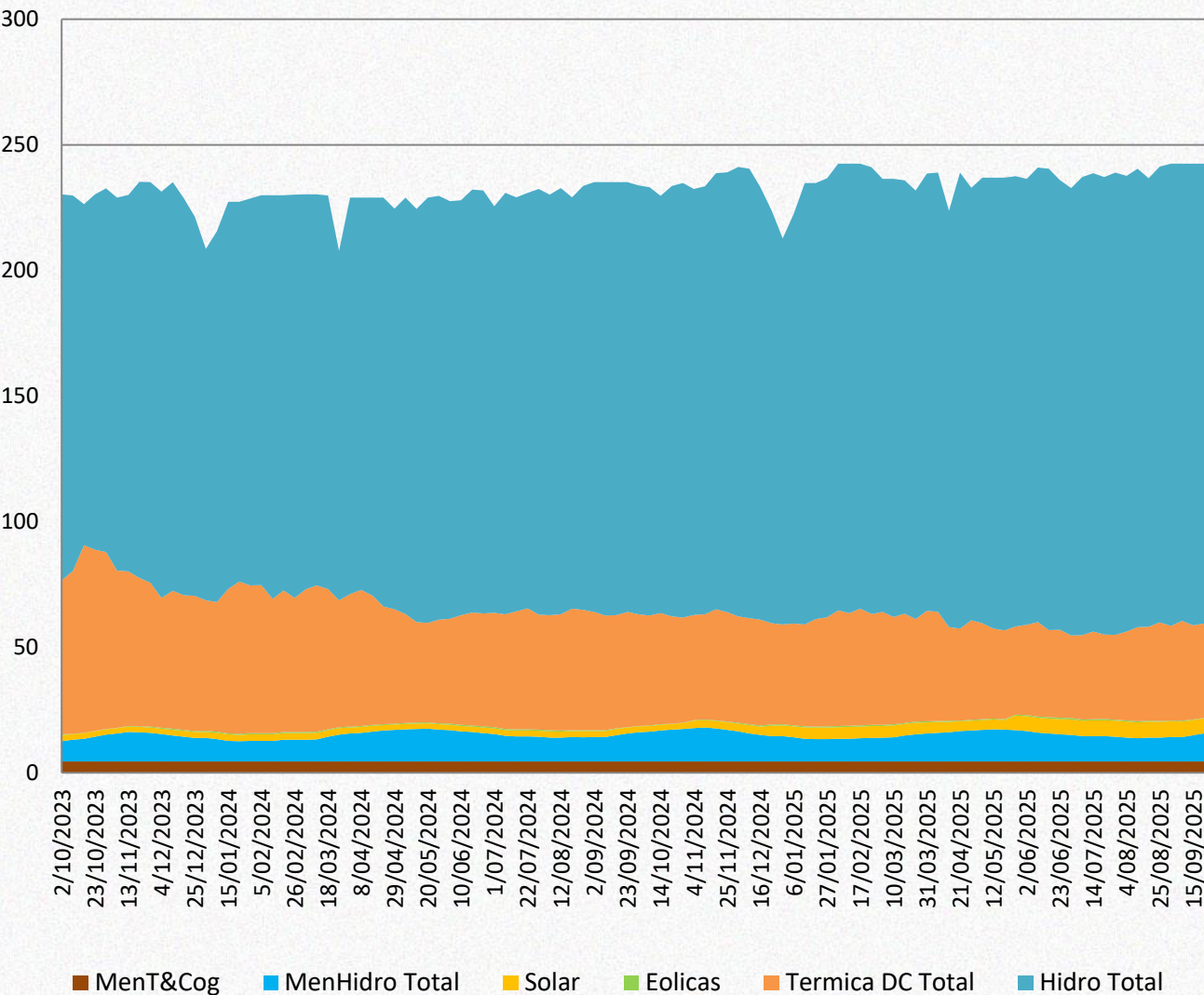


Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO – Sensibilidad a escenario de demanda - Estocástico

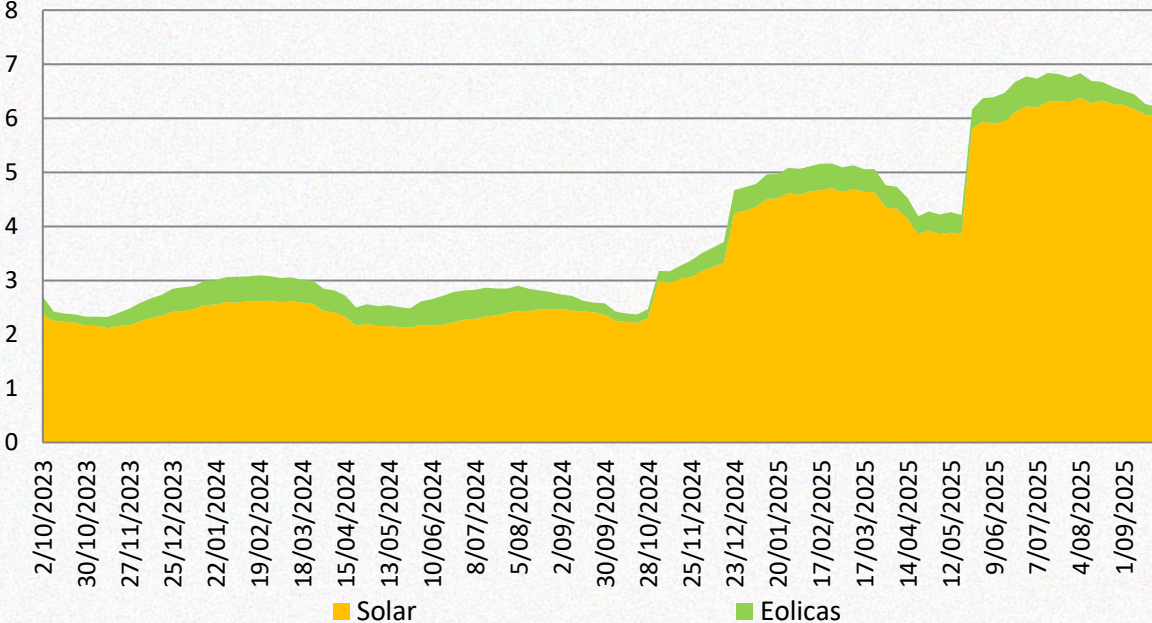
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) y OEF con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) en un análisis estocástico considerando la demanda media incrementando el 2.5%

Estocástico OEF Atraso-DMed+2.5%

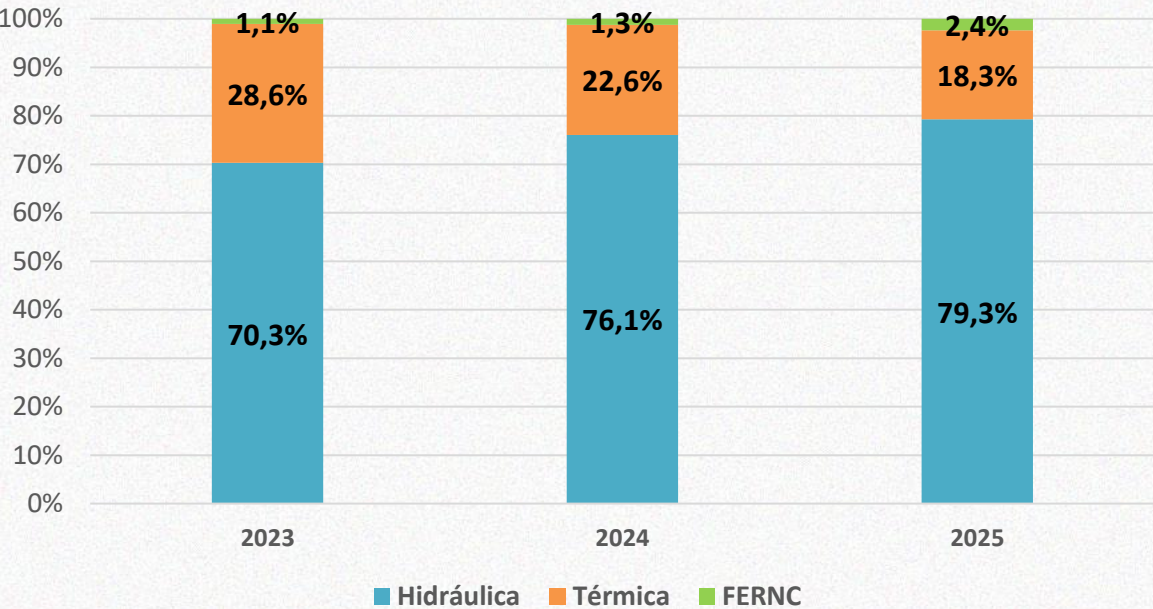
Generación Promedio - GWh/día



Generación FERN C Promedio - GWh/día

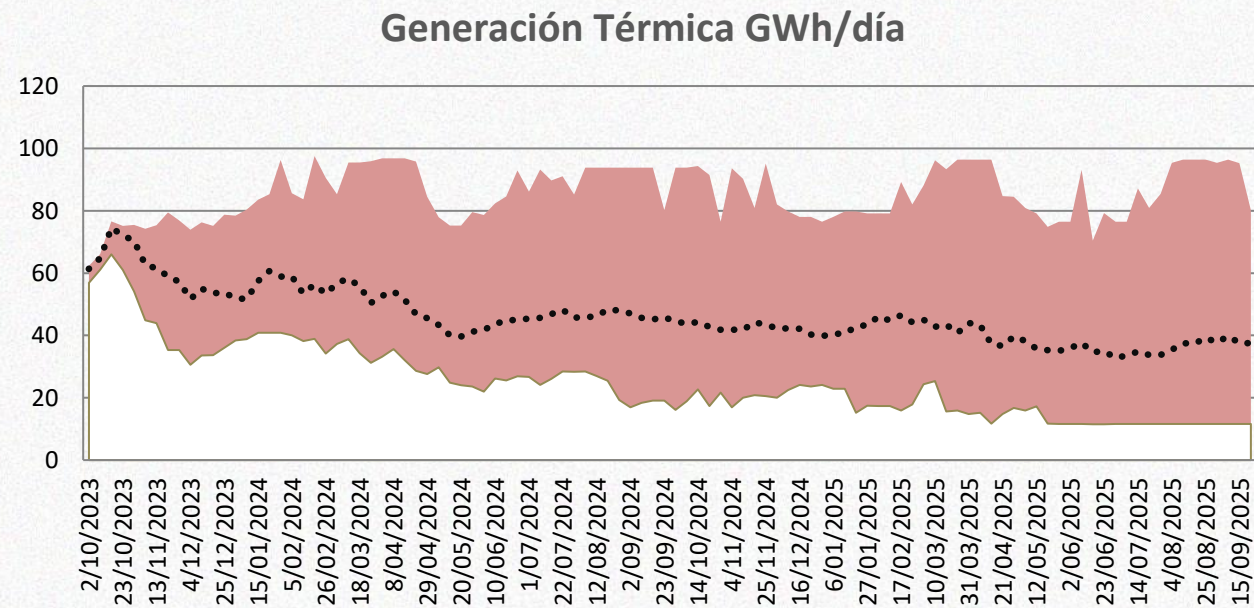
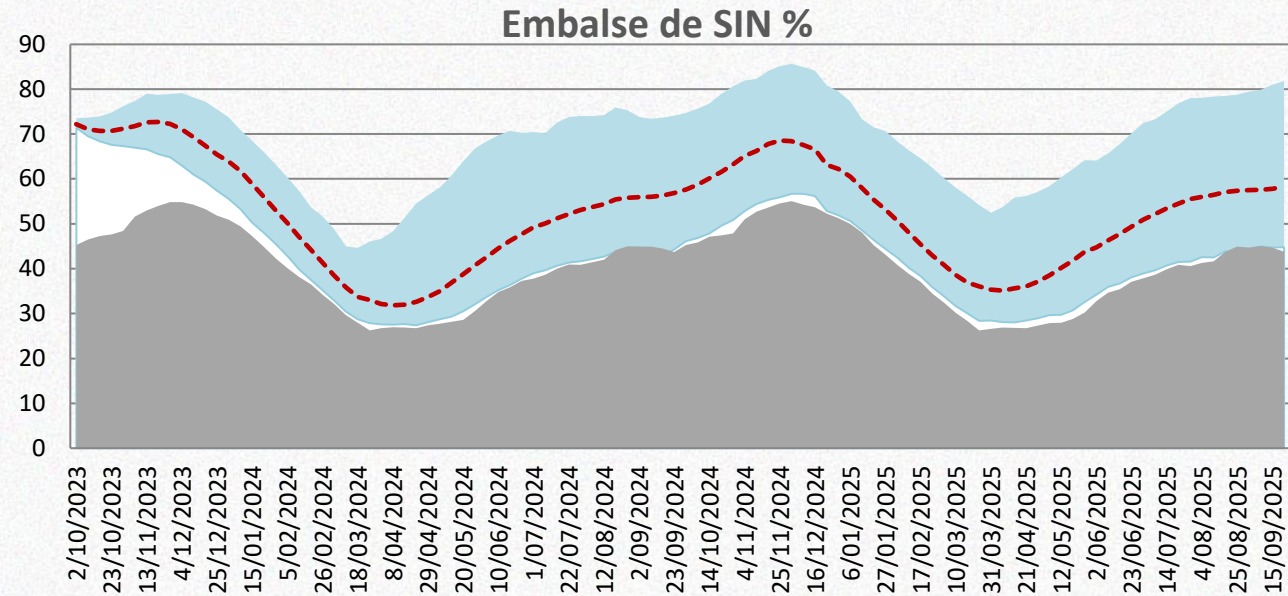


Participación de la generación en la atención de la demanda



Para los 100 escenarios considerados, se cumplen con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

OEF Atraso Dmed + 2.5%

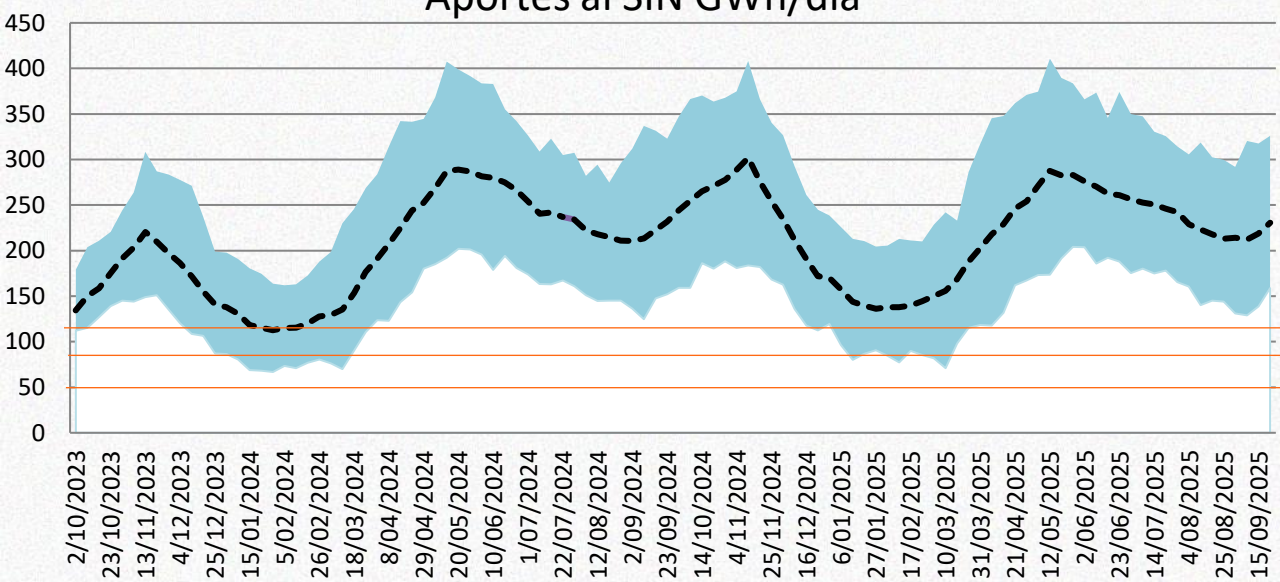


Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO Dmed+2.5% - Escenario Estocástico con incertidumbre reducida en la hidrología (verano 2023-2024)

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) sobre el modelo estocástico con incertidumbre reducida en la hidrología (verano 2023-2024) considerando la demanda media incrementando el 2.5%.

