

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-021

Jueves, 07 de diciembre 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 – 021
Jueves 7 de diciembre 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

- Declaraciones de emergencia.
- Arranque Autónomo San Carlos.
- Indicadores de operación

1. Variables del SIN

Demanda del SIN

Hidrología

Generación

Restricciones

Seguimiento a la senda de referencia

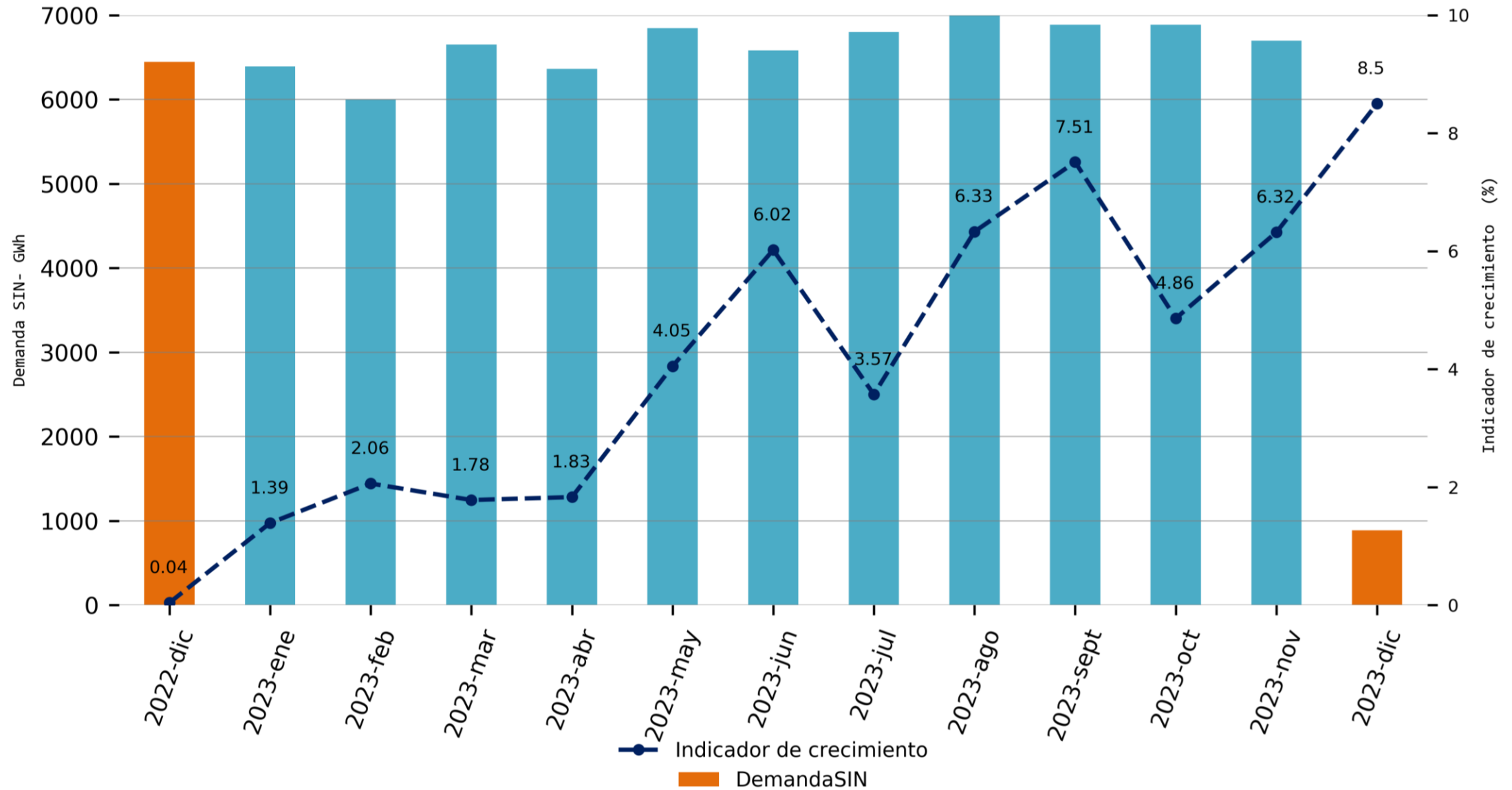


Sumamos energía,
sumamos pasión

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

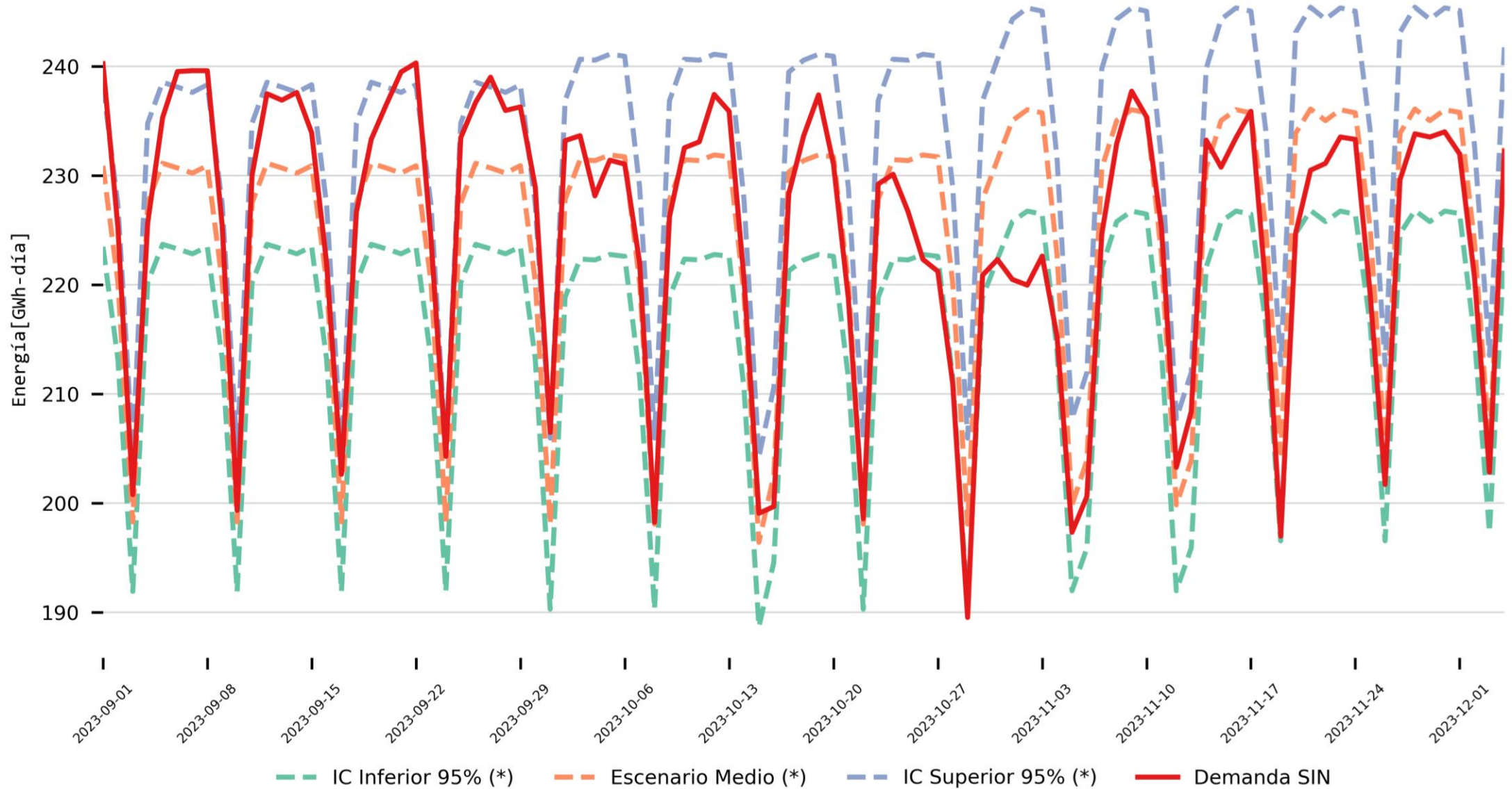


Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2023-12-03
Información actualizada el 2023-12-06

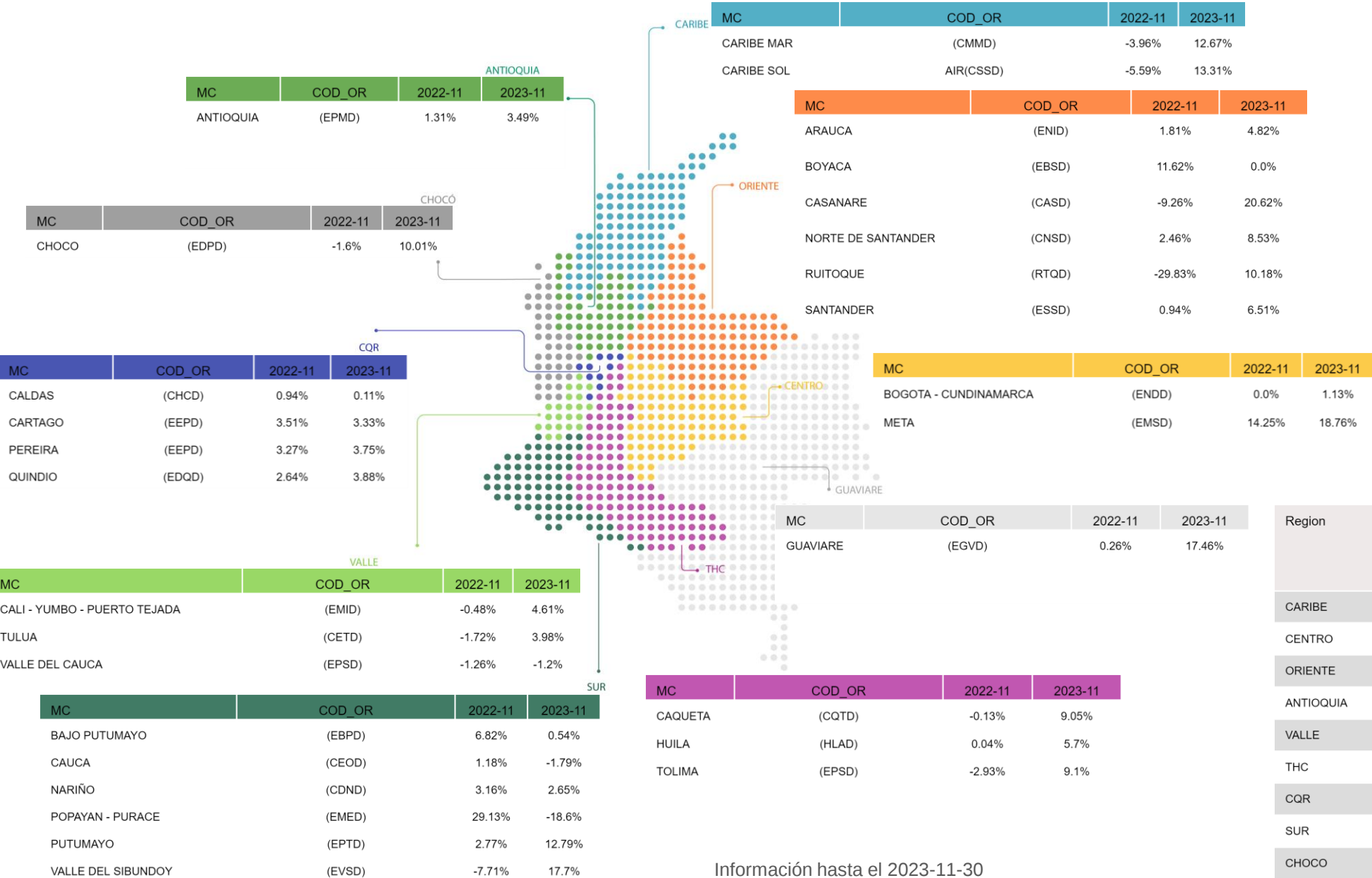
Seguimiento Diario Demanda



(*) 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 - noviembre 2023



•OR: Operador de red
•MC: Mercado de comercialización (Definido en el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018)

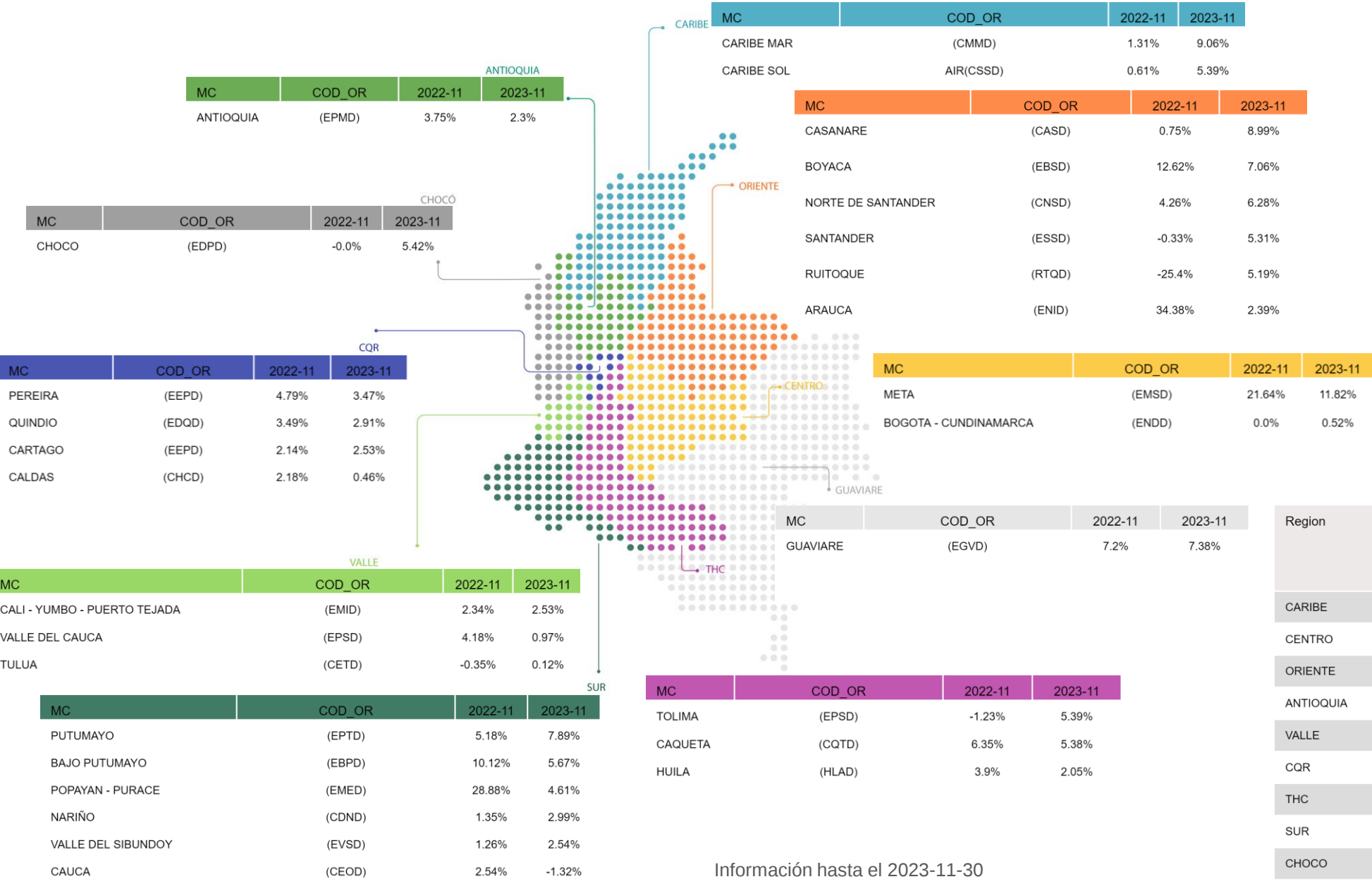
**No considera consumos propios
***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2022-11	Demanda Comercial [GWh] 2023-11	Variación 2022-11	Variación 2023-11
CARIBE	1627.4	1836.5	-4.73%	12.96%
CENTRO	1554.35	1606.67	3.04%	3.37%
ORIENTE	916.18	963.96	4.08%	5.19%
ANTIOQUIA	878.04	908.87	1.31%	3.49%
VALLE	571.48	585.43	-0.82%	2.4%
THC	252.3	271.78	-1.45%	7.69%
CQR	265.79	270.49	1.89%	1.75%
SUR	178.2	179.76	2.3%	0.85%
CHOCO	21.05	23.16	-1.6%	10.01%
GUAVIARE	6	7.04	0.26%	17.46%

Información hasta el 2023-11-30

Información actualizada el 2023-12-06

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta noviembre 2023



•OR: Operador de red
•MC: Mercado de comercialización (Definido en el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018)

**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] 2022-11	Demanda Comercial [GWh] 2023-11	Variación 2022-11	Variación 2023-11
CARIBE	18860.97	20238.85	0.98%	7.32%
CENTRO	16938.84	17261.01	5.38%	1.95%
ORIENTE	9914.71	10506.16	7.37%	5.98%
ANTIOQUIA	9732.69	9952.51	3.75%	2.3%
VALLE	6437	6557.88	2.94%	1.86%
CQR	2919.18	2967.29	2.96%	1.67%
THC	2815.23	2927.97	1.53%	4.02%
SUR	1946	1968.75	2.51%	1.19%
CHOCO	237.33	250.18	-0.0%	5.42%
GUAVIARE	67.51	72.48	7.2%	7.38%

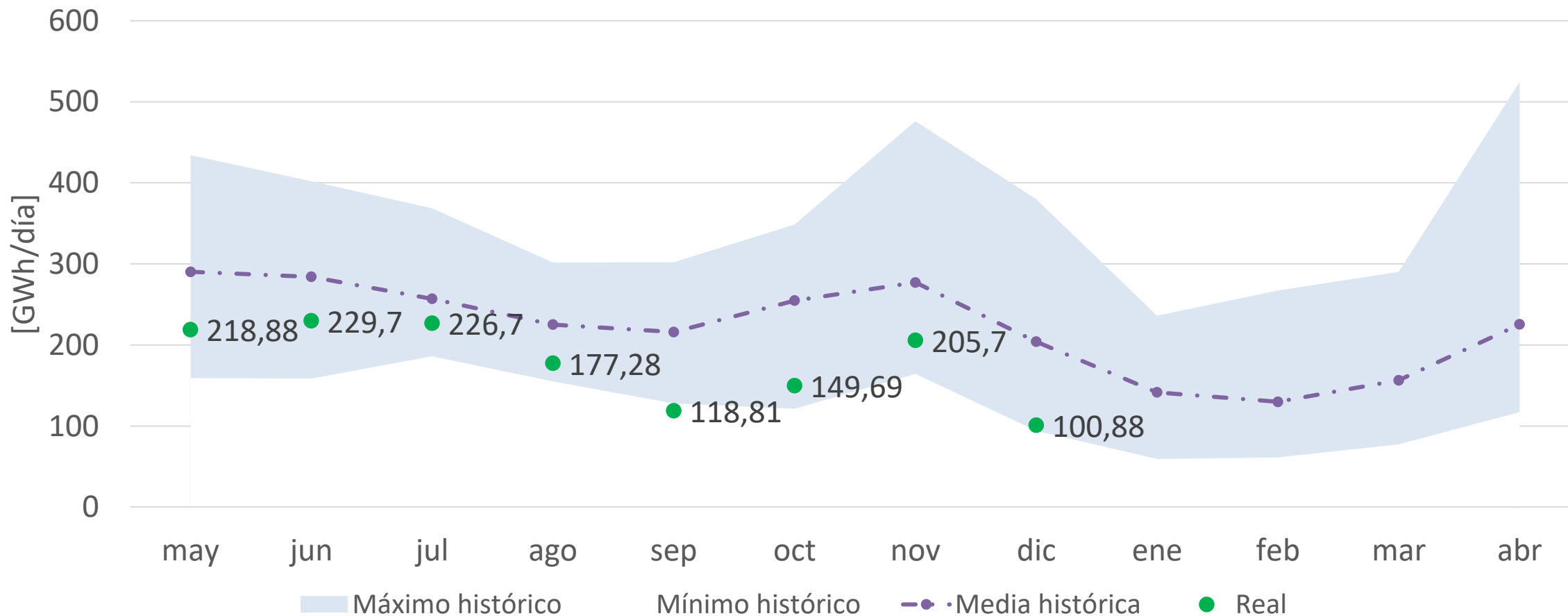
Información hasta el 2023-11-30

Información actualizada el 2023-12-06

¿Cómo está la situación energética?



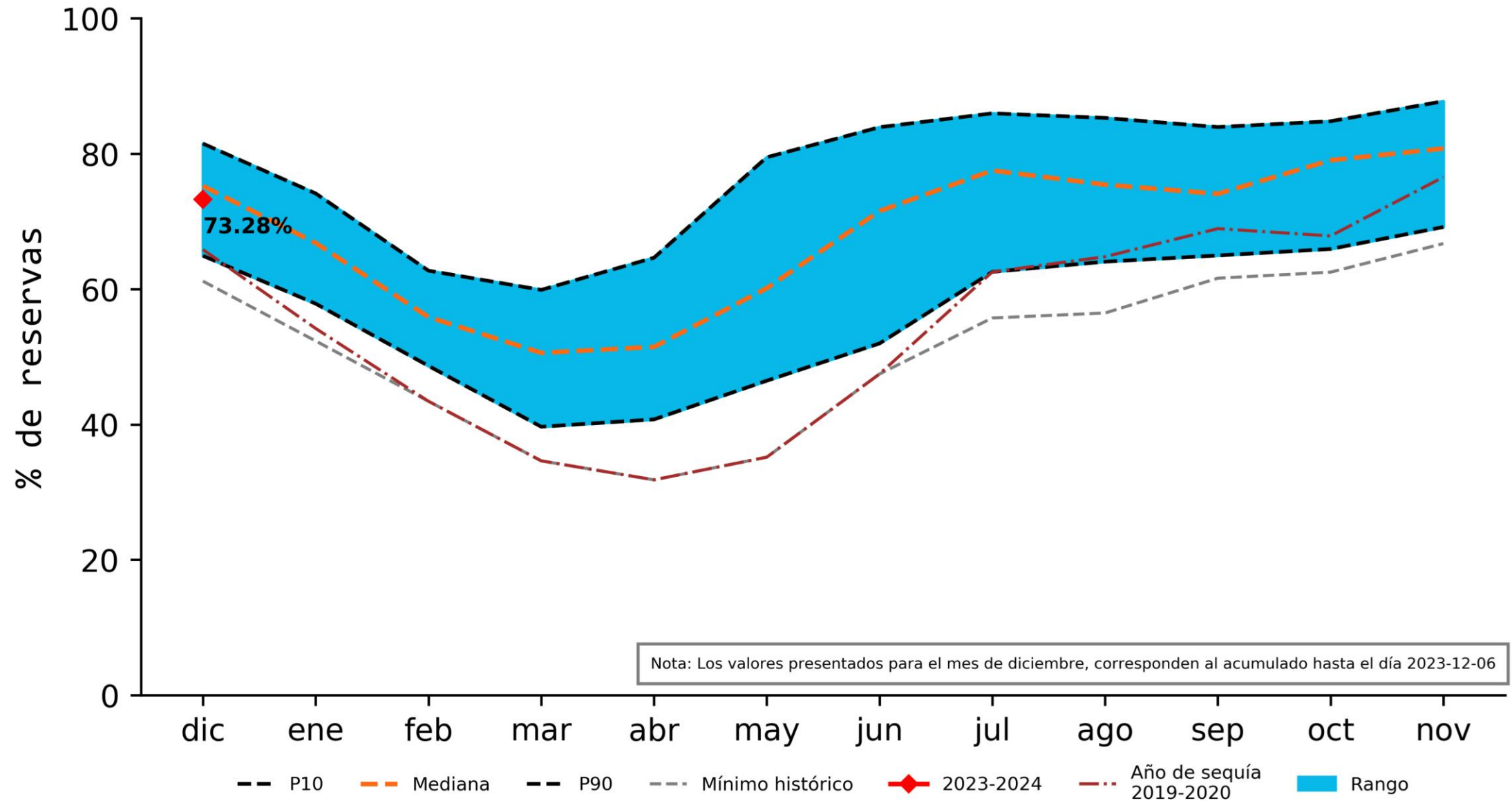
Aportes históricos (1982 a 2023) vs Aportes reales (2023-2024)



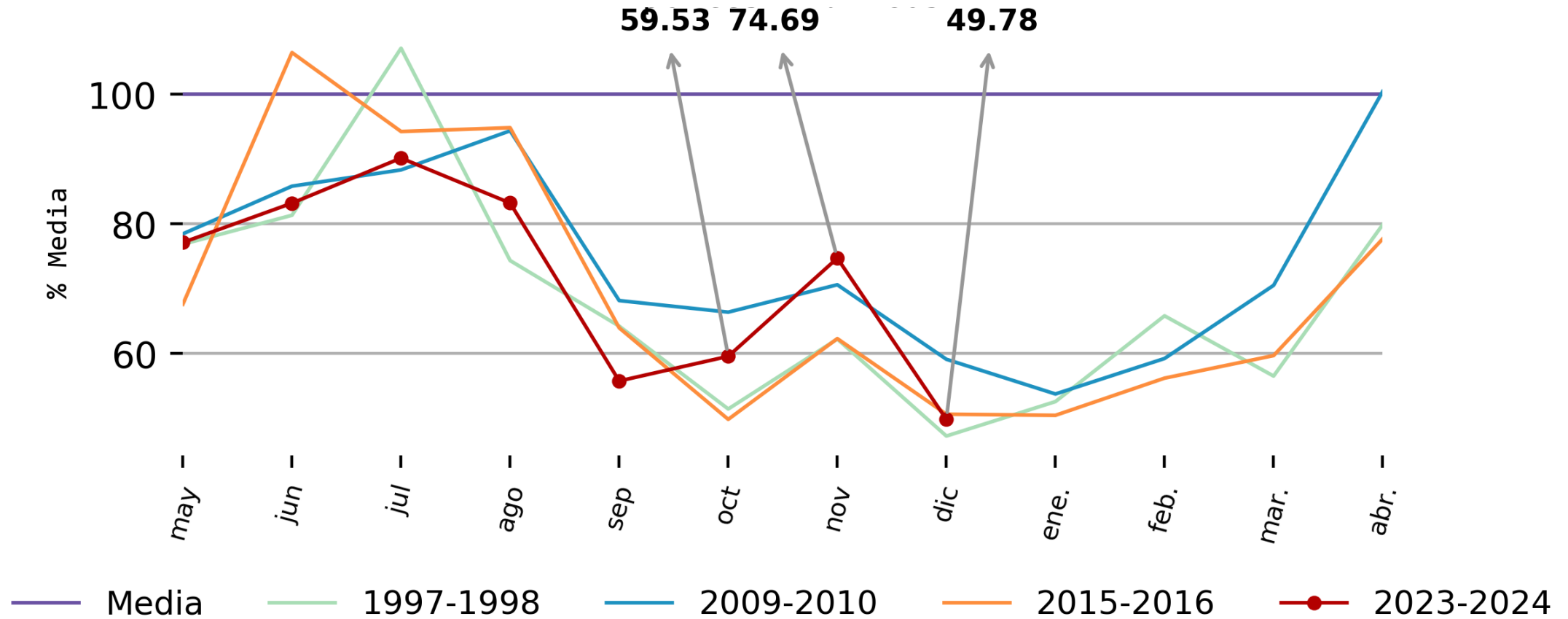
Información hasta el 2023-12-06

Información actualizada el 2023-12-07

Reservas hídricas

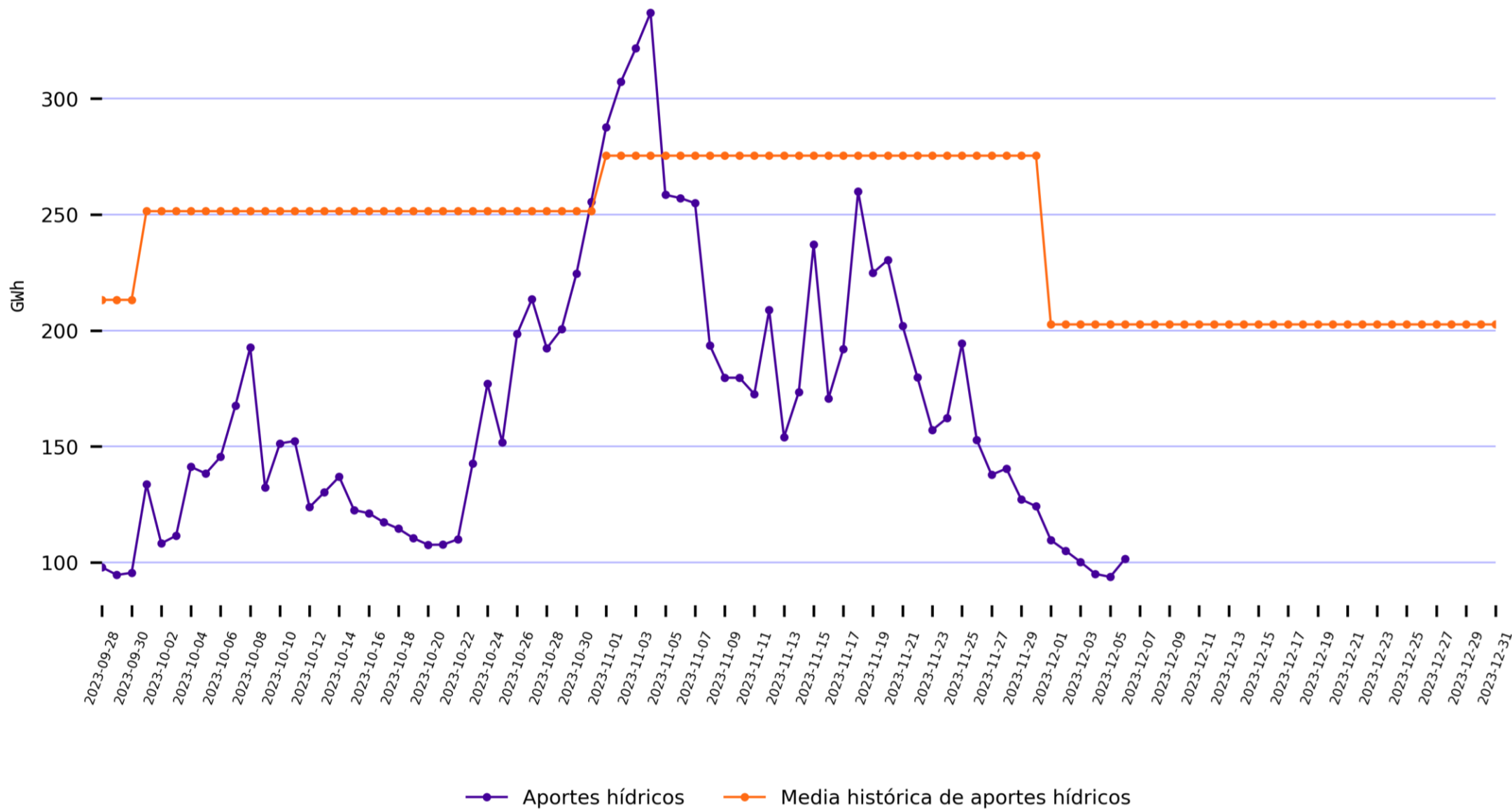


Aportes hídricos



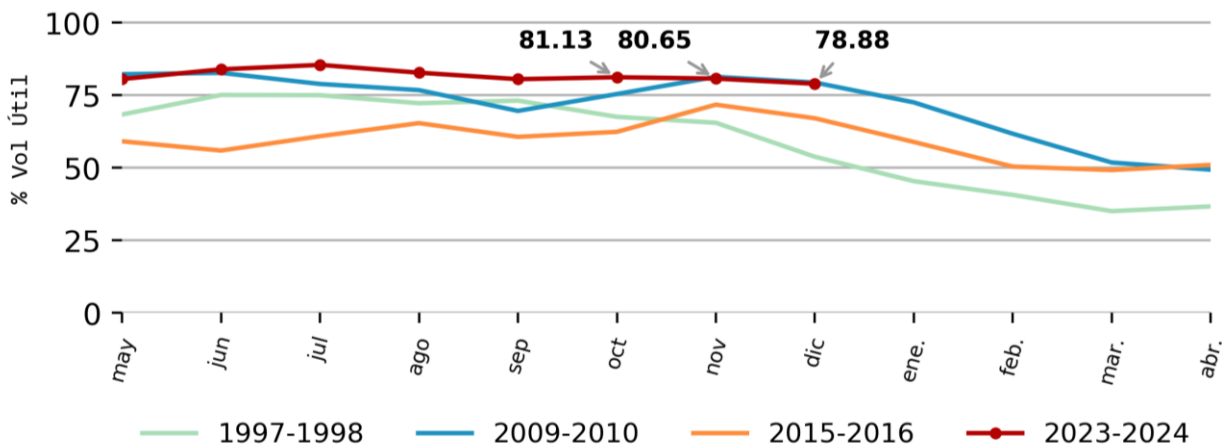
Información hasta el 2023-12-06
Información actualizada el 2023-12-07

