

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-026
Jueves, 12 de enero de 2023



Contenido

1. Variables del SIN

- Balance 2022
- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones

2. Expectativas Energéticas

- Análisis energético de Mediano plazo
- Sensibilidades al análisis energético de mediano plazo

3. Situación Operativa

- Indicadores de operación
- Radar de proyectos
- Indicadores Acuerdo CNO 963

Balance 2022

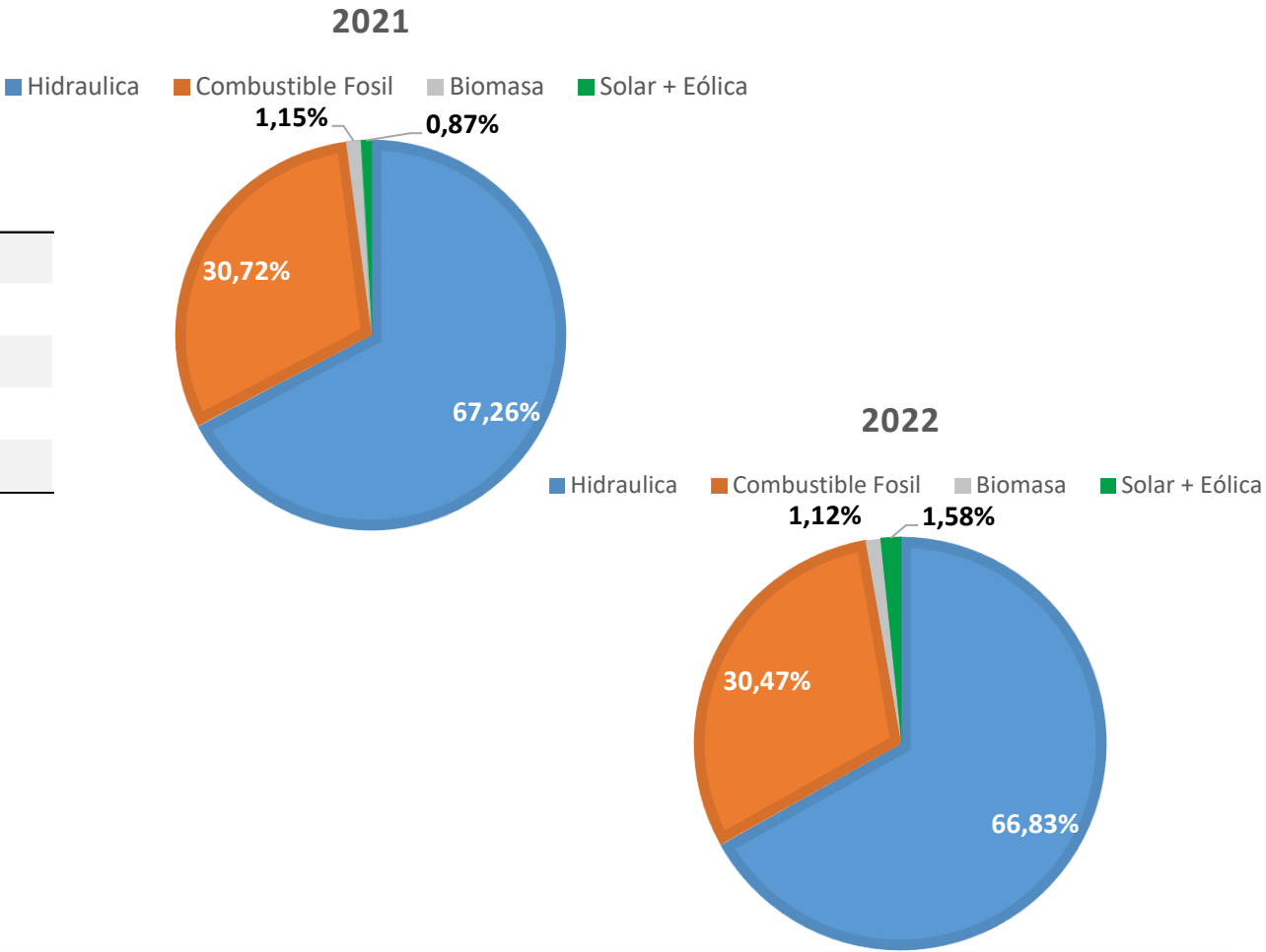


Capacidad Efectiva Neta

Tipo fuente	2021 (GWh)	2022 (GWh)	Variación (%)
Hídrica	11,944.79	12,549.15	↑ 5.06%
Combustible fósil	5,455.89	5,720.99	↑ 4.86%
Biomasa	204.85	209.84	↑ 2.44%
Eólica	18.42	18.42	→ 0.00%
Solar	135.22	278.66	↑ 106.08%
Total	17,759.17	18,777.06	

Variación Total (%)

5,37%



En 2022 la capacidad efectiva aumento en 1018 MW, que corresponden a 995 MW de nuevos proyectos de generación y un aumento total por cambios de capacidad de algunas plantas de 23 MW.