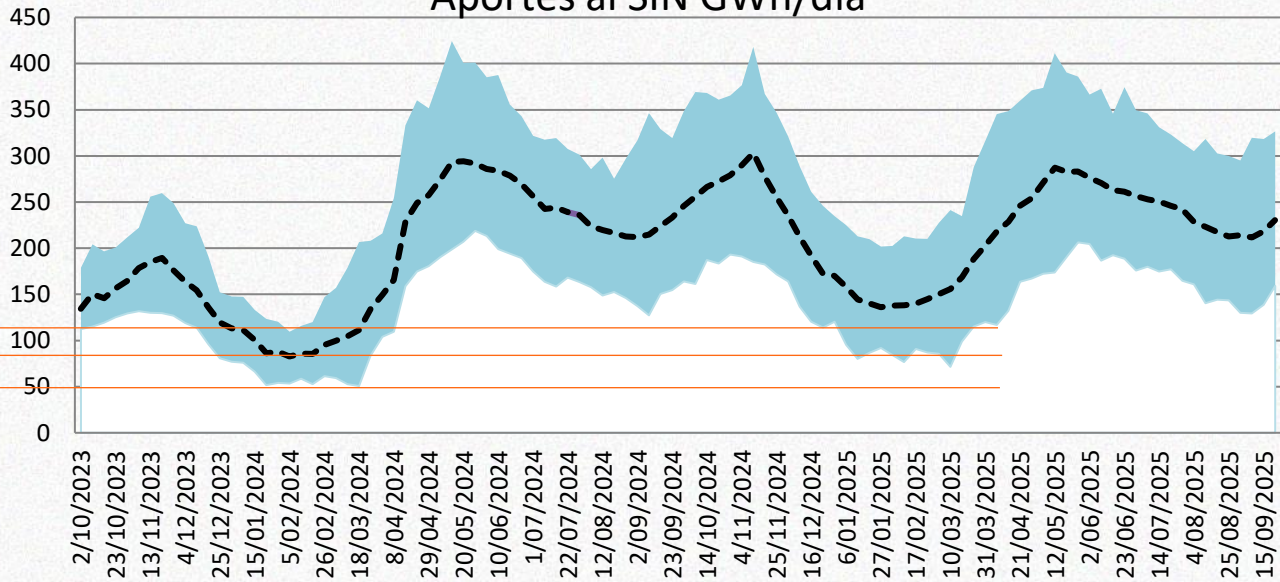
Hidrología estocástica

Aportes al SIN GWh/día

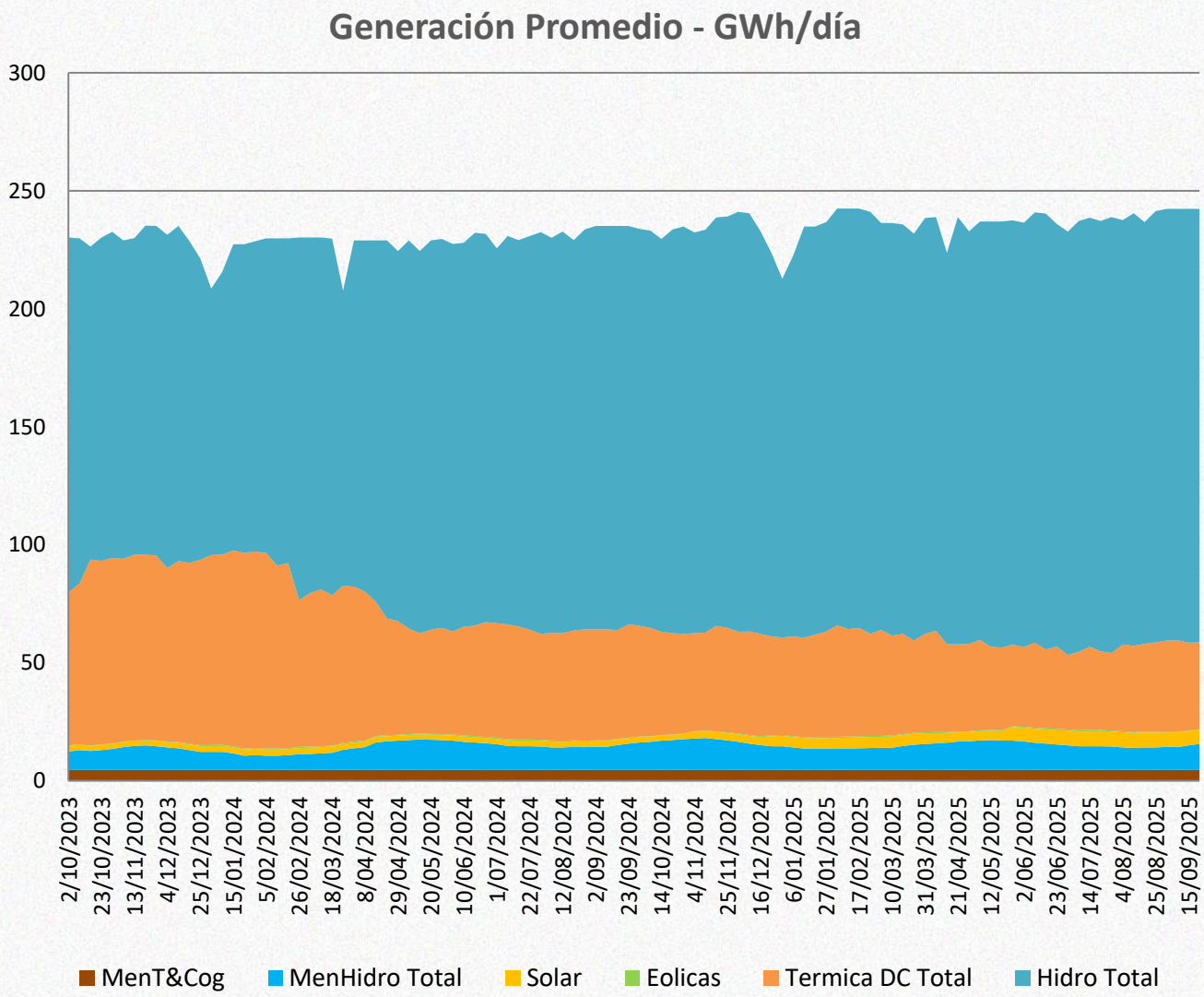


Hidrología estocástica Incertidumbre reducida

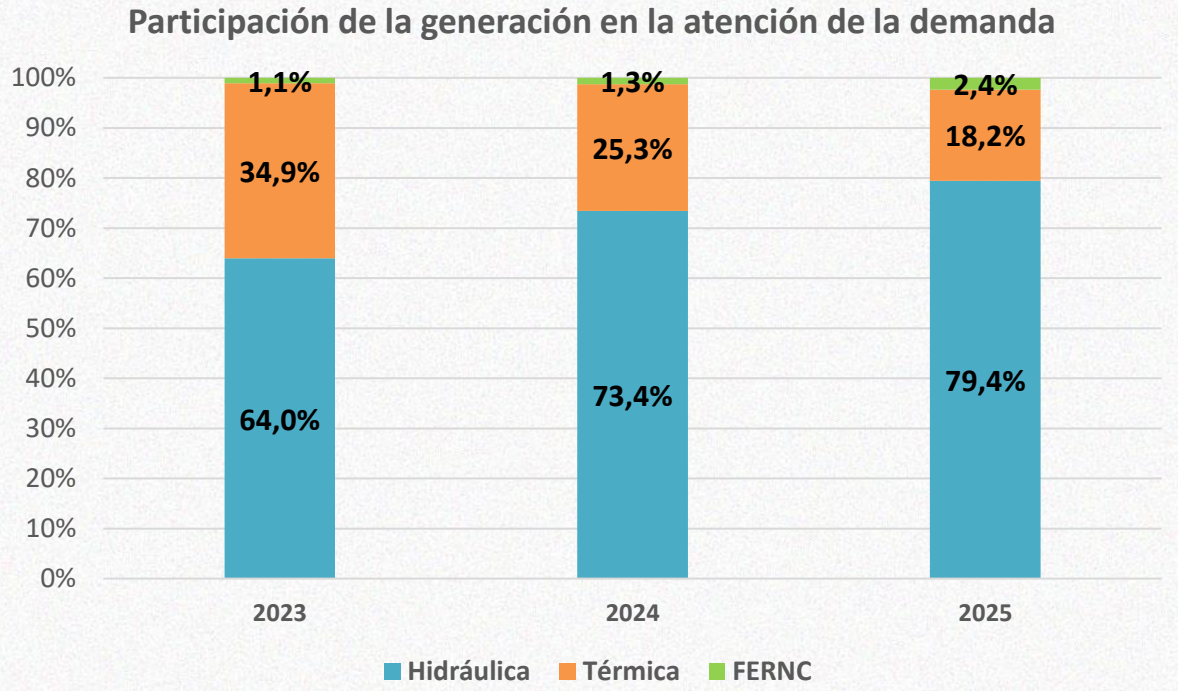
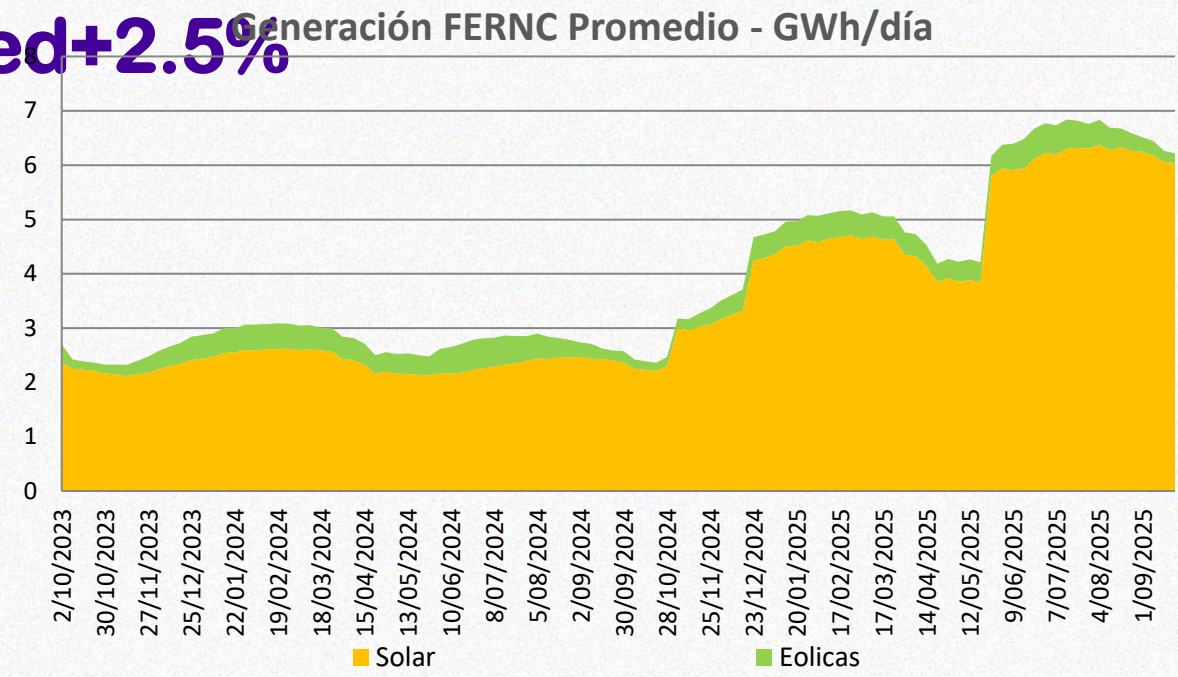
Aportes al SIN GWh/día



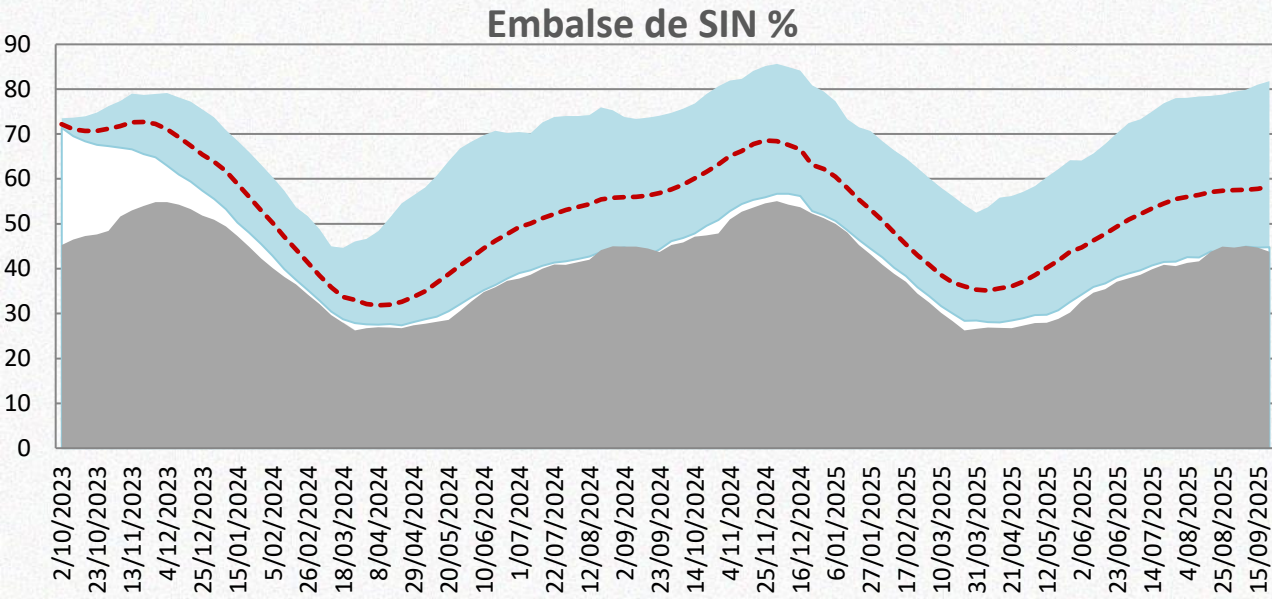
Estocástico IncRed OEF Atraso-DMed+2.5%



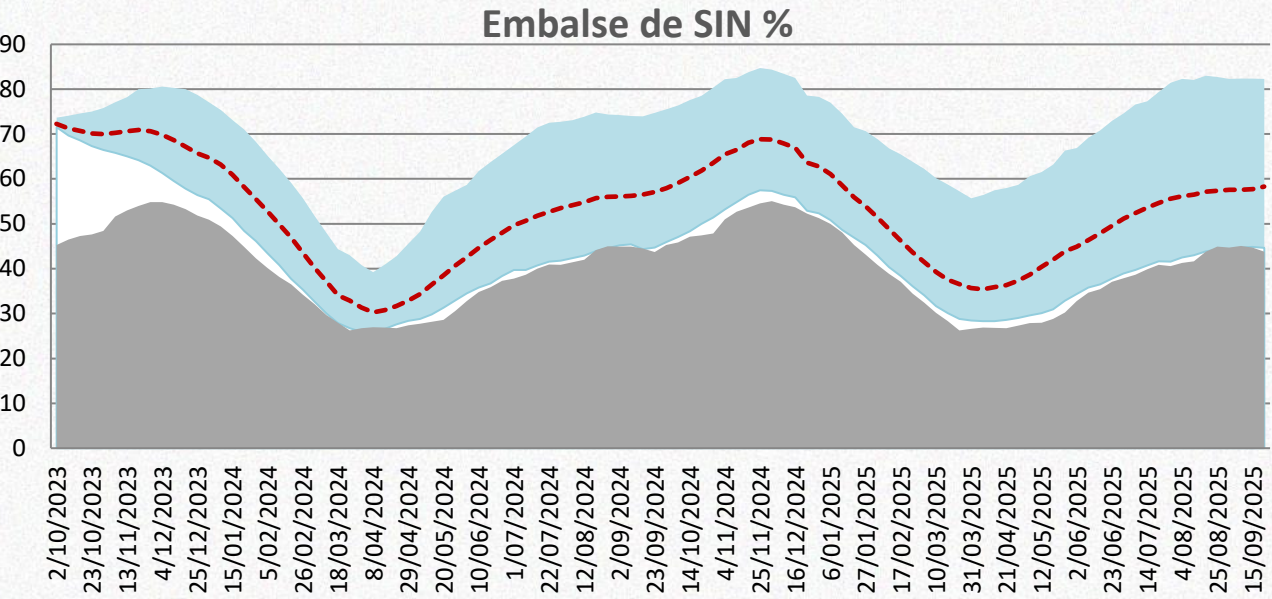
Para los 100 escenarios considerados, se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.



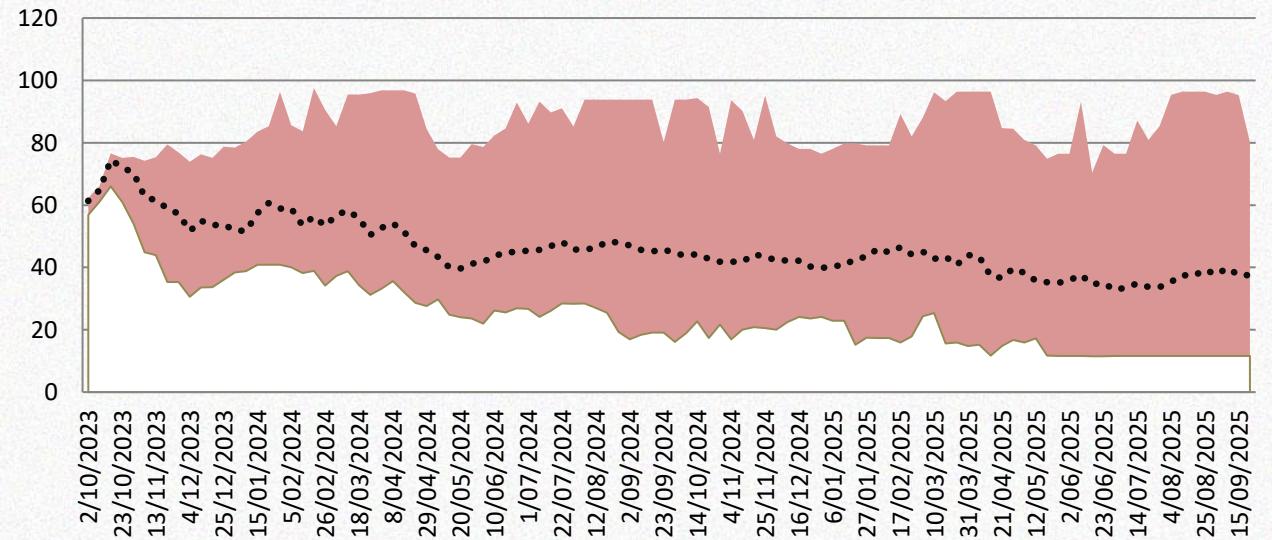
OEF Atraso Dmed + 2.5%



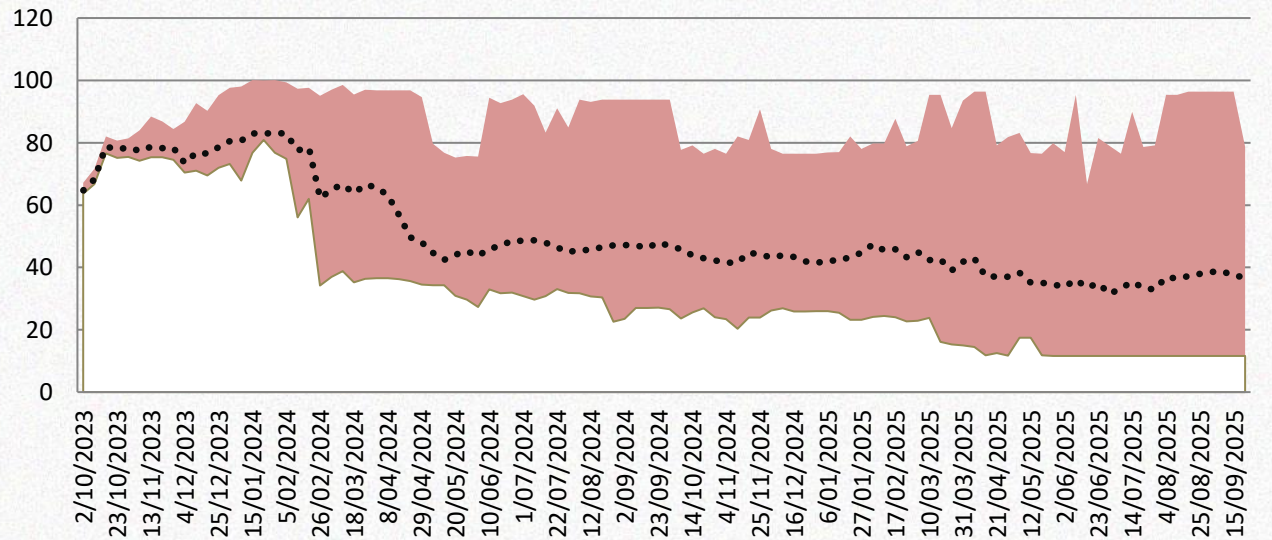
OEF Atraso Dmed + 2.5% (IncRed)



Generación Térmica GWh/día



Generación Térmica GWh/día



Resumen resultados del análisis energético de mediano plazo

Tipo de estudio	Expansión de generación (MW)	Escenario de Demanda	Hidrología	Gen Térmica prom invierno (GWh/día) (oct-nov 2023)	Nivel Embalse Agregado al inicio del verano (inicio dic 2023)	Gen Térmica prom verano (GWh/día) (dic-mar 2024)	Nivel Embalse Agregado al final del verano (inicio abril 2024)
Estocástico	OEF Atraso 1 año	Medio	100 series	54.17 (valor medio)	70.60 % (valor medio)	51.93 (valor medio)	32.20 % (valor medio)
			Inc Reducida P10 – 300series	70.61 (valor medio)	70.95 % (valor medio)	65.77 (valor medio)	29.05 % (valor medio)
	1648 En el horizonte	Medio + 2.5%	100 series	64.85 (valor medio)	72.25 % (valor medio)	55.17 (valor medio)	32.11 % (valor medio)
			Inc Reducida P10 – 300series	75.66 (valor medio)	70.63 % (valor medio)	75.22 (valor medio)	31.36 % (valor medio)
Determinístico	OEF Atraso 1 año	Medio	1990-1992	45.78	84.91 %	62.93	54.87 %
			2014-2016	44.37	84.85 %	57.79	53.84 %
			2009-2011	58.26	77.19 %	68.73	28.70 %
	1648 En el horizonte	Medio + 2.5%	2015-2017	80.09	71.29 %	83.45	27.57 %
			2015-2017	88.68	72.60 %	88.28	28.78 %
		Medio + 2.5% + Ecu *Ecu = 10.8 GWh/día hasta mar/24	2015-2017	93.57	70.16 %	96.53	25.33 %
						112.65 OEF térmica 22-23	
				112.97 OEF térmica 23-24			

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 1.7% al inicio del horizonte del estudio a 14.8% al final del mismo.



Bajo los escenarios de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que ante series determinísticas deficitarias una participación de la generación térmica anticipativa al verano y sostenida en este, lo que permite la gestión adecuada del recurso hídrico previo y durante este periodo.



El uso de generación térmica intensiva en los escenarios planteados hace un llamado a una adecuada logística de suministro y transporte de combustibles (gas natural nacional e importado, carbón y combustibles líquidos)



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

- Parámetros técnicos
- Medidas por elecciones regionales
- Declaraciones de emergencia
- Situación Operativa Caribe
- Indicadores de operación



Sumamos energía,
sumamos pasión

Parámetros técnicos

Antecedentes

Resolución CREG 025/1995

“Documento de parámetros técnicos del SIN: Documento en el cual se incluyen los principales parámetros técnicos de los elementos que constituyen el SIN. Se actualiza por lo menos estacionalmente con base en la información reportada por las empresas al CND. Este documento debe ser actualizado por el CND y estar a disposición de las empresas del SIN.