Aportes hídricos diarios

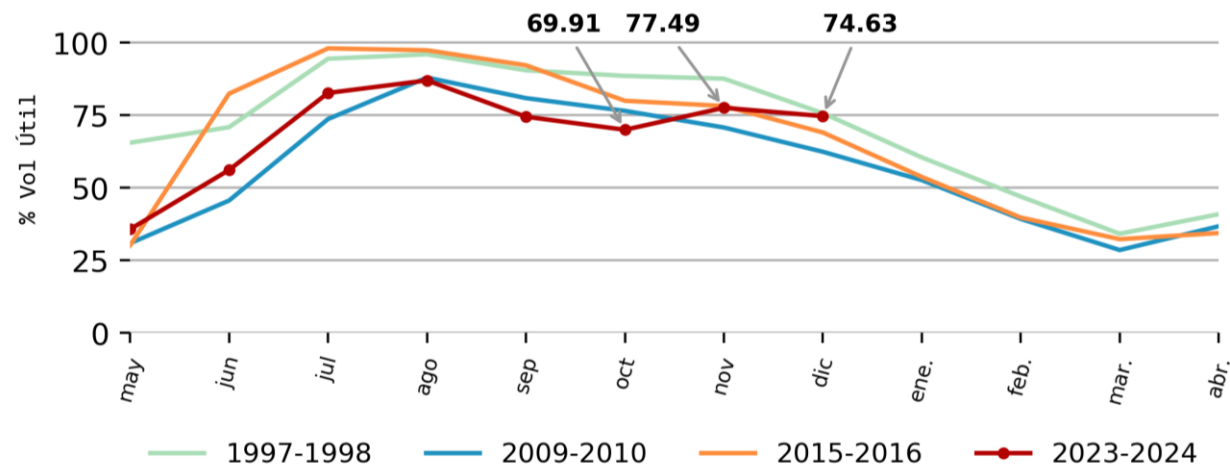


Evolución de reservas por regiones

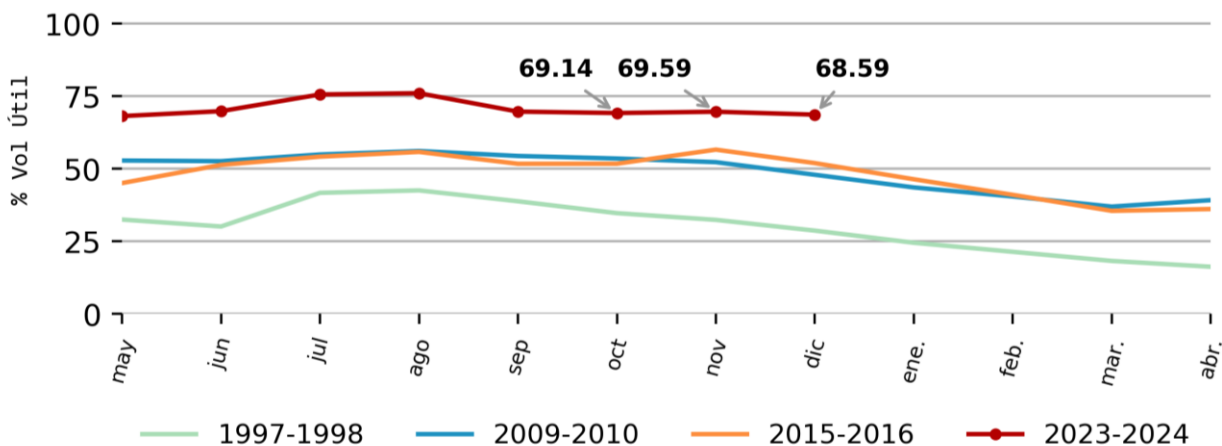
Antioquia 38.94%



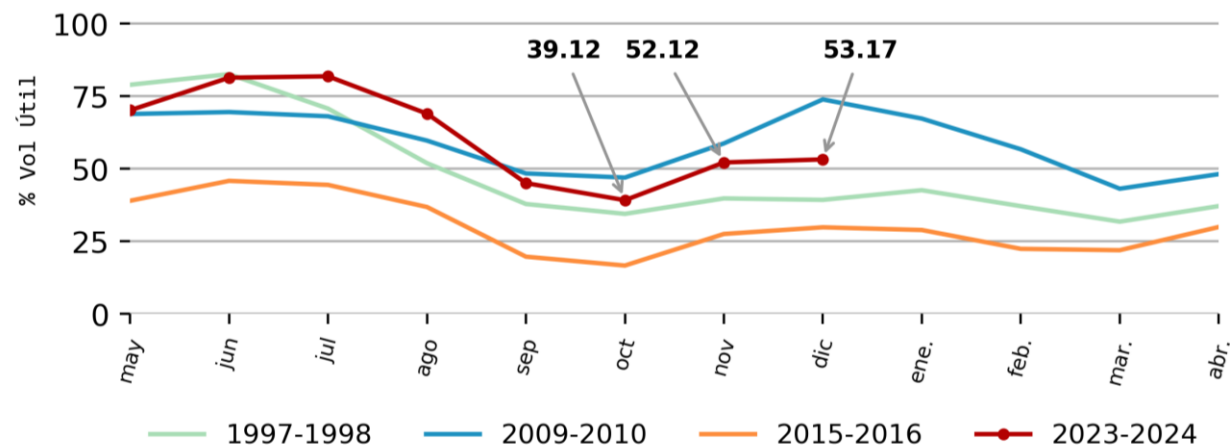
Oriente 20.72%



Centro 34.32%



Valle 3.28%



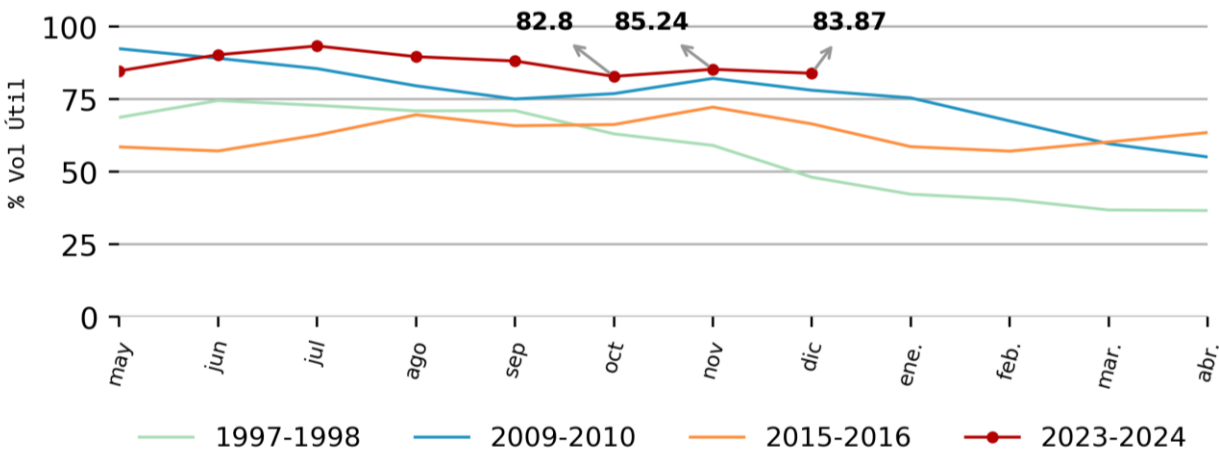
Información hasta el 2023-12-06

Información actualizada el 2023-12-07

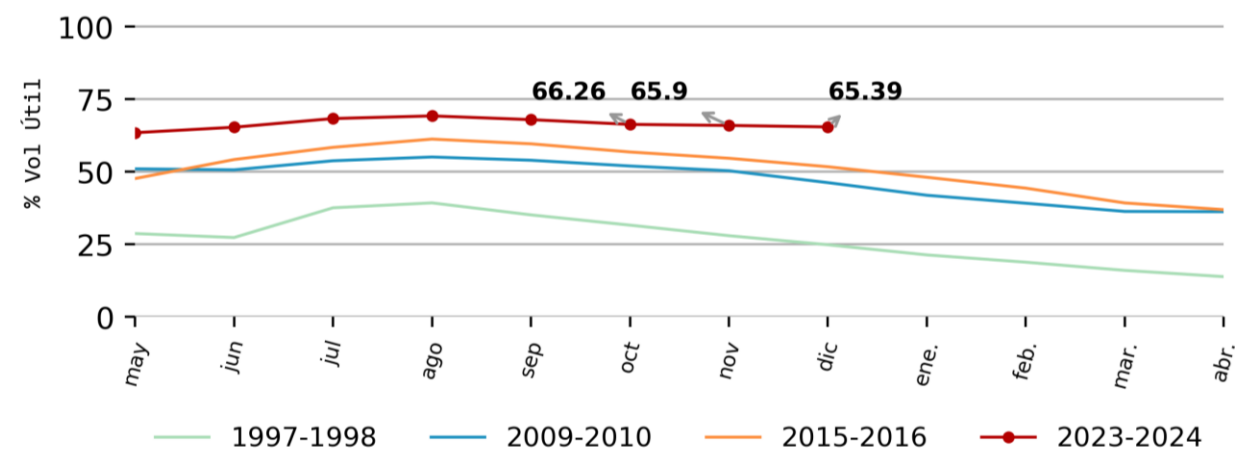
Los porcentajes que acompañan el título de cada gráfica representan la participación en reservas de cada región respecto al total del país para la fecha 2023-12-06

Evolución de principales embalses

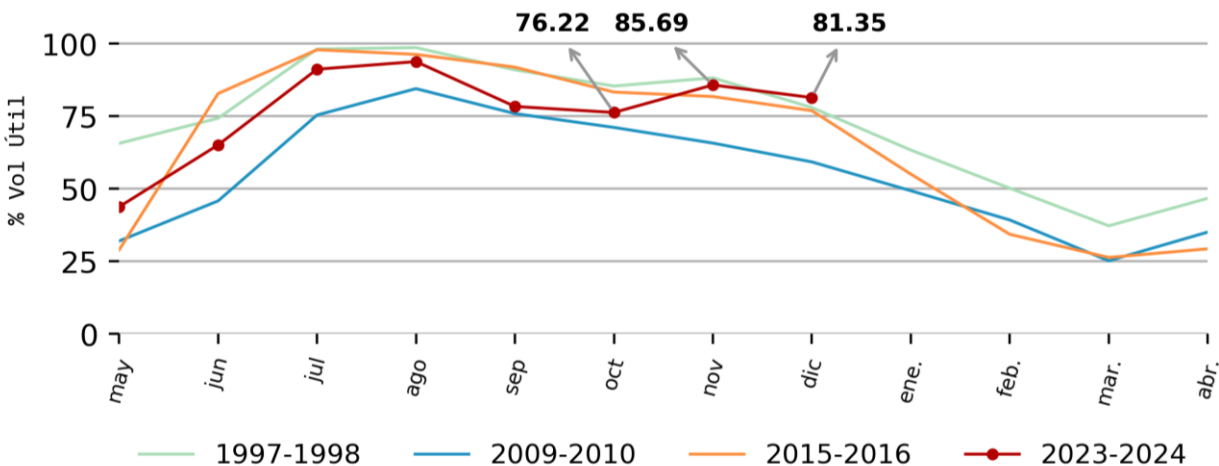
PENOL



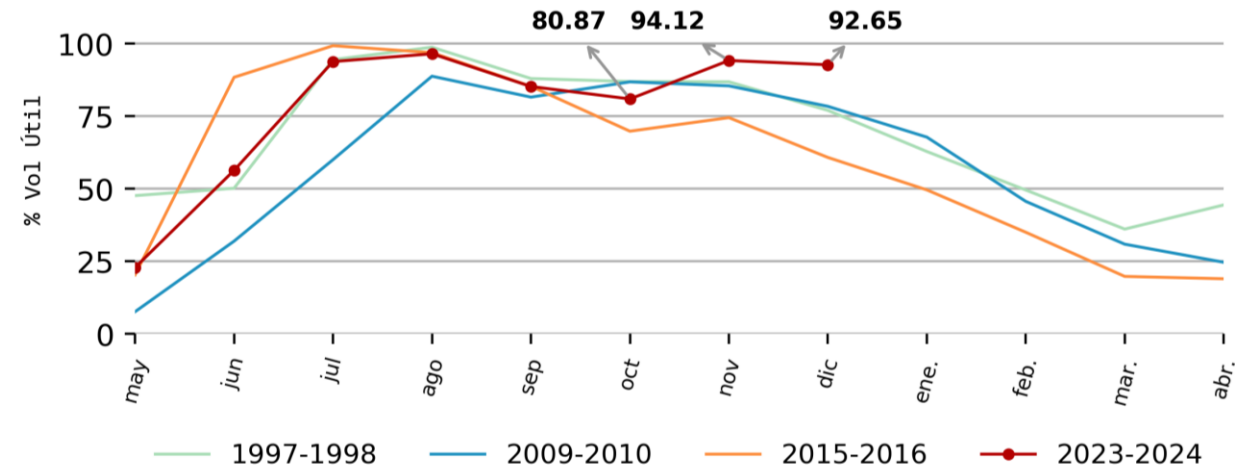
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



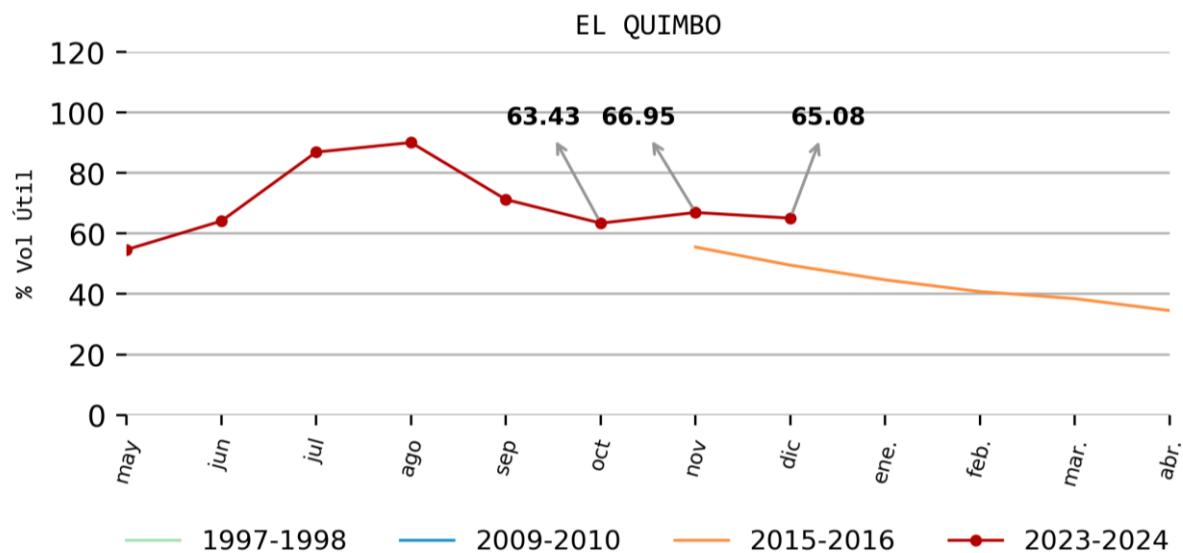
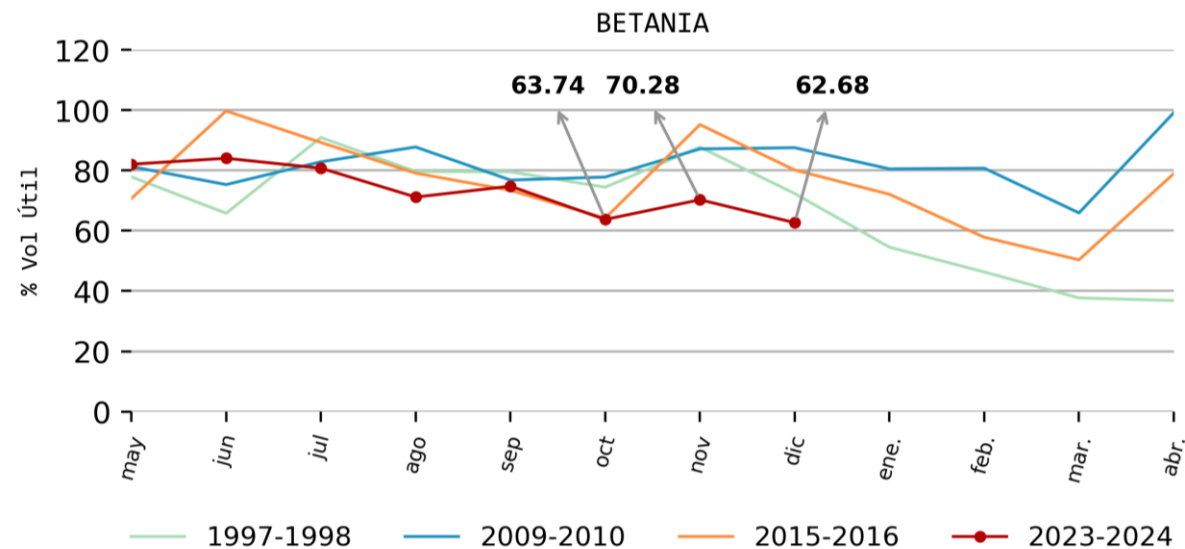
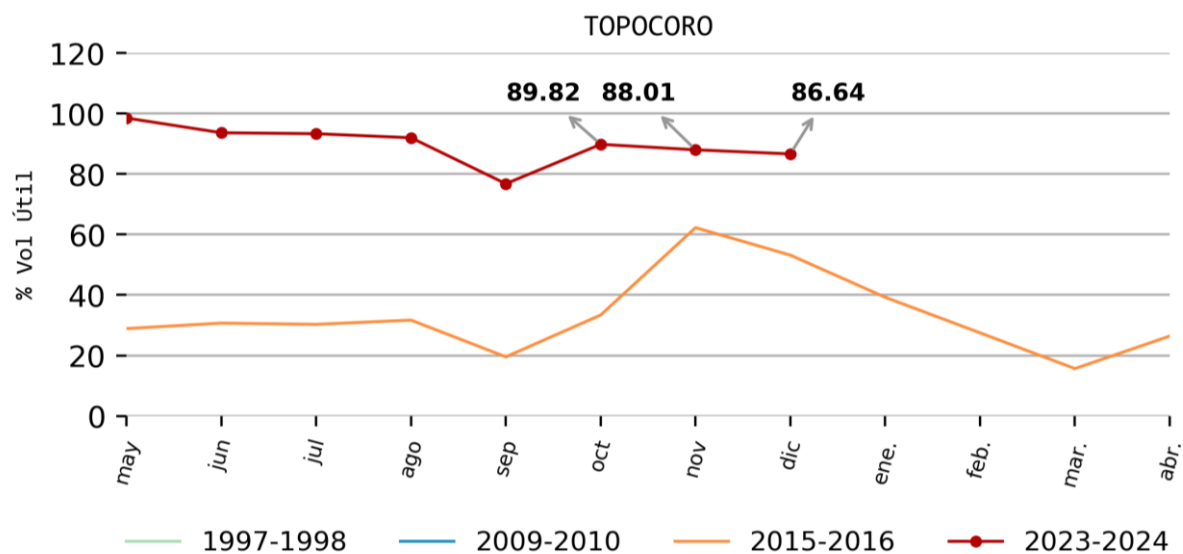
ESMERALDA



Información hasta el 2023-12-06

Información actualizada el 2023-12-07

Evolución de principales embalses

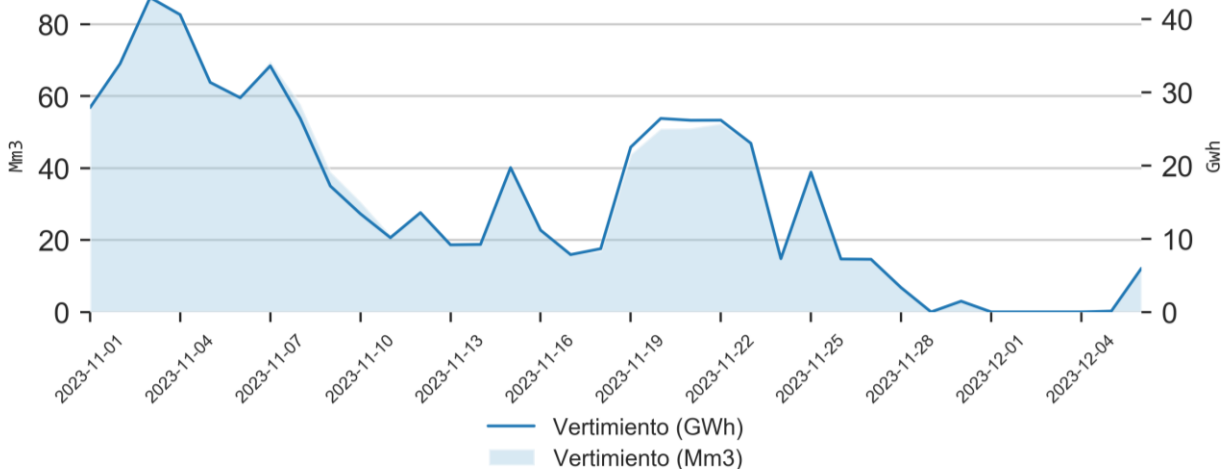


Información hasta el 2023-12-06

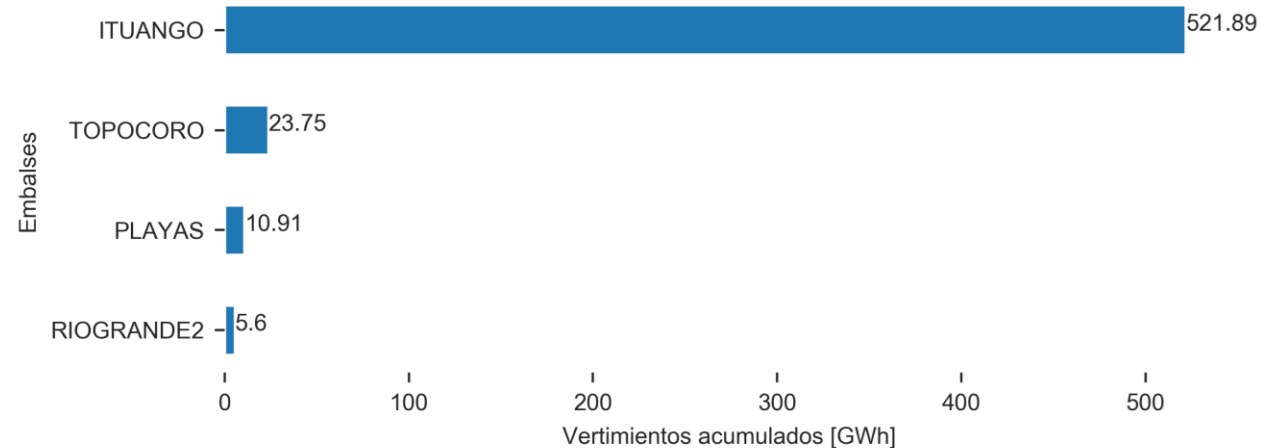
Información actualizada el 2023-12-07

Vertimientos del SIN

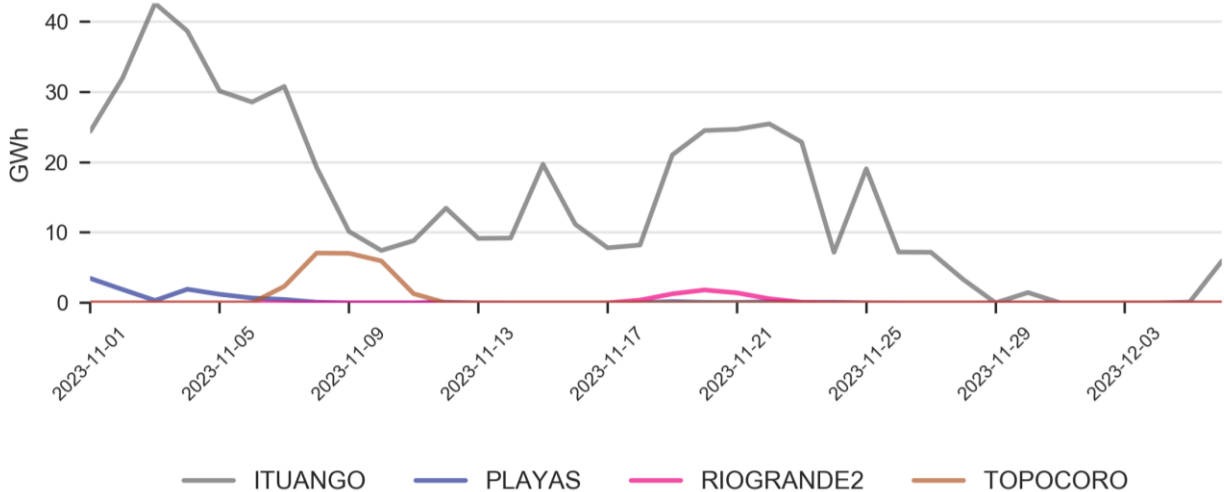
Vertimientos



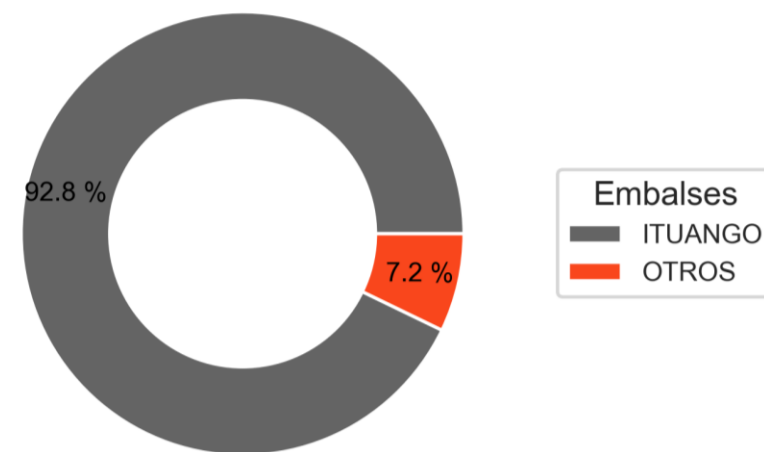
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse



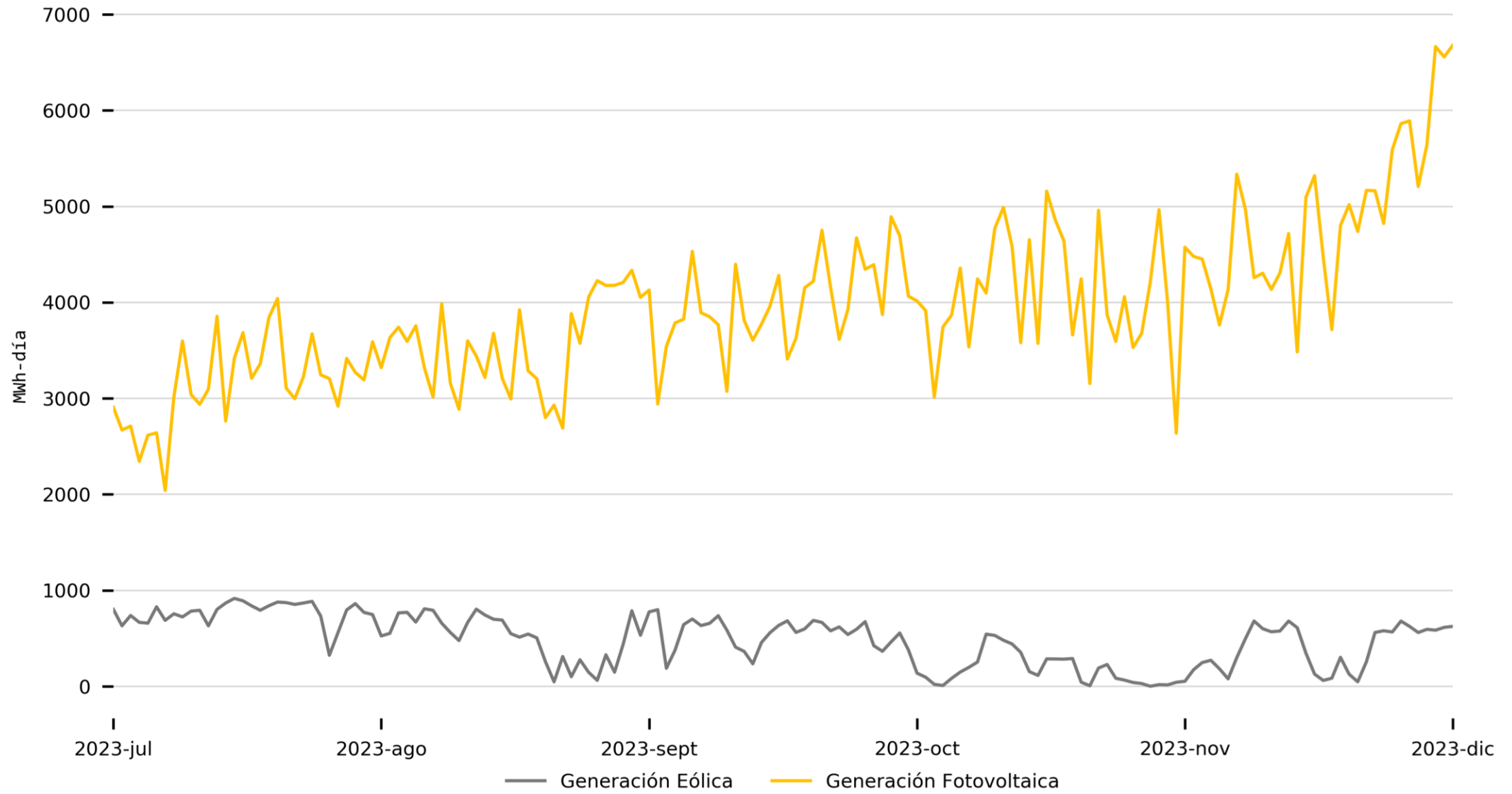
Información hasta el 2023-12-06

Información actualizada el 2023-12-07

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-11-01 hasta 2023-12-06.

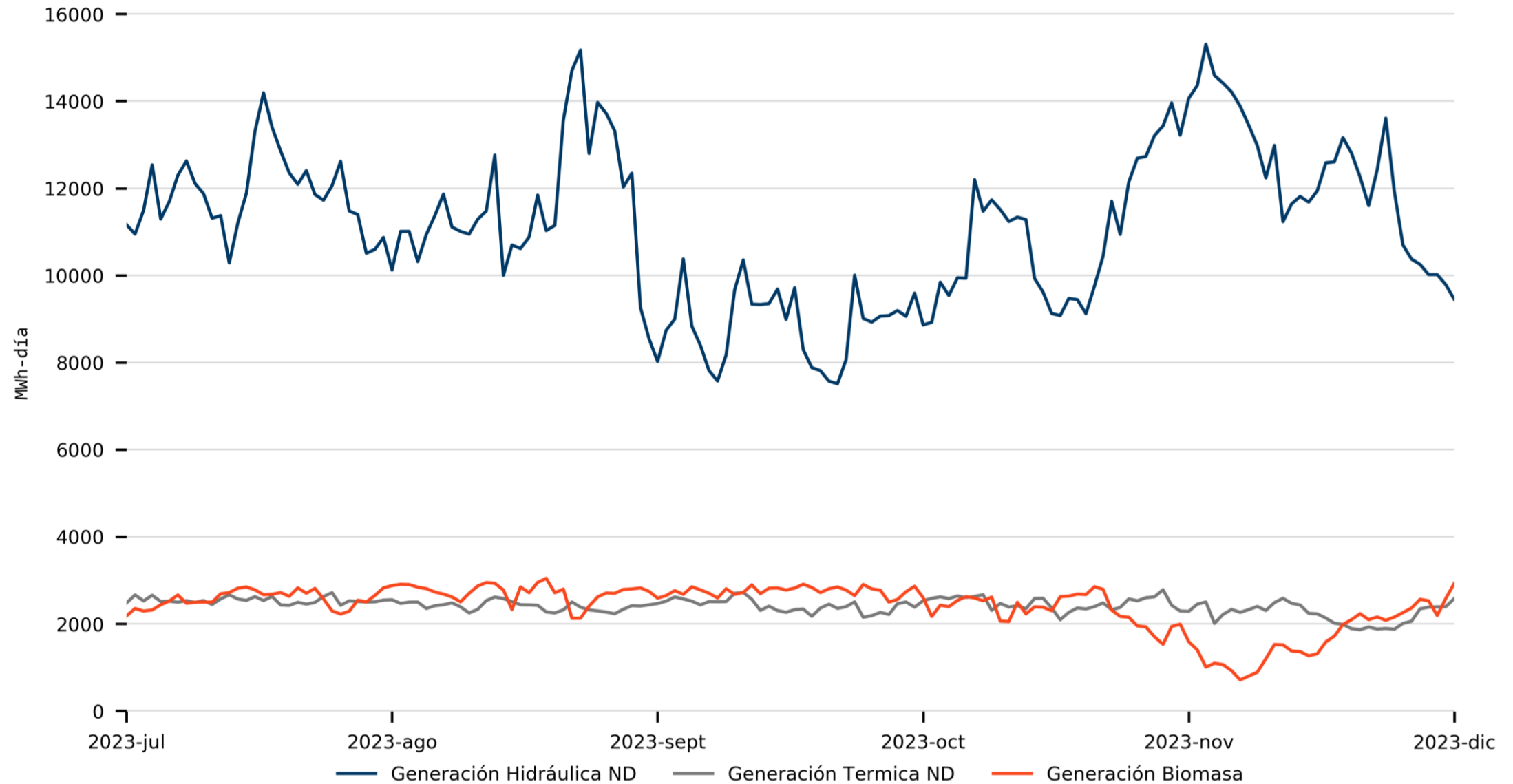
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación FERNC

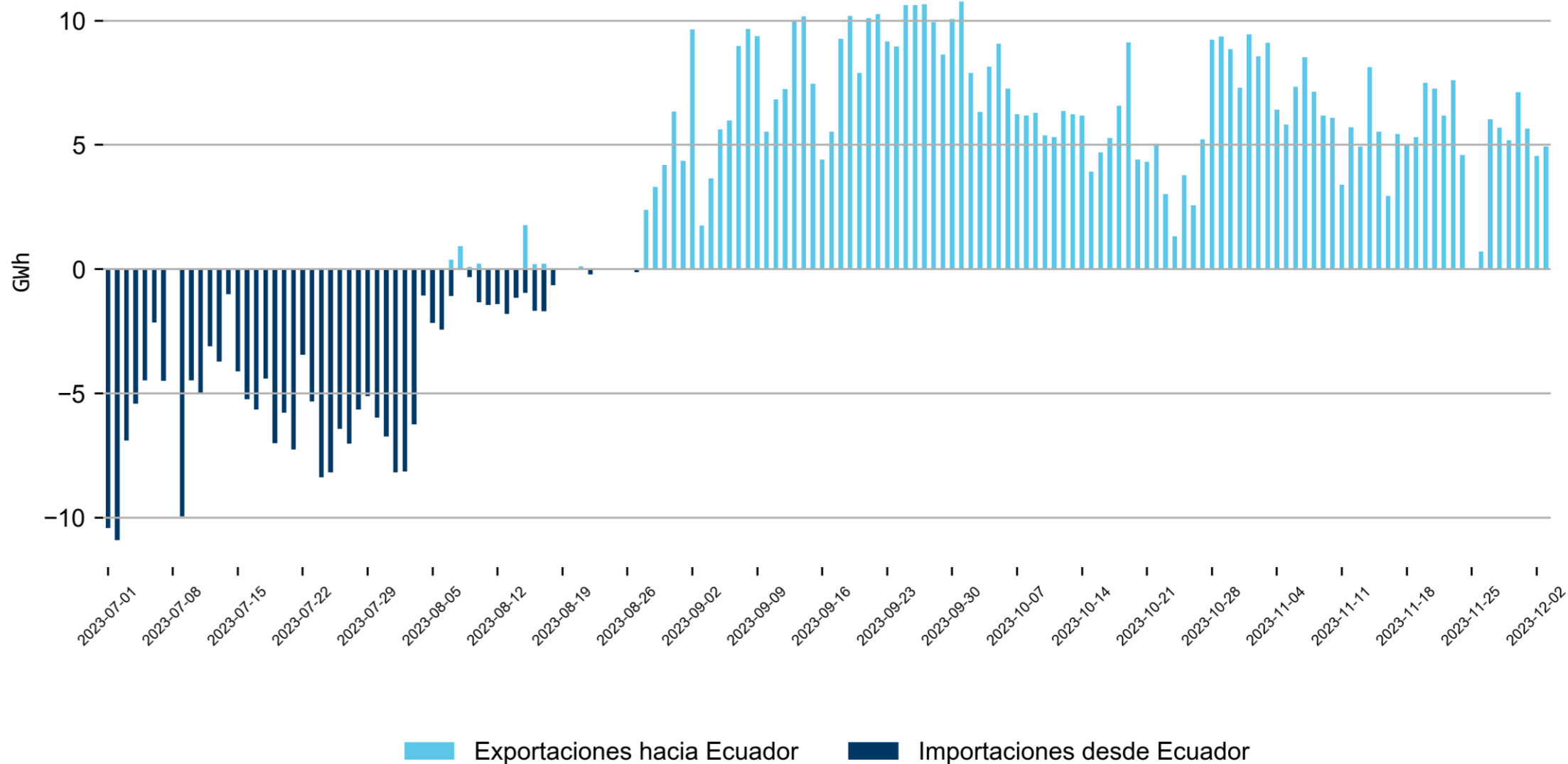


Contiene la generación de los recursos FERNC en operación comercial y en pruebas iniciales.