2.2. PLANEAMIENTO OPERATIVO ELÉCTRICO

2.2.1. Información Básica

En el Documento de Parámetros Técnicos del SIN se detalla la información usada para los análisis de Planeamiento Operativo Eléctrico.” (subrayado fuera de texto)

Actualmente se da cumplimiento a la publicación del documento de parámetros técnicos con PARATEC.

Resolución CREG 075/2021

“Artículo 7. Reporte de la información necesaria para estudios. Los transportadores del SIN tendrán la obligación de suministrar la información de sus sistemas, que se considere necesaria para la realización de los estudios de conexión y de disponibilidad de espacio físico exigidos para la asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1. Esta información deberá ser reportada por los transportadores a través del sistema de información que para tal fin se disponga en la ventanilla única.

...

La entrega de información por parte de los transportadores se deberá hacer con base en lo dispuesto en el artículo 53 y, posterior a esta entrega, la responsabilidad del transportador será mantenerla completa y actualizada.

Los transportadores deberán actualizar la información, completándola, cuando entren en operación activos en su sistema, y dando aviso, cuando se tenga previsto que la información va a ser modificada durante los siguientes doce (12) meses. La actualización de la información deberá hacerse a más tardar el quinto día hábil siguiente a cuando se materialicen las modificaciones. La responsabilidad de actualizar la información, en las condiciones y el plazo definido para esto, se entenderá como una obligación que debe cumplir el transportador con base en lo establecido en los artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 080 de 2019.” (subrayado fuera de texto)

Antecedentes

Acuerdo 1670. *Por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN*



Se definen los formatos para la declaración de parámetros

Acuerdo 1585 *Por el cual se aprueba la actualización de los procedimientos para solicitar el cambio de parámetros técnicos de las plantas de generación, activos de uso del STN, activos de conexión al STN y sistemas de almacenamiento de energía con baterías SAEB*



Se definen los procedimientos para los cambios de parámetros

Acuerdo 1612 *Por el cual se aprueba la actualización del "Procedimiento para la puesta en operación de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional - STR -, de usuarios conectados directamente al STN, al STR y de recursos de generación"*



Se definen procedimientos y plazos para la entrada en operación de nuevos activos, incluyendo la declaración de parámetros

Circular CREG 014 de 2022

Define la información a reportar en concordancia con artículo 7 de la Resolución CREG 075 de 2021 para ser reportada por los Transportadores.

Se deben reportar activos existentes, proyectados (para los activos proyectados, cuando según la regulación de la CREG ya se cuente con aprobación de la UPME), repotenciaciones proyectadas y se debe mencionar de forma explícita la fecha de puesta en operación,



Se definen la información necesaria a reportar a la UPME para los estudios de conexión

Situaciones

- En 2021, en cumplimiento del Acuerdo CNO 1414, los agentes realizaron una revisión y actualización masiva de la información.
- De acuerdo con la información de los parámetros reportada por los transportadores en la ventanilla única, con la cual se están realizando los estudios de conexión y planeación de la expansión, se identificaron diferencias entre la información que reposa en PARATEC y la que reportan a la ventanilla única.
- Se han recibido 21 comunicaciones de UPME solicitando aclaración a los agentes.

Dado que el marco normativo define los procedimientos del reporte de la información y actualización de la misma, no se debería tener asimetría en la información de los parámetros de los activos con los cuales se realiza la operación, la planeación operativa y de la expansión del SIN. Por lo tanto, recomendamos a los agentes revisar que la información reportada en la ventanilla única y en PARATEC corresponda con los parámetros reales.



Medidas por elecciones regionales en Colombia

Medidas en la programación de mantenimientos de activos del SIN y pruebas de generación – Elecciones Regionales 29-Oct-2023



El CND declarará **Condición Anormal de Orden Público (CAOP)** en el periodo comprendido entre el 23 y 30 de octubre de 2023, periodo durante el cual se tomarán las siguientes medidas en la programación de mantenimientos de activos del SIN y pruebas de generación:

Para los días del 23 al 30 de octubre de 2023 no se permitirán mantenimientos en la red de 500 kV.

Para los días 28, 29 y 30 de octubre de 2023 no programar:

- Mantenimientos de alto impacto en la red del SIN.
- Mantenimientos con Desconexión de Demanda (DNA).
- Mantenimientos que ocasionen degradación de la red del SIN.

Para el día 29 de octubre de 2023 no programar:

- Lavados sobre activos de la red del SIN.
- Mantenimientos que afecten la supervisión de la red del SIN.
- Riesgos de disparo simultáneos sobre activos de la red del SIN.
- Riesgos de disparo sobre activos de la red del SIN que afecten directamente la atención de la demanda del SIN.
- Pruebas de generación autorizadas.

Otras medidas

En los días previos, durante y posteriores al periodo electoral y de acuerdo con la evolución de las condiciones del SIN, el CND estaría informando la extensión de las fechas en las cuales también se operaría el SIN bajo CAOP. En todo caso, durante este periodo el CND podrá tomar medidas adicionales para garantizar la seguridad y confiabilidad del SIN, en cualquier momento tales como:

- **Cubrimiento de contingencias dobles:** En la medida de lo posible se cubrirían contingencias que impliquen salida de dos activos, en aquellos circuitos que van por la misma estructura de transporte.
- **Aplicación del criterio N-1-1:** En la medida de lo posible se aplicaría esta medida en zonas que se puedan ver afectadas por la salida de elementos escalonados, no necesariamente que compartan estructura.

El CND realizará seguimiento permanente a las condiciones de orden público en el país e informará al CNO de cambios en las medidas implementadas para minimizar riesgos para la atención segura y confiable del sistema.

Nota: Para dar cumplimiento a lo anterior de manera preventiva, es muy importante que todos los agentes informen de cualquier condición de orden público que pueda afectar la infraestructura eléctrica.

Reporte de información de los Operadores de Red al CND

Octubre 29 de 2023

El CND implementará un formato y un chat por WhatsApp con los Operadores de Red, con el objetivo que éstos reporten inmediatamente las novedades en la operación de los OR en sus redes de distribución, que estén afectando la atención de la demanda de energía el día 29 de octubre de 2023.

XM enviará la solicitud a las personas delegadas por los OR para entregar esta información y el formato de reporte.

Medidas de Ciberseguridad

Las siguientes medidas se vienen impulsando desde XM para fortalecer la ciberseguridad:

1. Se ha intensificado el monitoreo de alertas enviadas por las distintas fuentes de eventos y las búsquedas exhaustivas en las herramientas de protección de huella digital desde el SOC (Centro de operaciones de seguridad) de XM; con el fin de detectar movimientos que puedan afectar a la compañía o el sector, inclusive.
2. Se está trabajando al interior de XM el diseño e implementación de campañas de concientización a los empleados de la compañía para continuar reforzando la detección y el reporte de cualquier situación inusual. En este mismo sentido, se solicitará a nuestros proveedores una matriz de comunicación, de sus equipos de seguridad, con el fin de reportar y verificar de manera oportuna cualquier anomalía o incidente que se pueda presentar.
3. A través del comité de ciberseguridad del CNO, en la próxima sesión ordinaria, se recalcará la importancia de continuar con las campañas de concientización dentro las empresas del sector, para que sus funcionarios estén preparados.
4. Adicionalmente, a partir del incidente que presentó IFX la semana del 11 de septiembre de 2023 y otros similares, se ha solicitado a la CREG que impulse una propuesta regulatoria que exija en el sector el reporte de los eventos detectados y riesgos materializados, así como también la conformación de un equipo de respuesta ante incidentes de seguridad informática (CSIRT).

Declaraciones de emergencia

Declaraciones de emergencia

Área Oriental

- **Septiembre 2 al 6, 8 al 15, 18 al 30, Octubre 2 al 4:** Emergencia en subestaciones Tenjo 115 kV, Chía 115 kV, El Sol 115 kV, Diaco 115 kV, Gran Sabana 115 kV, Leona-Agafano 115 kV, Zipa 115 kV, Zipaquirá 115 kV, Peldar 115 kV, Ubaté 115 kV y Simijaca 115 kV en el área Bogotá, **por la indisponibilidad de la línea Noroeste – Tenjo 115 kV e indisponibilidad de unidades de Termo Zipa.**

Área Caribe

- **Septiembre 27, 28:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por indisponibilidad de Flores 1 e indisponibilidad de unidad Tebsa 21.
- **Octubre 2:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones BL1 TERMOFLORES A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV y BL1 OASIS A EL RIO 110 kV.
- **Octubre 3:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por indisponibilidad de Flores 1 e indisponibilidad de unidad Tebsa 21.

Declaraciones de emergencia

Área Caribe

- **Octubre 2:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones BL1 TERMOFLORES A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV y BL1 OASIS A EL RIO 110 kV.
- **Octubre 3:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones BL1 OASIS A EL RIO 110 kV, BARRA OASIS 110 kV, BARRA TERMOFLORES 110 kV y FLORES 1 GAS.

Área Nordeste

- **Septiembre 22 al 24,** Emergencia en subestaciones Tibú, Zulia e Ínsula 115 kV, en el área Nordeste, por recomendación operativa de mantenimientos.
- **Septiembre 30 a Octubre 02,** Tibú, Zulia, Ínsula y Belén 115 kV, en el área Nordeste, por recomendación operativa de mantenimientos.

Declaraciones de emergencia vigentes

Área Caribe :

- Desde abril 01 de 2022: Subárea GCM, debido al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión.
- Desde junio 24 de 2023, nodos de Caribe por recuperación transitoria de tensión:
 - Subárea GCM: El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.
 - Subárea Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen 66 kV y El Plato 34.5 kV.
 - Subarea Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.
- Desde septiembre 6 de 2023, en El Carmen 110 kV en la subárea Bolívar por recuperación transitoria de tensión.

Actualización parámetros AGC

Constante de Regulación Combinada – BIAS

Para determinar el BIAS se recopilamos los eventos de frecuencia ocurridos en el SIN entre septiembre del 2022 y septiembre del 2023 con el fin de contar con una muestra representativa, exceptuando:

- Eventos en los que hubo actuación de alguna de las etapas del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia (EDAC), ya que estos involucraron otras instancias del control de frecuencia del SIN.
- Eventos en los cuales se presentaron oscilaciones electromecánicas, que produjeron excursiones de la frecuencia, en varias ocasiones, por fuera de los límites normales de operación (59.8 Hz a 60.2 Hz).
- Eventos ocurridos en el mercado de comercialización ecuatoriano que afectaron el SEP colombiano.

Para cada evento considerado se verificó el valor de la frecuencia registrada antes y durante el evento de desbalance de la potencia, y los tiempos de recuperación de la frecuencia al valor nominal. En la siguiente Tabla se presentan los resultados obtenidos.

Constante de Regulación Combinada – BIAS

	Promedio	Mediana	Percentil 60
Demanda máxima	1018	572	830
Demanda media	1111	725	957
Demanda mínima	1192	666	959



Valor propuesto del BIAS por Escenario
de Demanda periodo 2023-2024

Holgura para AGC

Holgura 2022 - 2023

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
Holgura Propuesta	356	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	419	290	290	290	361	331

Holgura 2023 Cambio CEN Ituango

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
Holgura propuesta	364	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	397	300	300	300	361	326

Velocidad mínima de cambio de carga por unidad

La velocidad mínima de cambio de carga por unidad es la tasa de variación mínima requerida en MW/min para cada unidad del SIN que participe en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, con el objetivo de responder a las variaciones más rápidas de carga en el sistema.

Para determinar el mínimo número de unidades posibles requeridas en el período de máximo cambio de carga (P19), se considera la holgura de AGC y las unidades con mayor rango de regulación en el sistema.

Velocidad mínima de cambio de carga por unidad

Holgura para el período 19, día ordinario: 397 MW

Unidad con mayor rango de regulación: Guavio con 190 MW, es decir 95 MW de holgura

Por lo tanto, se necesitan 5 unidades de Guavio para cubrir la holgura del P19.

La velocidad mínima de cambio de carga por unidad se puede calcular de acuerdo con la Ecuación 1. Esta ecuación incorpora las siguientes consideraciones:

Que la velocidad de respuesta del AGC debe igualar como mínimo la máxima velocidad de cambio de carga del sistema.

Que se pierda una de las unidades que se encuentre haciendo AGC en un escenario que considera la máxima holgura del sistema y la regulación es prestada por las unidades con mayor rango de regulación. (Actualmente unidades de Guavio).

$$V_{u_{min}} = \frac{V_{S_{max}}}{N_{u_{min}} - 1} = \frac{54,41 \text{ MW}/\text{min}}{5 - 1} = 13,6 \text{ MW}/\text{min}$$

Velocidad mínima de cambio de carga por unidad

Se recomienda que la velocidad mínima requerida de cambio de carga por unidad sea de 13.6 MW/min, para garantizar que, ante la pérdida de una unidad, la suma de las velocidades de toma de carga de las unidades que permanezcan en línea nunca sea inferior a la máxima velocidad de toma de carga del sistema.

Resumen parámetros AGC

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO ANTERIOR	REQUERIMIENTO NUEVO
Estatismo	⌚ Valores entre el 4 y el 6 % (Convencionales) ⌚ Valores entre el 2 y el 6 % (No Convencionales)	
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	⌚ Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.	
Constante de regulación del sistema	⌚ Máxima = 963 MW/Hz ⌚ Media = 921 MW/Hz ⌚ Mínima = 667 MW/Hz	⌚ Máxima = 963 MW/Hz ⌚ Media = 957 MW/Hz ⌚ Mínima = 959 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema	⌚ 50.5 MW/min	⌚ 54.41 MW/min
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad	⌚ Mayor o igual a 12.62 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.	⌚ Mayor o igual a 13.6 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número Mínimo de Unidades	⌚ 5 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.	
Holgura para AGC	⌚ Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000. Se obtienen valores diferentes dado el porcentaje de uso de la holgura.	
Holgura Mínima por Planta para hacer AGC	⌚ 18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	
Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC	⌚ 6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	
Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	⌚ Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.	

Unidades que quedarían por fuera del servicio

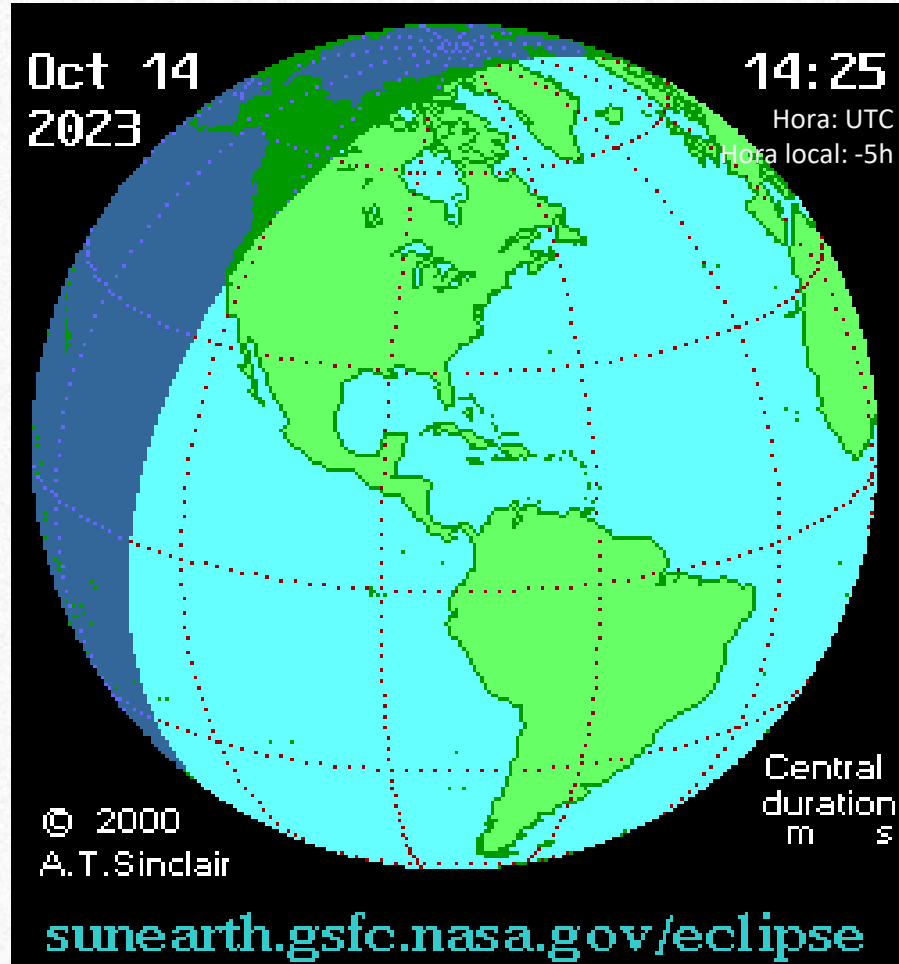
AGENTE OPERADOR	UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	VELOCIDAD DE CAMBIO AGC [MW/min]
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	ALTO ANCHICAYA 2	120	12,7
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	CHIVOR 4	125	13,09
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	URRA 4	85	13,17
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	URRA 2	85	13,2
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	URRA 3	85	13,27
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	URRA 1	83	13,3
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	PRADO 3	17	13,38

Pruebas de sintonía de AGC – Bajo el marco del Acuerdo CNO 1502

PLANTA	FECHA	MOTIVO	SINTONIZACIÓN PREVIA A LA PRUEBA	SINTONIZACIÓN POSTERIOR A LA PRUEBA
SOGAMOSO UNIDAD 2	23/08/2023	Corregir vulnerabilidades que afectan los switches de comunicación, los cuales hacen parte de la red de comunicaciones del lazo de control de AGC de la unidad.	Delay time: 9 sec Average turbine time constant: 16 sec Prime mover time constant: 16 sec Compensation ratio: 0.80 p.u.	Delay time: 9 sec  Average turbine time constant: 16 sec  Prime mover time constant: 12 sec  Compensation ratio: 0.80 p.u. 
LA MIEL I UNIDAD 2	06/09/2023	Corregir vulnerabilidades que afectan los switches de comunicación, los cuales hacen parte de la red de comunicaciones del lazo de control de AGC de la unidad.	Delay time: 5 sec Average turbine time constant: 7 sec Prime mover time constant: 5 sec Compensation ratio: 0.55 p.u.	Delay time: 6 sec  Average turbine time constant: 7 sec  Prime mover time constant: 3 sec  Compensation ratio: 0.40 p.u. 