Generación plantas menores



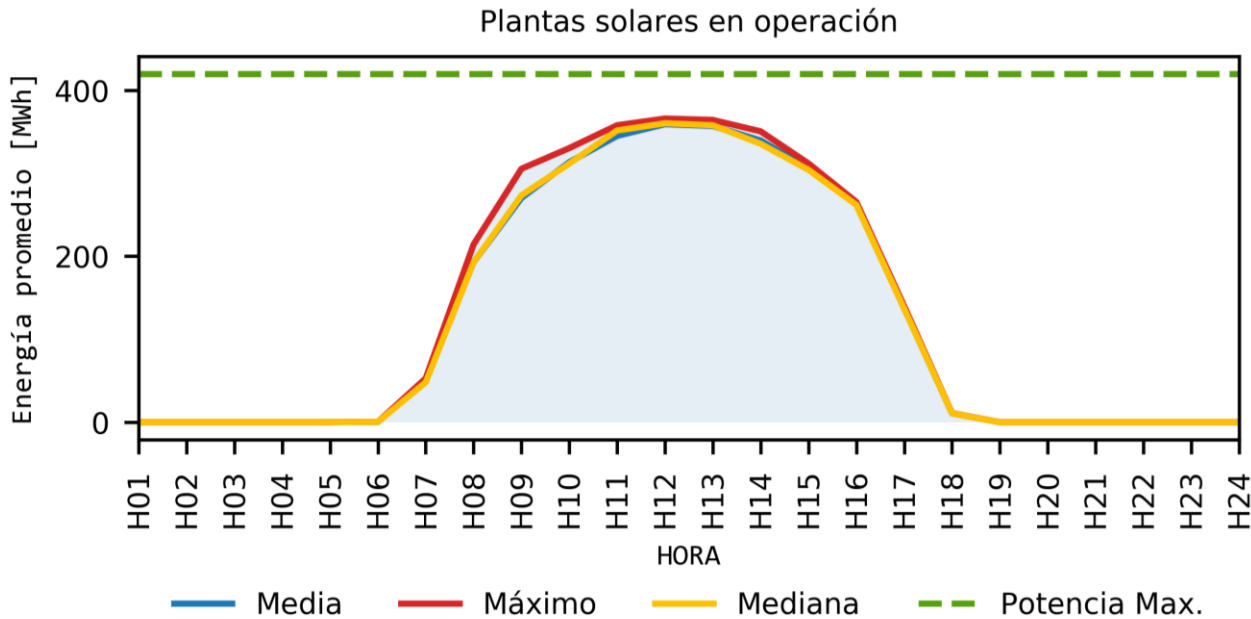
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2023-12-03
Información actualizada el 2023-12-06

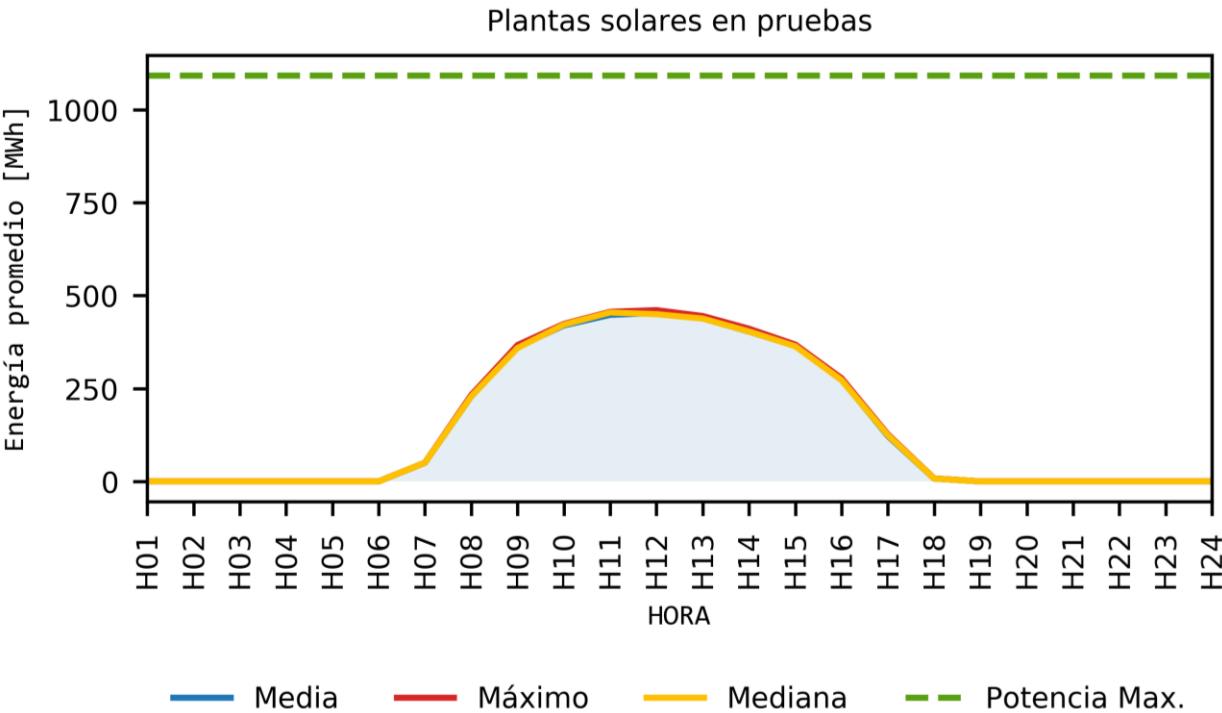
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de diciembre de 2023 hasta el 03 de diciembre 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 [%]
LA TOLUA	19.9	172.66	36.2%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	165.98	34.8%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	164.74	34.5%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	163.31	34.2%
SINCE	18.5	162.54	36.6%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	19.9	161.18	33.7%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	19.9	158.93	33.3%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	158.78	33.2%
CELSIA SOLAR DULIMA	19.9	157.7	33.0%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	147.2	34.3%
LA SIERPE	19.9	131.74	27.6%
GRANJA SOLAR FLANDES	19.9	129.71	27.2%
HELIOS I	16	96.28	25.1%
TIERRA LINDA	9.9	84.55	35.6%
PETALO DEL MAGDALENA	9.9	77.92	32.8%
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	73.21	33.5%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	70.51	29.7%
CERRITOS	9.9	69.66	29.3%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	66.58	30.5%
LOS CABALLEROS	9.9	65.67	27.6%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	65.13	29.8%
LA MEDINA	9.9	62.59	26.3%
MONTELIBANO	9.9	61.14	25.7%
GY SOLAR AURORA	9.9	56.22	23.7%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	50.43	26.1%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	40.27	16.9%
LOS GIRASOLES	9.5	39.98	17.5%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	28.82	23.7%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	21.83	9.2%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	19.23	8.2%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	17.65	7.4%
Total	420.02	2942.15	

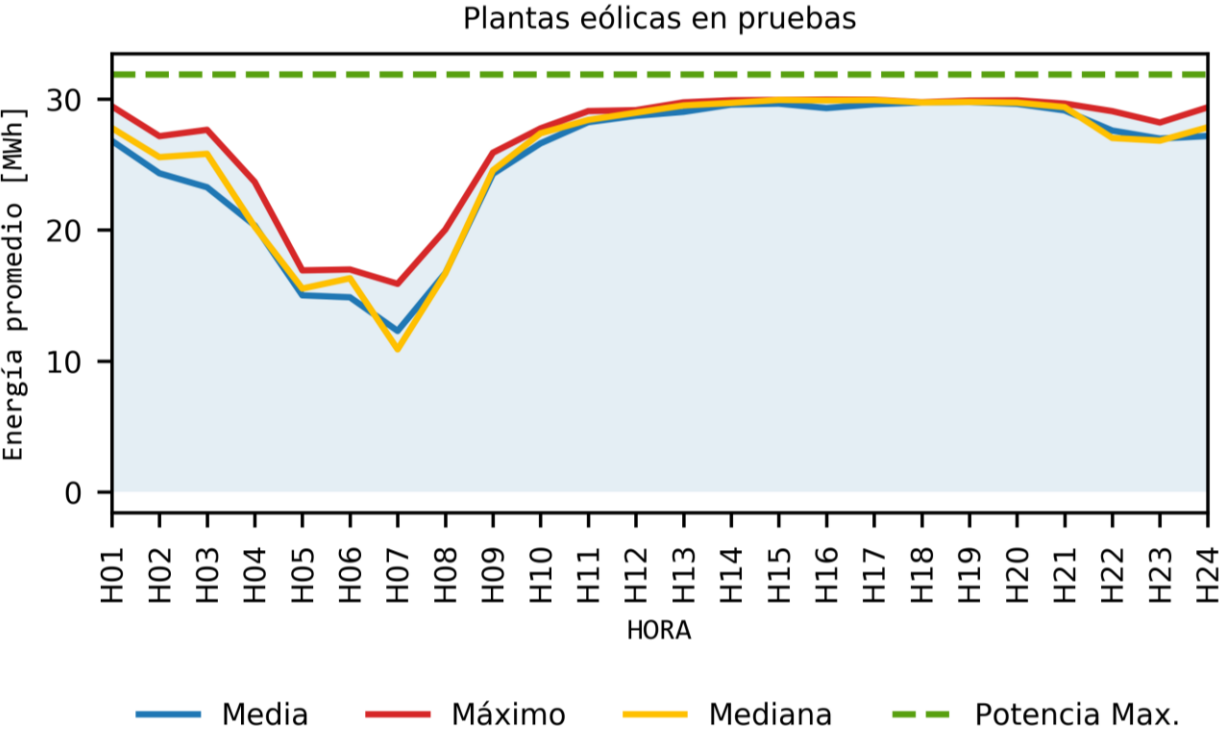
Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
LATAM SOLAR LA LOMA	150	986.88
FUNDACION	100	707.7
EL PASO	67	551.49
PORTON DEL SOL	102	320.76
GUAYEPO	370	270.87
PARQUE SOLAR LA UNION	100	250.55
CARACOLI I	50	216.78
SUNNORTE	35	216.28
CAIMAN CIENAGUERO	9	28.7
SOLAR PLANETA RICA	19.9	22.97
PETALO DE CORDOBA II	9.9	0.02
LA MATA	80	0
Total	1092.8	3573.02

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de diciembre de 2023 hasta el 03 de diciembre de 2023 . Adicionalmente se consideran las plantas en pruebas con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

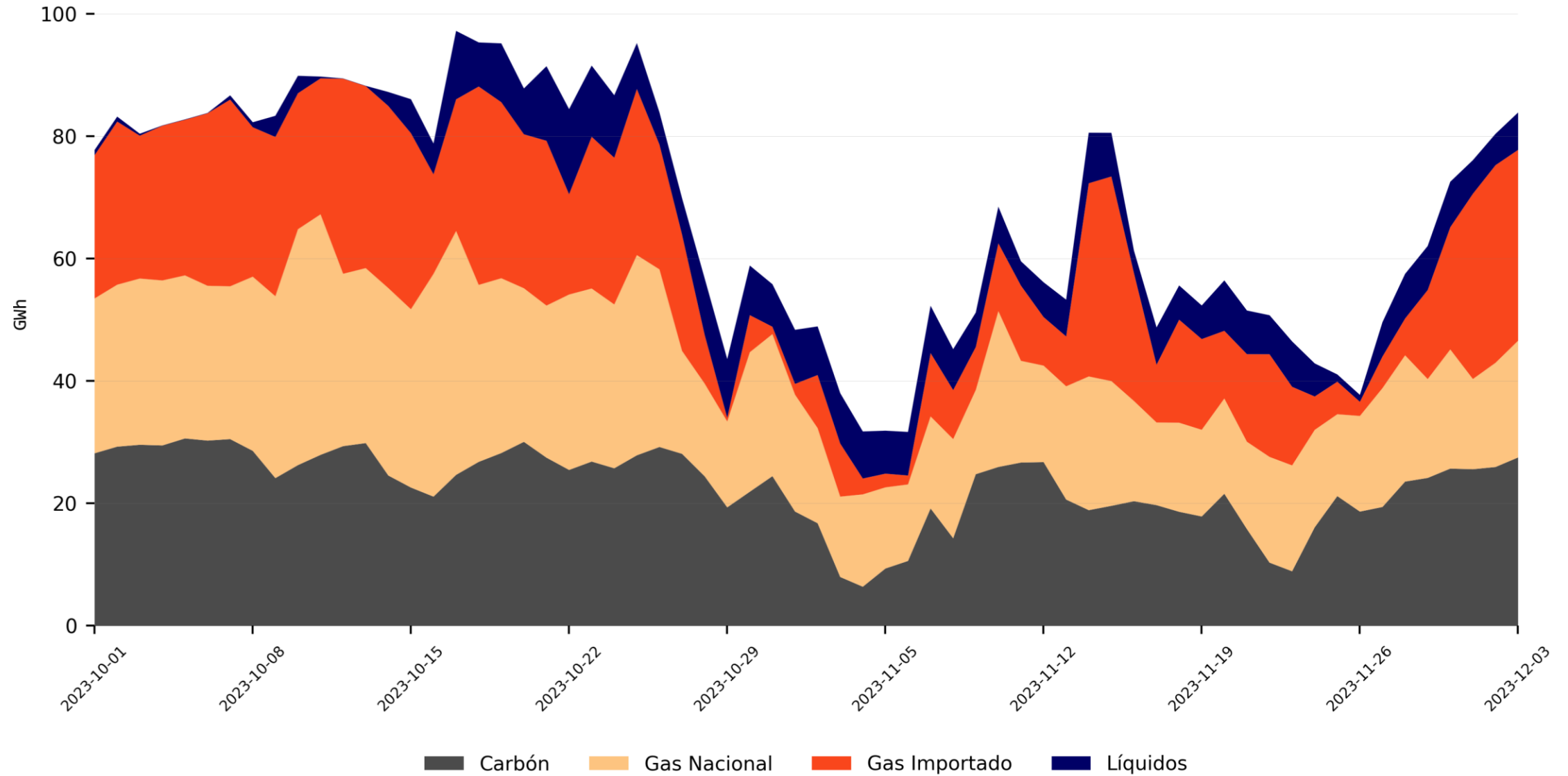
Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	363.13
PARQUE EOLICO WESP01	12	245.57
Total	31.9	608.7

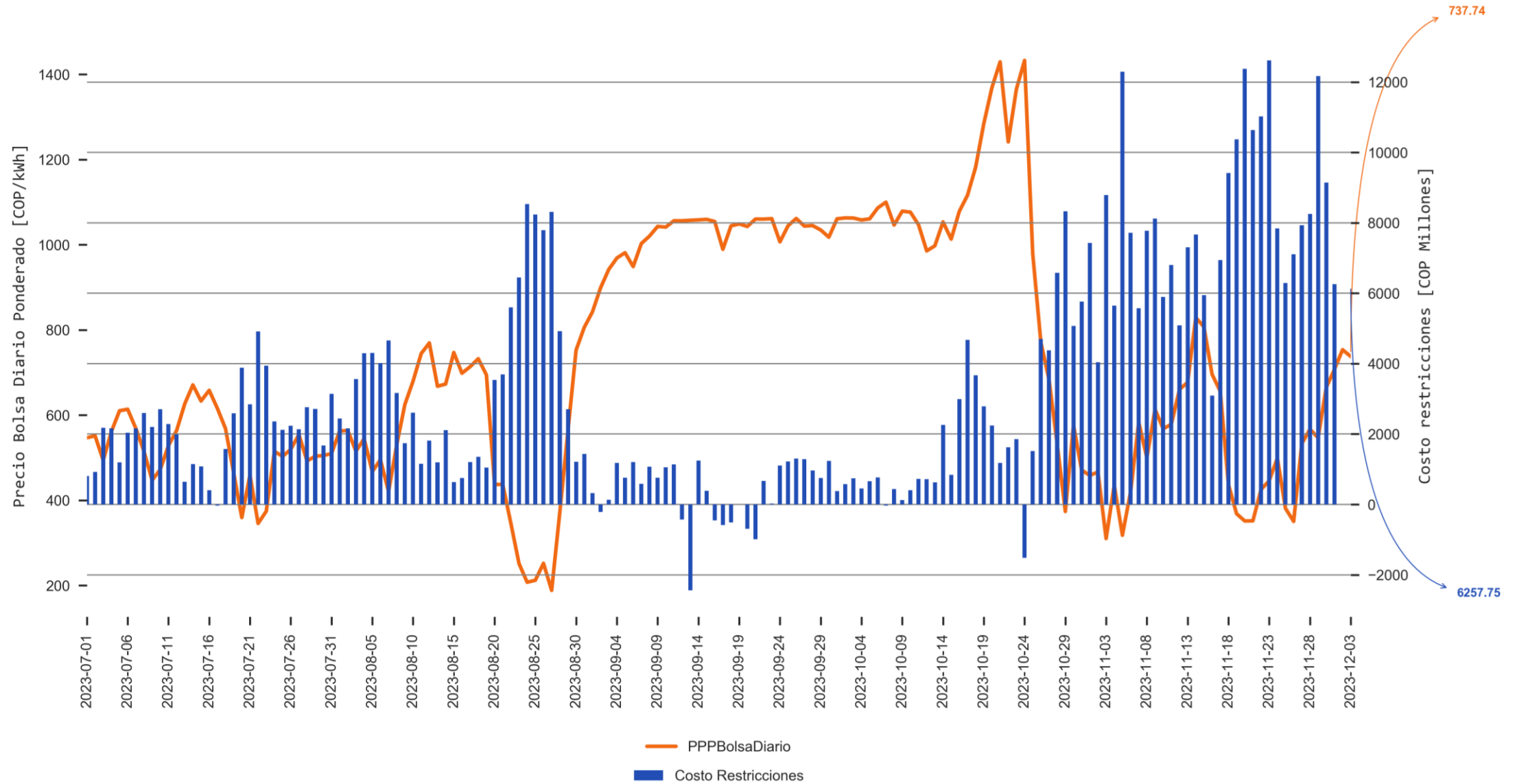
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de diciembre de 2023 hasta el 03 de diciembre de 2023.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2023-12-03
Información actualizada el 2023-12-06

Costo Restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2023-12-03
Información actualizada el 2023-12-06

Seguimiento a la Senda de Referencia

Cierre Senda de referencia de Invierno 2023



Seguimiento energético - Invierno 2023



Rango de fechas

01/05/2023

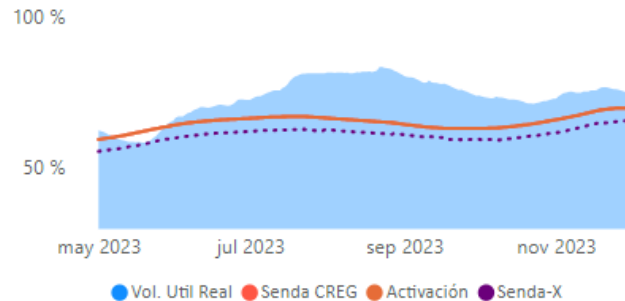
30/11/2023

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

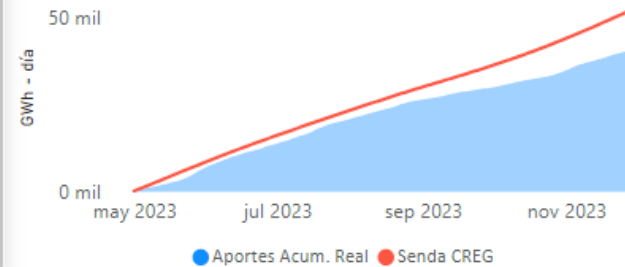
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	5,26 %	-22,36 %	0,89 %	-21,16 %	215,10 %	23,45 %	
[GWh]	315,19	-11.737,85	417,09	-8.420,72	8.096,82	812,06	-145,95

Embalse Agregado



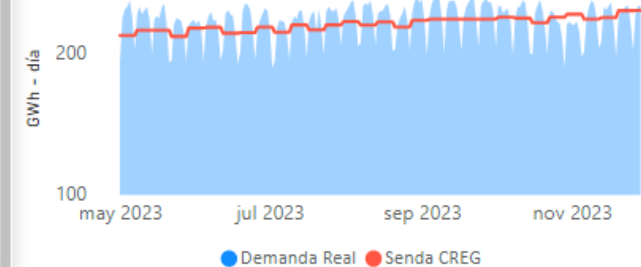
Información hasta el: 2023-11-30

Aportes Acumulados



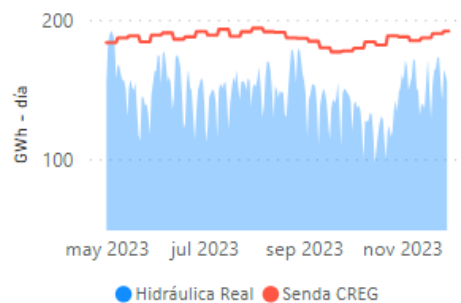
Información hasta el: 2023-11-30

Demanda

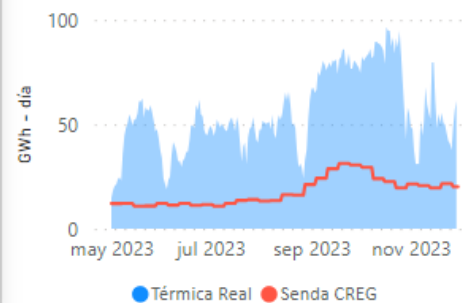


Información hasta el: 2023-11-29

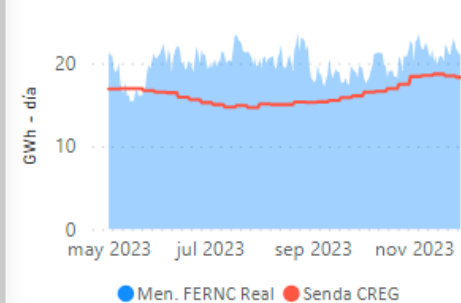
Hidráulica



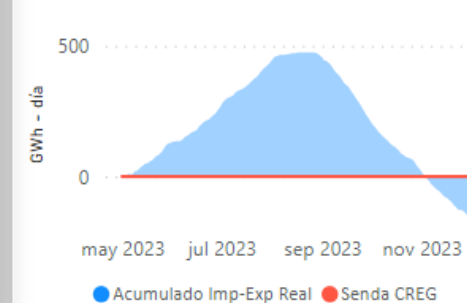
Térmica



Menores y FERNC



Acumulado Imp-Exp



Definición Senda de Referencia



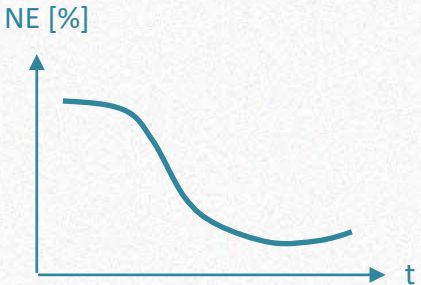
Proponen por separado Senda de Referencia



Define los supuestos y parámetros para el cálculo de la Senda definitiva



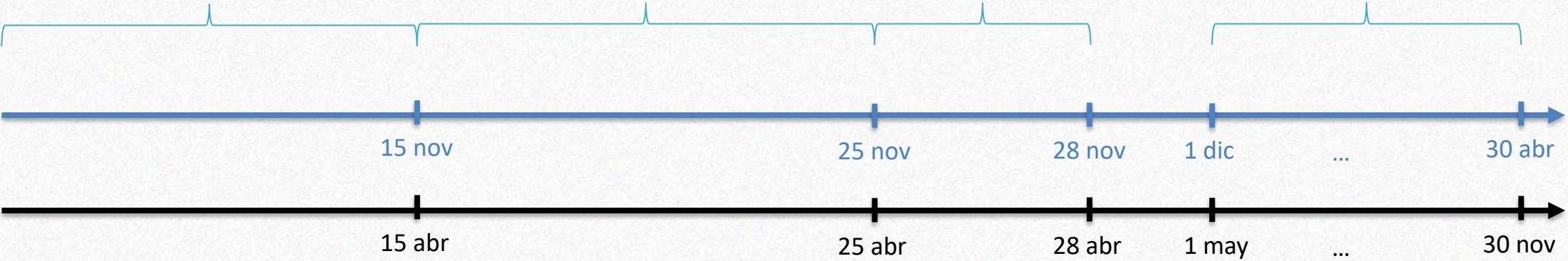
Cálculo definitivo y publicación en página Web



Vigencia de la Senda de Referencia

Senda de Verano

Senda de Invierno



Senda de Referencia Verano 2023-2024

Supuestos de mayor relevancia

Condición Inicial Caudales



Hidrología determinística histórica 2015-2017

Demanda del SIN



Esc. medio UPME* (act Julio/23) + 2% (hasta abril 2024)

Condición Inicial Embalse

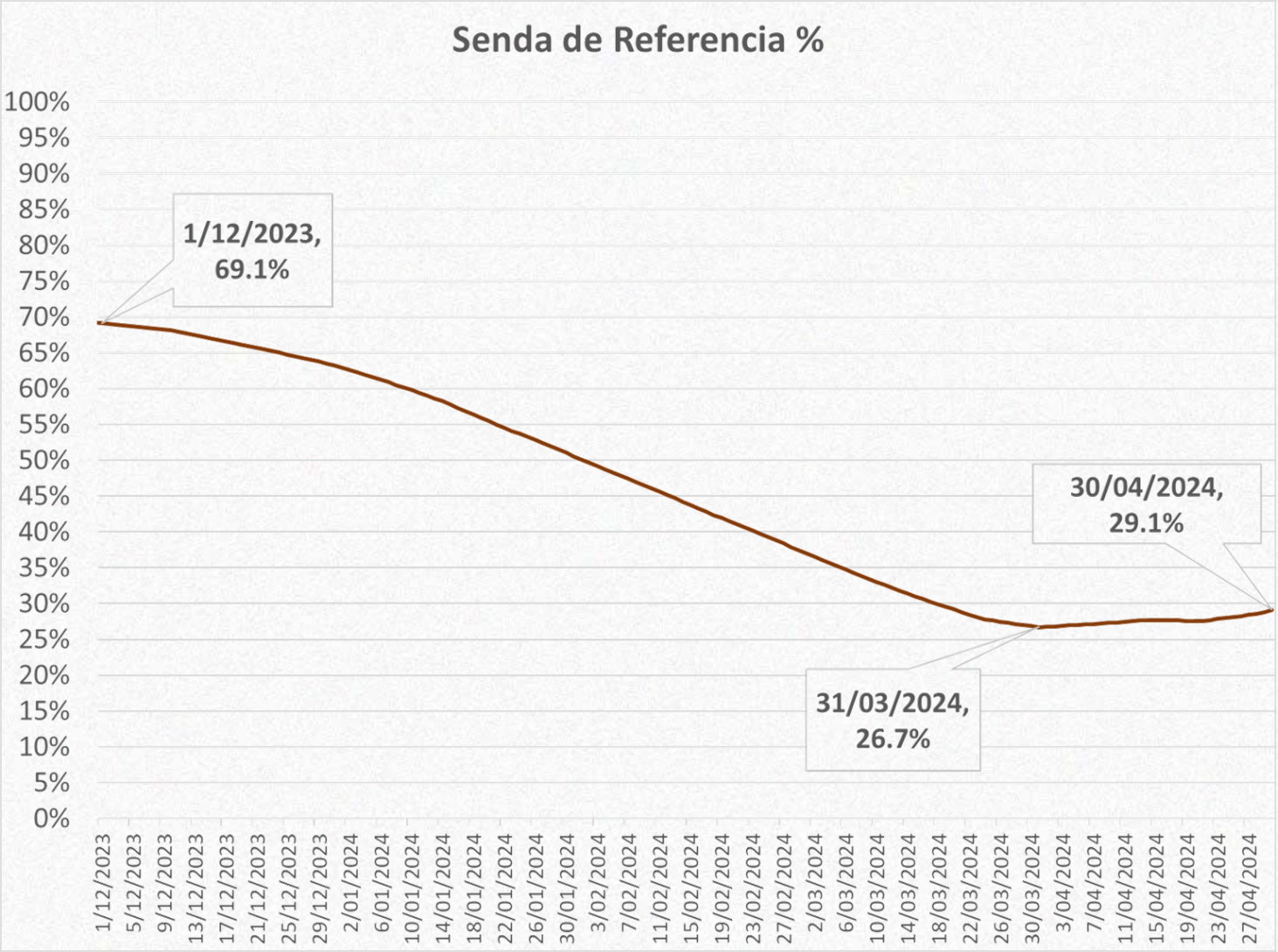


69.56% (Valor de la Senda de Referencia vigente)

Expansión Generación

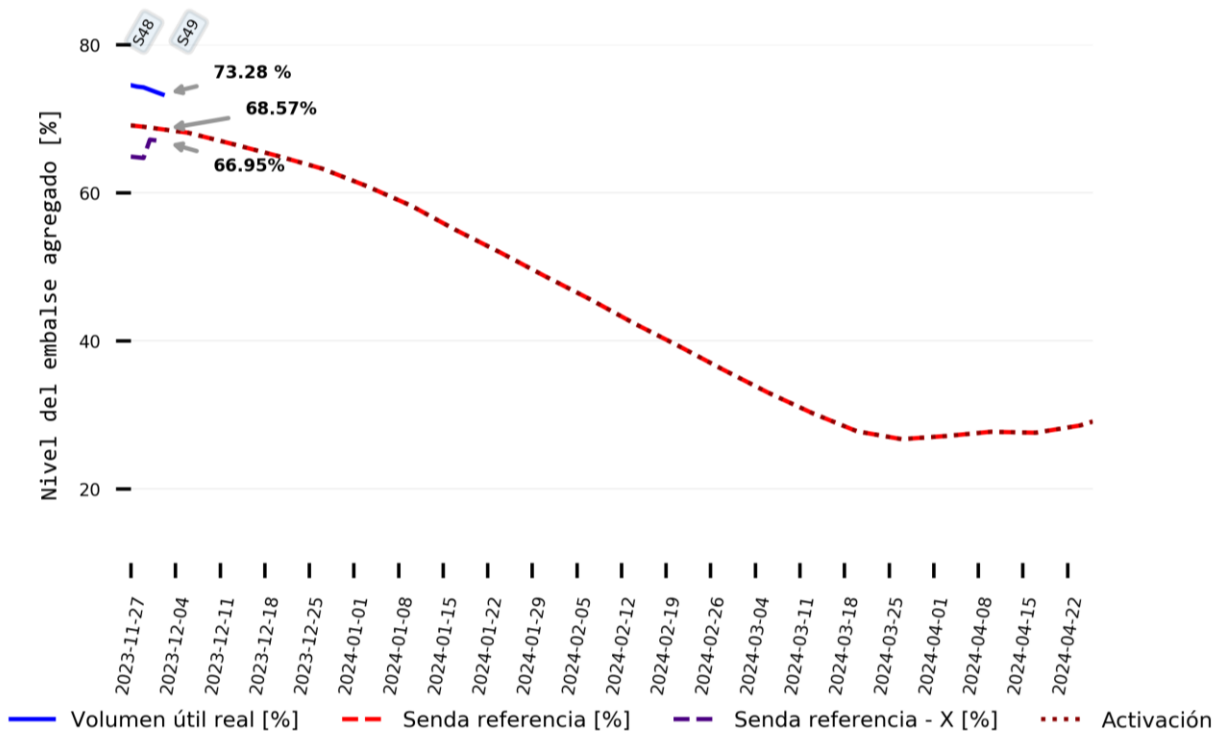


Solo proyectos OEF y con atraso de u9n año en sus FPO.



* cálculo por el CND a resolución semanal

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Semana	Volumen útil real [%]	Senda referencia [%]	Senda referencia - X [%]
S49	73.92	68.8	67.18

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.

Rango de fechas

01/12/2023

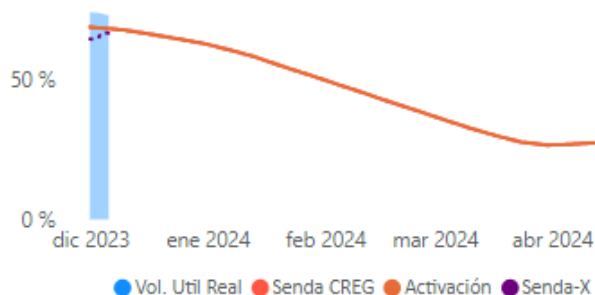
30/04/2024

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

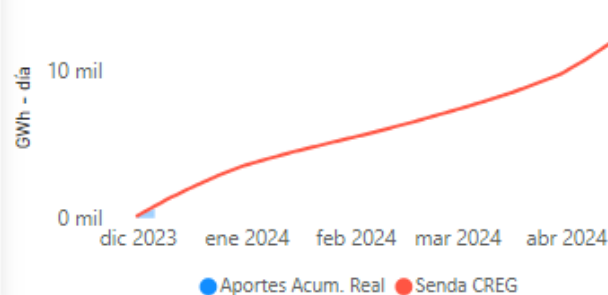
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	4,71 %	-24,47 %	-3,24 %	-6,35 %	-0,09 %	45,14 %	
[GWh]	817,69	-196,06	-37,66	-43,00	-0,37	34,25	-28,76

Embalse Agregado



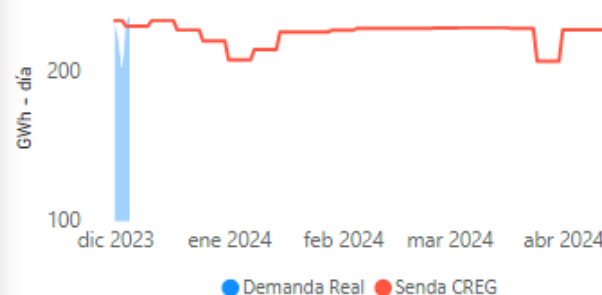
Información hasta el: 2023-12-06

Aportes Acumulados



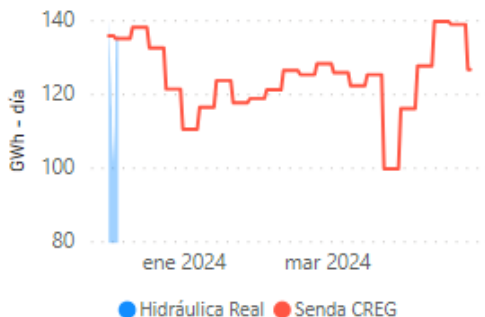
Información hasta el: 2023-12-06

Demanda



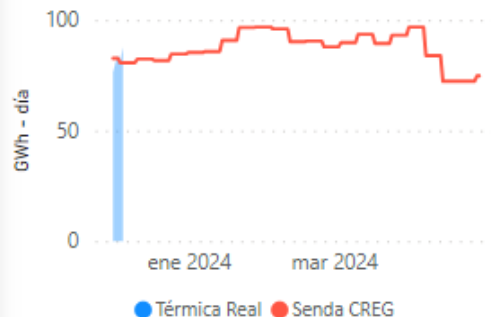
Información hasta el: 2023-12-05

Hidráulica

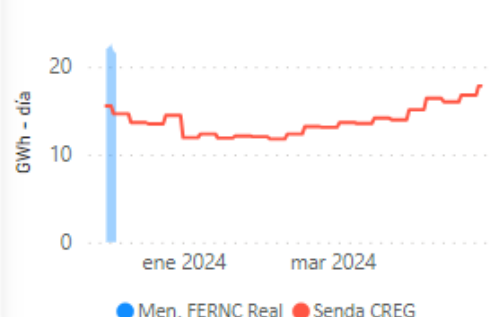


Información hasta el: 2023-12-05

Térmica

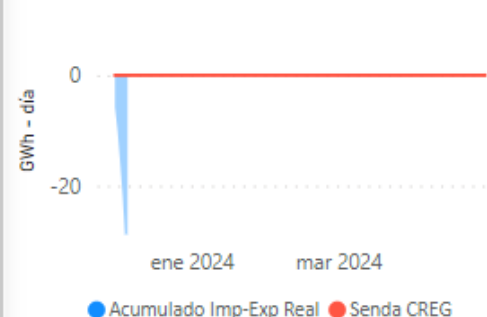


Menores y FERN

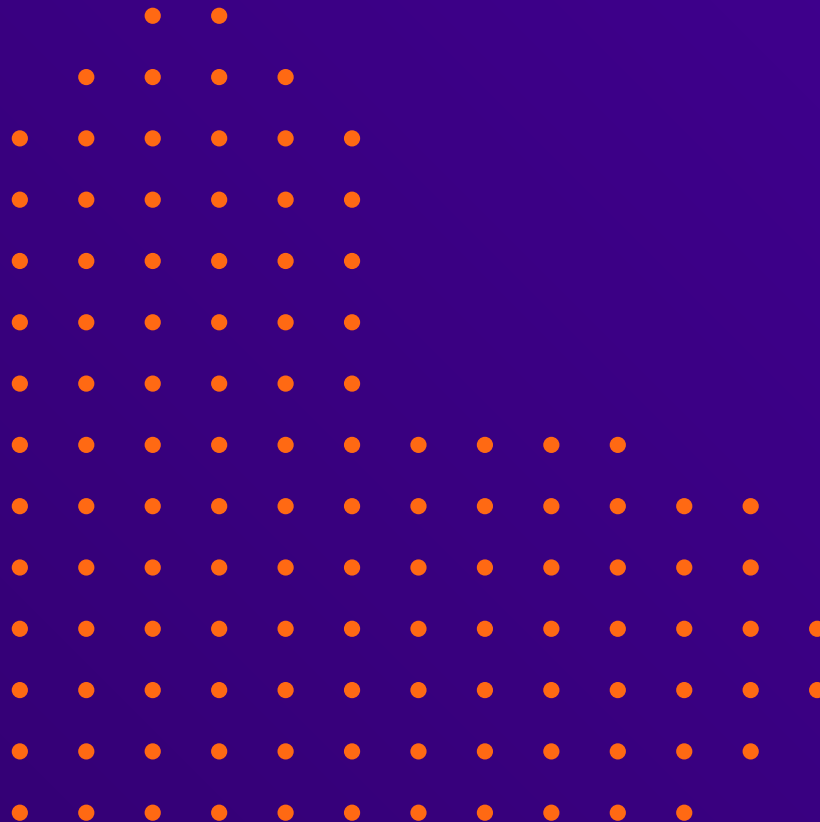


Información hasta el: 2023-12-05

Acumulado Imp-Exp



Información actualizada el: 2023-12-07 ⓘ



2. Expectativas Energéticas

Información de supuestos

Análisis energético de mediano plazo y sensibilidades



Sumamos energía,
sumamos pasión

Información de supuestos



Seguimiento a la generación Térmica

Seguimiento a la oferta diaria

Recurso	CEN [MW]	Disp [MW]	Fecha Fin indicada
Guajira 2*	145	135	-
Paipa 1*	36	31	Jun 2025
Paipa2*	72	66	Dic 2024
Paipa 3*	70	63	Ago 2024
Zipa 2*	36	30	Ago 2024
Zipa 3*	64	50	Nov 2024
Zipa 4*	63	50	Dic 2023
Zipa 5*	64	58	Jun 2024
Cartagena1	52	31	Dic 2024
Cartagena2	60	31	Dic 2024

*Para estos recursos se validan que los índices (IH e ICP) reflejen el derrateo indicado

Recurso	CEN [MW]	Derrateo [MW]	Fecha Fin indicada
Yopal 5	50	0	20 dic 2023

Indisponibilidad considerada en el planeamiento Operativo

Recursos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso	Fecha no consideración
Cartagena 1*	01/dic/2023
Cartagena 2*	01/dic/2023
Cartagena 3*	01/dic/2023

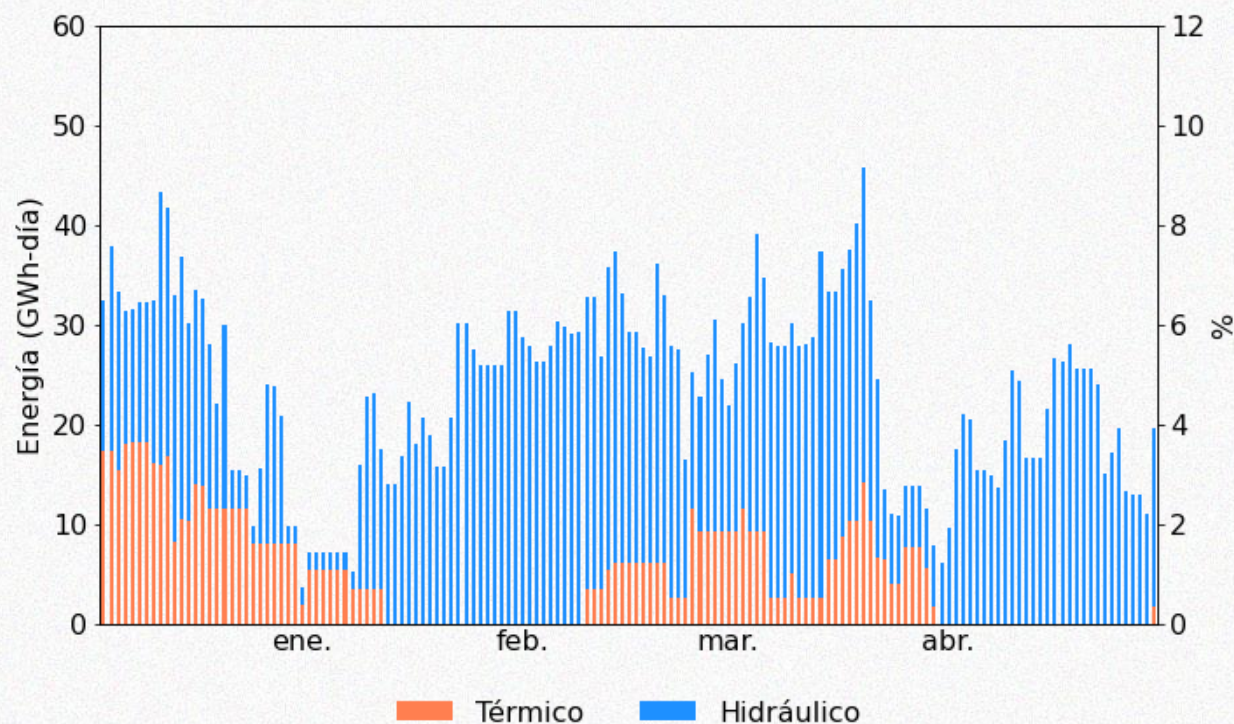
* Cartagena 1, 2 y 3 no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por ENEL en el CNO 701 del 14 de abril de 2023

El día 4 y 5 de dic 2023 se hizo consulta a:

- GENERADORA TERMOCENTRO S.A.S. E.S.P. de la consideración del recurso de generación TERMOCENTRO en el planeamiento operativo energético.
- NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P. de la consideración de los recursos de generación CARTAGENA 1, 2 Y 3 en el planeamiento operativo energético.



Mantenimiento de recursos de generación



Reporte Mangen

Fecha de consulta: 04/12/2023 14:41

Consecutivo	Elemento	Fecha inicio	Fecha fin	Estado
C2006884	GECELCA 3	1/11/2023 0:00	31/12/2023 23:59	EnEjecucion
C2009557	TERMODORADA 1	24/11/2023 17:00	15/12/2023 23:59	EnEjecucion
C2010933	TERMODORADA 1	16/12/2023 0:00	31/12/2023 23:59	Solicitada
C2010331	TERMO SIERRA 3	27/11/2023 0:00	7/01/2024 23:59	EnEjecucion
C2010832	TERMO SIERRA 3	4/12/2023 0:00	13/12/2023 23:59	Aprobada
C2010859	TERMO SIERRA 1	16/12/2023 0:00	22/12/2023 23:59	Solicitada
C2009364	CARTAGENA 3	1/12/2023 0:00	31/12/2023 23:59	EnEjecucion
C0222864	GECELCA 32	4/12/2023 0:00	13/12/2023 23:59	Aprobada
C2010776	GUAJIRA 1	7/12/2023 0:00	10/12/2023 23:59	Aprobada
C0222963	TEBSA 13	15/12/2023 0:00	18/12/2023 23:59	Solicitada
C2006879	GUAJIRA 2	17/12/2023 0:00	24/12/2023 23:59	Solicitada
C2006882	GUAJIRA 1	2/01/2024 0:00	12/01/2024 23:59	Solicitada
C2006883	GUAJIRA 2	10/02/2024 0:00	21/02/2024 23:59	Solicitada
C2009472	TERMO SIERRA 2	13/02/2024 7:00	23/03/2024 22:00	Solicitada
C2006881	GECELCA 32	25/02/2024 0:00	6/03/2024 23:59	Solicitada
C0225174	TERMO CANDELARIA CC 1	15/03/2024 0:00	20/03/2024 23:59	Solicitada
C2006880	GECELCA 3	18/03/2024 0:00	28/03/2024 23:59	Solicitada
C2002466	ITUANGO 2	15/04/2024 7:00	31/08/2024 22:00	Solicitada
C0224296	PAIPA 3	30/04/2024 0:00	29/06/2024 23:59	Solicitada



Mantenimiento de recursos de generación



ASUNTO: PRUEBAS DESPUÉS DE MANETENIMIENTO MAYOR GECELCA 3

Respetado ingeniero Cano,

Amablemente informamos el inicio de las pruebas después de mantenimiento mayor a 30 días, de la planta GECELCA 3 a partir del 01 de diciembre de 2023, con base en lo estipulado en la resolución CREG 121 de 1998.

Las pruebas se realizarán del 01 al 10 de diciembre, de acuerdo con el cronograma adjunto y serán reflejadas en la oferta de energía, con el código de pruebas autorizadas correspondiente. Cualquier cambio o extensión en la programación por la complejidad de los trabajos se reflejará en las consignaciones y en la oferta diaria.



Entrada en Operación Proyectos con OEF

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	

A la espera de pronto inicio en pruebas (SIN OEF):

- Planeta Rica 19.9 MW



Proyectos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso

Windpeshi*

Acacias2**

Camelias**

* 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 actuales en la operación de los embalses

Q Máx Turbinable Tominé

Entre febrero y marzo de 2023, en el marco del cumplimiento del plan operativo de trabajo del SPO, se realizó un levantamiento de posibles restricciones o limitaciones en la operación de embalses:

Nivel de embalse útil (%) a partir del cual podría presentarse restricción de operación por bajo volumen y caudal	Limitaciones en el caudal turbinado (máximo o mínimo - m ³ /s) asociado a bajos niveles de embalse por requerimientos ambientales/sociales/otros uso de recurso		Observaciones
	Min (m ³ /s)	Max (m ³ /s)	



0% todos sus embalses.
Sin restricciones por bajo volumen y caudal

Ninguna adicional a las ya reportadas y modeladas en el despacho

Miel & Sogamoso -> Cuando el volumen útil llegue a cero se saca la planta de servicio y se debe abrir descarga de fondo para cumplir el caudal ecológico



0% todos sus embalses.
Sin restricciones por bajo volumen y caudal

N/A
Sin limitaciones en caudal turbinado

Alban, Prado & Salvajina -> Curva Potencia Vs NE



30% Guavio* – 0% los demás embalses
Sin restricciones por bajo volumen y caudal

Max 15 m³/s Tominé** - N/A las demás
Sin limitaciones en caudal turbinado

* Plan de Contención de colmatación bocatoma
** Embalse multipropósito, prioridad Acueducto Betania -> Existe el riesgo de problemas sociales, cultivo de peces



0% Esmeralda*

Sin limitaciones en caudal turbinado

* AES aclara que no existe restricción en la operación sin embargo la operación por debajo del 5% del V.U. del embalse no se ha presentado a plena carga.



Ituango Vmax = 56.2%* & Vmin = 45.9%**
N/A para los demás embalses

N/A

* Hasta la construcción del tapón definitivo del túnel de desviación derecho (Agosto 10 de 2024)
** Hasta la habilitación definitiva de la descarga intermedia (Abril 03 de 2025)



0%*

Mínimo 75 m³/s

* En conversación con el agente se aclara que este valor indicado (4.2%) corresponde al la curva guía mínima del embalse y por tanto ya esta representada en el planeamiento operativo energético

ENEL reportó en este levantamiento una limitación en el caudal turbinado - descarga máxima del embalse de Tominé de **15 m³/seg**



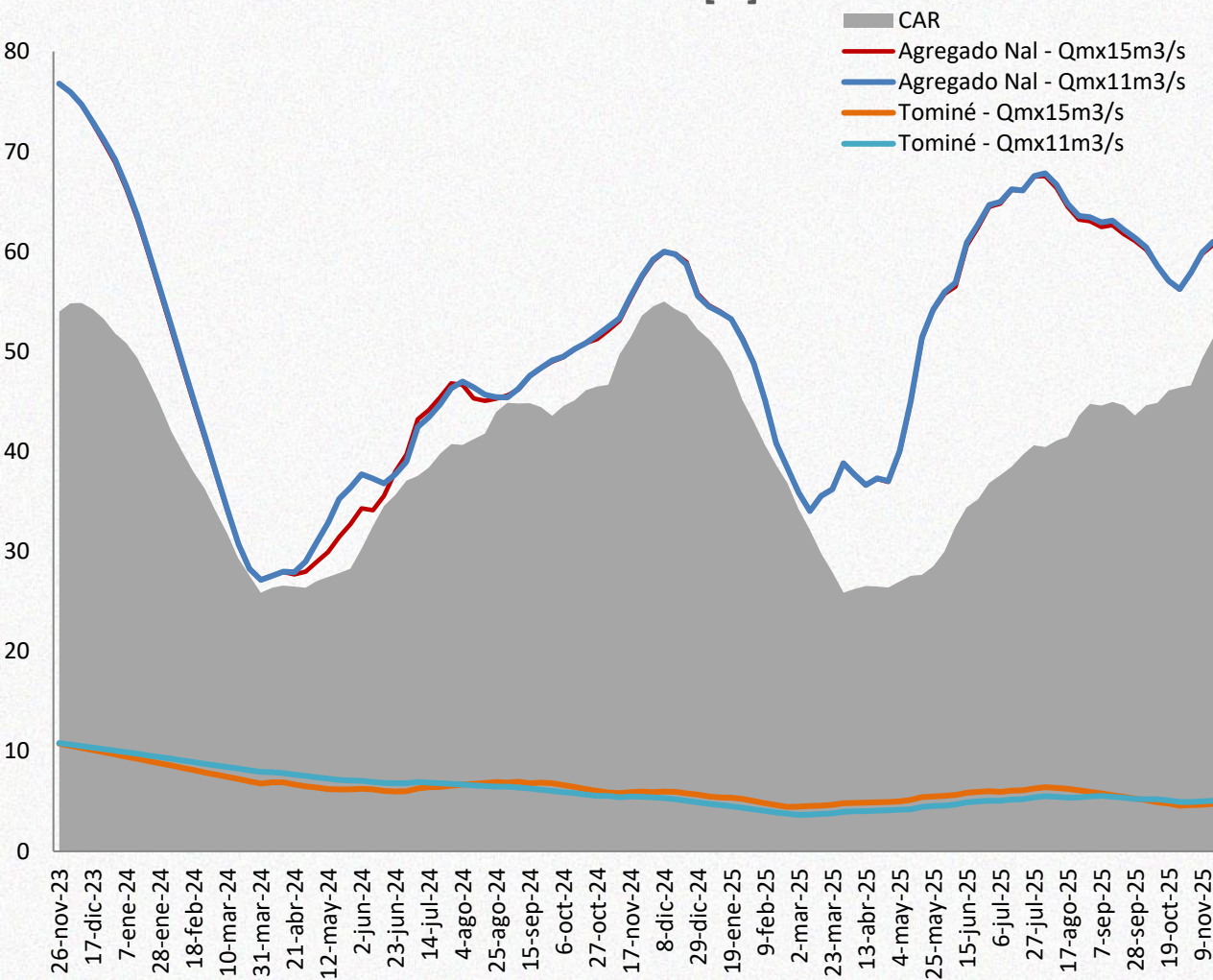
ENEL en el marco del proceso de declaración de parámetros para la asignación administrada del cargo por confiabilidad para las vigencias 25-26 y 26-27, se reportó un valor diferente a la limitación en el caudal turbinado - descarga máxima del embalse de Tominé de **11 m³/seg**



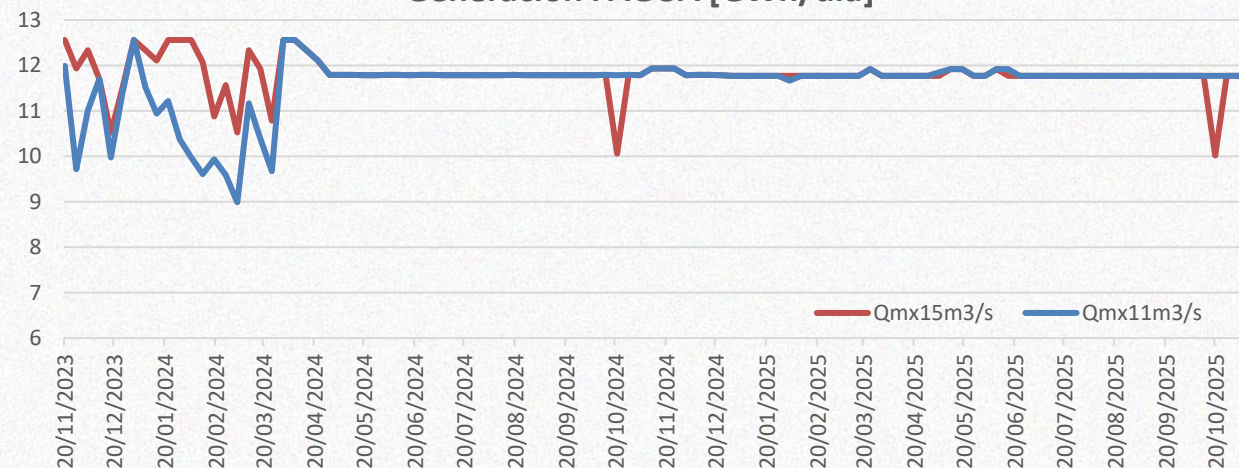
Restricciones actuales en la operación de los embalses

Q Máx Turbinable Tominé - Impacto del cambio sobre determinístico OEF Atraso + H 2015-2017 - Semana 48

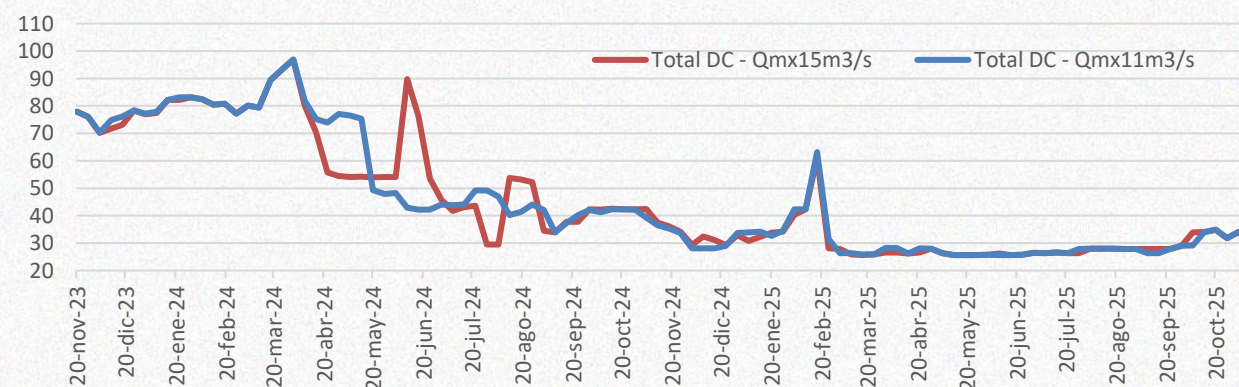
Volumen Útil [%]



Generación PAGUA [GWh/día]



Generación Térmica [GWh/día]





Restricciones actuales en la operación de los embalses

Q Máx Turbinable Tominé – Conclusiones y recomendaciones

- Se observa una disminución de la generación de PAGUA en el verano (Dic-abr) del **8.24%**.
 - Se observa una limitación al uso de las reservas del embalse Tominé.
 - A nivel sistémico en el verano 2023-2024 se hace uso de otros recursos hídricos para suplir la restricción en PAGUA.
-
- Se solicitó a ENEL informar si este nuevo valor de la limitación en el caudal turbinado - descarga máxima del embalse de Tominé es temporal o definitivo, y en caso de ser temporal indicarnos hasta que fecha se extenderá dicha condición.
 - Dado el impacto que este nuevo valor puede representar para los estudios de planeamiento se solicitó a ENEL compartir la justificación y sustento técnico del cambio y que este sea presentado en la próxima reunión del SURER.

El CND procederá a utilizar el nuevo valor reportado en sus estudios de planeamiento operativo energético a partir de la semana 50 (segunda semana de diciembre) del presente año.



Restricciones actuales en la operación de los embalses

Curvas Guía Mínima y Máxima Salvajina

En el marco del proceso de declaración de parámetros para la asignación administrada del cargo por confiabilidad para las vigencias 25-26 y 26-27, CELSIA ha reportado valores para las Curvas Guía Mínima y Máxima que difieren a los valores que actualmente están siendo considerados en el planeamiento operativo energético, informando que dichos valores obedecen al cambio de la batimetría del Acuerdo CNO 1759 del 11 de octubre de 2023 y a una nueva definición de las curvas.

Embalse	Mes	Curva guía mínima declarada Nov 2023 (Mm3)	Curva guía mínima actual (Mm3)	Curva guía máxima declarada nov 2023 (Mm3)	Curva guía máxima actual (Mm3)
Salvajina	1	252,28	173,88	657,28	604,62
Salvajina	2	252,28	173,88	592,28	604,62
Salvajina	3	272,28	173,88	632,28	703,64
Salvajina	4	347,28	173,88	682,28	752,36
Salvajina	5	337,28	191,98	782,28	776,42
Salvajina	6	342,28	214,74	782,28	800,43
Salvajina	7	322,28	237,61	712,28	800,43
Salvajina	8	272,28	214,74	622,28	752,36
Salvajina	9	132,28	191,98	362,28	579,51
Salvajina	10	132,28	173,88	332,28	405,87
Salvajina	11	307,28	173,88	582,28	455,29
Salvajina	12	332,28	173,88	627,28	604,62

- Dado el impacto que este nuevo valor puede representar para los estudios de planeamiento se solicitó a CELSIA compartir la justificación y sustento técnico del cambio y que este sea presentado en la próxima reunión del SURER.

El CND procederá a utilizar el nuevo valor reportado en sus estudios de planeamiento operativo energético a partir de la semana 50 (segunda semana de diciembre) del presente año.

Actualización de Parámetros Técnicos

Acuerdo CNO 1301 Por el cual se establecen los plazos de reporte al Centro Nacional de Despacho CND de la información de los parámetros técnicos de activos del SIN para la realización del Planeamiento Operativo

los agentes generadores, transportadores, operadores de red y comercializadores, **deben reportar al CND cualquier modificación en los parámetros técnicos requeridos para el planeamiento operativo que realiza el CND**, una vez hayan validado la información. Adicionalmente, el 31 de marzo y el 30 de septiembre de cada año, los agentes generadores, transportadores, operadores de red y comercializadores deben revisar la información de los parámetros técnicos registrada en las bases de datos del CND, y de encontrar diferencias deberán reportar las modificaciones a los parámetros técnicos de sus equipos, según el formato establecido en el Anexo del Acuerdo 1670.

El CND, con el objeto de brindar las señales oportunas para gestionar la operación integrada de los recursos de generación donde pueda ser atendida la demanda de potencia y energía del Sistema Interconectado Nacional cumpliendo criterios de confiabilidad, calidad y seguridad, solicita a todos los agentes mantener actualizadas la información de parámetros y supuesto con la mejor información disponible.

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



Dic 3, 74.25%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados,
solicitados y en
ejecución en el
horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME
para noviembre 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate +
15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 9.82 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/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 7 de nov de 2023

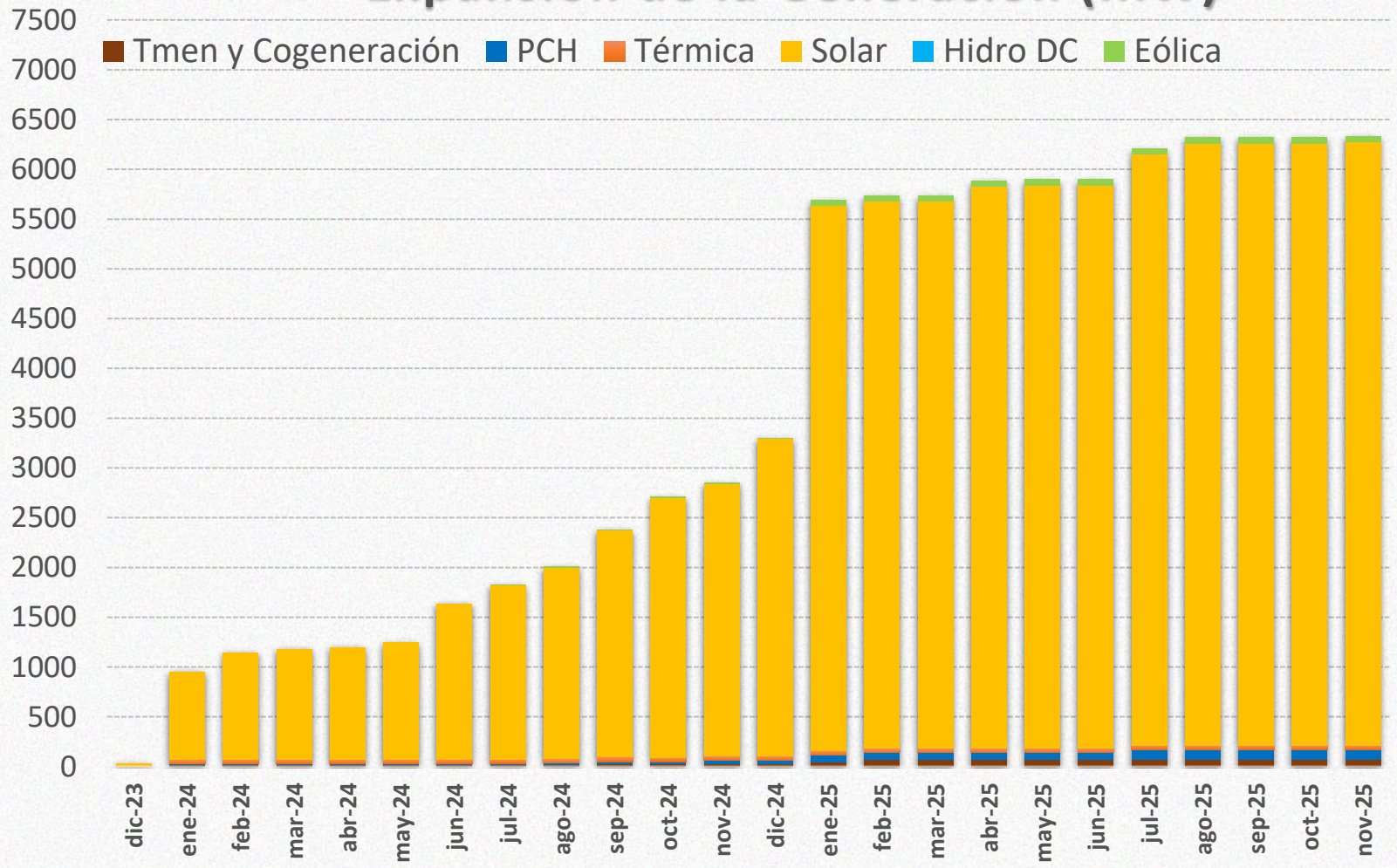
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio y 11 de abril de 2023 respectivamente.