Eclipse Solar 14 de octubre de 2023

Contexto



Eclipse Solar Anular

El tamaño aparente de la luna no es suficientemente grande para ocultar todo el Sol

FECHA



14 de octubre del 2023
11:30 - 15:30 hora local

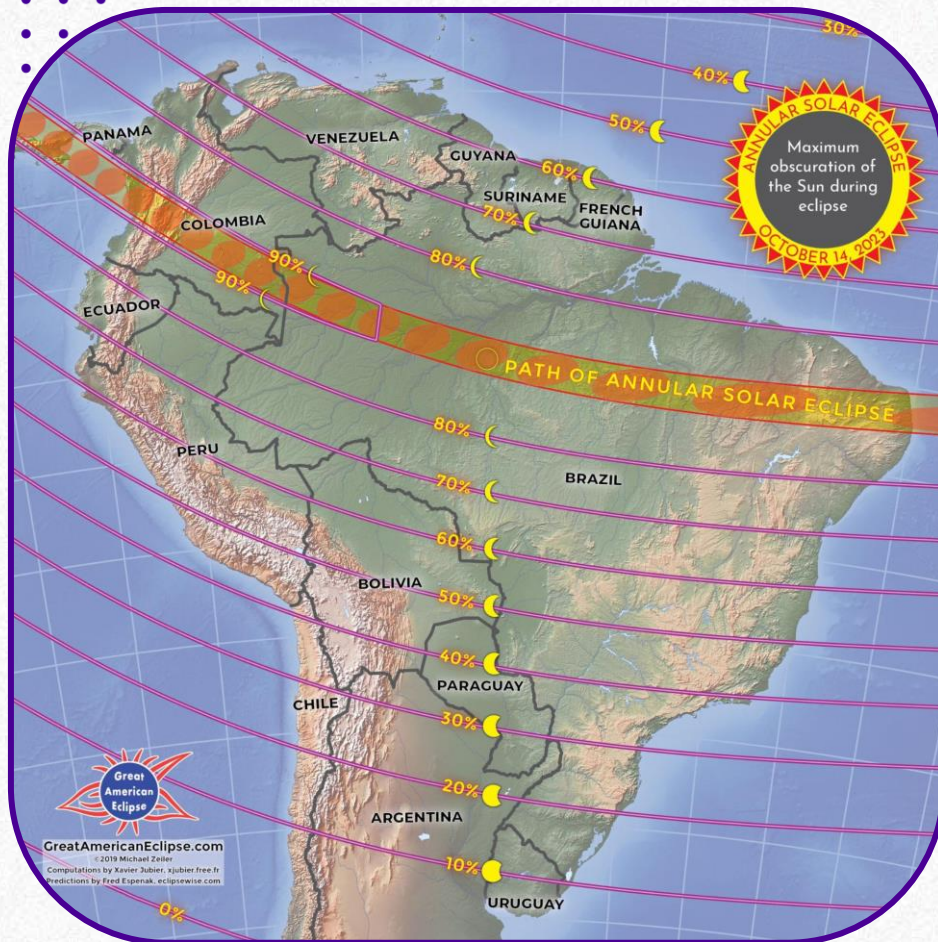
Eclipse solar anular:
Radiación **NO** se reduce a 0



Fuente: <https://solarsystem.nasa.gov/eclipses/2023/oct-14-annular/overview/>

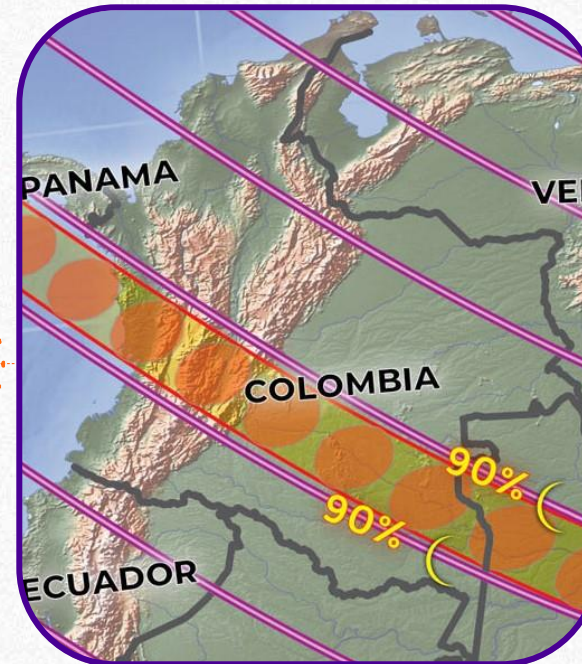
Afectación al recurso solar y la demanda

Afectaciones en el recurso solar



Trayectoria del eclipse solar anular

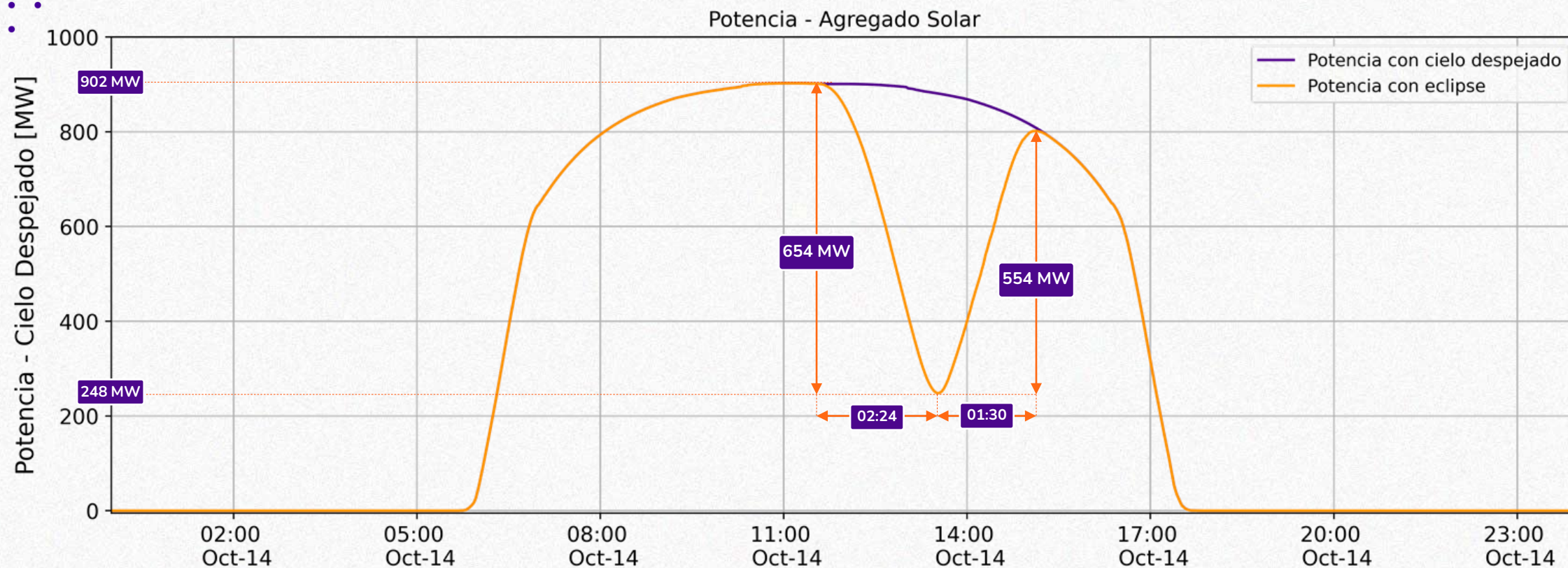
Fuente: Eclipses Home | Eclipses – NASA Solar System Exploration



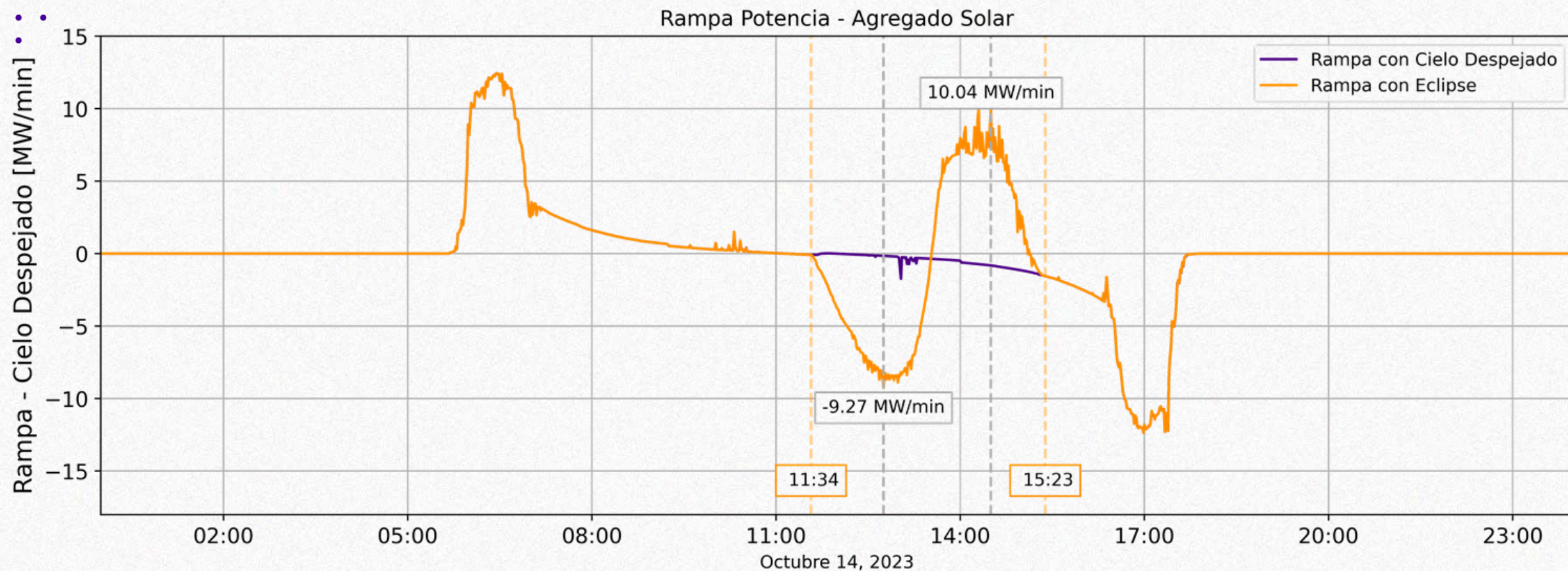
Disminución
disponibilidad del
recurso solar:
Entre 70% - 90%

Carácter transitorio
del eclipse:
Generación solar
presentará **altas**
rampas

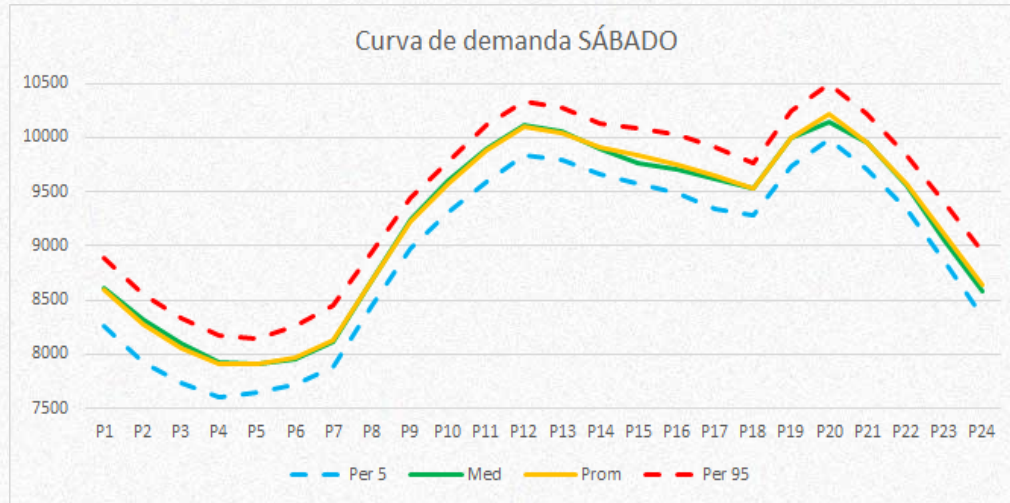
Afectaciones agregado solar



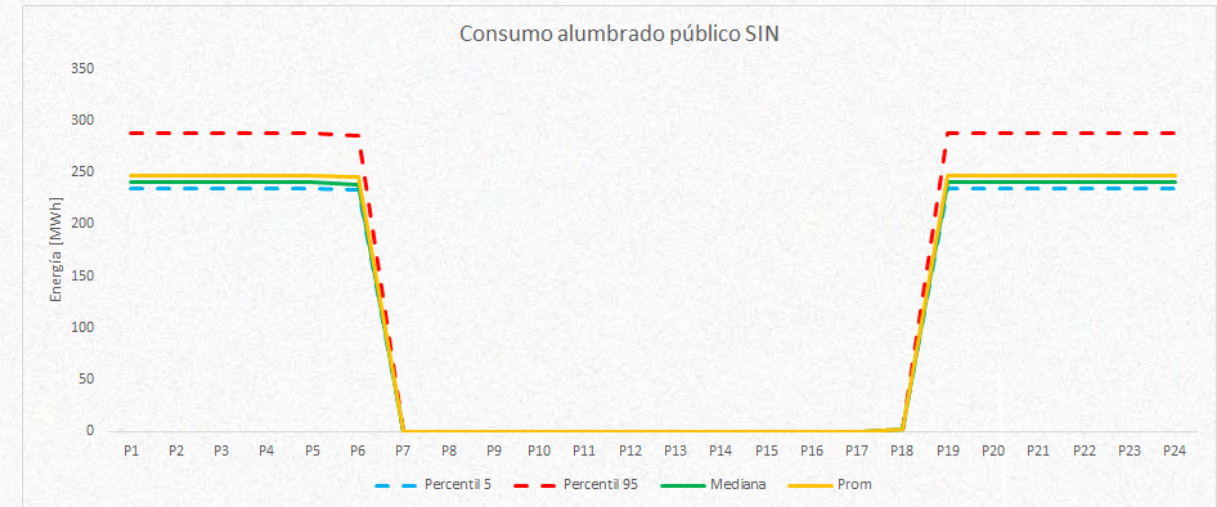
Afectaciones rampas de potencia



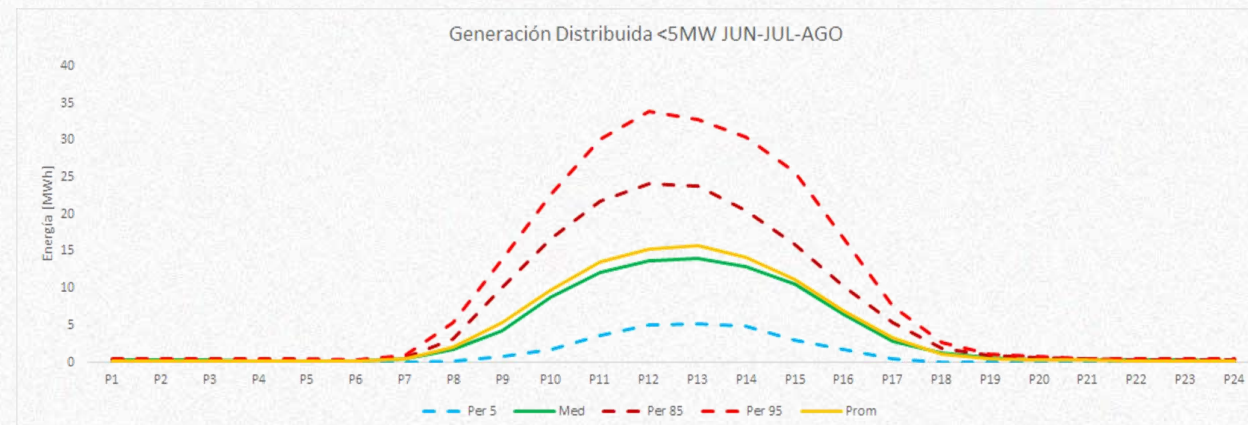
Afectaciones en demanda



Comportamiento de la demanda del SIN para los días Sábados en los meses de Junio, Julio y Agosto del 2023.



El percentil 95% se sitúa en 300 MW-h aproximadamente.

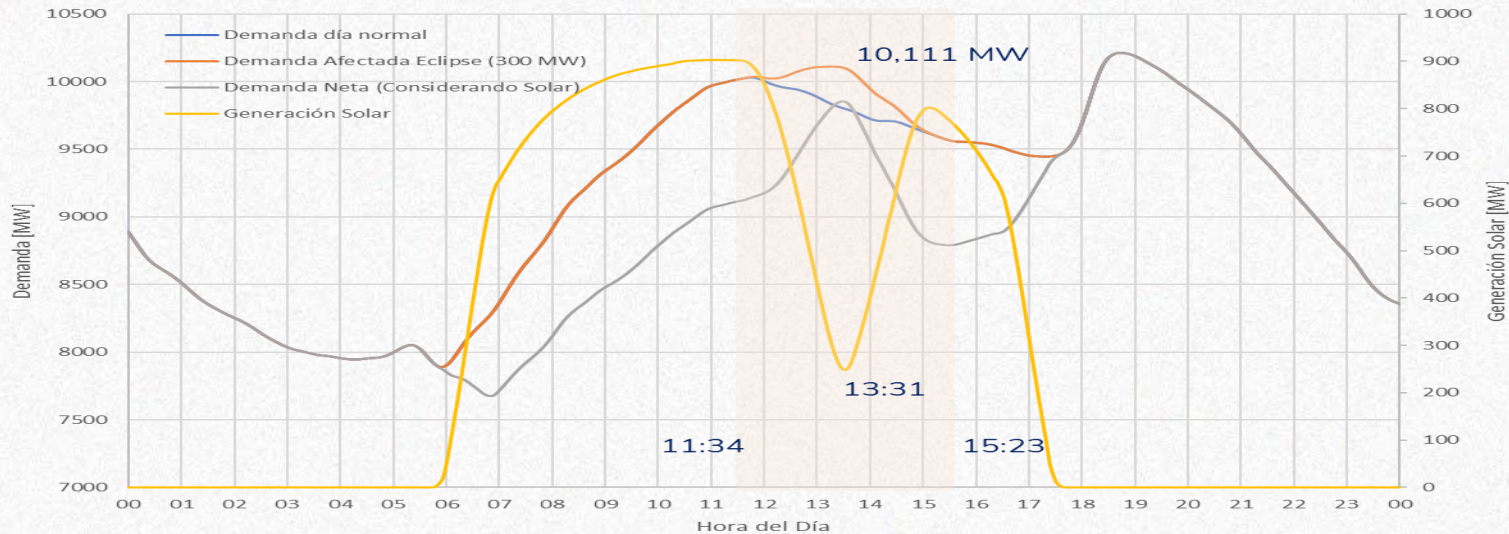


Se estima un valor de 20MWh para los periodos 13 y 14, teniendo en cuenta el comportamiento visto en los meses de Junio, Julio y Agosto del 2023.