* 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



Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:

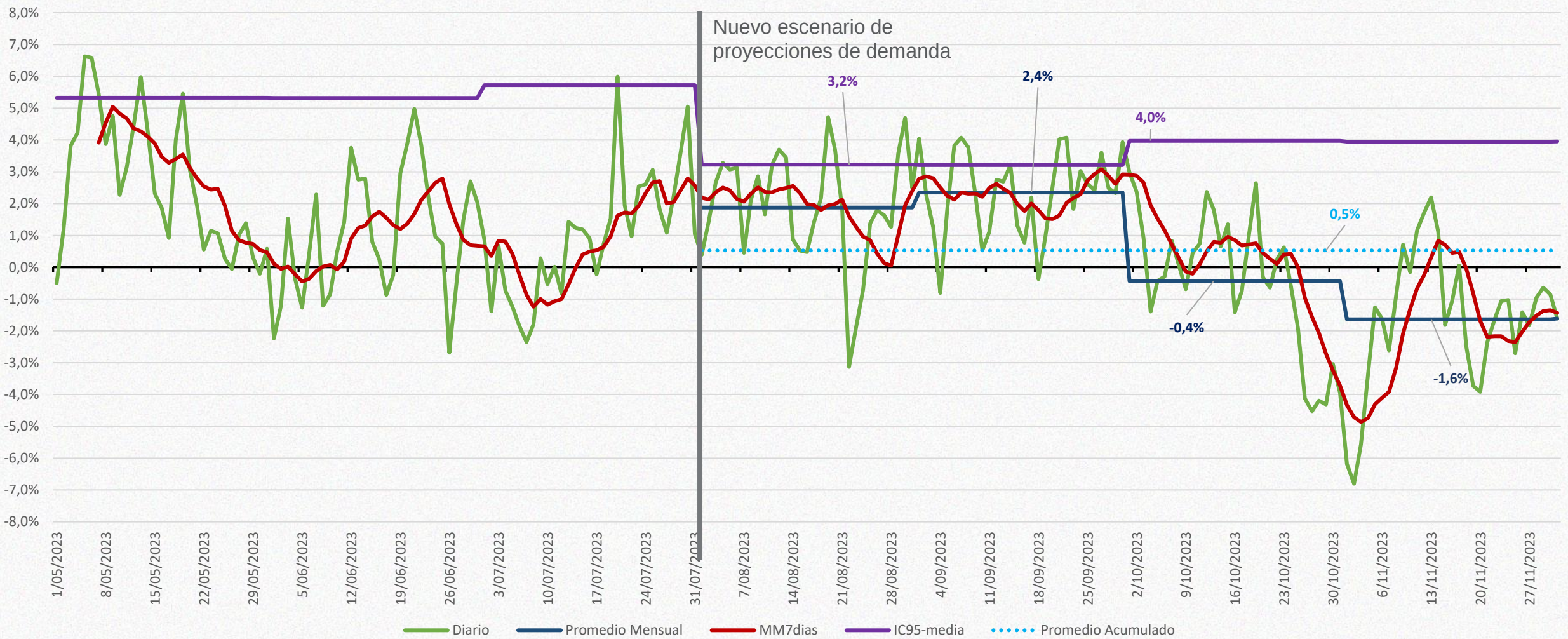


Total:
6333 MW

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

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.

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

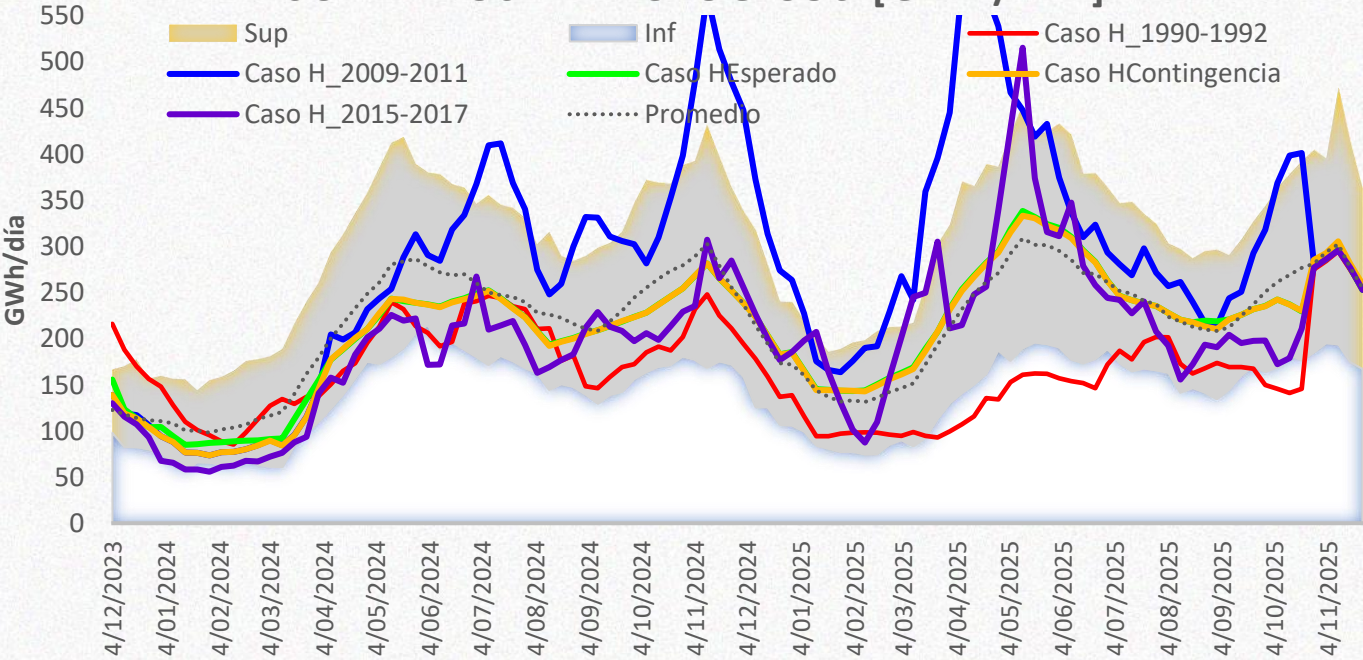
Demanda del SIN - GWh/día



Hidrología

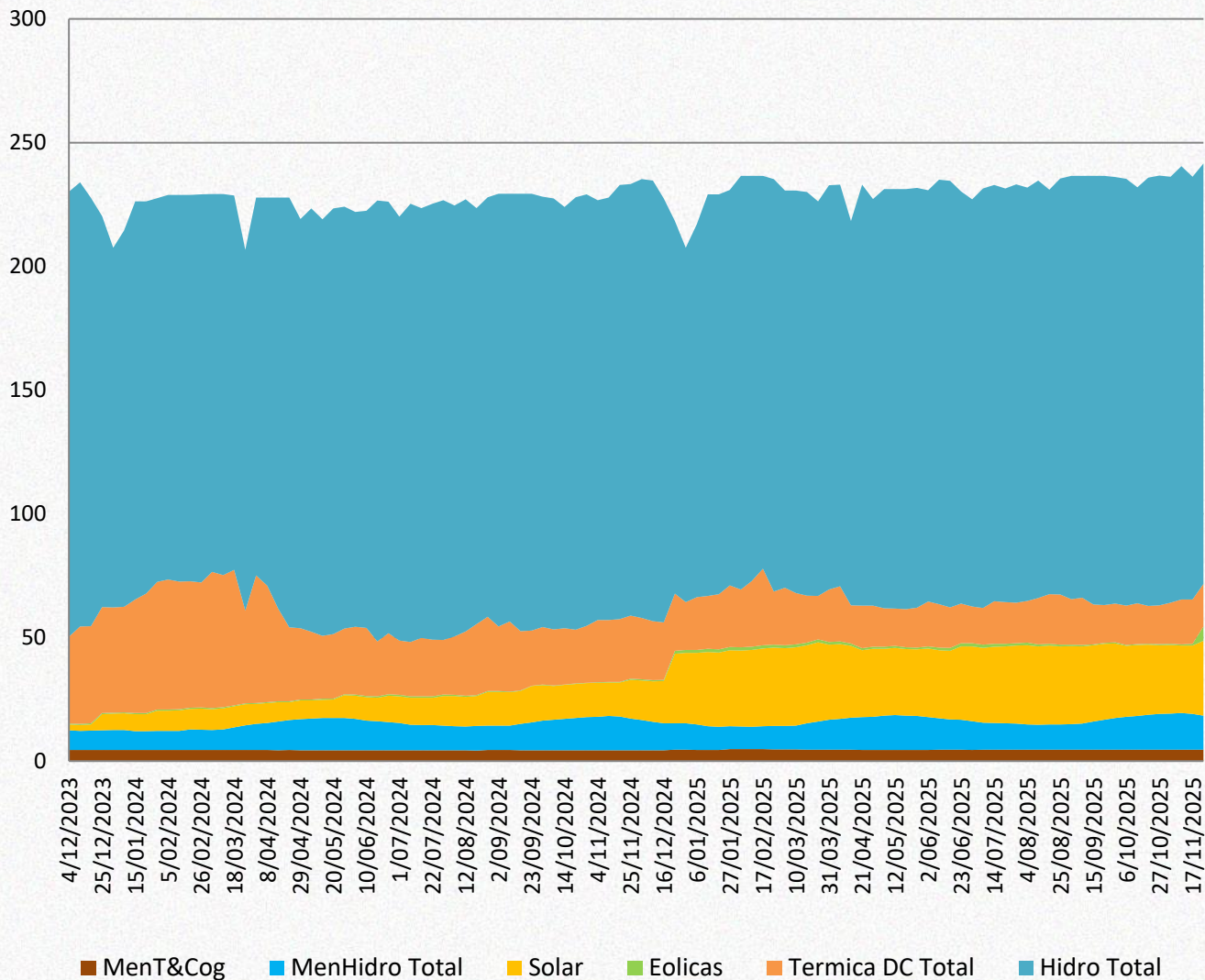
1	H 1990-1992: hidrología histórica del periodo nov de 1990 a oct de 1992	4	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2	H 2009-2011: hidrología histórica del periodo nov de 2009 a oct de 2011	5	Caso H Crítica : Hidrología histórica del periodo nov 2015 a oct de 2017 .
3	Caso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

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



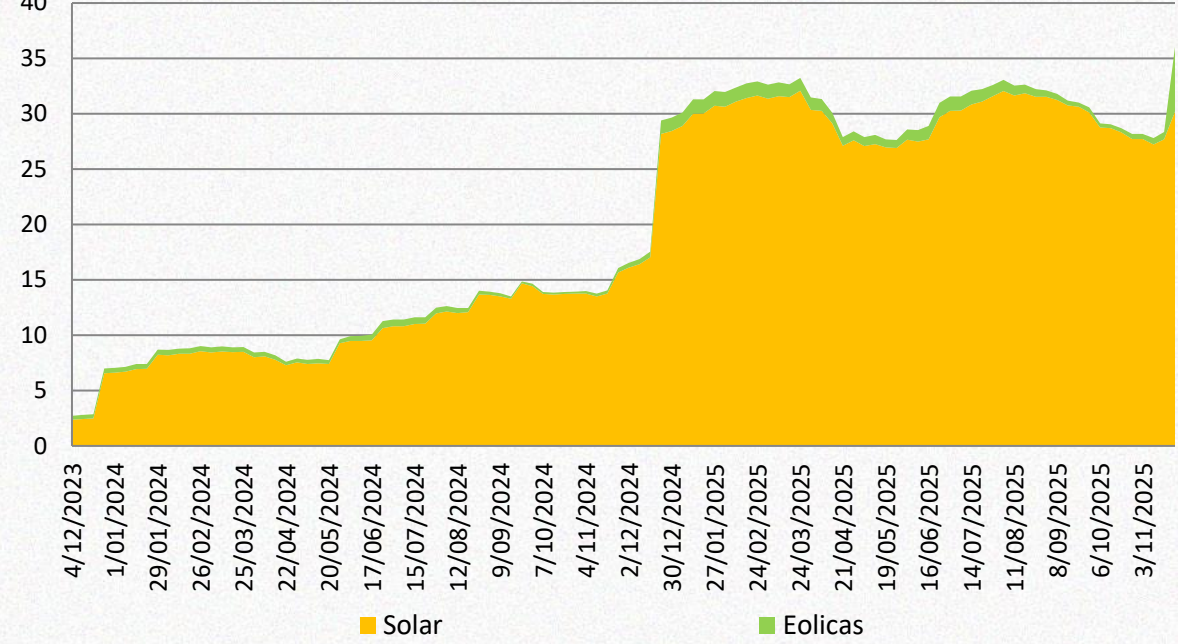
Resultados Estocástico

Generación Promedio - GWh/día

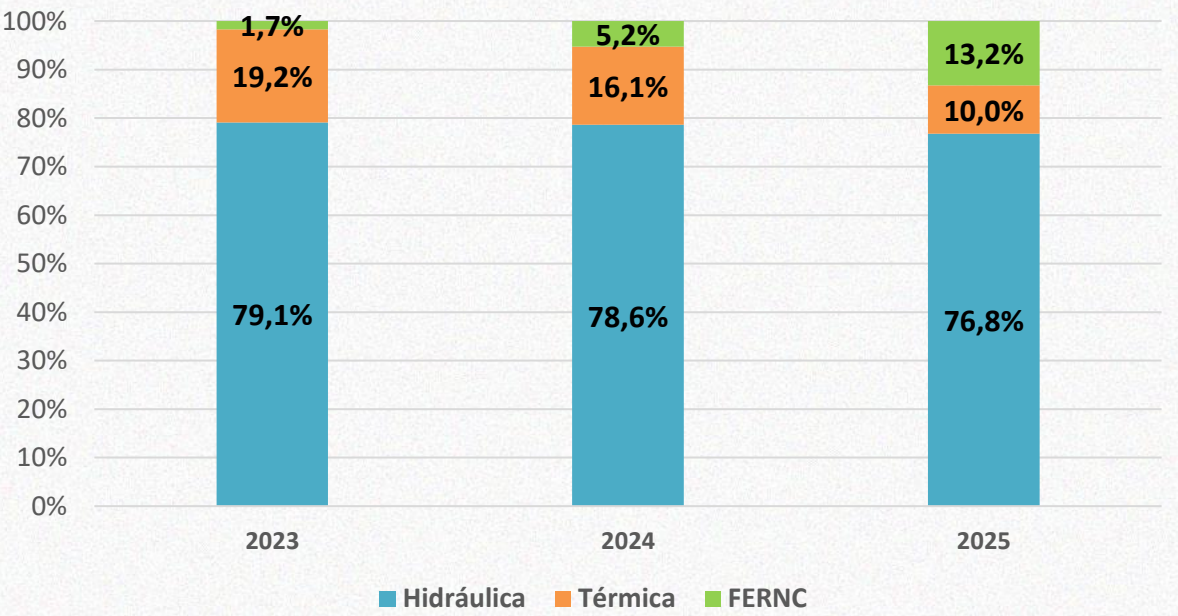


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación FERN C Promedio - GWh/día



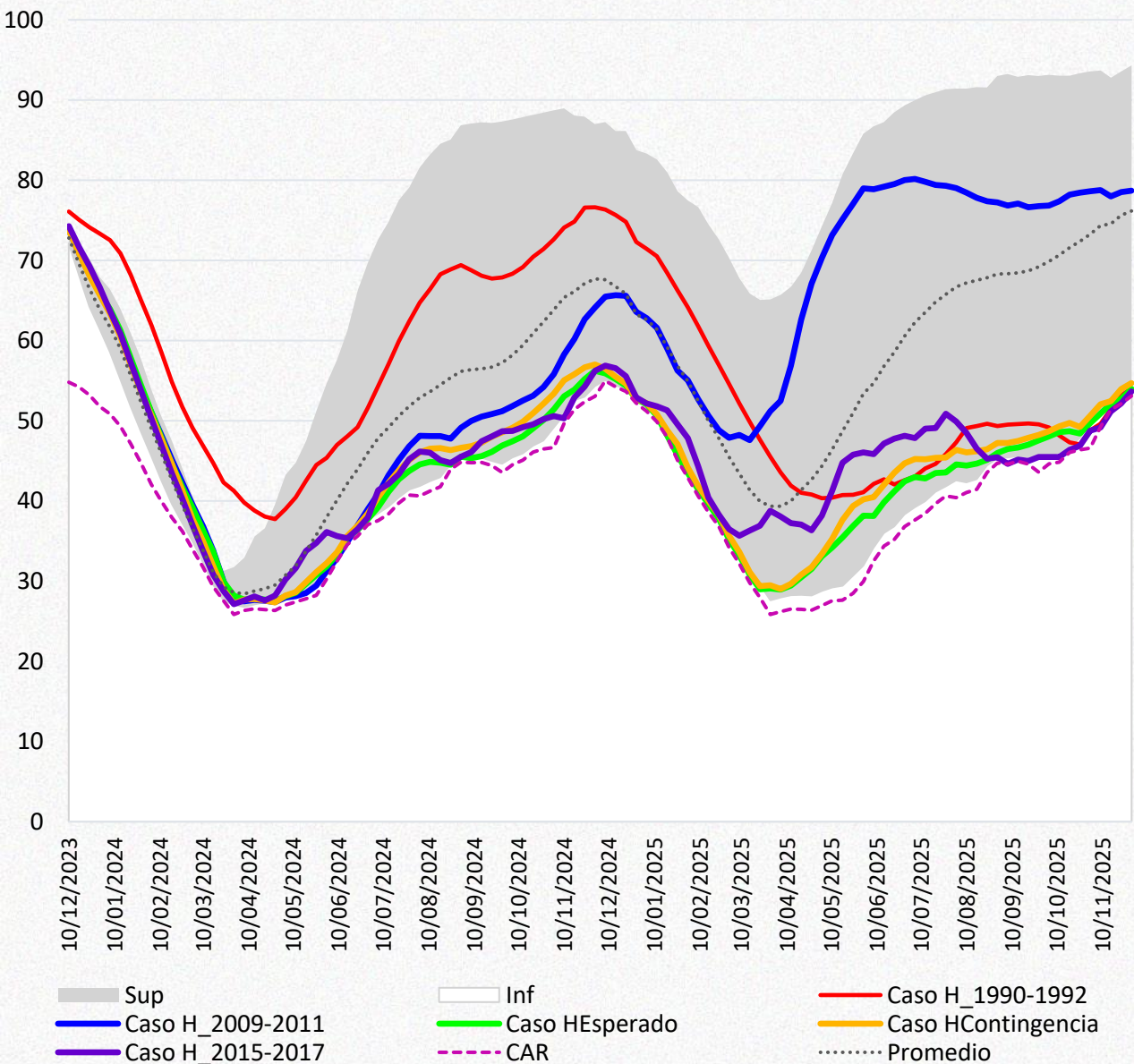
Participación de la generación en la atención de la demanda



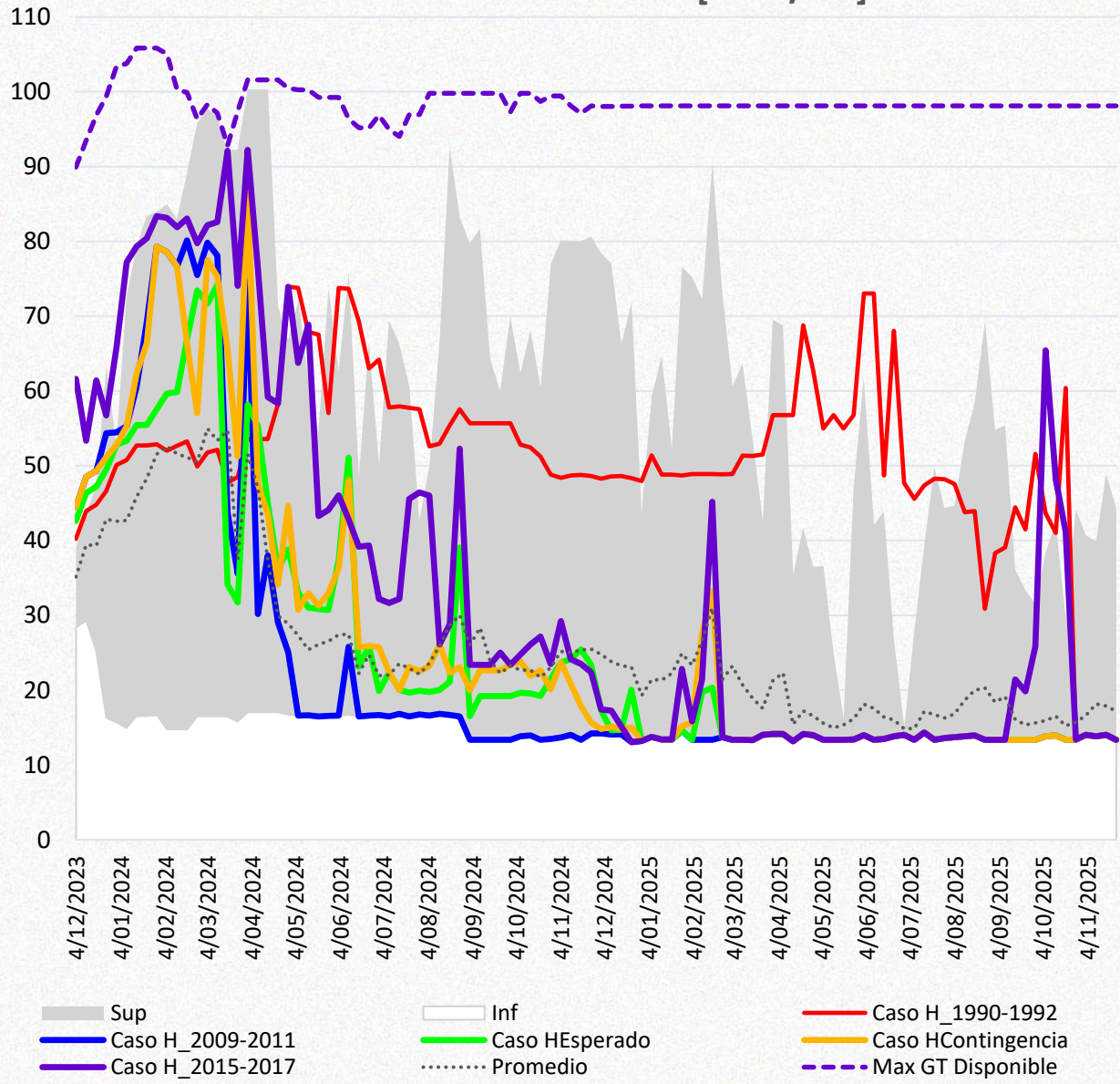
Resultados Determinísticos



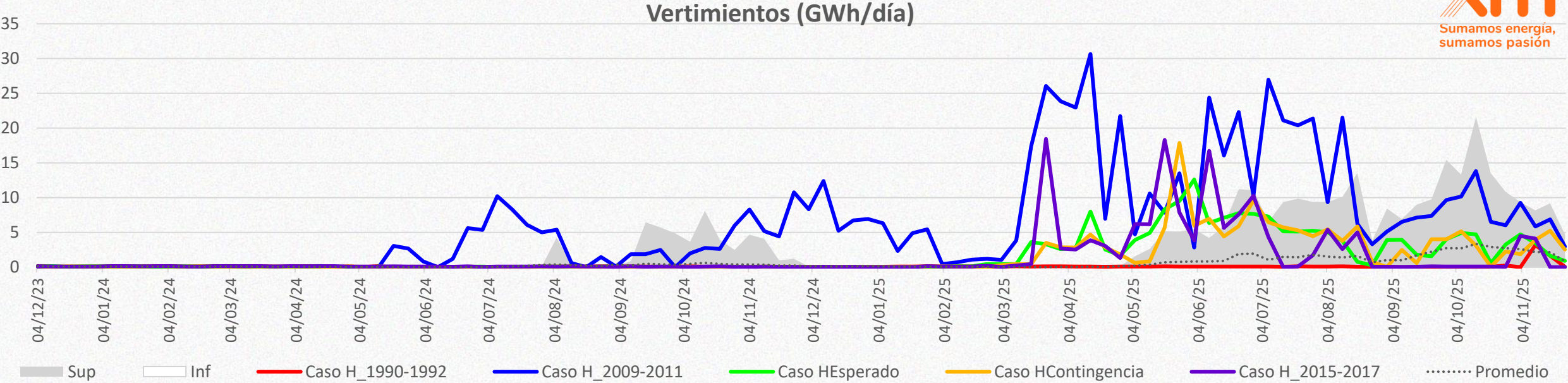
Embalse Agregado SIN %



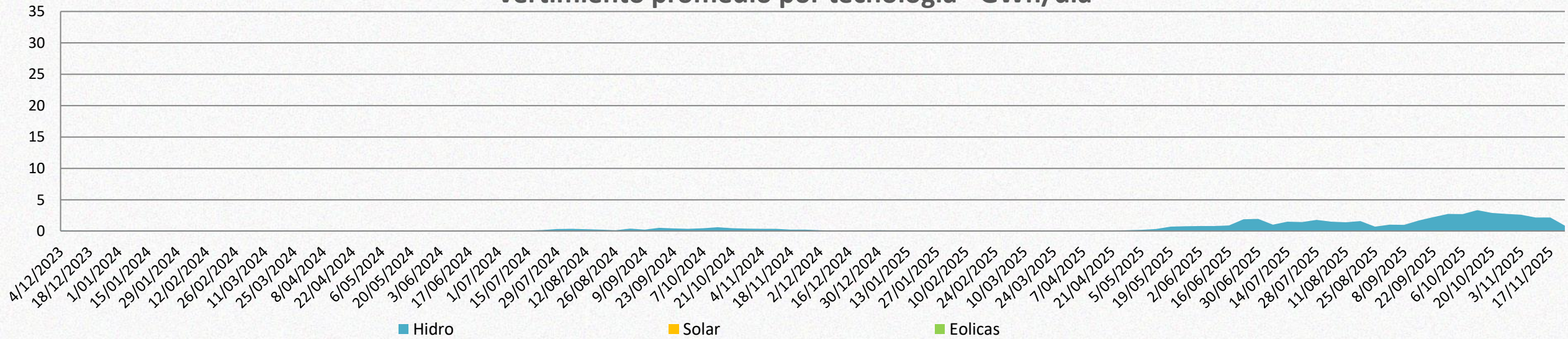
Generación Térmica [GWh/día]



Resultados de Vertimientos



Vertimiento promedio por tecnología - GWh/día



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

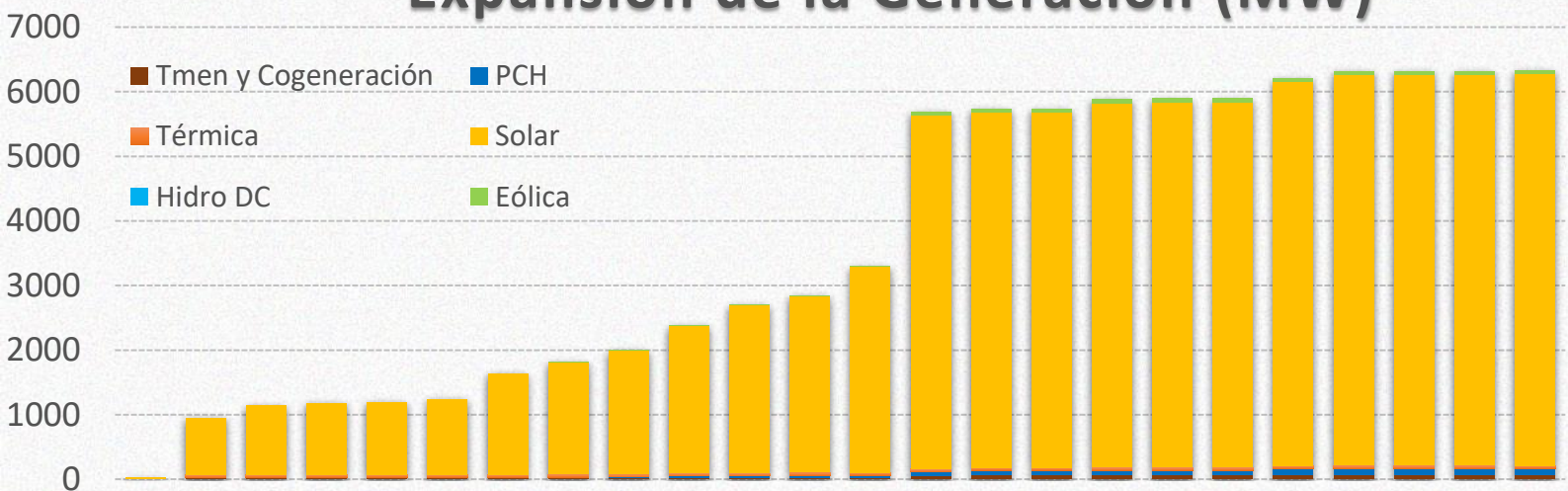
Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

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 con incertidumbre reducida y series determinísticas deficitarias 1990-1992, 1997-1999, 2009-2011, 2014-2016 y 2015-2017.

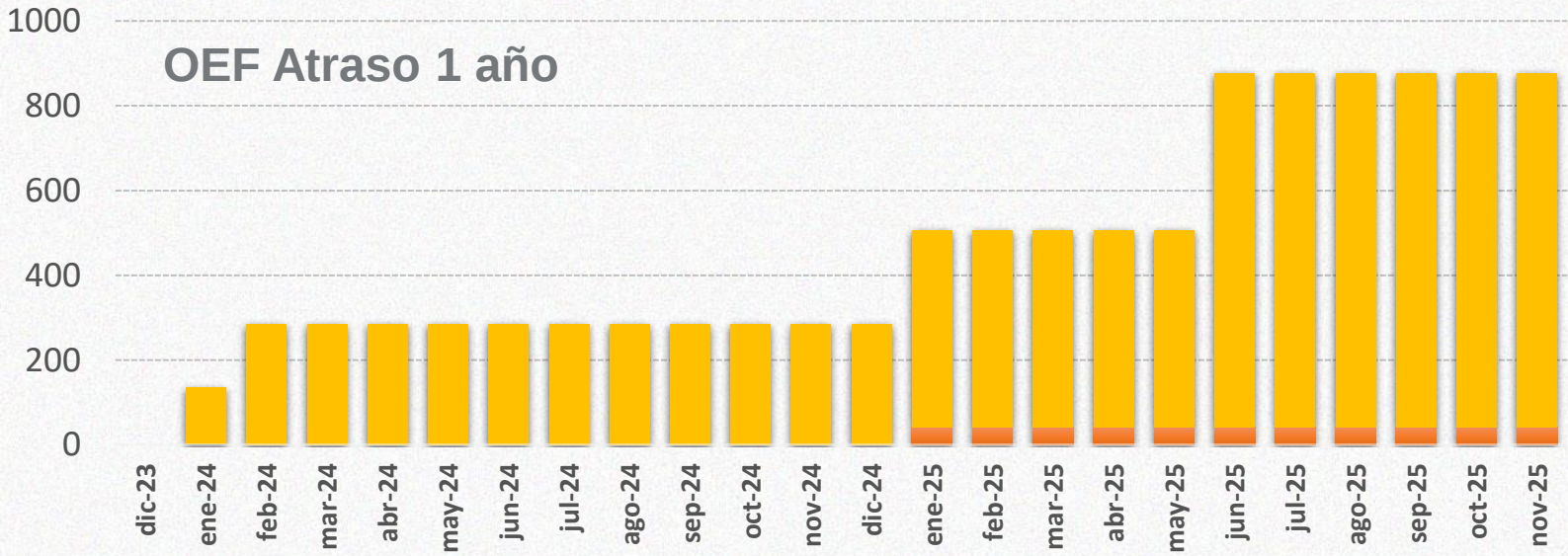
Datos de entrada y supuestos considerados



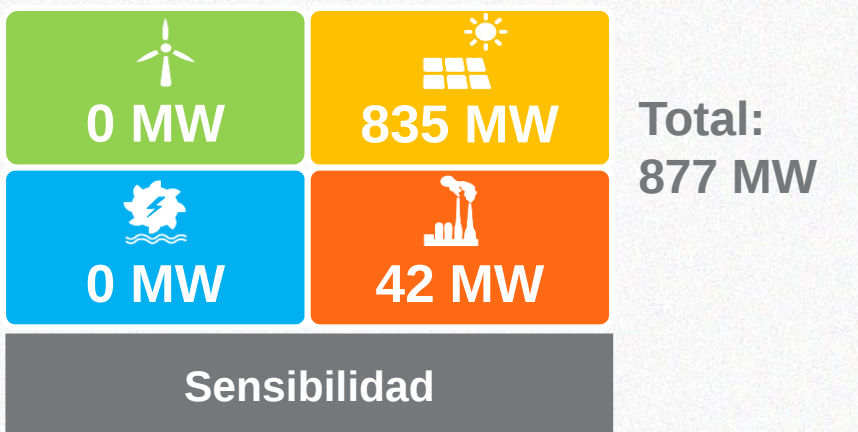
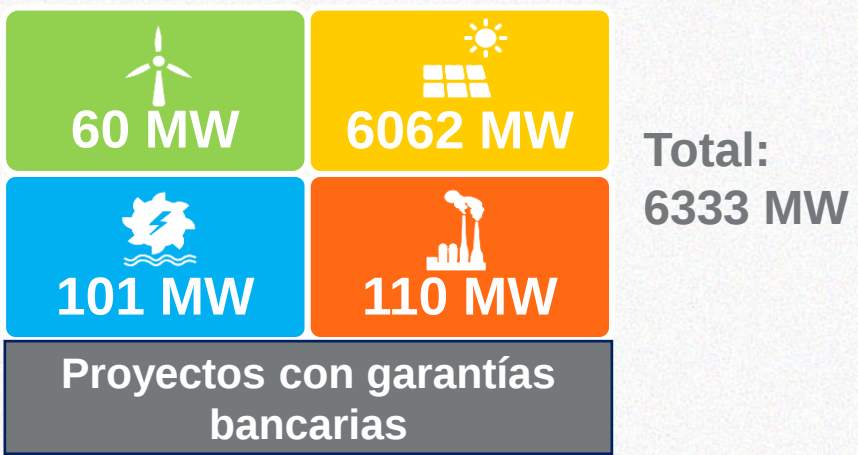
Expansión de la Generación (MW)



OEF Atraso 1 año



Detalle de proyectos de generación:



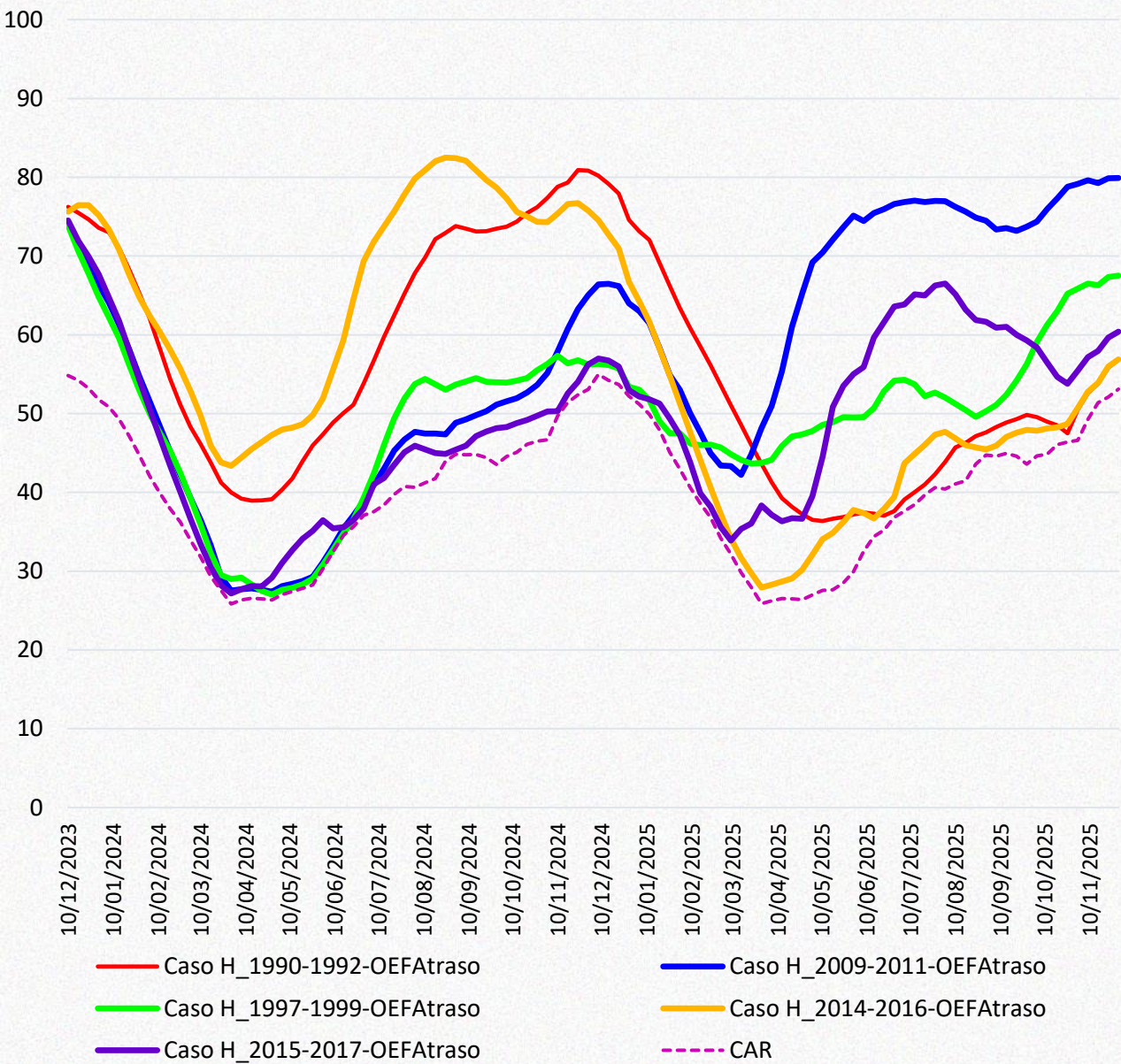
Los Proyectos Latam Solar (150MW), Sunnorte (35MW), Fundación (100MW) considerados en sus FPO dado el comportamiento de su generación en pruebas

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

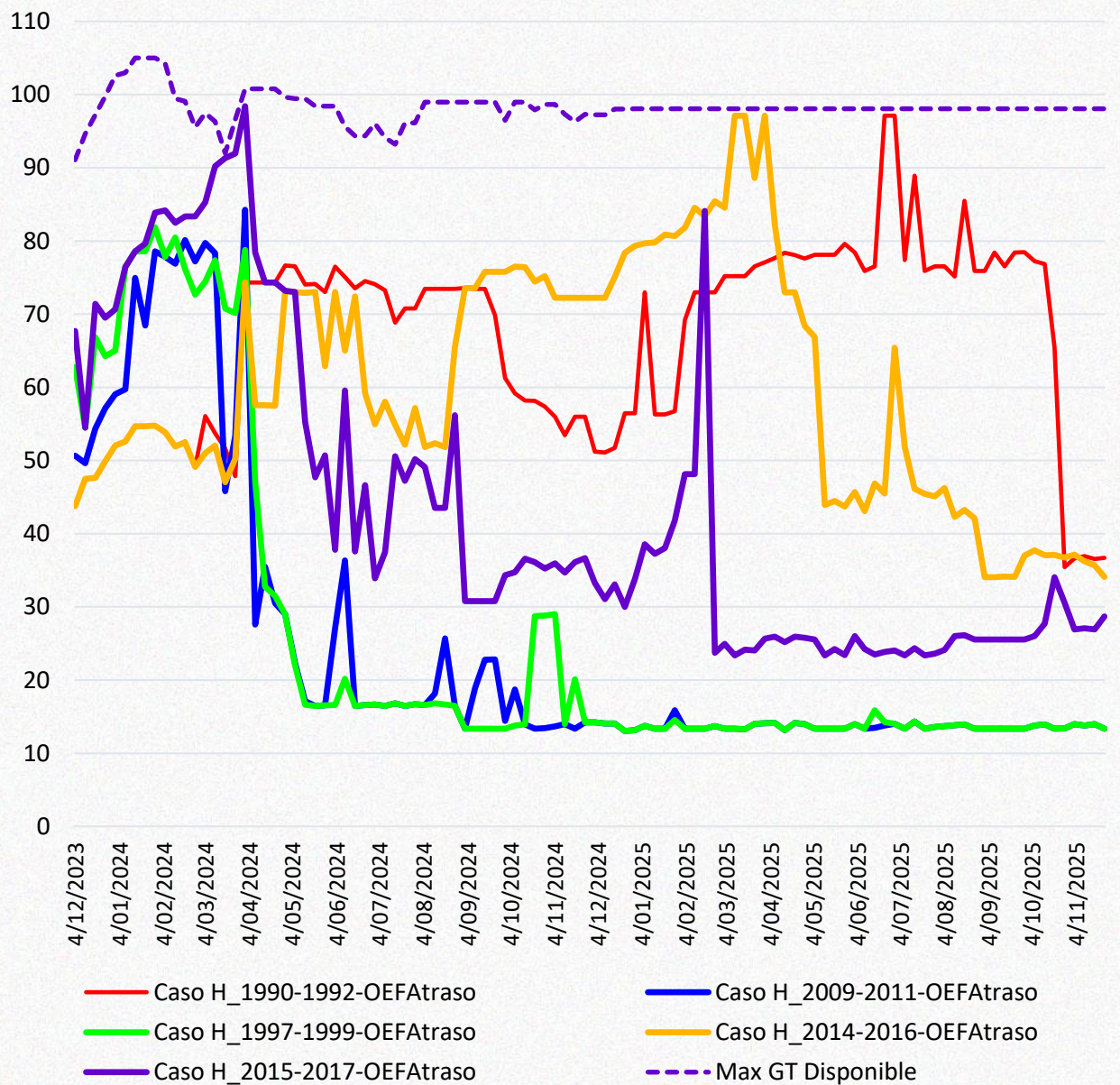
Resultados Determinísticos



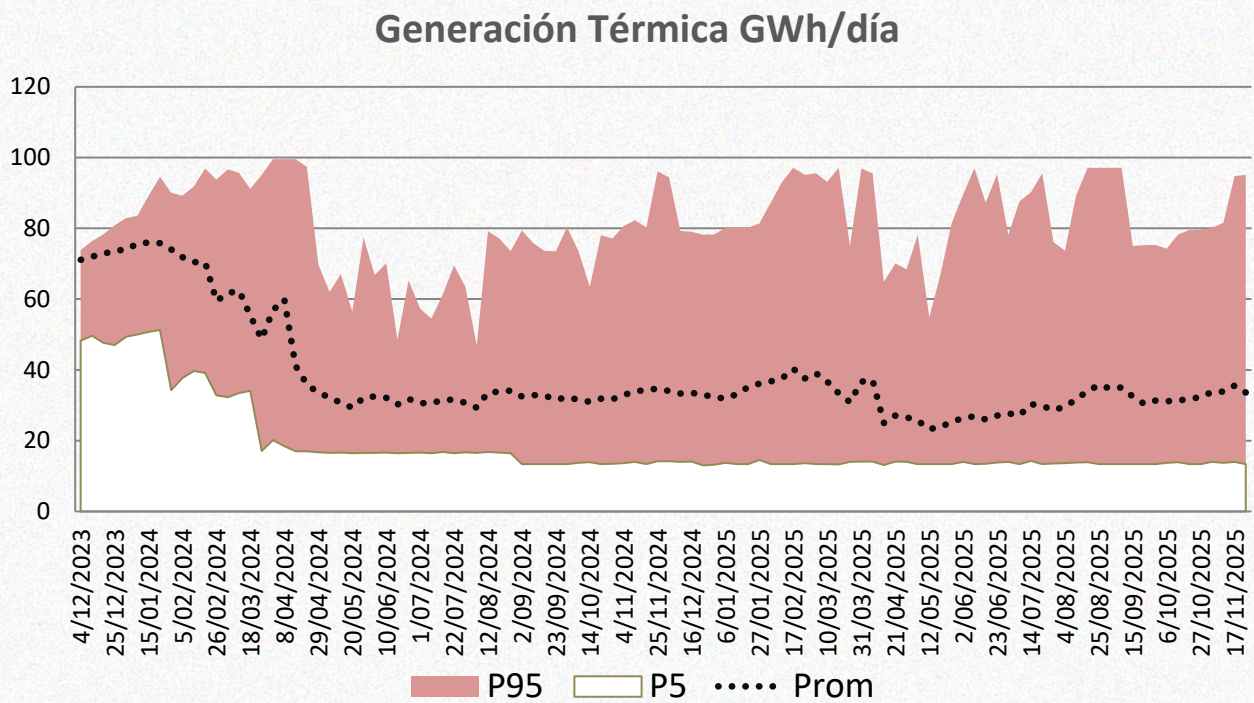
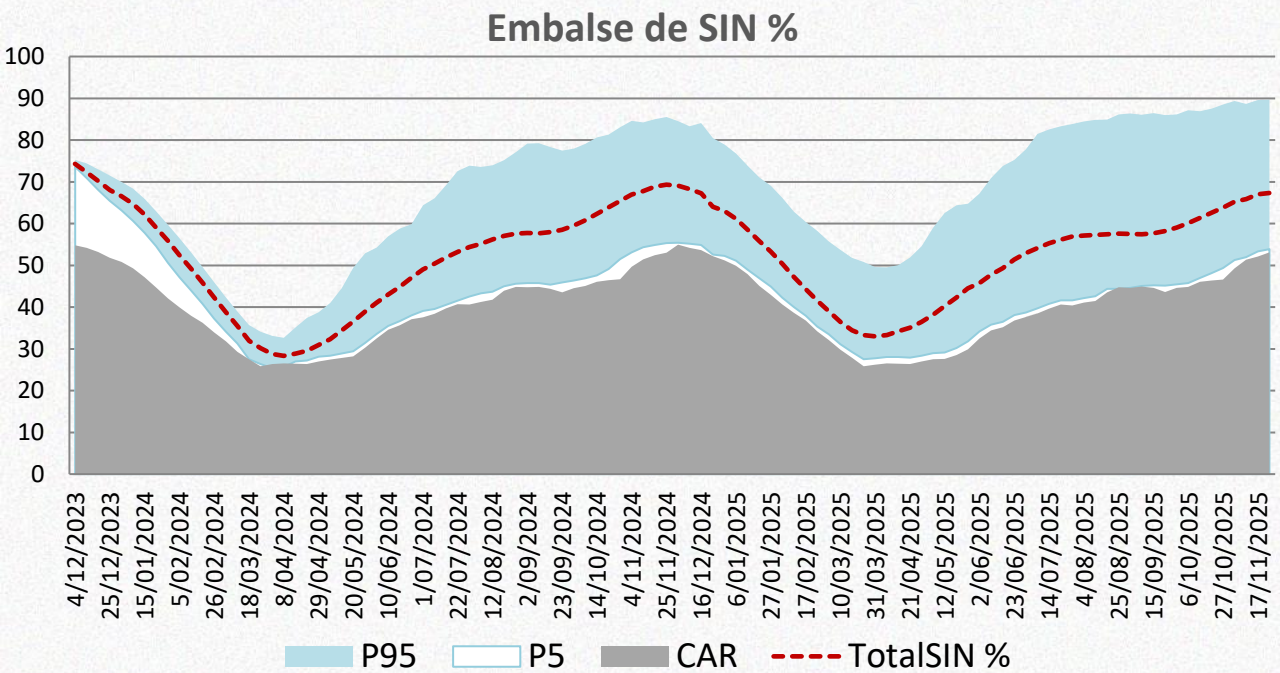
Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



Resultados Estocástico Incertidumbre reducida



Resumen resultados escenarios de mediano plazo



Tipo de estudio	Expansión de generación (MW)	Escenario de Demanda	Hidrología	Gen Térmica prom verano (GWh/día) (dic-abr 2024)	Nivel Embalse Agregado al final del verano (fin abril 2024)
Estocástico	OEF Atraso 1 año (877 MW) En el horizonte	Medio + 2%* * hasta abr/24	Inc Reducida P10 – 300series	64.72 (valor medio)	29.55 % (valor medio)
Determinístico	OEF Atraso 1 año (877 MW) En el horizonte	Medio + 2%* * hasta abr/24	1990-1991	55.79	39.15 %
			2014-2015	52.97	47.29 %
			2009-2010	61.90	27.37 %
			1997-1998	67.56	27.04 %
			2015-2016	79.52	29.19 %

112.5 *
OEF térmica 23-24

Los valores estimados de exportación a Ecuador son aproximadamente 7 GWh/día hasta marzo de 2024, según las perspectivas de Ecuador y de acuerdo con la Resolución del MME 40619 deberán ser atendidos con generación térmica a líquidos en la medida que estos no son requeridos para la atención de la demanda nacional.

* No se consideran las OEF de Termocaribe3

Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados en 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 13.2% al final del mismo.



Bajo el escenario 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 sostenida en el verano 2023 2024, lo que permite la gestión adecuada del recurso hídrico durante este periodo.

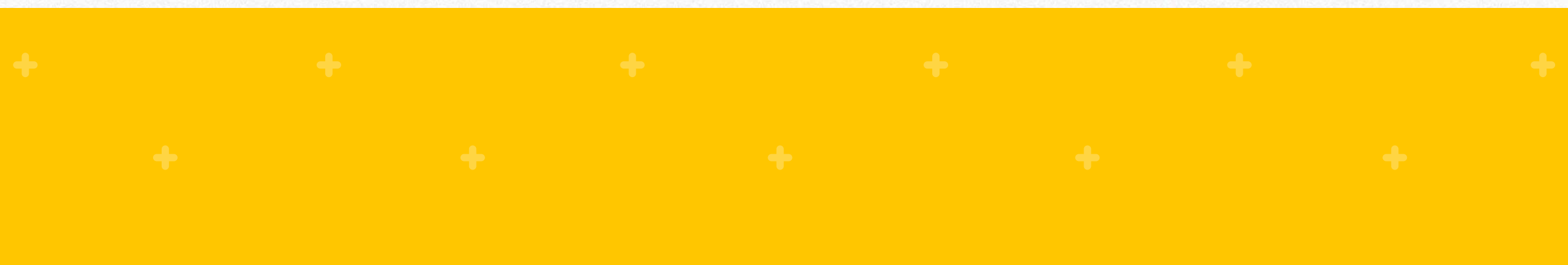


La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.



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.

Asignación de Obligaciones de Energía Firme – Resolución CREG 101 025 de 2023 Diciembre 2023



Asignación OEF – 2025-2026 y 2026-2027



Resolución CREG 101 025 de 2023 Art. 5.1.16.1

De los resultados de las asignaciones de OEF se destaca:

- 51 plantas recibieron nuevas asignaciones de OEF's – 24 plantas hidro y 27 plantas térmicas.
- Las plantas **TEBSA** y **TERMOCANDELARIA**, para la vigencia 2026-2027, se acogieron a la opción de la Resolución CREG 101 017 de 2022 y fueron asignadas con OEF hasta 30/11/2031.
- Participaron las plantas **TERMOCENTRO**, **CARTAGENA 1** y **CARTAGENA 2**, con combustibles líquidos, las cuales no tienen OEF asignadas para las vigencias 2023-2024 y 2024-2025.
- 10 plantas* no participaron del cronograma de la asignación, solo una de ellas **CARTAGENA 3** no cuenta con OEF asignadas previamente.
- En un balance neto la ENFICC del Sistema aumento 3,2 GWh/día respecto a la última ENFICC verificada.

Respecto a las PNDC, se esperaba la declaración de información de **170 plantas** para las vigencias asignadas, se recibió declaración de parámetros del **74% de las plantas**. Al comparar con la última asignación se resalta:

	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
Plantas que declararon parámetros	111	111	126	123
Plantas que declararon atiendan contratos	80	71	80	68
Plantas que declaran disponibilidad de 0% y que atienden contratos	26	25	25	23
ENFICC Plantas con contratos (kWh/día)	2.853.368	2.524.508	2.170.873	1.704.326

*Gecelca 3, Gecelca 32, Termovalle, Tesorito, Termoyopal G3, Termoyopal G4, Termoyopal G5, Escuela de Minas, Carlos Lleras Restrepo

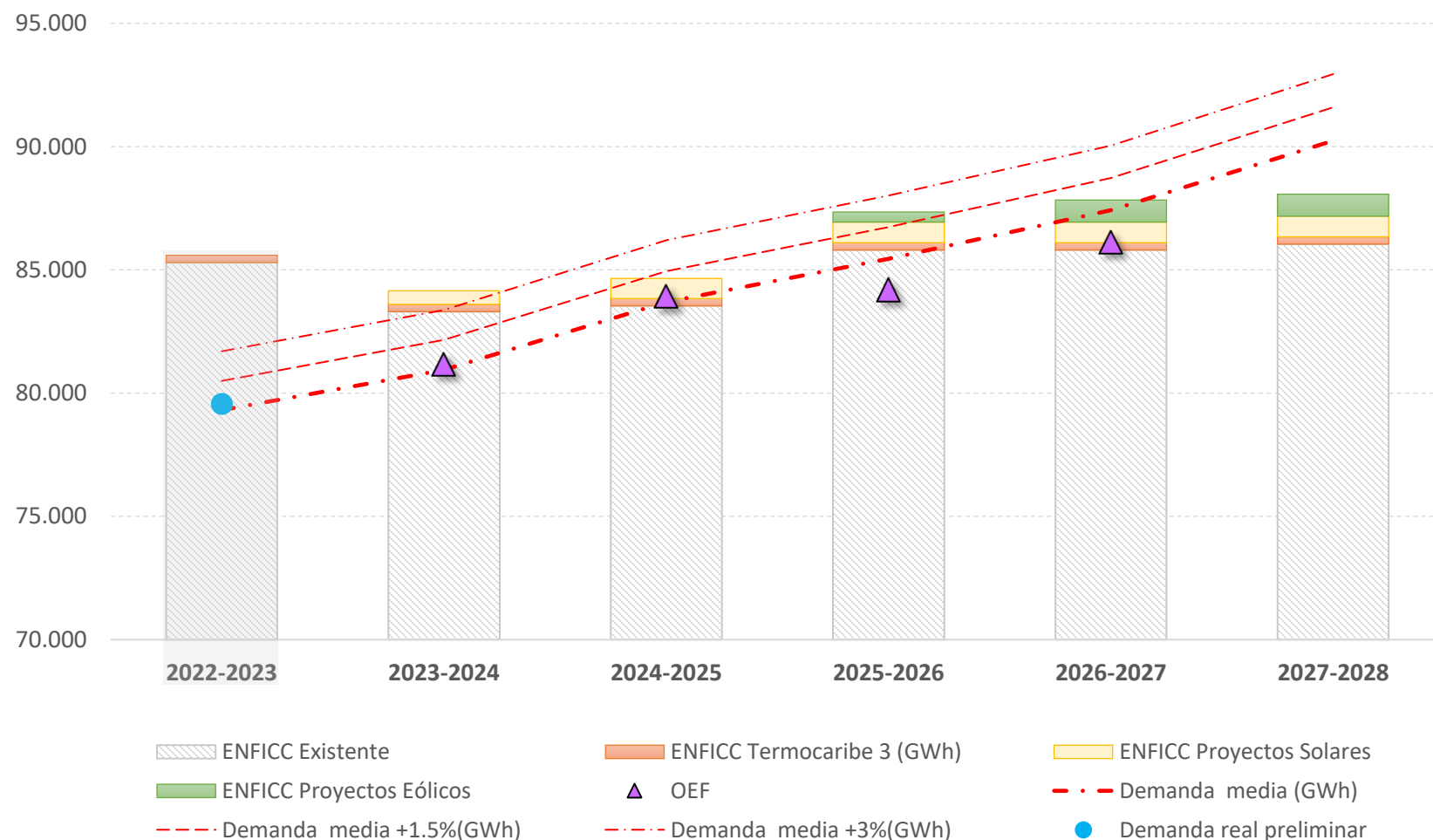
Balance ENFICC – Demanda



Para el ejercicio de balance se considera:

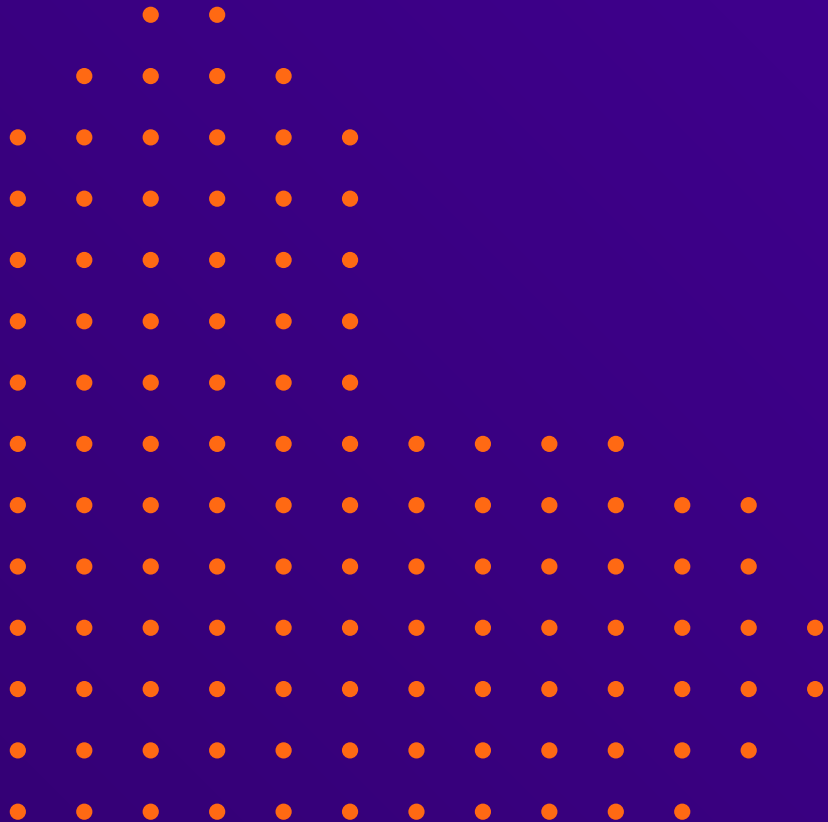
- La proyección de demanda publicada por UPME en agosto 2023 menos la ENFICC de las PNDC que atienden contratos para cada vigencia
- La verificación de ENFICC con ocasión a la Resolución CREG 101 025 de 2023
- Las obligaciones de energía firme vigentes a la fecha
- Termocentro, Cartagena 1 y Cartagena 2, solo a partir de la vigencia 2025-2026
- Senda de mejora de IHF de la planta Merilectrica
- Las OEF de las vigencias 2025-2026 y 2026-2027 corresponde a la demanda objetivo indicada por la CREG para estas vigencias.

ENFICC vs Demanda [GWh/año]



3. Situación Operativa

- Declaraciones de emergencia
- Arranque autónomo San Carlos
- Indicadores de operación



Sumamos energía,
sumamos pasión

Declaraciones de emergencia

Declaraciones de emergencia

Área Oriental

- **Noviembre 17 y 18:** Tenjo 115 kV, Chía 115 kV, El Sol 115 kV, Gran Sabana 115 kV, Leona T Afgano 115 kV, Diaco 115 kV, Zipaquirá 115 kV, Termozipa 115 kV, Peldar 115 kV, Ubaté 115 kV y Simijaca 115 kV.
- **Noviembre 27:** en los periodos 19 y 20 emergencia en las subestaciones Chía, El Sol, Gran Sabana, Diaco, Zipaquirá, Termozipa, Peldar, Ubaté 115 kV y Simijaca 115 kV.

Área Caribe

- **Noviembre 01 y 04:** Subestaciones Boston 110 kV, Coveñas 110 kV, Sierra Flor 110 kV, Toluviejo 110 kV, El Carmen 110/66 kV, Zambrano 66 kV, San Jacinto 66 kV y Calamar 66 kV.
- **Noviembre 13:** Subestaciones Coveñas 110 kV, Sierra Flor 110 kV, Toluviejo 110 kV.
- **Noviembre 16:** Subestaciones Unión 110 kV, Magdalena 34.5 kV, El Río 34.5 kV.
- **Noviembre 18:** Emergencia subestaciones Boston 110 kV, Coveñas 110 kV, Sierra Flor 110 kV, Toluviejo kV, El Carmen 110/66 kV, Zambrano 66 kV, San Jacinto 66 kV y Calamar 66 kV.
- **Noviembre 26:** Subestaciones Unión 110 kV, Magdalena 34.5 kV, El Río 34.5 kV.

Declaraciones de emergencia

Área Nordeste

- **Noviembre 19:** subestaciones Buturama 115 kV, Aguachica 115 kV, Ayacucho 115 kV, Convención 115 kV, Tibú y Zulia 115 kV

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.
 - Subárea Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.
- Desde septiembre 6 de 2023, en El Carmen 110 kV en la subárea Bolívar por recuperación transitoria de tensión.

Arranque autónomo San Carlos

Indisponibilidad Arranque autónomo San Carlos



352

Medellín, 4 de diciembre de 2023

RADICADO 202344033545-3 XM

MEDELLÍN, Dec 04, 2023, 5:51:06 PM

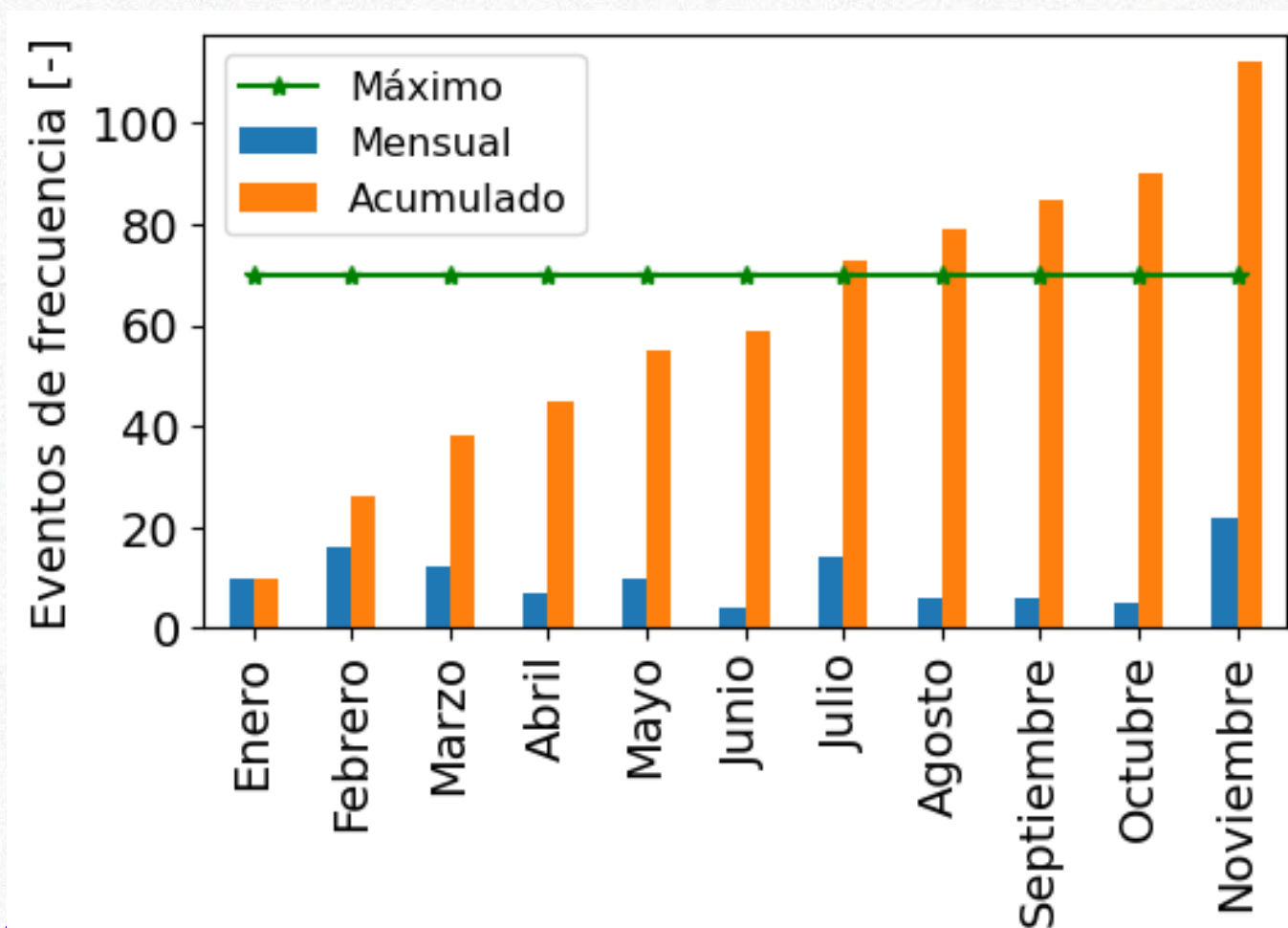
DESTINO: 2161

E2023-010353

Teniendo en cuenta que la central San Carlos hace parte de una ruta de restablecimiento de la zona Antioquia, queremos compartirles que actualmente las unidades de la Central San Carlos no están disponibles para prestar el servicio de arranque autónomo; lo anterior debido a una falla recientemente detectada en la planta Diesel de dicha central.

Estamos realizando las respectivas gestiones con nuestros proveedores, para la reparación de la planta Diesel, una vez tengamos resuelta esta indisponibilidad, les estaremos informando la fecha en la que tendremos habilitado nuevamente el servicio de arranque autónomo.