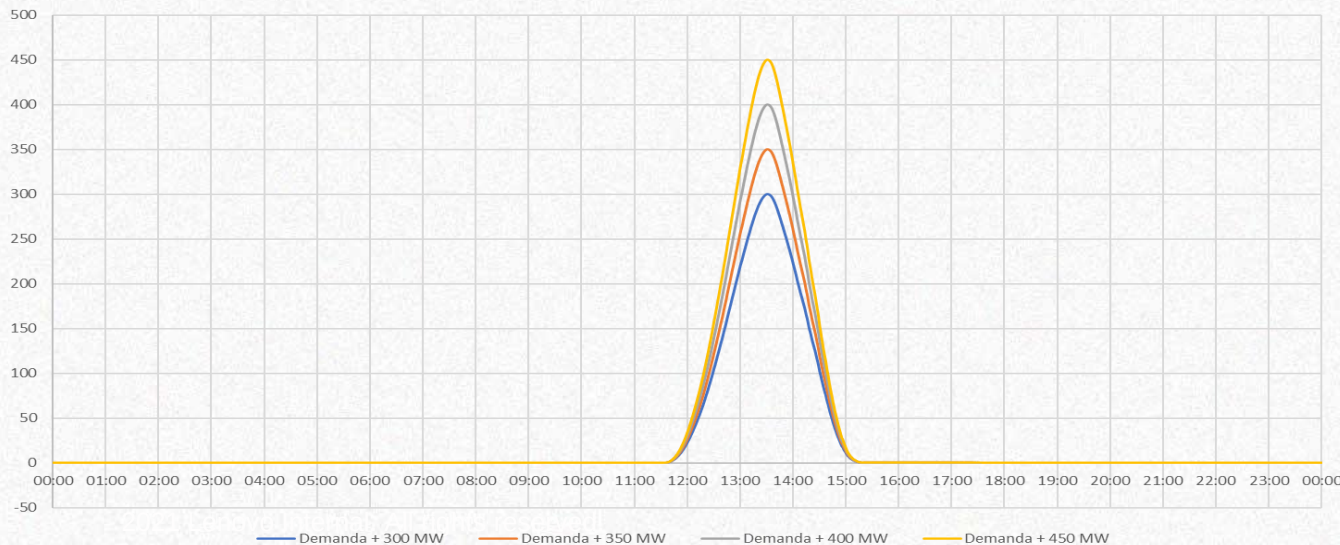
Rampas y márgenes de regulación

Demanda y Demanda Neta

Afectación Esperada de la Demanda Octubre 14 de 2023
Eclipse Solar



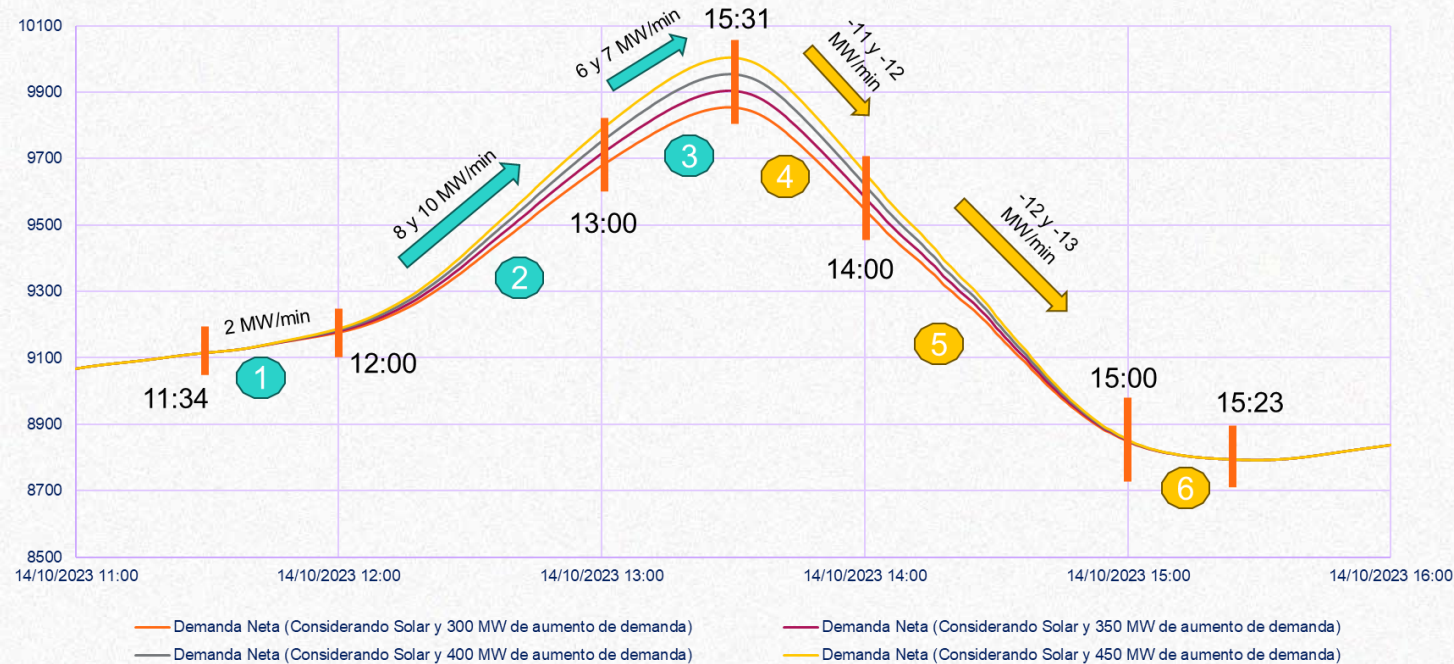
Sensibilidad Crecimiento Esperado de la Demanda



- De acuerdo con las experiencias internacionales, se espera que la demanda presente un crecimiento durante el fenómeno. El factor humano puede afectar las estimaciones de comportamiento de la demanda (disminución de consumo)
- Se considera un incremento de demanda de 300 MW asociados a alumbrado público y se realizan diferentes sensibilidades (350, 400 y 450 MW) para incorporar otras incertidumbres (alumbrado privado, paneles solares residenciales, etc).

Sensibilidad a incrementos en la demanda

Sensibilidad Demanda Neta Vs Aumento de Carga

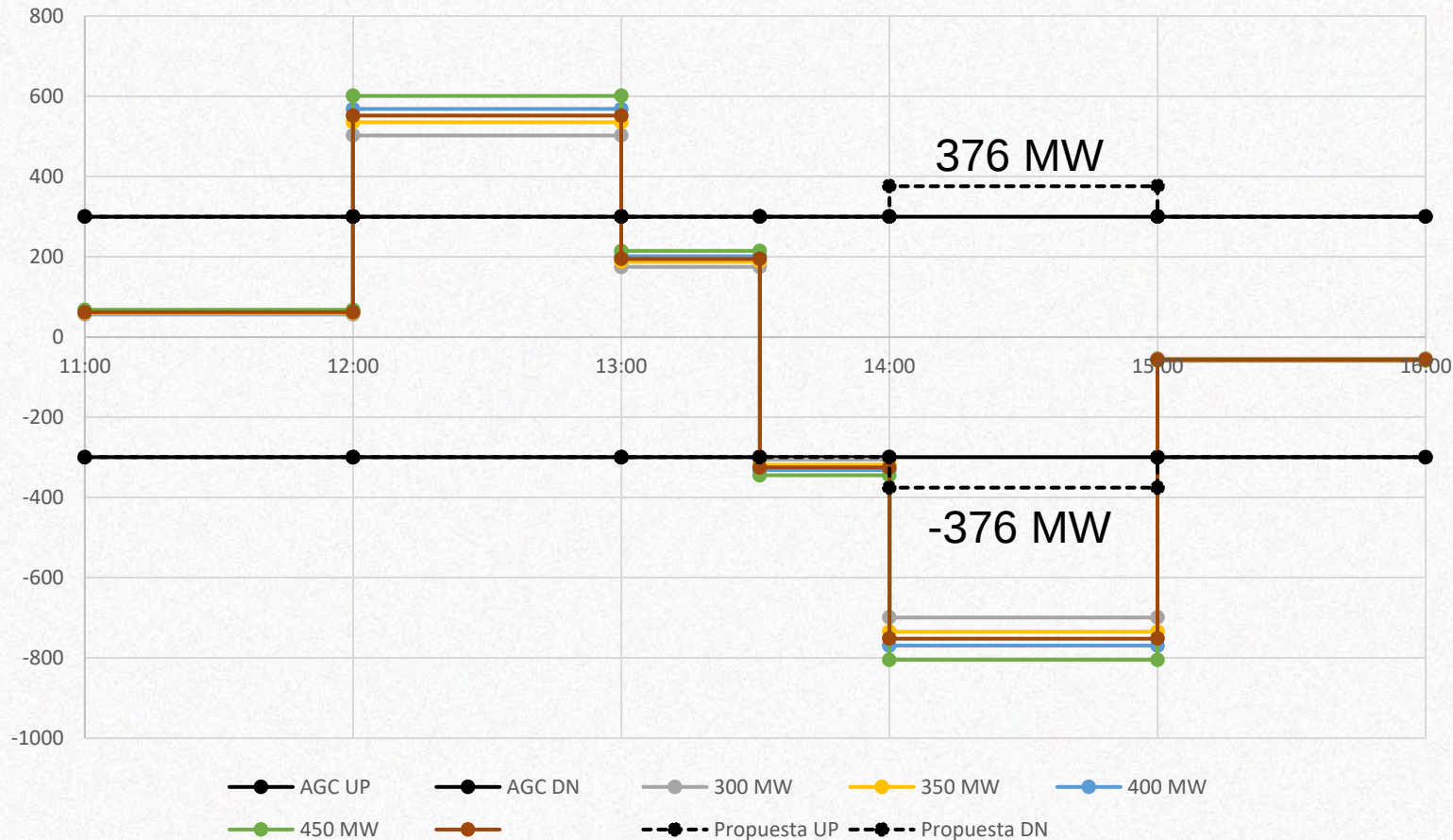


Segmento	Periodo		Variaciones de demanda en cada segmento [MW]			
	Tini	Tfin	300 MW	350 MW	400 MW	450 MW
1	11:34	12:00	56	60	64	67
2	12:00	13:00	502	535	568	601
3	13:00	13:31	175	188	201	214
4	13:31	14:00	-306	-319	-332	-345
5	14:00	15:00	-699	-735	-770	-805
6	15:00	15:23	-54	-56	-57	-59

- La disminución de la generación solar y el crecimiento de la demanda, generan un crecimiento pronunciado en la demanda neta con un máximo a las 15:31 Horas aproximadamente.
- La magnitud de las rampas de demanda neta durante este pico puede ser controlada en cada segmento con los requerimientos de AGC actuales (mínimo 50 MW/min).
- Los segmentos 2 y 5 presentan los mayores desafíos de regulación, con incrementos esperados para el segmento 2 de entre 500 y 600 MW y para el segmento 5 decrementos de entre 700 y 800 MW, en función del crecimiento de la demanda.

Márgenes de regulación

Ajuste a Margenes de Regulación (Sobre el promedio de las rampas de demanda neta)



- Se asume en cada segmento los deltas de demanda neta promedios para todas las sensibilidades de carga.
- Teniendo en cuenta que el margen de regulación debe cubrir el 50% de las rampas horarias de demanda neta (30 minutos), se recomienda modificar la holgura del periodo 15 de 300 MW a 376 MW.

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones y recomendaciones

- Los periodos 13 y 15 podrían ser los más exigentes en cuanto al sostenimiento del balance carga – generación. Durante el periodo 14, se deben utilizar plantas flexibles que puedan incrementar su producción y disminuir la misma rápidamente (segmentos 3 y 4 de las curvas de demanda neta).
- De acuerdo con algunas experiencias internacionales (Europa 20 Marzo 2015, California 21 de agosto de 2017, Chile 2 de Julio de 2019), no se descarta que durante el periodo 12 (inicio del fenómeno) y 16 (finalización del fenómeno) se presenten variaciones en la demanda producto del comportamiento de la sociedad (disminución del consumo y baja en la productividad).

Se recomienda:

1. Flexibilidad y Reservas

- Se recomienda **programar margen de reserva secundaria para el periodo 15, por un valor de 376 MW.**
- Por confiabilidad, se recomienda garantizar una **velocidad mínima de respuesta del AGC de 50 MW/min** y contar con al menos **dos plantas prestando el servicio.**
- En los **periodos 12, 13, 14 y 15 se recomienda validar la disponibilidad de reserva terciaria en línea para subir y para bajar equivalente al margen mínimo para AGC programado (300 MW).** En caso de no contar con la misma, se recomienda programarla.

Conclusiones y recomendaciones

Para la programación del despacho económico



Los agentes generadores que representan recursos solares fotovoltaicos deben reflejar en la disponibilidad de generación la afectación por pérdida de radiación a causa del fenómeno.



Los agentes responsables de los mercados de comercialización deben afectar los pronósticos de demanda para este día y estos periodos por efectos de alumbrado público y pérdida de generación distribuida en su sistema.

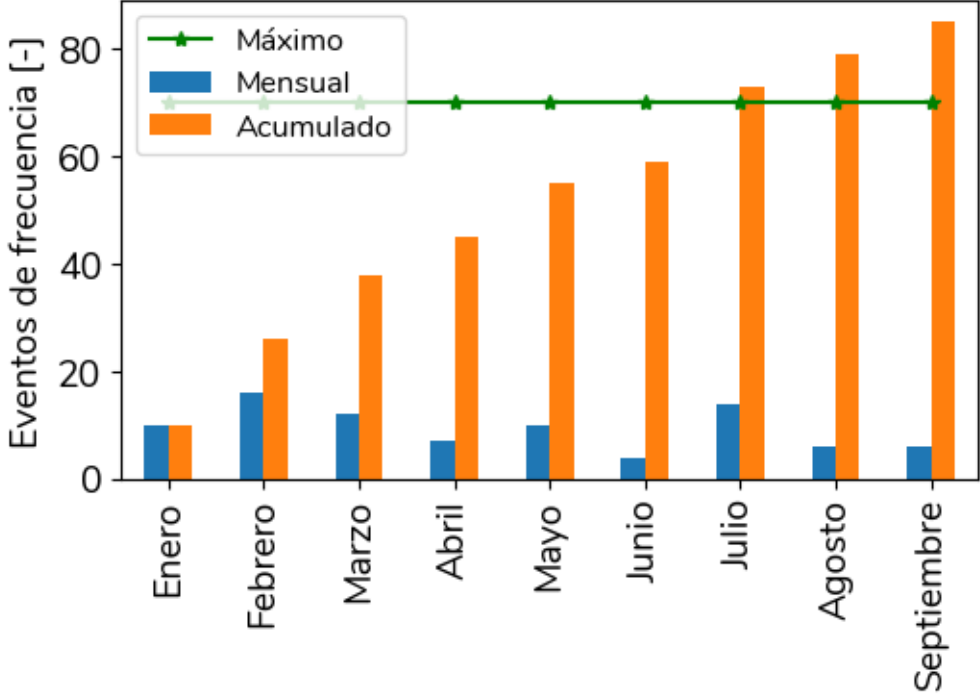


A los transportadores y distribuidores, minimizar las intervenciones sobre los activos de transmisión y distribución para maximizar la disponibilidad de la red.

+ + + + + + + +

Indicadores operación + +

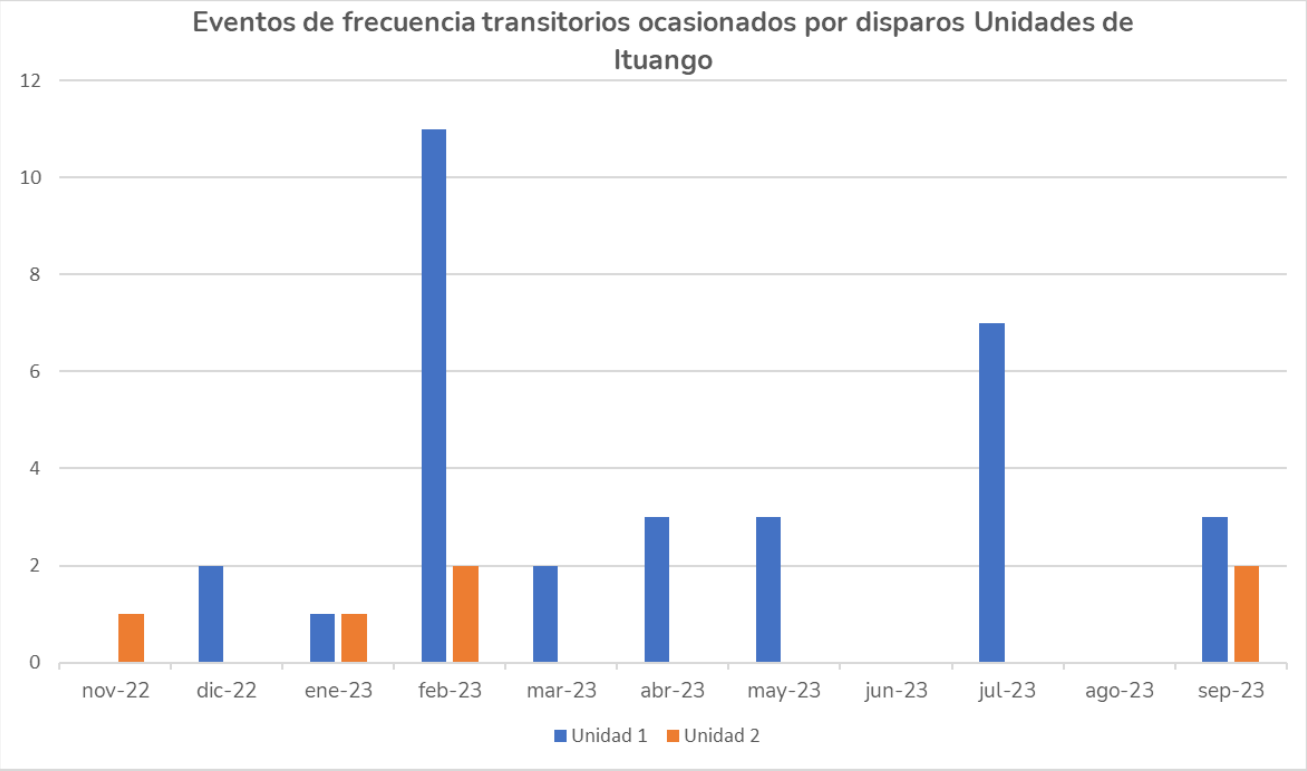
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Septiembre de 2023 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duración	Frecuencia	Descripción	EDAC
2023-09-11 01:37	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad de generación ITUANGO 2 con aproximadamente 303 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.683 Hz.	No
2023-09-12 11:11	5.0	59.7	Evento de frecuencia por pérdida de generación de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 290 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.7134 Hz.	No
2023-09-01 14:39	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.72 Hz.	No
2023-09-06 19:30	1.0	59.8	Evento de frecuencia por pérdida de generación de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 277 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.783 Hz.	No
2023-09-08 11:28	1.0	59.8	Evento de frecuencia por rechazo de carga programada de generación de la unidad ITUANGO 2 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.7962 Hz.	No
Fecha	Duración	Frecuencia	Descripción	EDAC
2023-09-12 16:28	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo del circuito San Bartolo - Sopladora 230 kV con pérdida 260 MW de generación en Ecuador. La frecuencia alcanza un valor de 59.7185 Hz.	No

Eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparos Unidades de Ituango

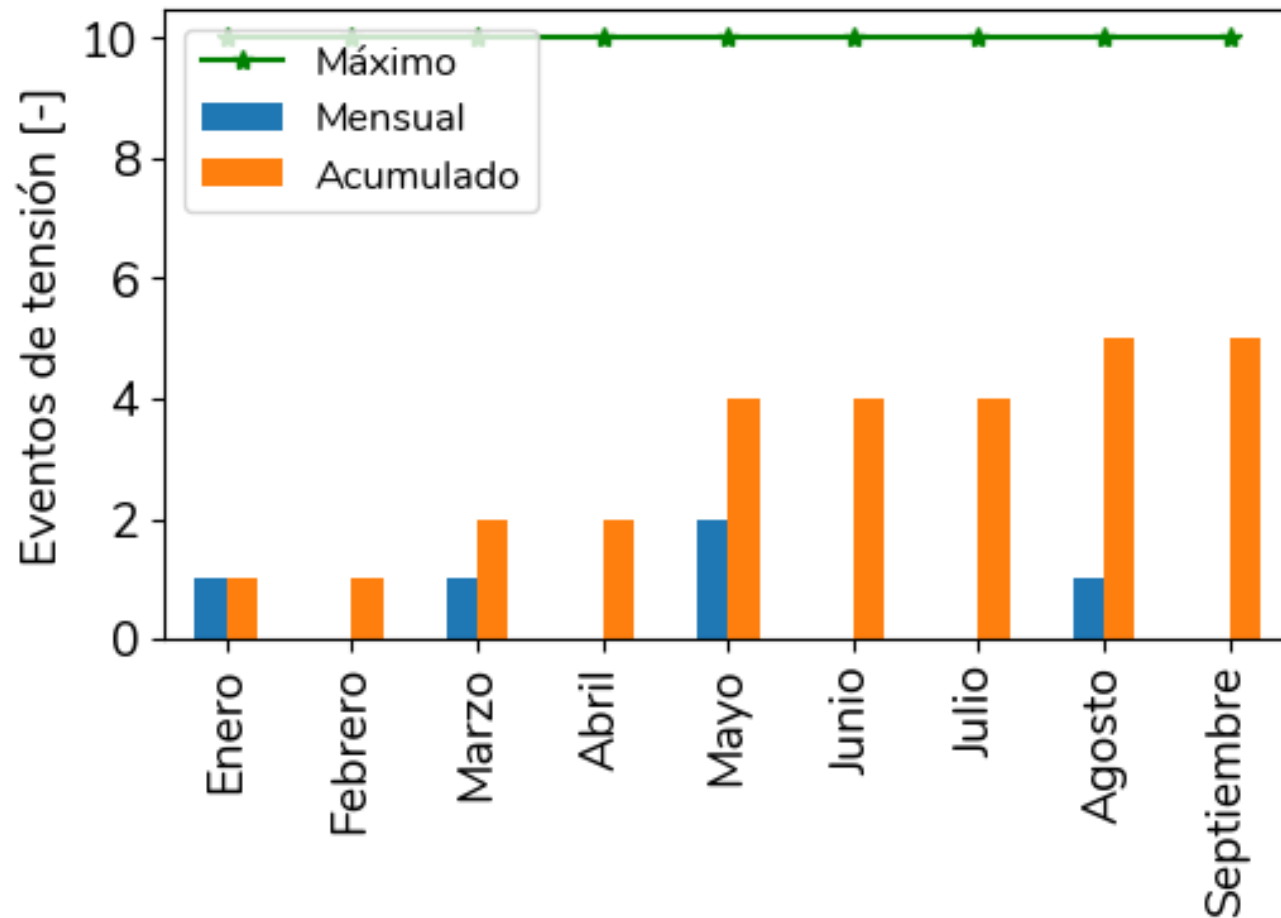


Mes	Unidad 1	Unidad 2
nov-22	0	1
dic-22	2	0
ene-23	1	1
feb-23	11	2
mar-23	2	0
abr-23	3	0
may-23	3	0
jun-23	0	0
jul-23	7	0
ago-23	0	0
sep-23	3	2