Indicadores de la Operación



Eventos transitorios de frecuencia

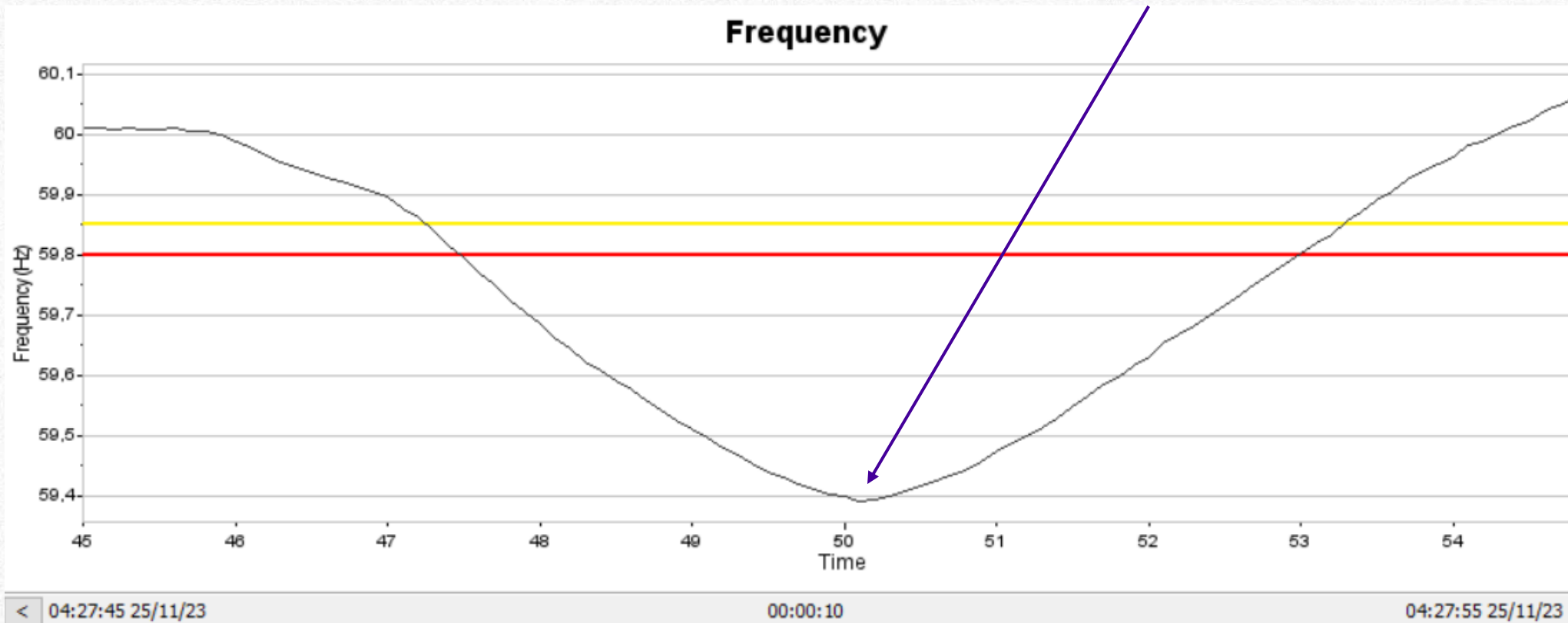
Durante el mes de Noviembre de 2023 se
 presentaron 22 eventos de frecuencia
 transitoria en el sistema

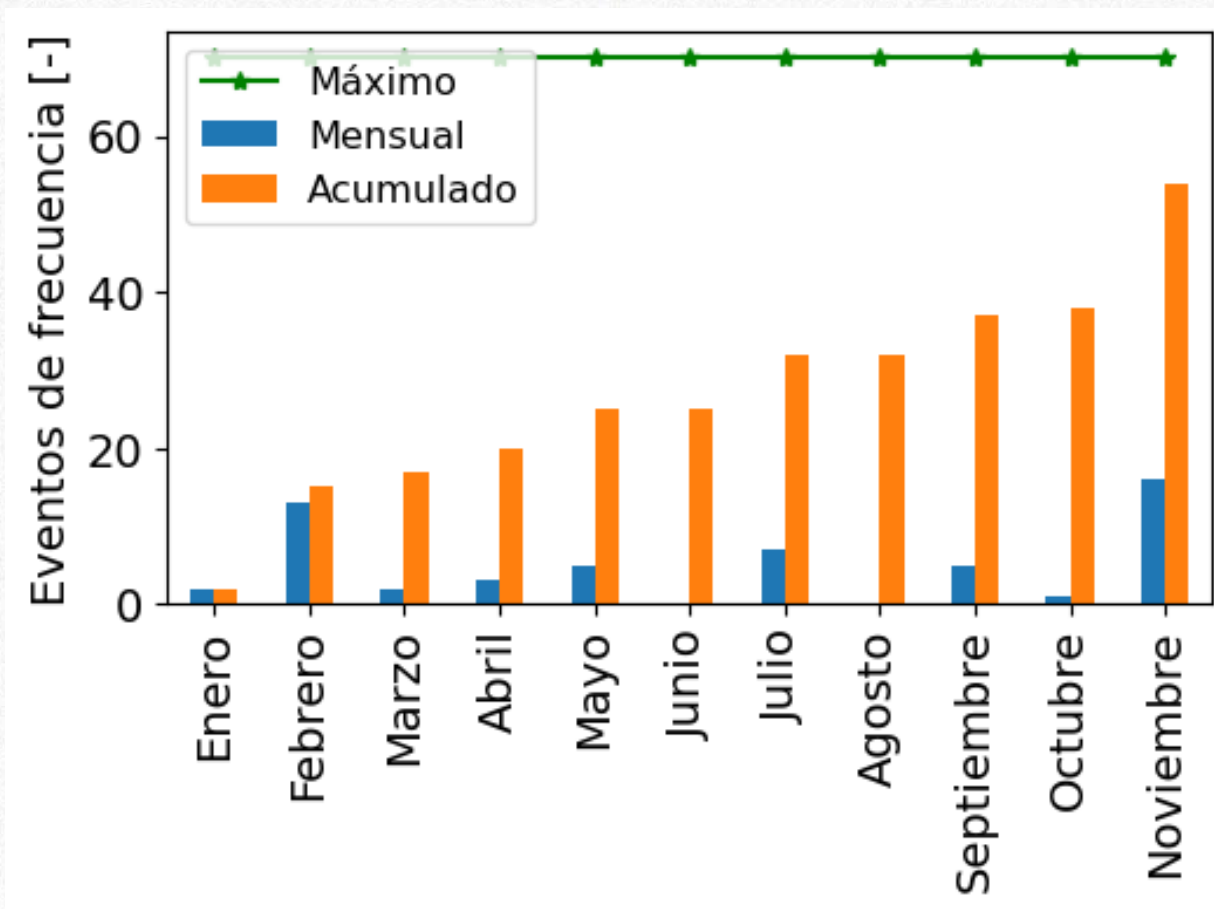
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-11-13 22:09	1.0	1.0	Evento de frecuencia en la unidad ITUANGO 4 por disminución abrupta de carga con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,75 Hz.	No
2023-11-25 04:27	1.0	59.4	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 3 y 4 de Ituango con 600 MW. Adicionalmente actúa la primera etapa del EDAC, la frecuencia al momento del evento alcanza un valor de 59,39 Hz.	Sí
2023-11-19 02:50	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 2 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,67 Hz.	No
2023-11-20 01:15	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de las unidades GUATAPE 5, 6, 7 y 8 con 280 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,70 Hz.	No
2023-11-09 02:41	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 59,703 Hz.	No
2023-11-30 05:30	5.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 4 de Ituango con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,7085 Hz.	No
2023-11-06 08:17	2.0	59.7	Evento de frecuencia por bajada súbita de carga de la unidad ITUANGO 3 con 250 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.71 Hz.	No
2023-11-08 21:49	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 59.717 Hz.	No
2023-11-03 15:39	3.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de BL1 TERNERA A TERMOCANDELARIA 220 kV y TERNERA - EL BOSQUE 220 kV ocasionando la salida de todas las unidades de TERMOCANDELARIA con aproximadamente 513 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.723 Hz.	No
2023-11-06 13:17	2.0	59.7	Evento de frecuencia disparo de la unidad ITUANGO 3 con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.72 Hz	No
2023-11-05 04:16	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 3 de SOGAMOSO con aproximadamente 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.727 Hz.	No
2023-11-20 01:51	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de las unidades TERMOCANDELARIA CC 1, 2 y 3, con 552 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,73 Hz.	No
2023-11-06 08:38	1.0	59.7	Evento de frecuencia por bajada súbita de carga de la unidad ITUANGO 3 con 250 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.73 Hz	No
2023-11-03 10:13	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 59.741 Hz.	No
2023-11-08 13:01	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.752 Hz.	No
2023-11-17 17:07	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 3 con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.75 Hz.	No
2023-11-07 15:47	4.0	59.8	Evento de frecuencia disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.75 Hz	No
2023-11-18 11:41	4.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 3 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.75 Hz.	No
2023-11-20 21:02	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 3 de ITUANGO con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,77 Hz.	No
2023-11-28 18:02	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 4 de Ituango con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,783 Hz.	No
2023-11-18 08:30	1.0	60.2	Evento de frecuencia por pérdida de carga equivalente a 294 MW en Ecuador ante disparo del circuito ADELCA - MILAGRO 230 kV. La frecuencia alcanzó un valor máximo de 60,222 Hz	No
2023-11-18 09:20	2.0	60.3	Evento de frecuencia por pérdida de carga equivalente a 500 MW en Ecuador ante disparo del circuito ADELCA - MILAGRO 230 kV. La frecuencia alcanzó un valor máximo de 60,284 Hz	No

Fecha y hora de ocurrencia: 11/25/2023 04:27

Descripción preliminar:

Evento de frecuencia por desconexión de las unidades 3 y 4 de Ituango con aproximadamente 600 MW. Adicionalmente, actúa la primera etapa del EDAC; la frecuencia al momento del evento alcanza un valor de 59,39 Hz.



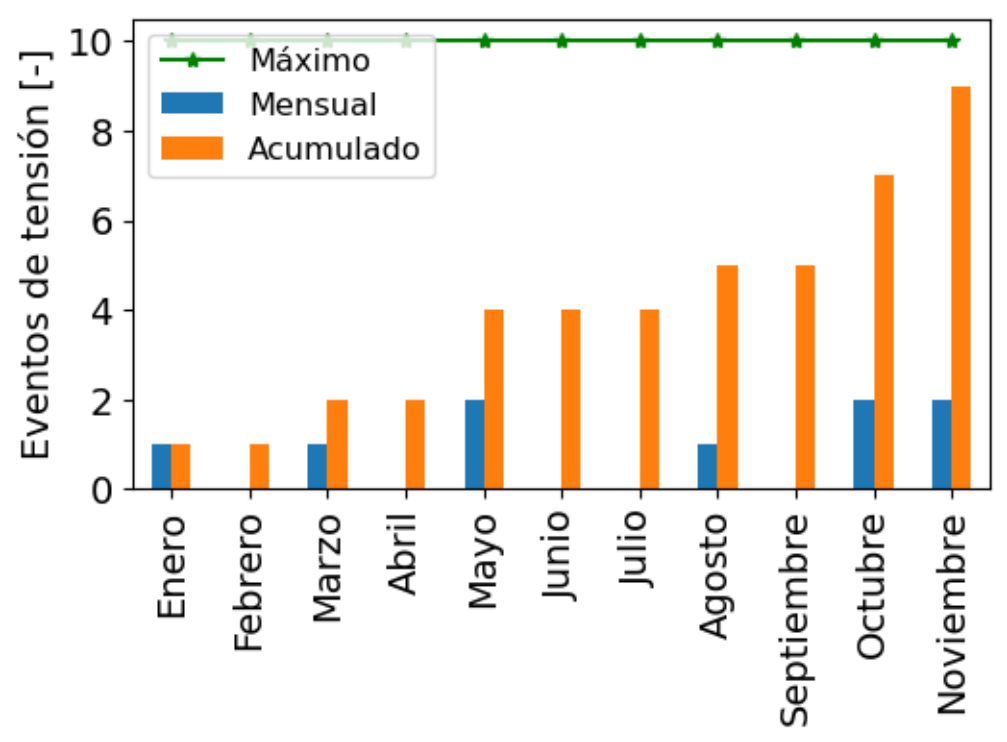


Eventos Transitorios de Frecuencia

Durante el mes de Noviembre de 2023 se presentaron 16 eventos de frecuencia transitoria en el sistema debido a unidades de ITUANGO

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripción	EDAC
2023-11-13 22:09	1.0	1.0	Evento de frecuencia en la unidad ITUANGO 4 por disminución abrupta de carga con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,75 Hz.	No
2023-11-25 04:27	1.0	59.4	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 3 y 4 de Ituango con 600 MW. Adicionalmente actúa la primera etapa del EDAC, la frecuencia al momento del evento alcanza un valor de 59,39 Hz.	Sí
2023-11-19 02:50	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 2 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,67 Hz.	No
2023-11-09 02:41	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 59,703 Hz.	No
2023-11-30 05:30	5.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 4 de Ituango con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,7085 Hz.	No
2023-11-06 08:17	2.0	59.7	Evento de frecuencia por bajada súbita de carga de la unidad ITUANGO 3 con 250 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.71 Hz.	No
2023-11-06 13:17	2.0	59.7	Evento de frecuencia disparo de la unidad ITUANGO 3 con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.72 Hz	No
2023-11-08 21:49	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 59.717 Hz.	No
2023-11-06 08:38	1.0	59.7	Evento de frecuencia por bajada súbita de carga de la unidad ITUANGO 3 con 250 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.73 Hz	No
2023-11-03 10:13	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 59.741 Hz.	No
2023-11-07 15:47	4.0	59.8	Evento de frecuencia disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.75 Hz	No
2023-11-18 11:41	4.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 3 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.75 Hz.	No
2023-11-08 13:01	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.752 Hz.	No
2023-11-17 17:07	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 3 con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.75 Hz.	No
2023-11-20 21:02	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 3 de ITUANGO con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,77 Hz.	No
2023-11-28 18:02	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 4 de Ituango con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,783 Hz.	No

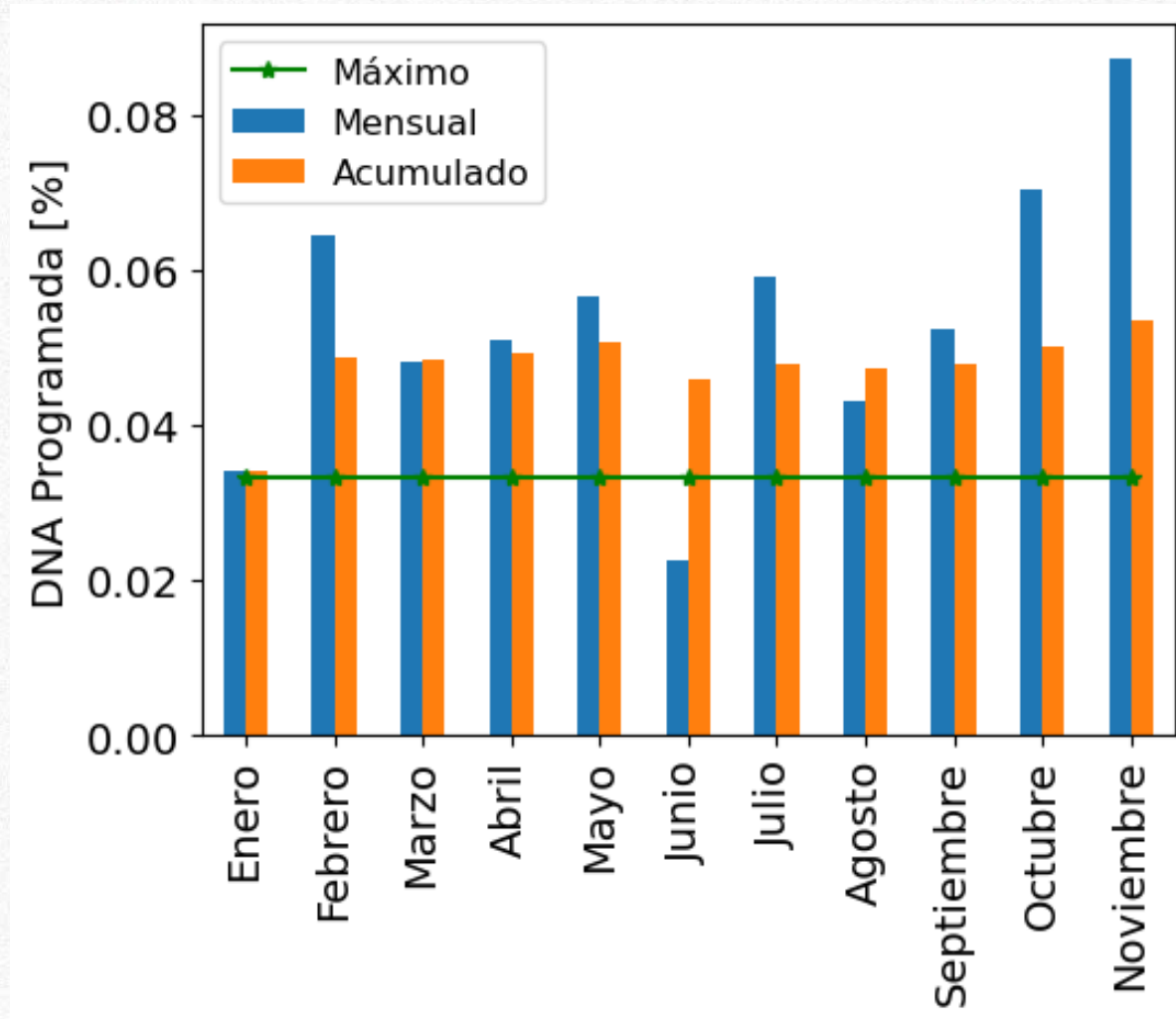
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Noviembre de 2023 se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema

FechaIni	Descripcion	Causa
2023-11-06 20:49	Evento de tensión en S/E SAN JUAN 220 kV por disparo del circuito EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV y EL COPEY - VALLEDUPAR 2 220 kV en ambos extremos.	Evento STN
2023-11-06 20:51	Evento de tensión en S/E VALLEDUPAR 220 kV por disparo del circuito EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV y EL COPEY - VALLEDUPAR 2 220 kV en ambos extremos.	Evento STN

DNA Programada



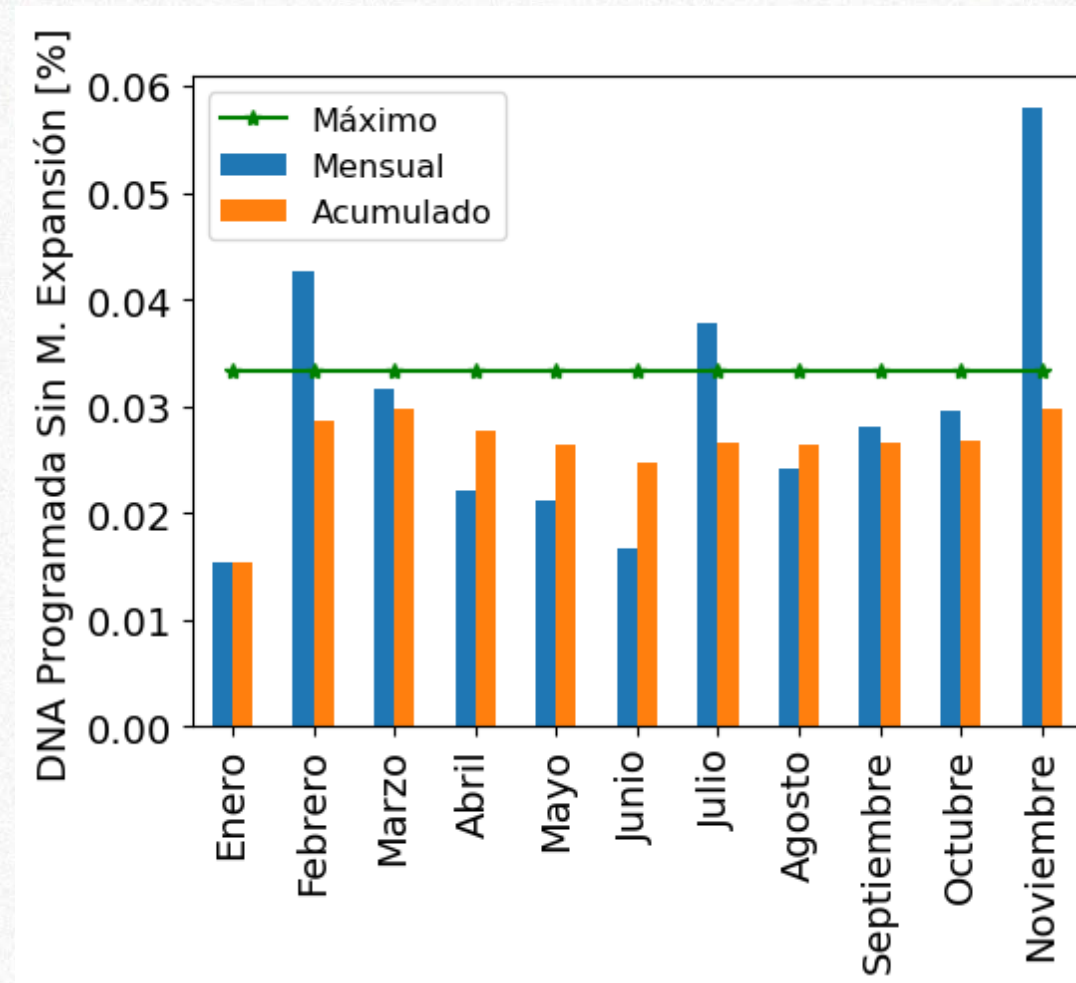
Por causas programadas se dejaron de atender 5.686 GWh en el mes de Noviembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

DNA Programada



FechaIni	Energia	Descripcion
2023-11-19 05:06	594.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2009590, C2009591 y C2009592 de los activos EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV,y EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV.
2023-11-13 05:23	499.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2009467, C2009470 y C2009471 de los activos EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV, SIERRA FLOR - TOLUVIEJO 1 110 kV y EL CARMEN - TOLUVIEJO 1 110 kV.
2023-11-08 05:13	280.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2009465 y C0216332 de los activos BL1 PLANETA RICA A CERROMATOSO 110 kV y CERROMATOSO - PLANETA RICA 1 110 kV, respectivamente.
2023-11-14 06:18	270.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2009550 y C2007046 de los activos BL1 VALLEDUPAR A SAN JUAN 110 kV y VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV, respectivamente.
2023-11-07 05:19	242.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2009524 del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
2023-11-23 05:17	228.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2009539 del activo VILLA ESTRELLA 2 30 MVA 66/13.8/8.76 kV.
2023-11-20 05:12	220.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2010007 del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
2023-11-26 07:37	213.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2010156 y C2009428 del activo BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 115 KV.
2023-11-19 07:00	213.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2005946 del activo BARRA APARTADO 110 KV.
2023-11-19 07:07	189.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2007259 y C0216485 de los activos BL1 VALLEDUPAR A CODAZZI (CESAR) 110 kV y BT VALLEDUPAR 11 100 MVA 110 KV.
2023-11-29 05:00	174.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2010800 del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV.
2023-11-26 04:00	173.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216848 y C2010220 de los activos BL1 ALTAMIRA A TESALIA 230 KV y BT MOCOA (JUNIN) 1 50 MVA 230 kV.
2023-11-10 05:21	168.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2009544 del activo MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV.
2023-11-26 05:34	164.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0222204, C0222205, C0222206, C0222207, C0222209, C2007286 de los activos BL1 MANZANARES (MAGDALENA) A SANTA MARTA 110 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110 KV, MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110/13.8 kV, MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/13.8 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110 KV y BL1 SANTA MARTA A MANZANARES(MAGDALENA) 110 kV, respectivamente.

DNA Programada sin M. Expansión

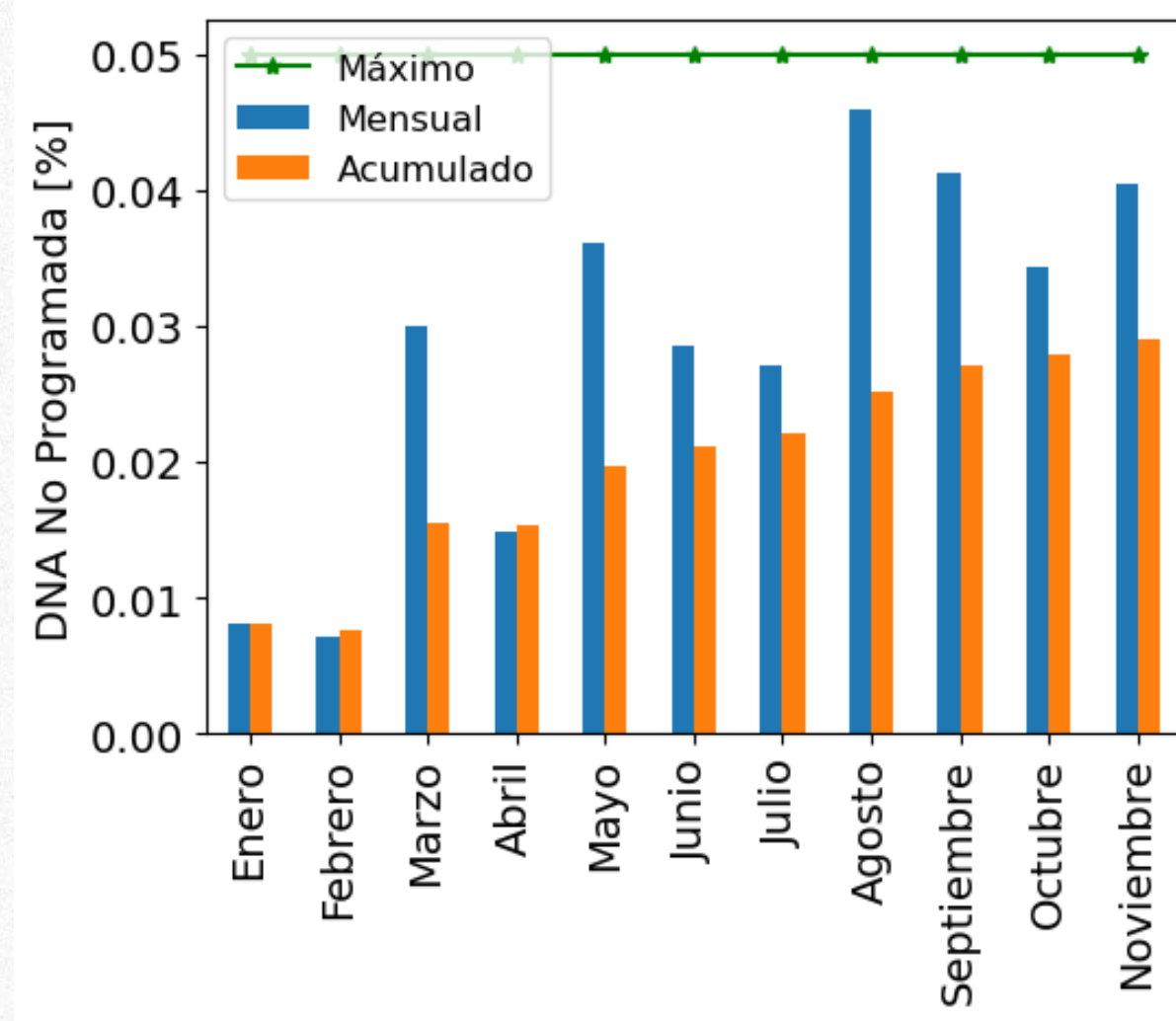


Por causas programadas se dejaron de atender 3.778 GWh en el mes de Noviembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

DNA Programada sin M. Expansión

FechaIni	Energia	Descripcion
2023-11-19 05:06	594.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2009590, C2009591 y C2009592 de los activos EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV,y EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV.
2023-11-14 06:18	270.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2009550 y C2007046 de los activos BL1 VALLEDUPAR A SAN JUAN 110 kV y VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV, respectivamente.
2023-11-23 05:17	228.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2009539 del activo VILLA ESTRELLA 2 30 MVA 66/13.8/8.76 kV.
2023-11-26 07:37	213.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2010156 y C2009428 del activo BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 115 KV.
2023-11-19 07:00	213.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2005946 del activo BARRA APARTADO 110 KV.
2023-11-19 07:07	189.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2007259 y C0216485 de los activos BL1 VALLEDUPAR A CODAZZI (CESAR) 110 kV y BT VALLEDUPAR 11 100 MVA 110 KV.
2023-11-29 05:00	174.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2010800 del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV.
2023-11-26 04:00	173.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216848 y C2010220 de los activos BL1 ALTAMIRA A TESALIA 230 KV y BT MOCOA (JUNIN) 1 50 MVA 230 kV.
2023-11-26 05:34	164.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0222204, C0222205, C0222206, C0222207, C0222209, C2007286 de los activos BL1 MANZANARES (MAGDALENA) A SANTA MARTA 110 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110 KV, MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110/13.8 kV, MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/13.8 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110 KV y BL1 SANTA MARTA A MANZANARES(MAGDALENA) 110 kV, respectivamente.
2023-11-30 07:03	140.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2010817 del activo CHINU - CHINU PLANTA 1 110 kV.

DNA No Programada

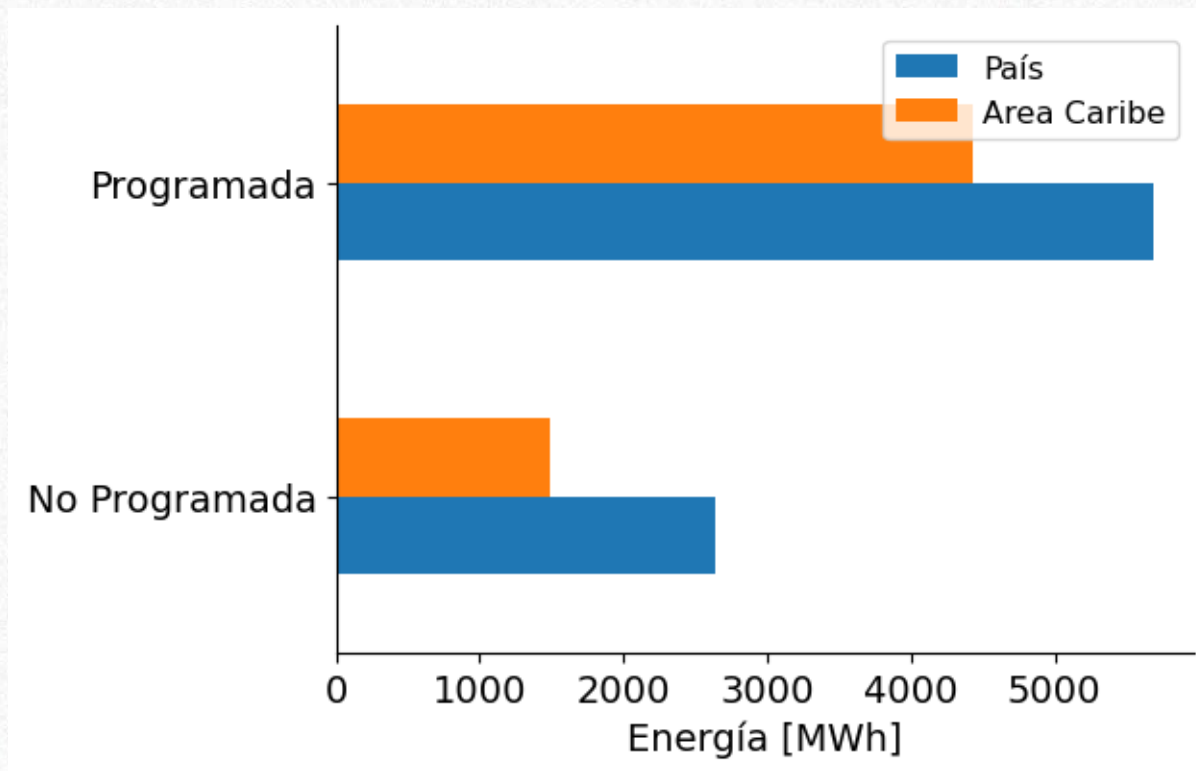


Por causas no programadas se dejaron de atender 2.637 GWh en el mes de Noviembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

DNA No Programada

Fecha/hni	Energía	Descripción
2023-11-01 14:35	292.6	Demanda no atendida por apertura de emergencia de los activos TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV y TERNERA 5 45 MVA 66/13.8/13.8 kV.
2023-11-22 06:00	242.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2010511 del activo BL1 CORDIALIDAD A CARACOLI 110 kV.
2023-11-24 12:41	237.4	Demanda no atendida por disparo del activo EL BANCO 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV.
2023-11-21 06:00	226.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2010441 del activo BARRA CIENAGA 110 kV.
2023-11-26 04:06	147.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2010594 del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV.
2023-11-26 05:04	134.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2010533 del activo CENTRO (FLORENCIA) - DONCELLO 1 115 kV.
2023-11-20 00:00	127.1	Continúa demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
2023-11-07 00:02	116.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2009922 del activo BL1 TECHO A RIO (BOGOTA) 115 kV.
2023-11-22 14:20	100.7	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad del área GCM.
2023-11-21 00:00	88.9	Continúa demanda no atendida por disparo del activo CERTEGUI - ISTMINA 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial ISTMINA 115 kV.
2023-11-19 12:56	88.9	Demanda no atendida por disparo del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV.
2023-11-21 00:00	69.8	Continúa demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.

DNA Caribe vs. País

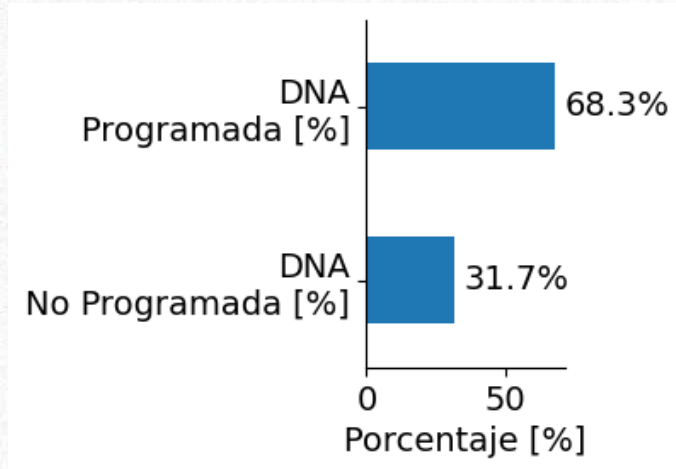


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 4.431 GWh, siendo un 77.94% de la demanda no atendida programada nacional (5.686 GWh) para el mes de Noviembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.483 GWh, siendo un 56.23% de la demanda no atendida no programada nacional (2.637 GWh) para el mes de Noviembre.