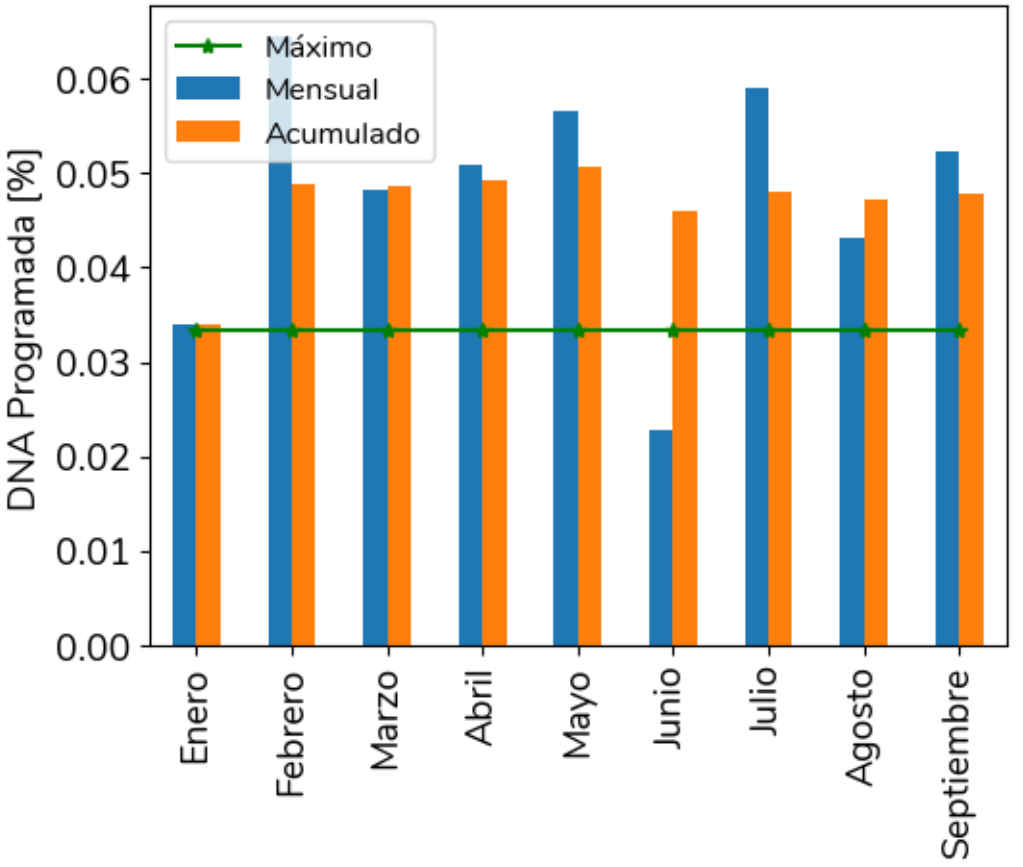
Se han presentado 38 eventos de frecuencia debido a las unidades 1 y 2 de Ituango desde el inicio de las pruebas de estas unidades.

En el mes de septiembre se presentaron 5 eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparo de unidades de Ituango

Eventos de Tensión Fuera de Rango



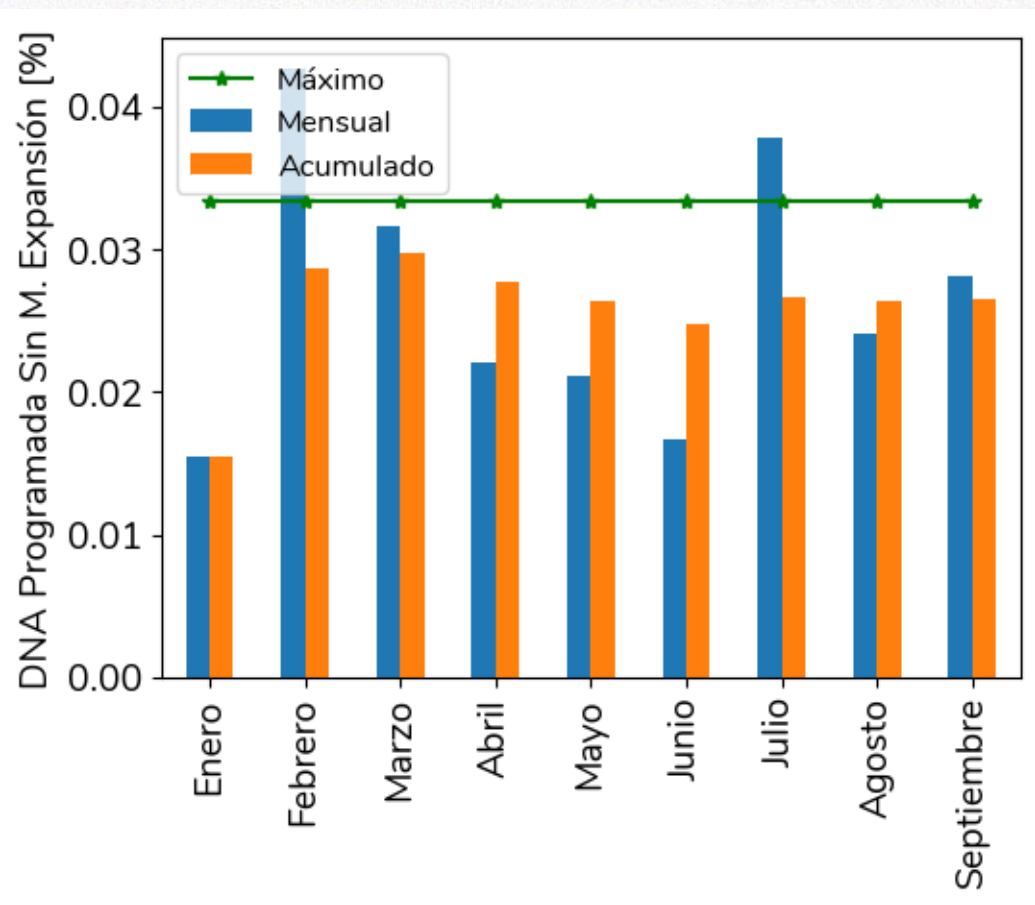
Durante el mes de Septiembre de 2023 no se presentaron eventos de tensión en el sistema



Por causas programadas se dejaron de atender 3.515 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energía	Descripción
2023-09-03 06:10	471.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0222998, C0222999 y C0223005 de los activos EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, EL PASO - EL COPEY 1 110 kV y EL BANCO 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2023-09-03 05:59	346.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222208 del activo MANZANARES (MAGDALENA) - SANTA MARTA 1 110 kV.
2023-09-09 06:02	317.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0224275, C0224277 y C2006832 de los activos SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5/12 kV, BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV y BT SABANALARGA 2 60 MVA 34.5 kV, respectivamente.
2023-09-20 07:12	306.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223480, C0223367, C0223368, C0223369 y C0223370 de los activos BL1 CHINU A COVEÑAS 110 kV, BL1 COVEÑAS A TOLUVIEJO 110 kV, BL1 COVEÑAS A CHINU 110 kV, COVEÑAS 1 60 MVA 110/34.5/5.84 kV y COVEÑAS 3 60 MVA 110/34.5/6.82 kV, respectivamente.
2023-09-07 05:18	245.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2006671 del activo MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV.

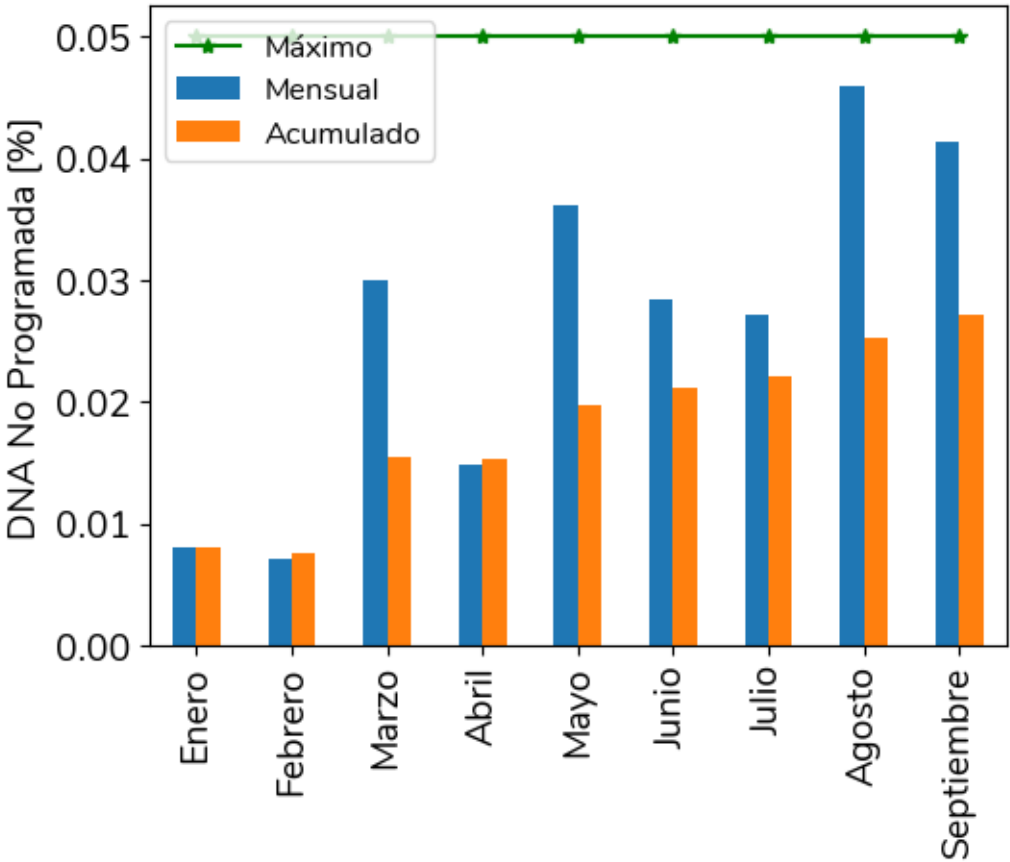
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.891 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energía	Descripción
2023-09-03 05:59	346.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C022208 del activo MANZANARES (MAGDALENA) - SANTA MARTA 1 110 kV.
2023-09-09 06:02	317.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0224275, C0224277 y C2006832 de los activos SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5/12 kV, BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV y BT SABANALARGA 2 60 MVA 34.5 kV, respectivamente.
2023-09-20 07:12	306.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223480, C0223367, C0223368, C0223369 y C0223370 de los activos BL1 CHINU A COVEÑAS 110 kV, BL1 COVEÑAS A TOLUVIEJO 110 kV, BL1 COVEÑAS A CHINU 110 kV, COVEÑAS 1 60 MVA 110/34.5/5.84 kV y COVEÑAS 3 60 MVA 110/34.5/6.82 kV, respectivamente.
2023-09-10 06:24	241.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223000, C0223003, C0223008,y C0223009 de los activos CODAZZI (CESAR) - LA JAGUA 1 110 kV, VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, LA JAGUA 1 30 MVA 110/34.5/13.8 kV, LA JAGUA 2 30 MVA 110/34.5/13.8 K.

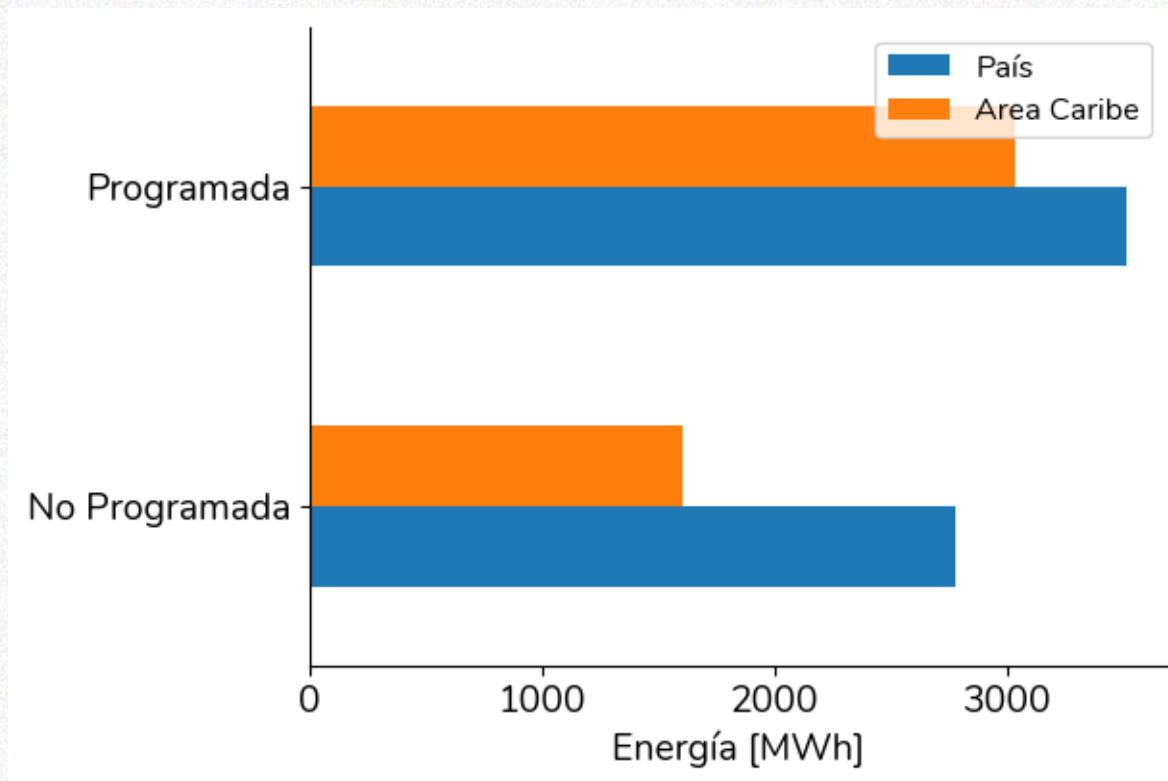
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 2.776 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2023-09-29 04:34	341.1	Demanda no atendida por disparo del activo CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV y LA MOJANA 110 kV.
2023-09-20 21:03	192.6	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 CHINU A SINCE 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SINCE 110 kV, MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV. DNA continua día 21 agosto 2023
2023-09-15 01:17	180.6	Demanda no atendida por disparo del activo EL CARMEN - ZAMBRANO 66 kV dejando sin tensión la subestación radial ZAMBRANO 66 kV.
2023-09-13 17:38	165.8	Demanda no atendida por disparo de los activos asociados a la Subestación LA ROSA 115 kV (Excepto el circuito ARMENIA - LA ROSA 1 115 kV), por falla del circuito CUBA - LA ROSA 115 kV.
2023-09-21 00:00	159.8	Continua demanda no atendida por disparo del activo BL1 CHINU A SINCE 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SINCE 110 kV, MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
2023-09-14 00:00	137.6	Continúa demanda no atendida por disparo del activo CORDIALIDAD 1 50 MVA 110/13.8 kV.

DNA Caribe vs. País

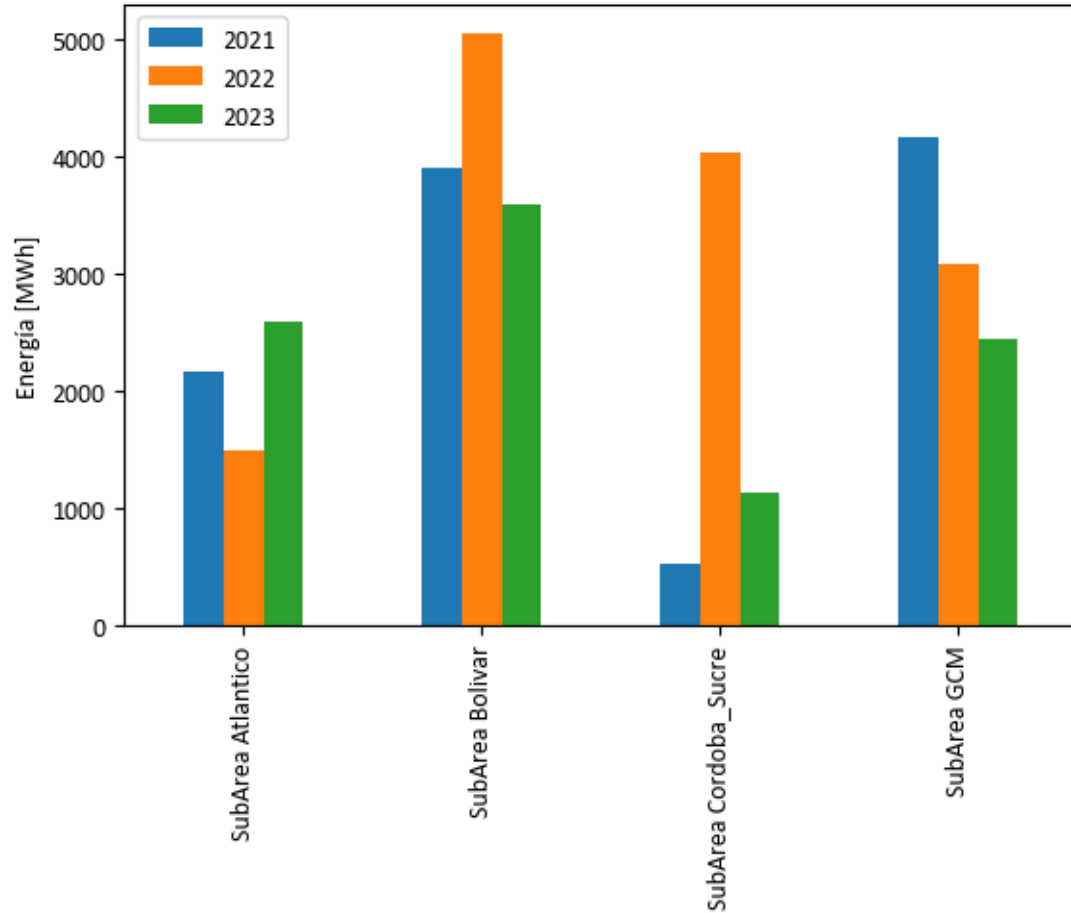


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 3.038 GWh, siendo un 86.41% de la demanda no atendida programada nacional (3.515 GWh) para el mes de Septiembre.