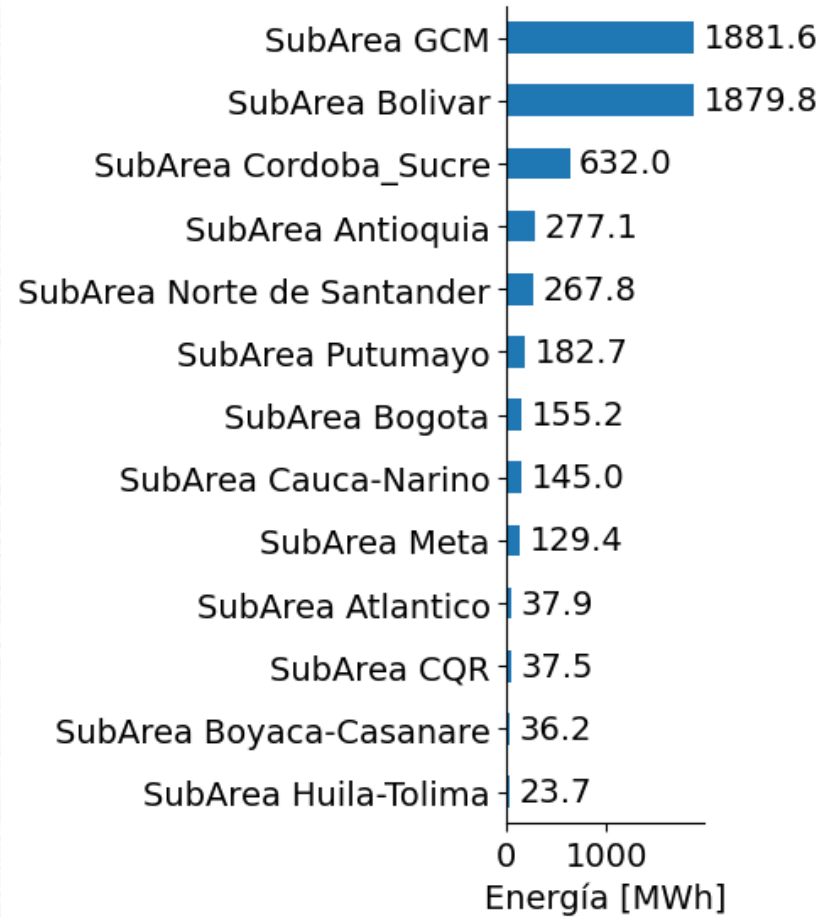
Resumen – Demanda no atendida

% DNA

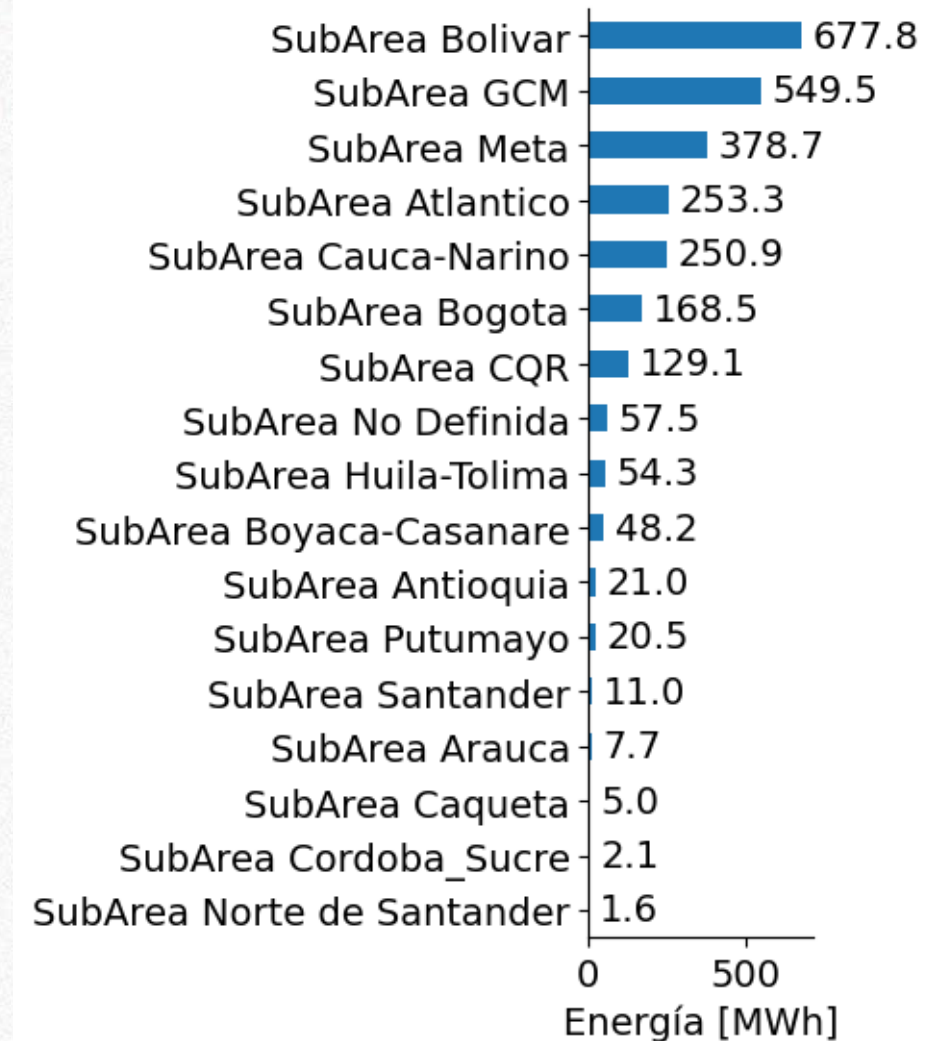


El total de demanda no atendida en Noviembre fue 8.32 GWh

DNA Programada



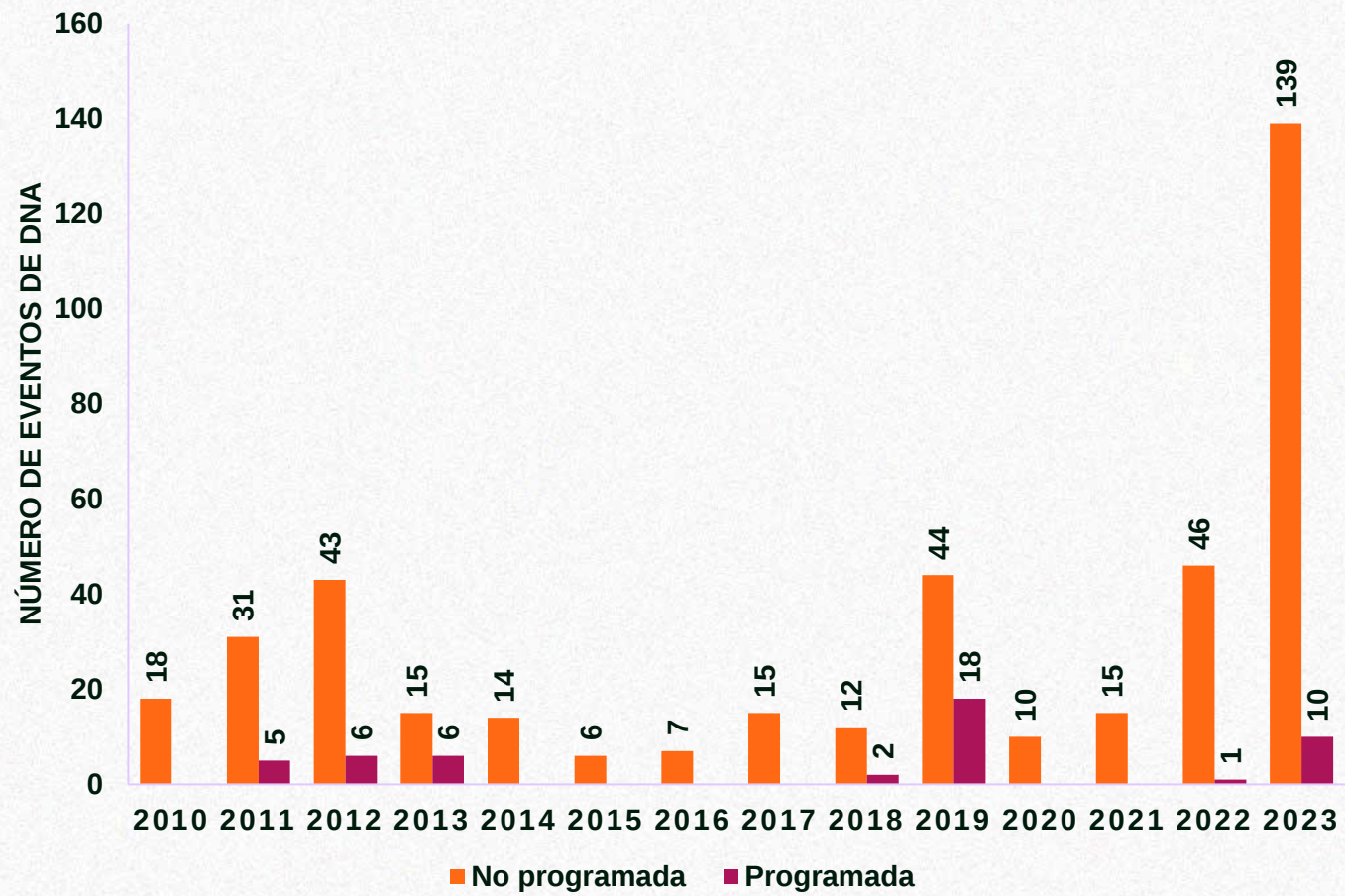
DNA No Programada



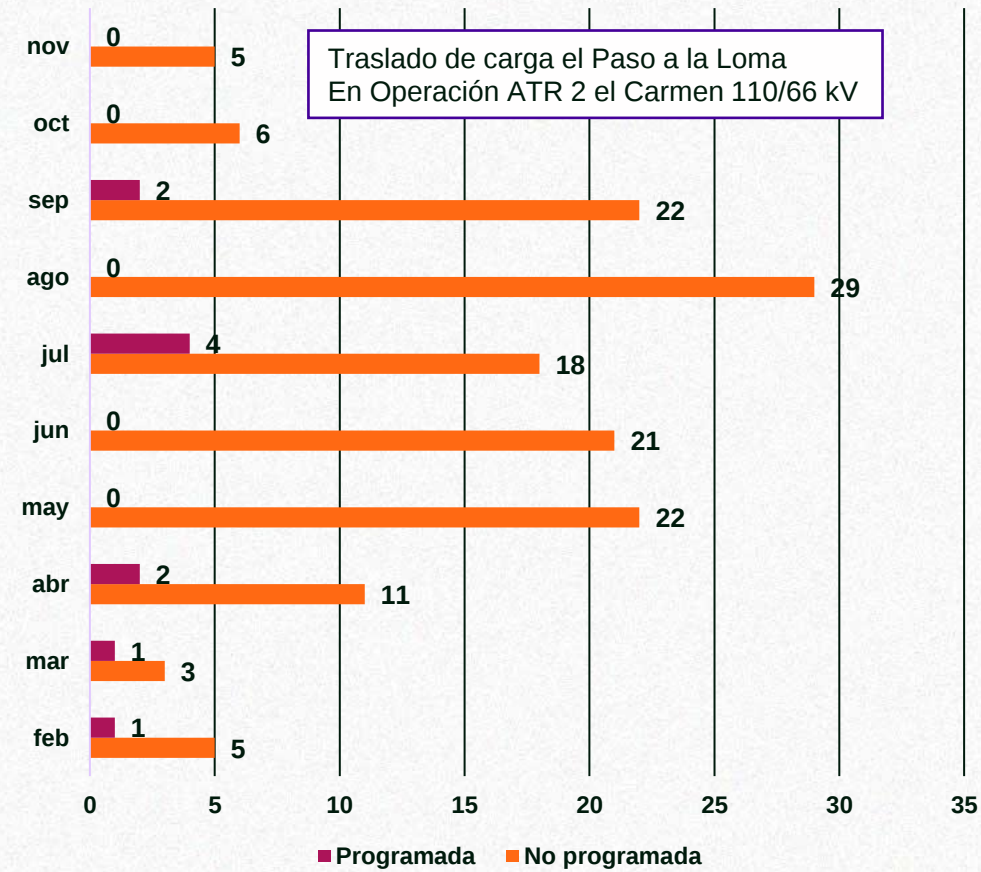
Evolución eventos de DNA por seguridad y confiabilidad del sistema en el área Caribe



GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P. declaró en operación comercial el proyecto UPME STR 13-2015 Proyecto La Loma 110 kV, a partir de las 23:59 horas del 05 de diciembre de 2023.



Detalle 2023



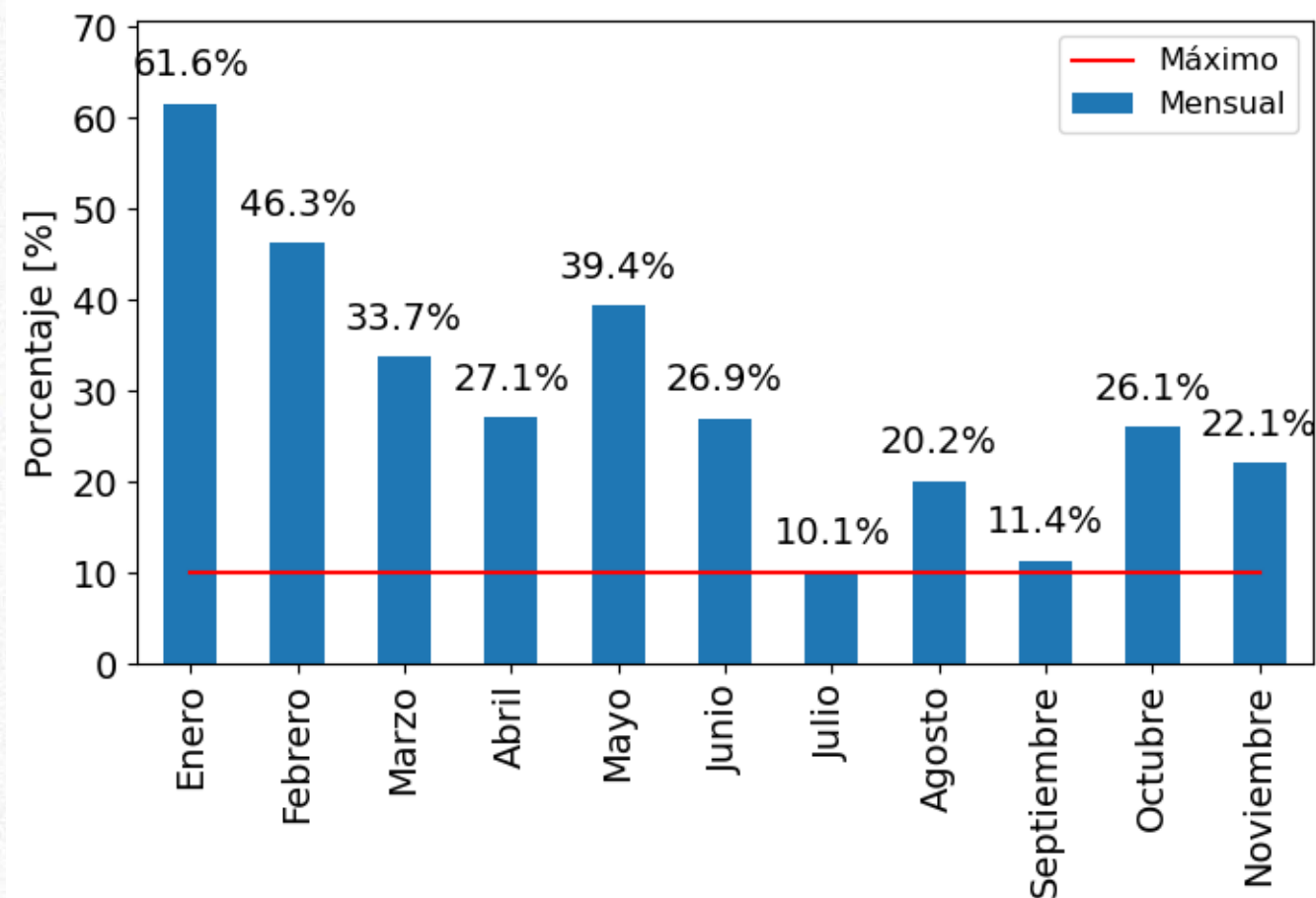
Traslado de carga el Paso a la Loma
En Operación ATR 2 el Carmen 110/66 kV

*Corte a 29 de Noviembre de 2023

“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 Operación.

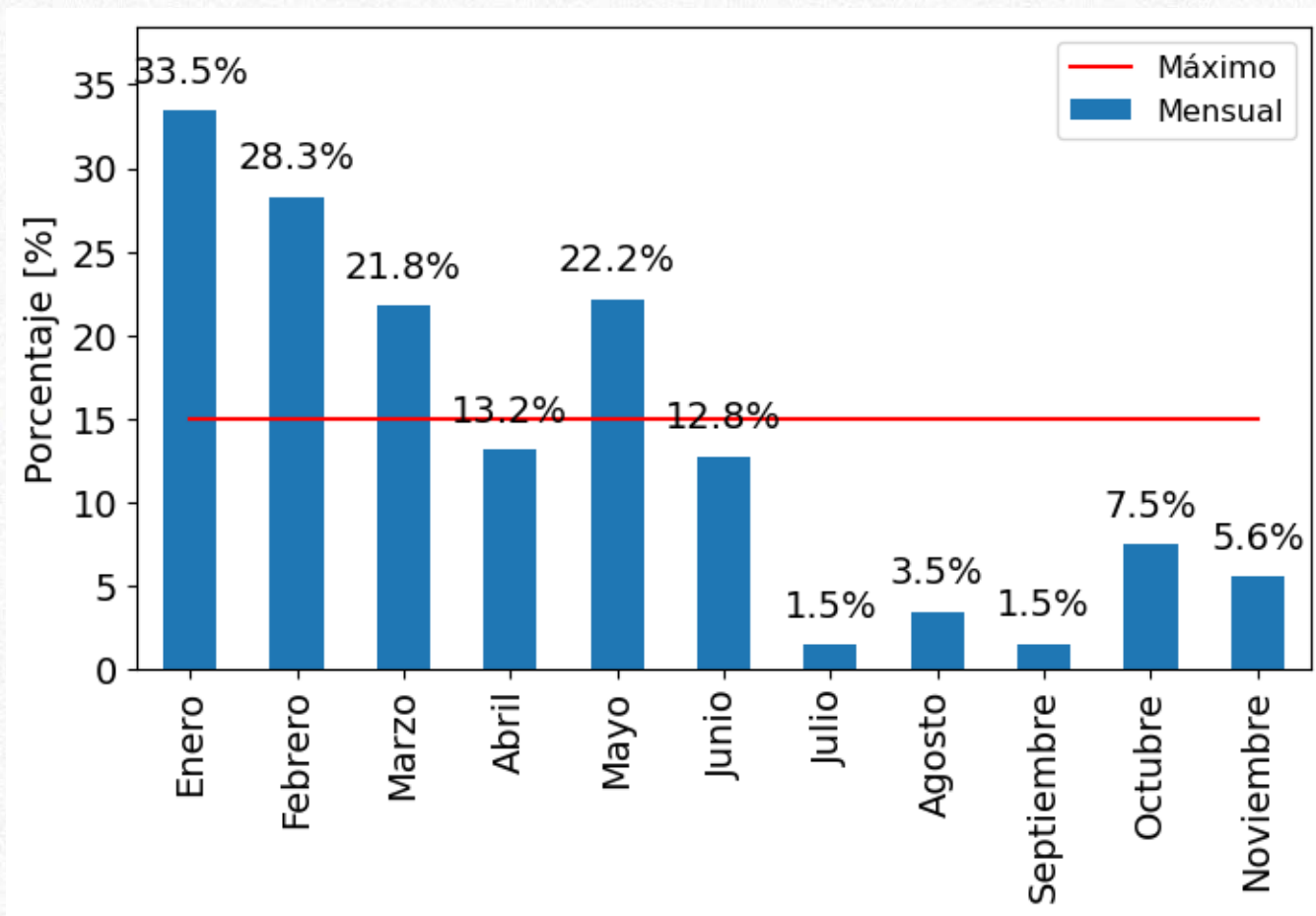
Desviación Plantas Menores

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



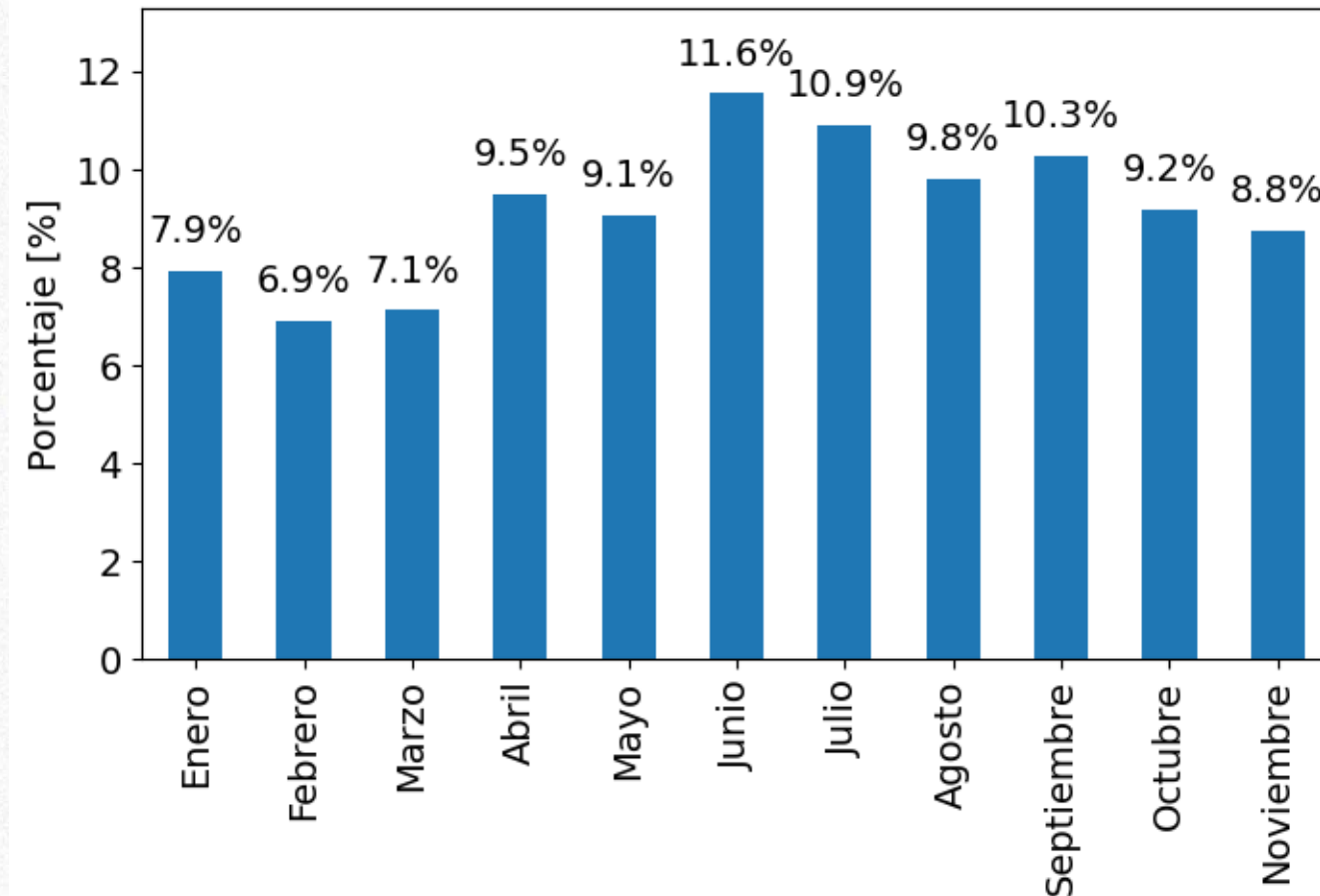
Desviación Plantas Menores

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

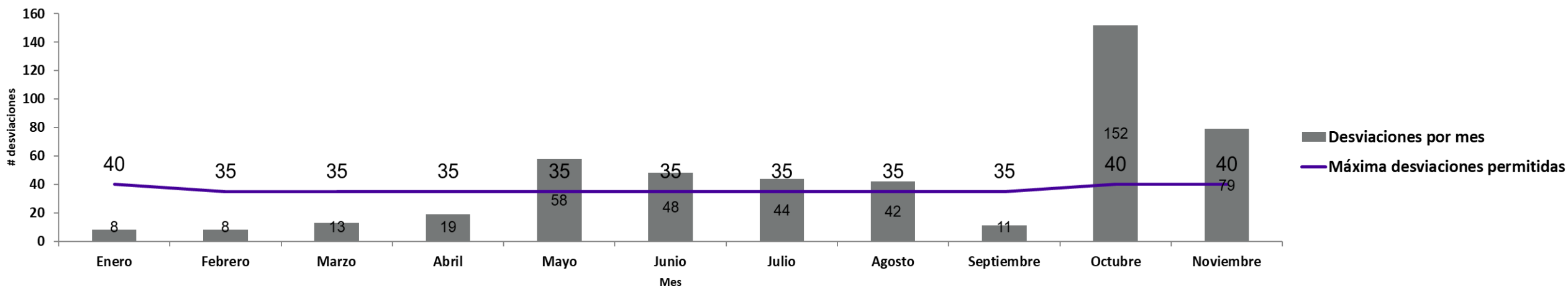


Participación PNDC en la generación total del SIN

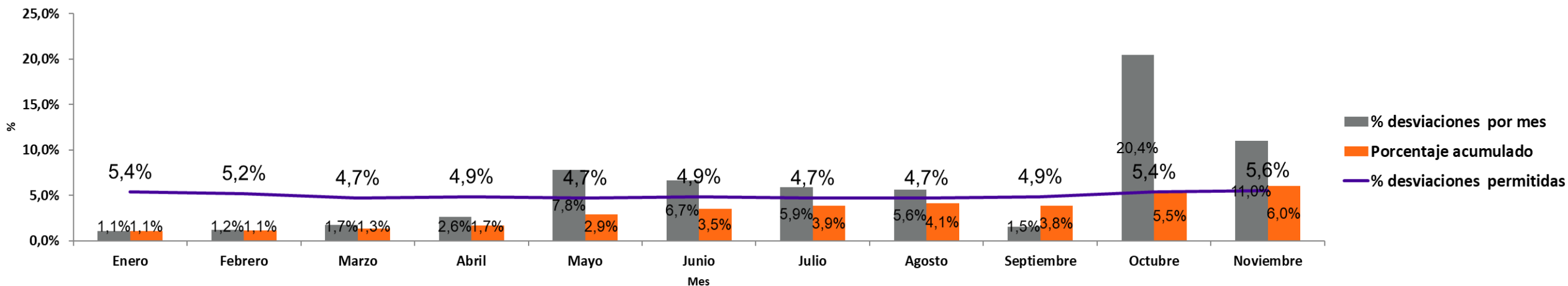
Participación PNDC en la generación total del SIN



Número de desviaciones mayores al 5%

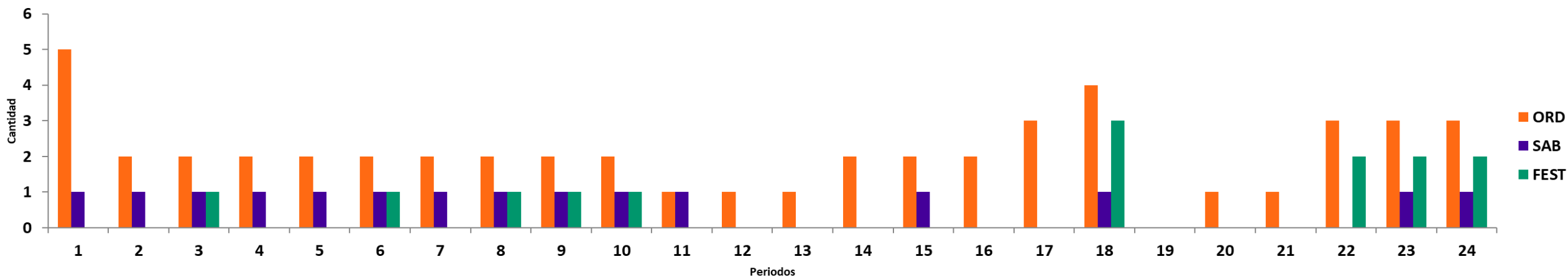


Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

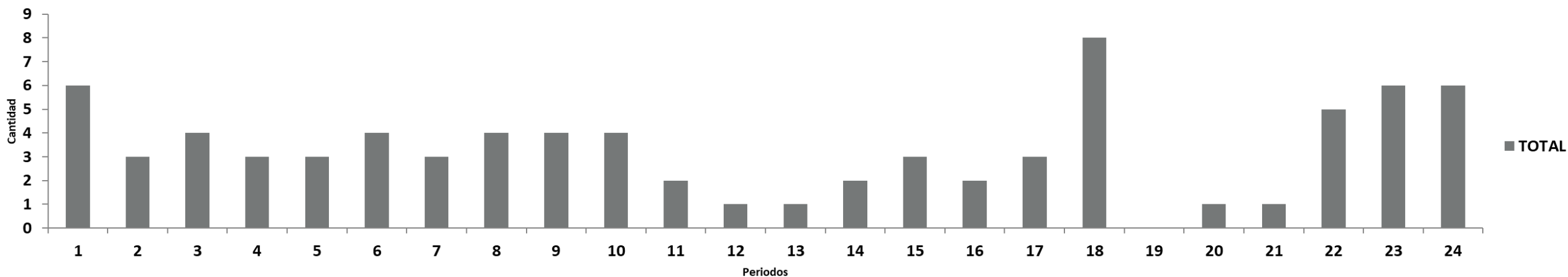


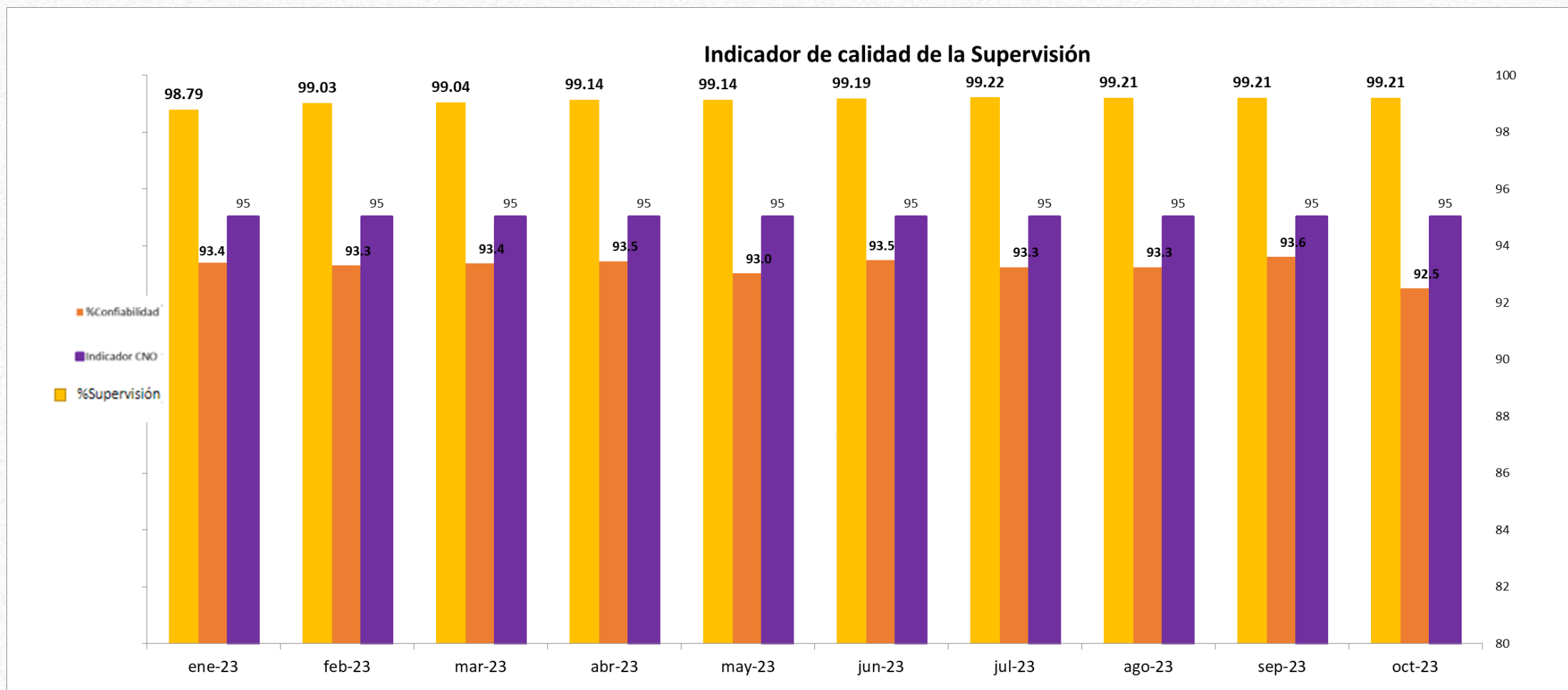
*Información actualizada el 04 de diciembre de 2023

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



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN

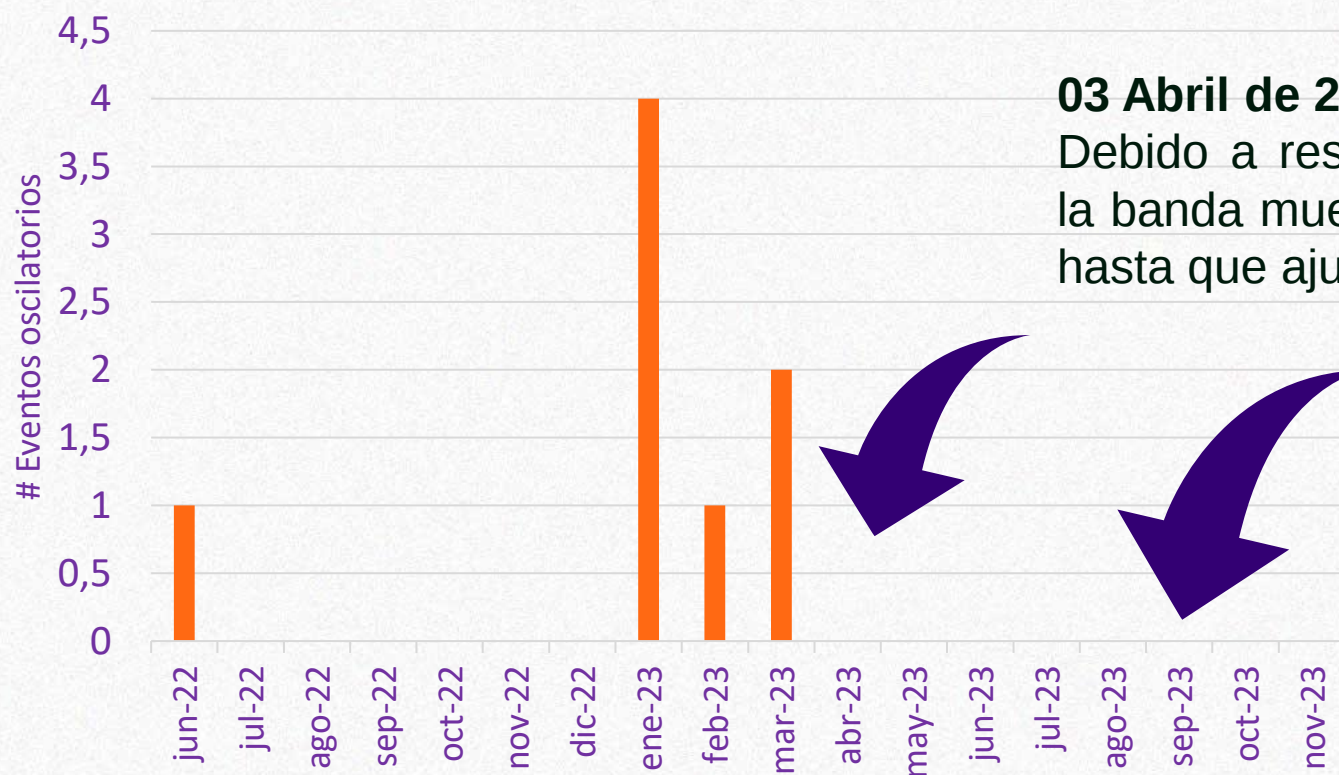




*Información correspondiente al indicador del mes de octubre de 2023

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).