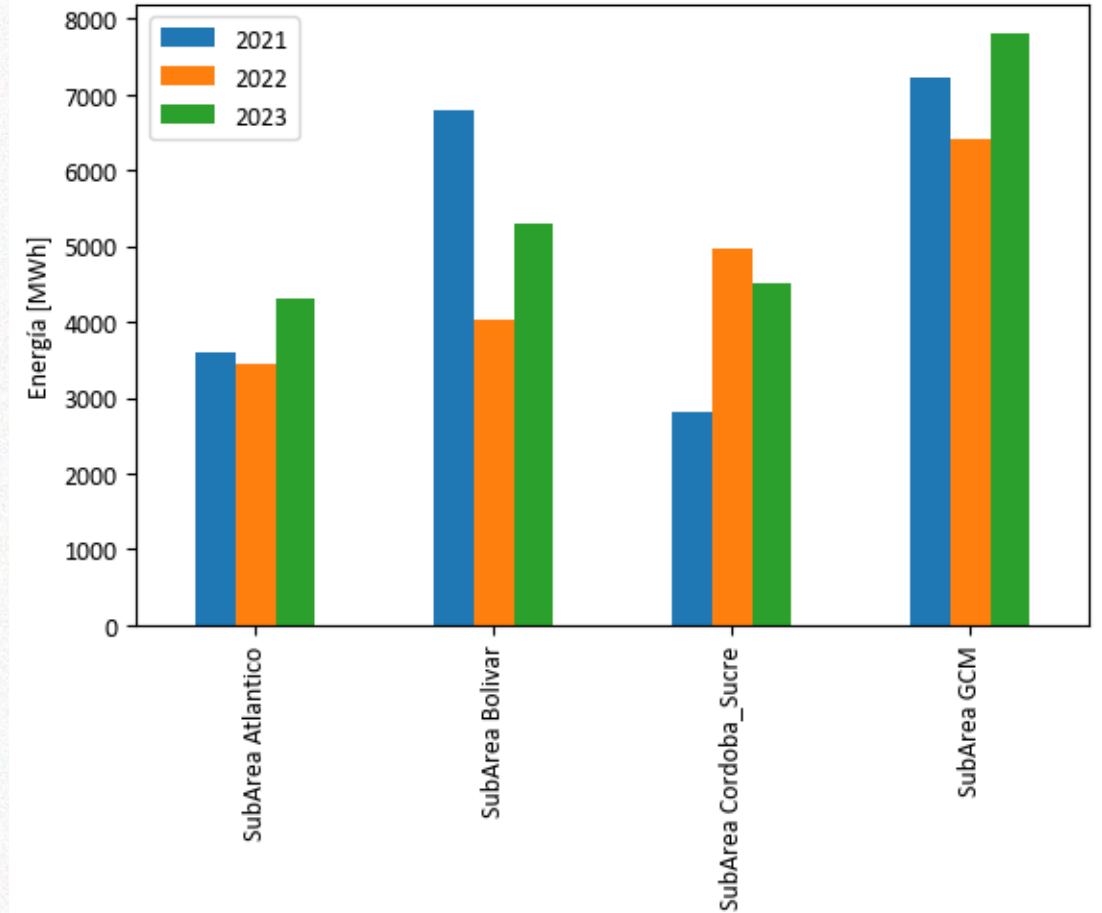
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 1.602 GWh, siendo un 57.71% de la demanda no atendida no programada nacional (2.776 GWh) para el mes de Septiembre.

DNA Caribe

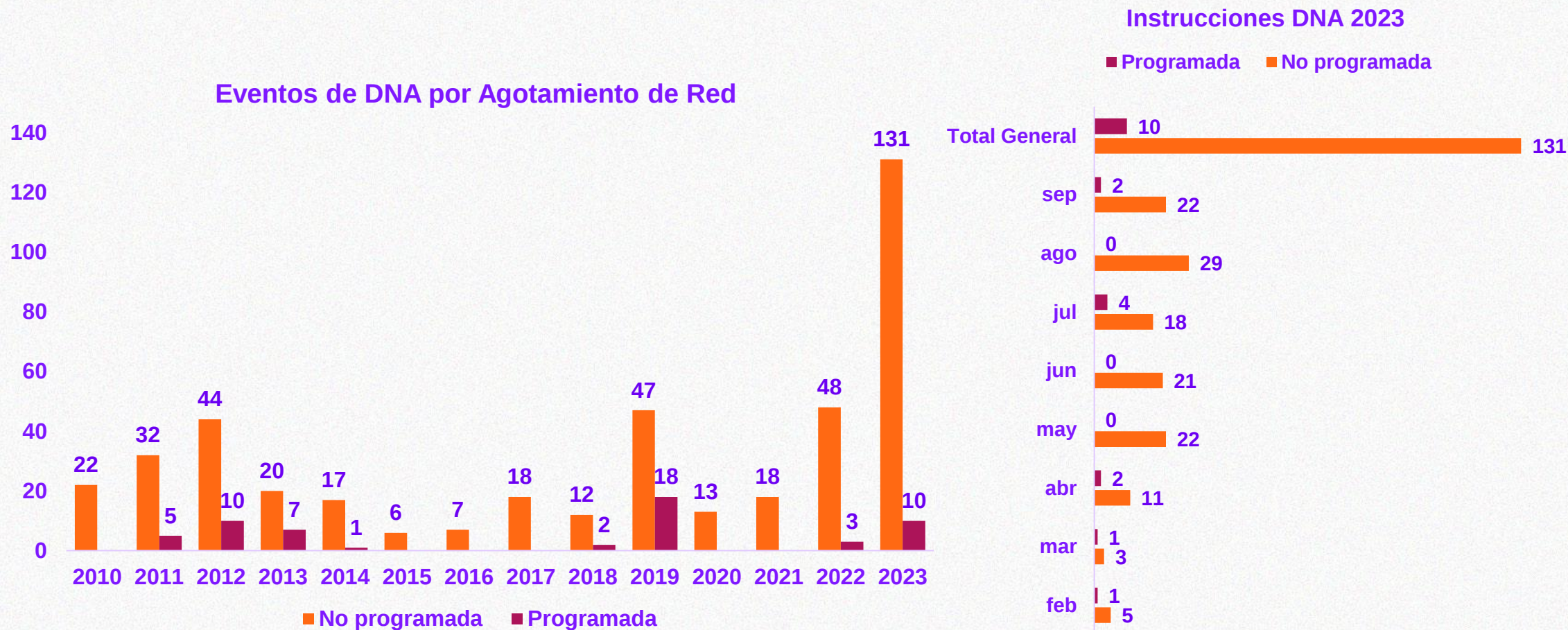
DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Septiembre



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



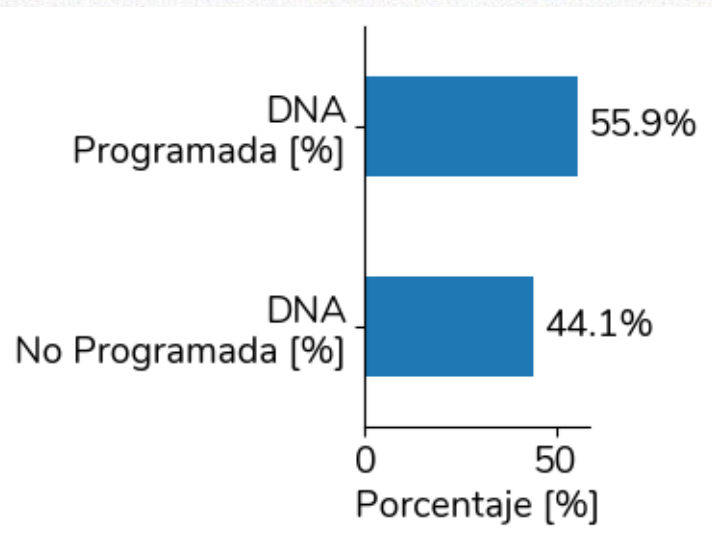
Evolución eventos de DNA por agotamiento



“Instrucciones de Demanda No Atendida (DNA): Instrucción de desconexión de carga desde el Centro de Control del CND al operador del área para cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad de la operación del sistema en cumplimiento del Código de POperación.

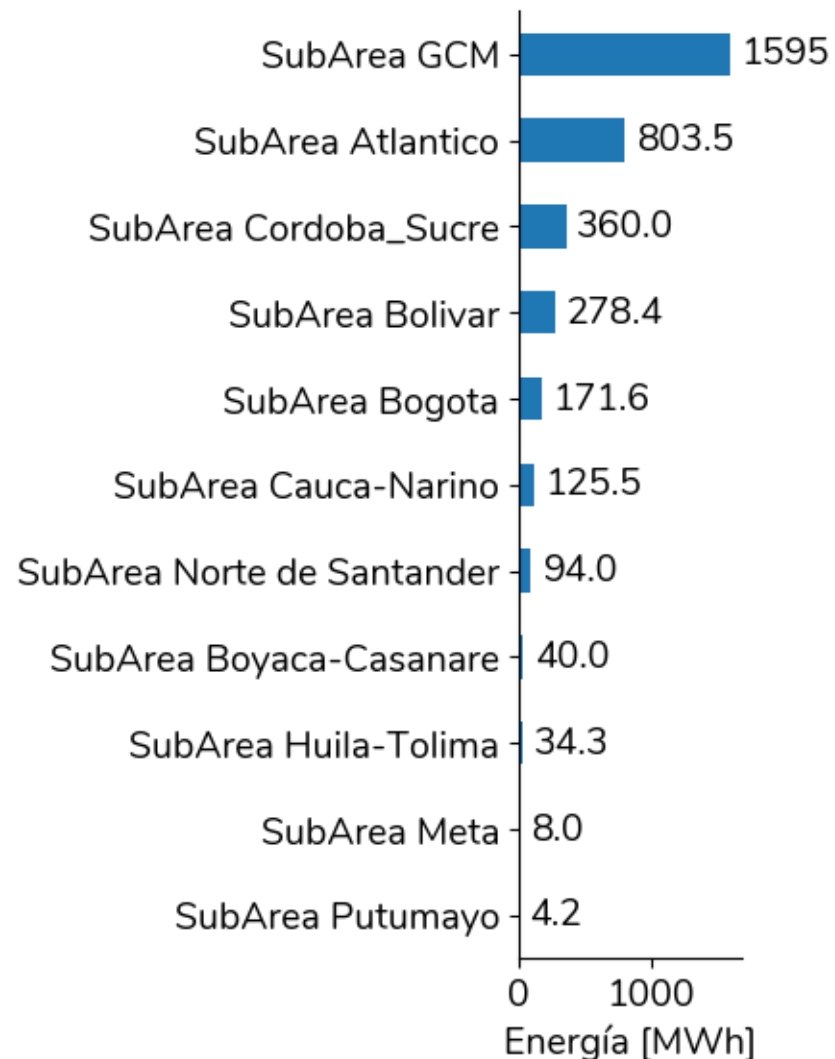
Resumen – Demanda no atendida

% DNA

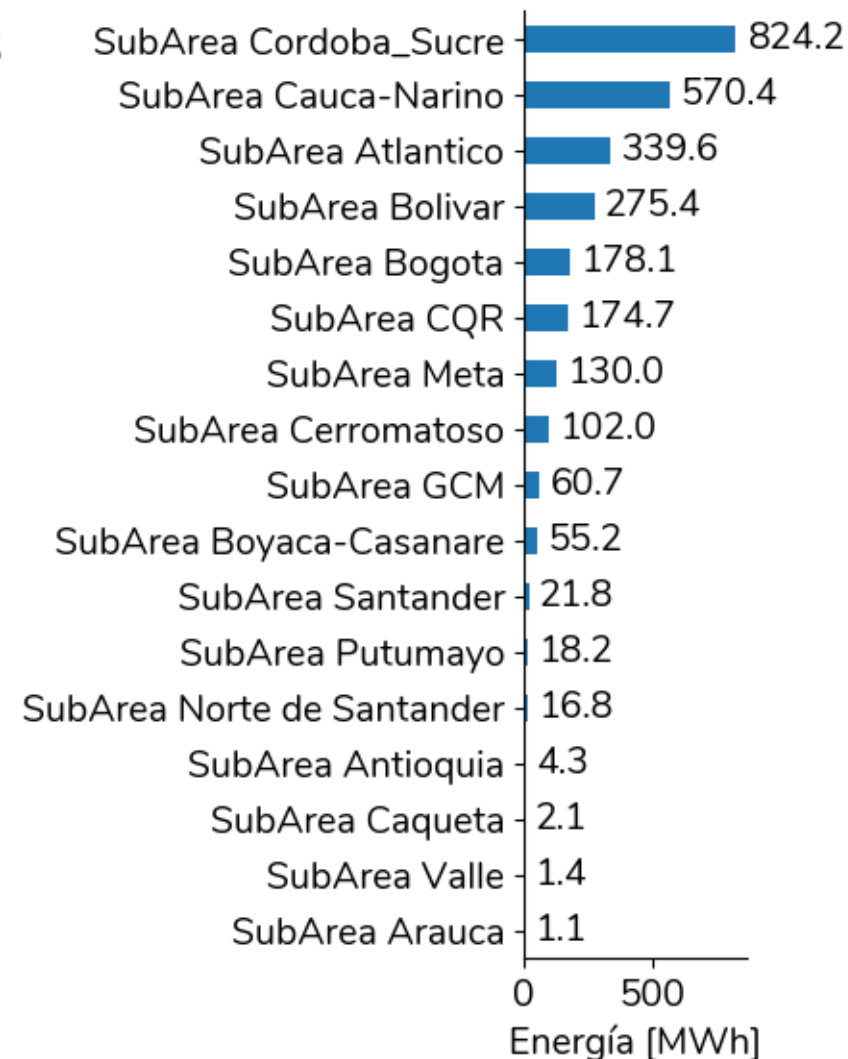


El total de demanda no atendida en Septiembre fue 6.29 GWh

DNA Programada

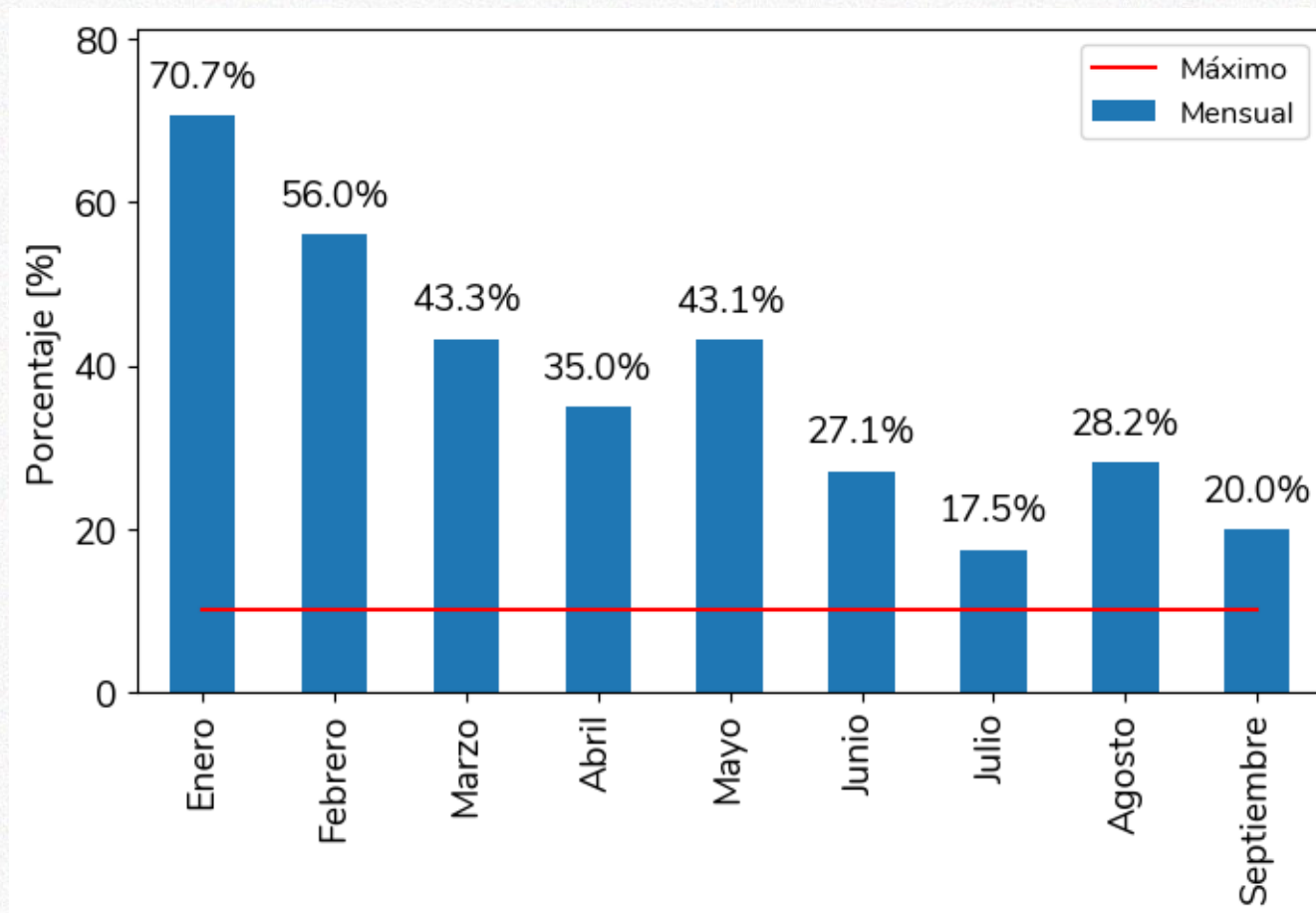


DNA No Programada



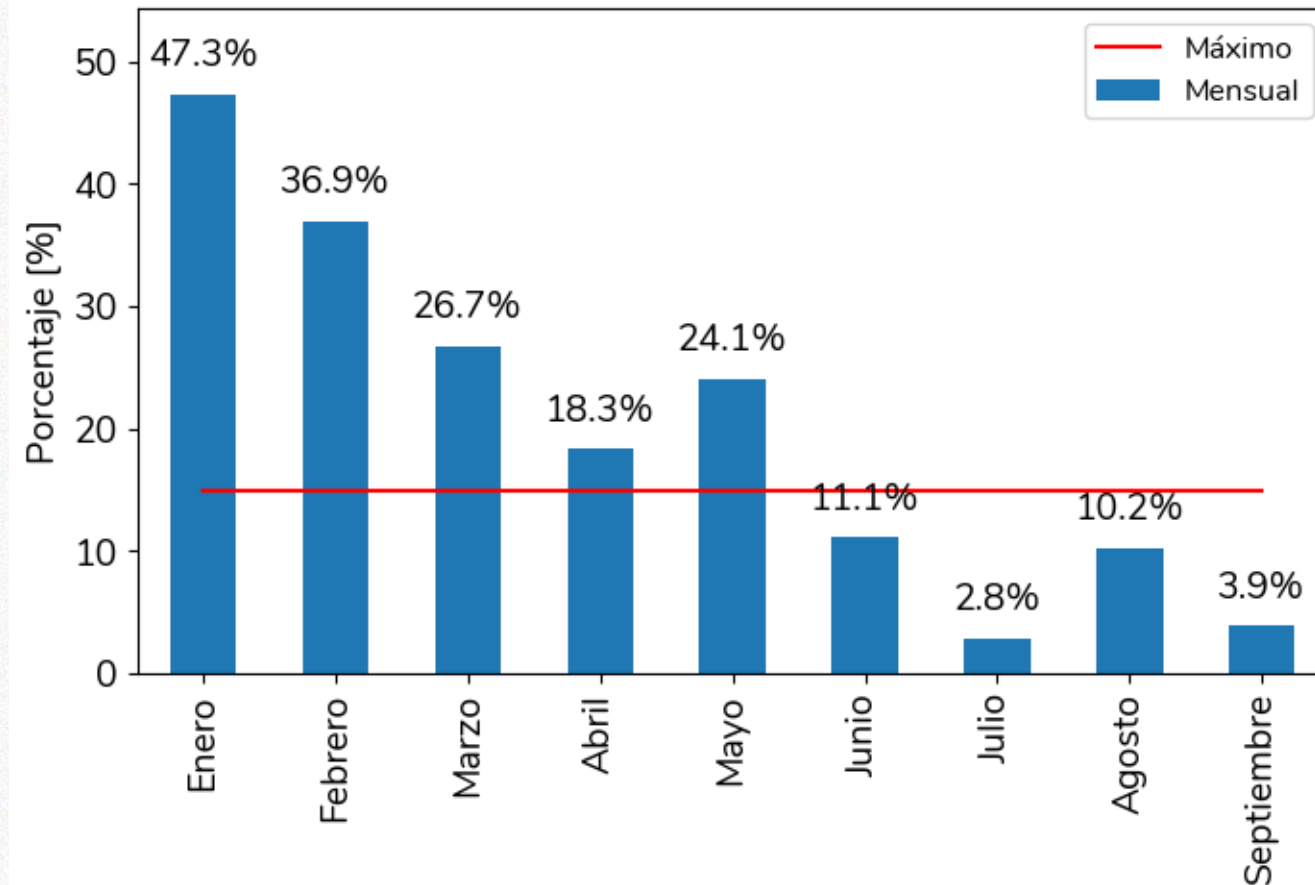
Desviación Plantas Menores

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



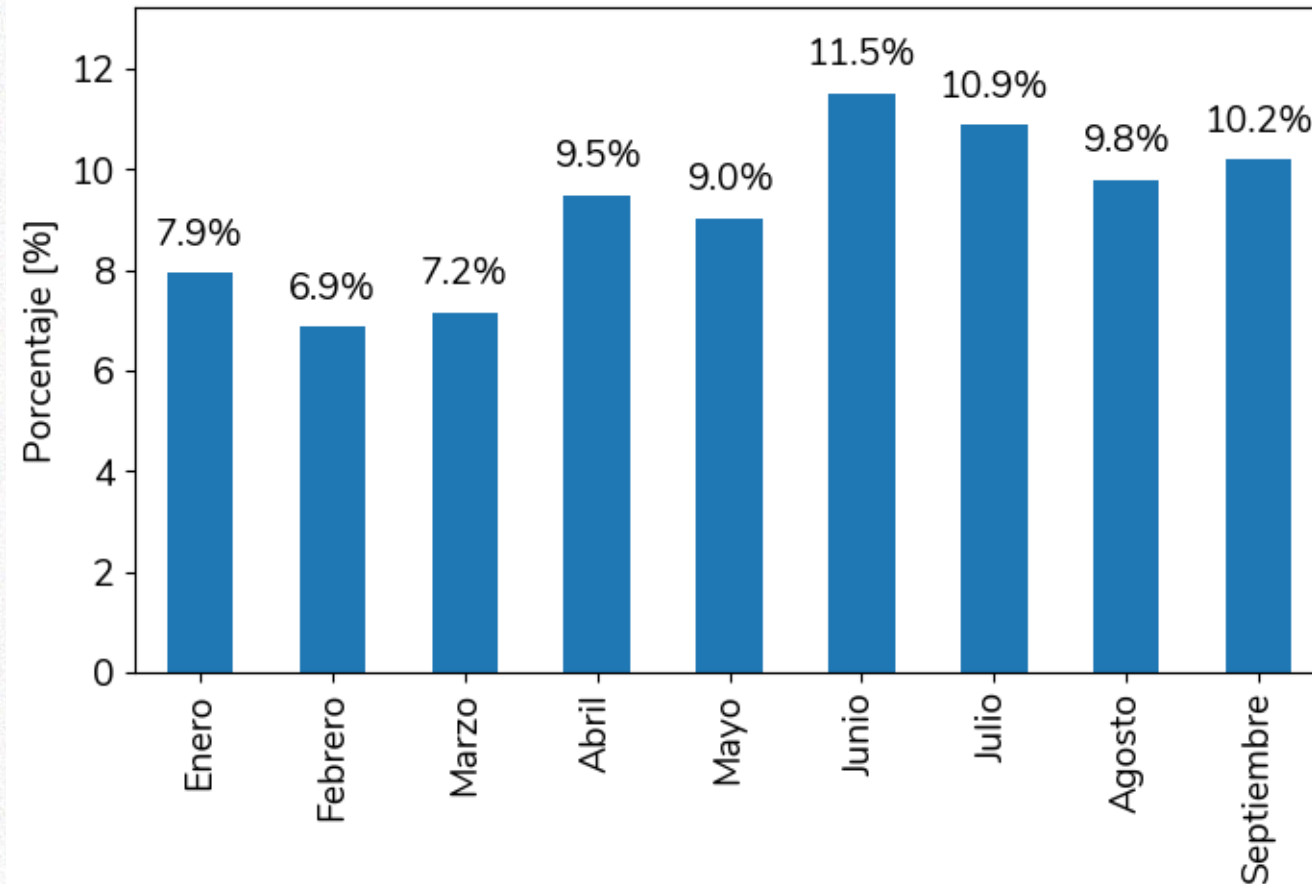
Desviación Plantas Menores

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

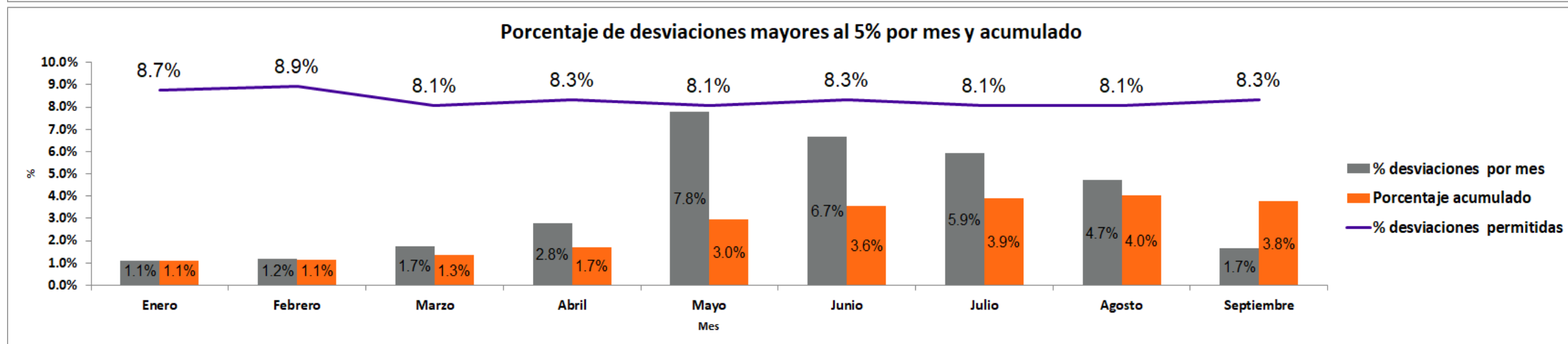
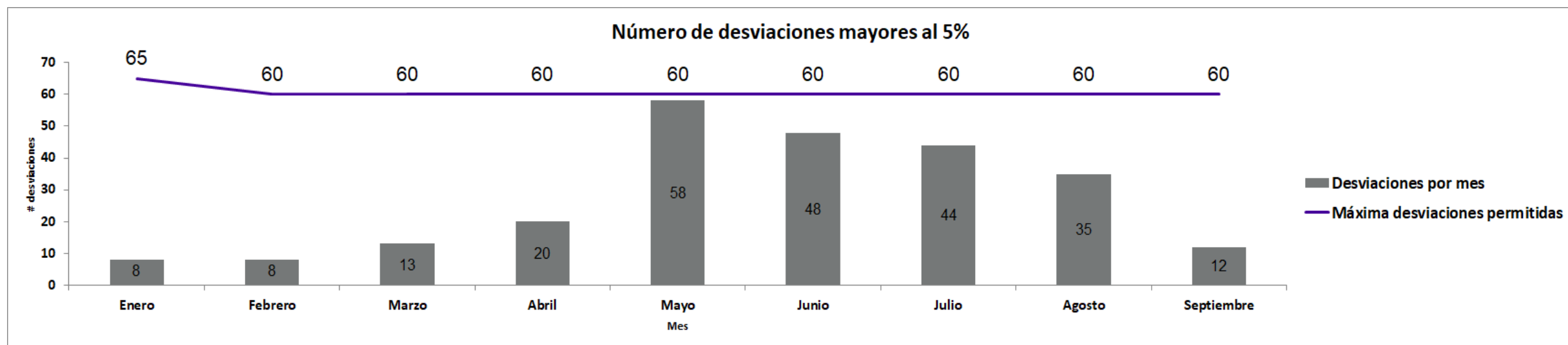


Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

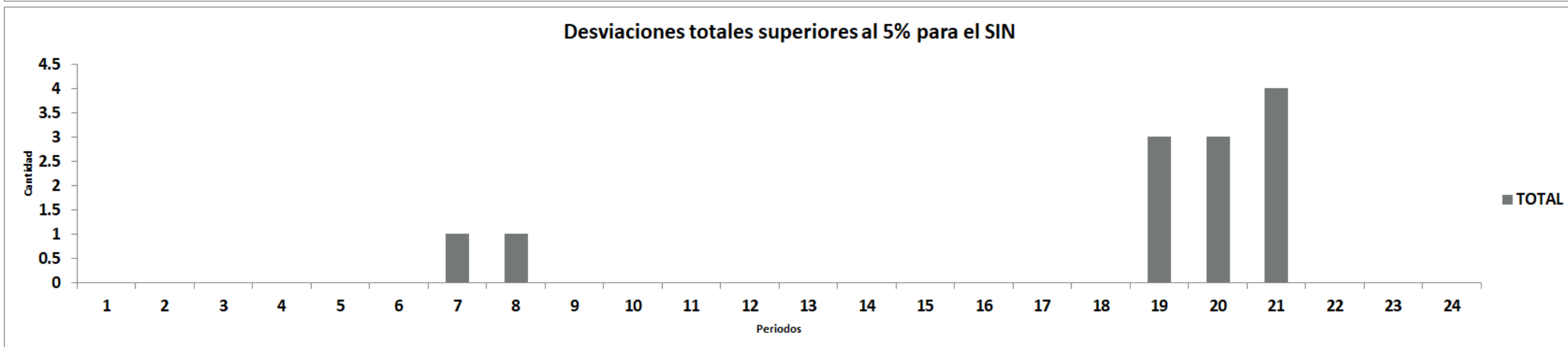
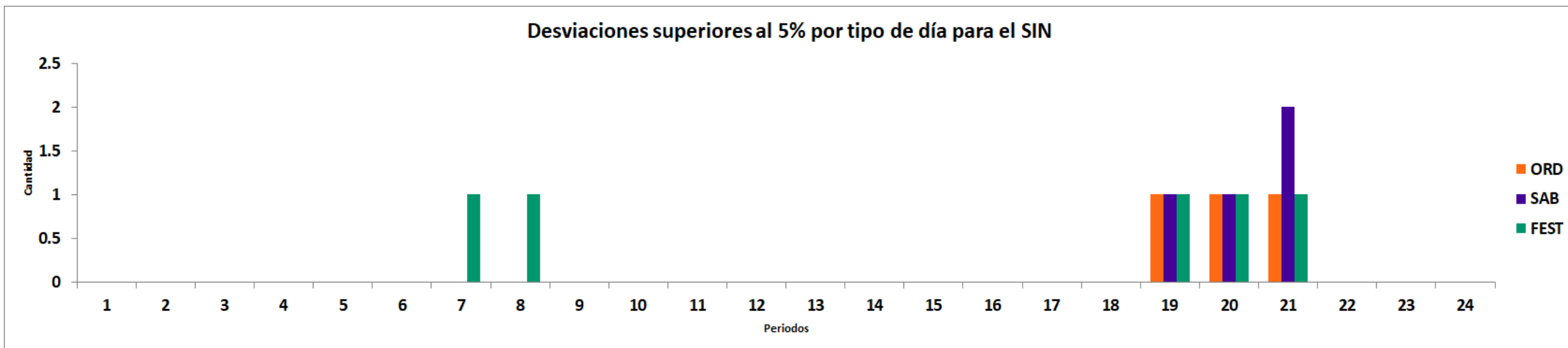


Indicador de calidad del pronóstico oficial septiembre 2023



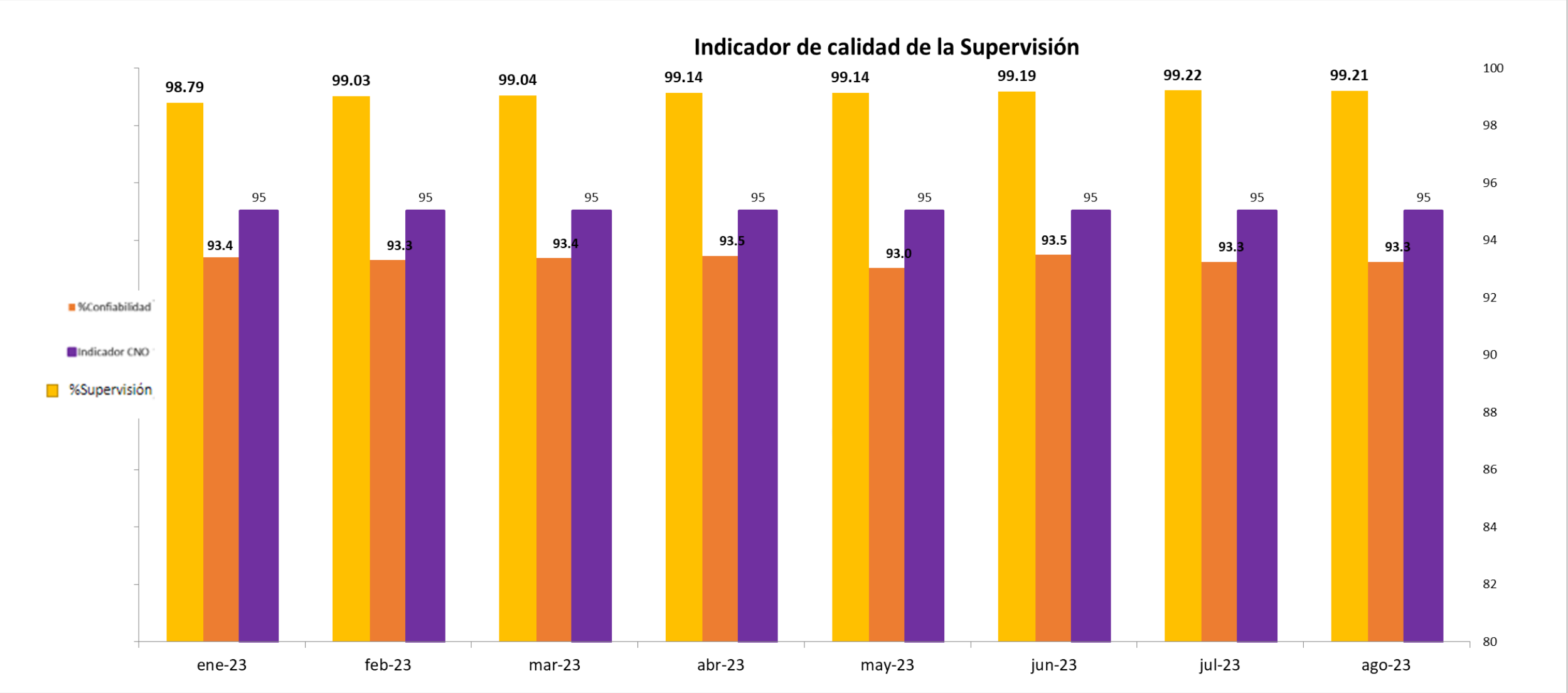
*Información actualizada el 03 de octubre de 2023

Indicador de calidad del pronóstico oficial septiembre 2023



*Información actualizada el 03 de octubre de 2023

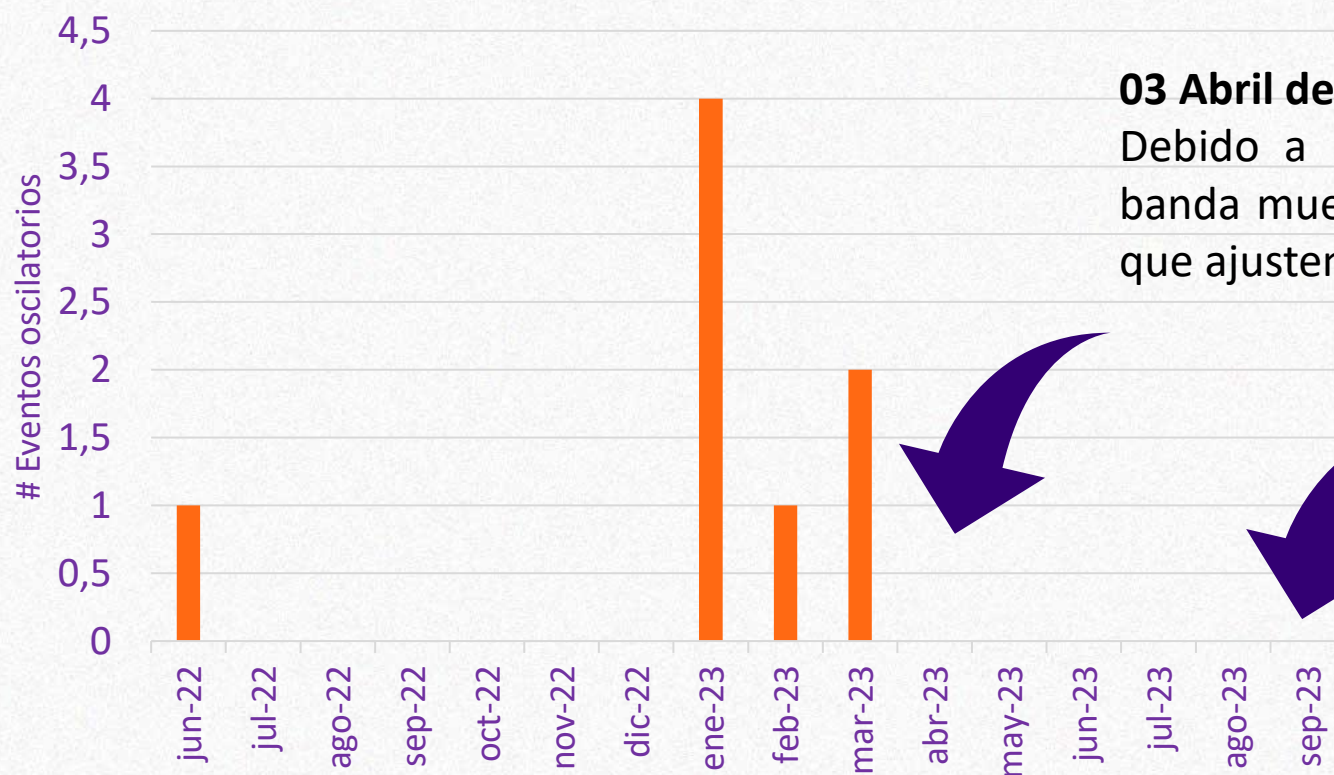
Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de agosto de 2023

Indicador propuesto (2023)

Indicador oscilaciones baja frecuencia



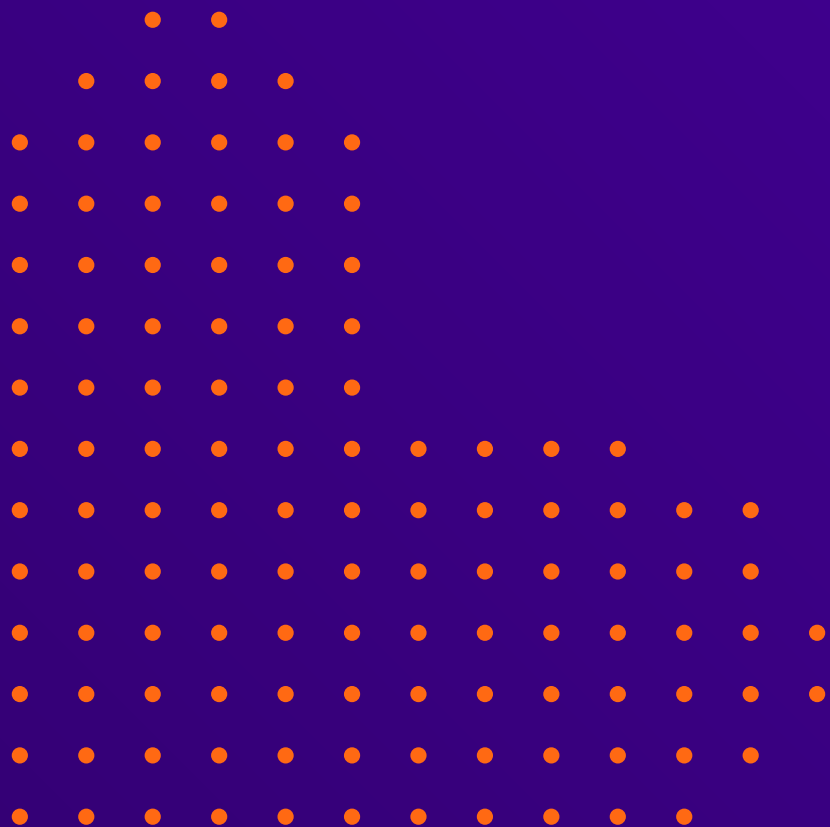
03 Abril de 2023:

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

17-20 Septiembre de 2023:

Ajuste de controles de regulación de velocidad de Betania, unidades 2 y 3.

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).



GRACIAS



Sumamos energía,
sumamos pasión