Se resalta que en los últimos 3 años la Capacidad Efectiva del SIN ha aumentado 7.5%

Proyectos de generación en 2022



Hidráulicos

Proyecto	CEN [MW] / Potencia máxima declarada
Las Violetas	0.95
Cauyá	1.51
PCH Zeus	9.90
Autogenerador Gran Colombia Gold	1.00
La Chorrera	15.00
Ituango: Unidades 1 y 2	580.00
Total 608.36	



Térmicos

Proyecto	CEN [MW] / Potencia máxima declarada
El Tesorito	200.00
Termoproyectos	19.00
Termoebr	19.00
Ingenio Carmelita	4.90
Total 242.9	



Solar

Proyecto	CEN [MW] / Potencia máxima declarada
Delphi Helios 1 META- Fase 1	9.90
Autogenerador Colombina del Cauca	0.30
GR Parque Solar Tucanes	9.90
Autogenerador Solar Levapan	4.99
Pétalo de Córdoba I	9.90
Sincé 18.5 MW	18.50
Bosques Solares de los Llanos 4	19.90
Bosques Solares de los Llanos 5	17.90
La Medina 9.9 MW	9.90
Los Caballeros 9.9 MW	9.90
Cerritos 9.9 MW	9.90
Autogenerador Solar Harinas	2.45
Delphi Helios 1 META- Fase 2 6.1 MW	6.10
Parque solar Montelíbano 9.9 MW	9.90
Termotasajero Dos Solar de 4 MW	4.00
Total 143.44	

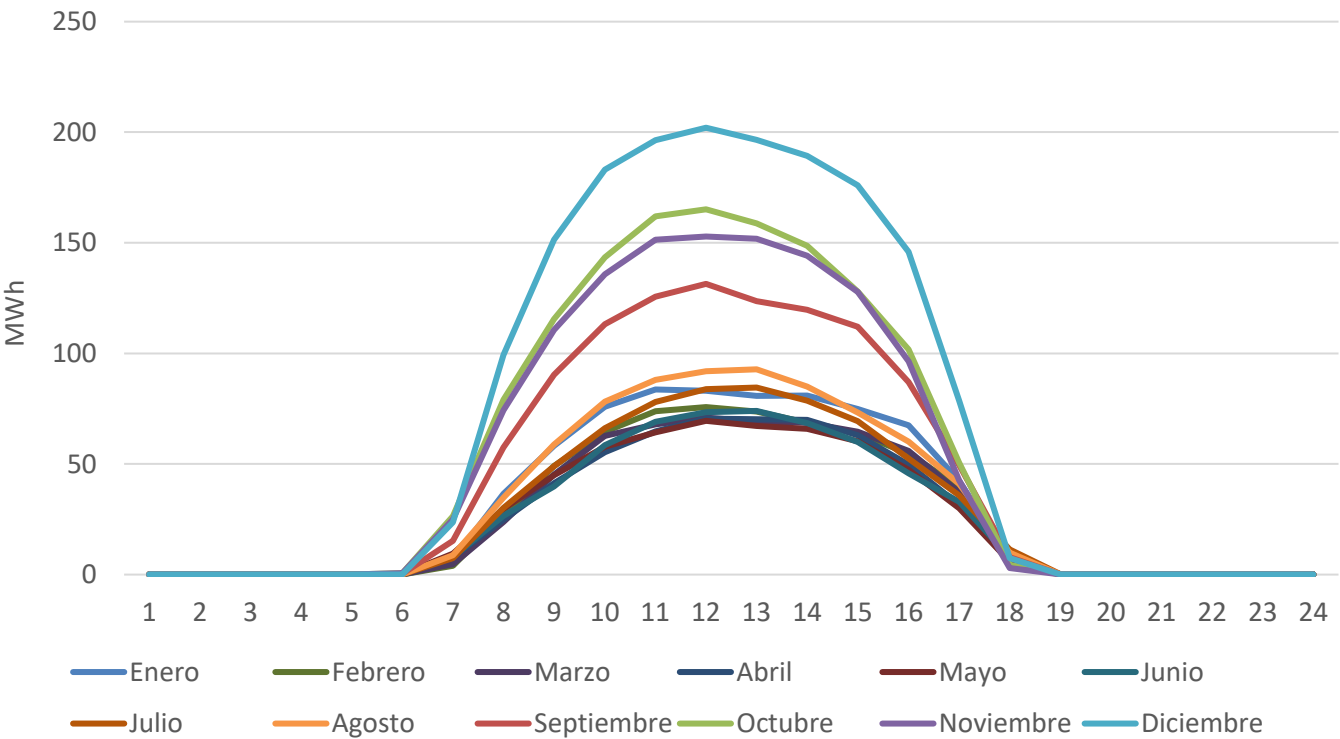
En 2022 entraron 995 MW de proyectos de generación al SIN.

Balance 2022



Aumento generación solar

Generación Solar Promedio en el SIN 2022 - Plantas en operación



Plantas solares en operación que ingresaron en 2022

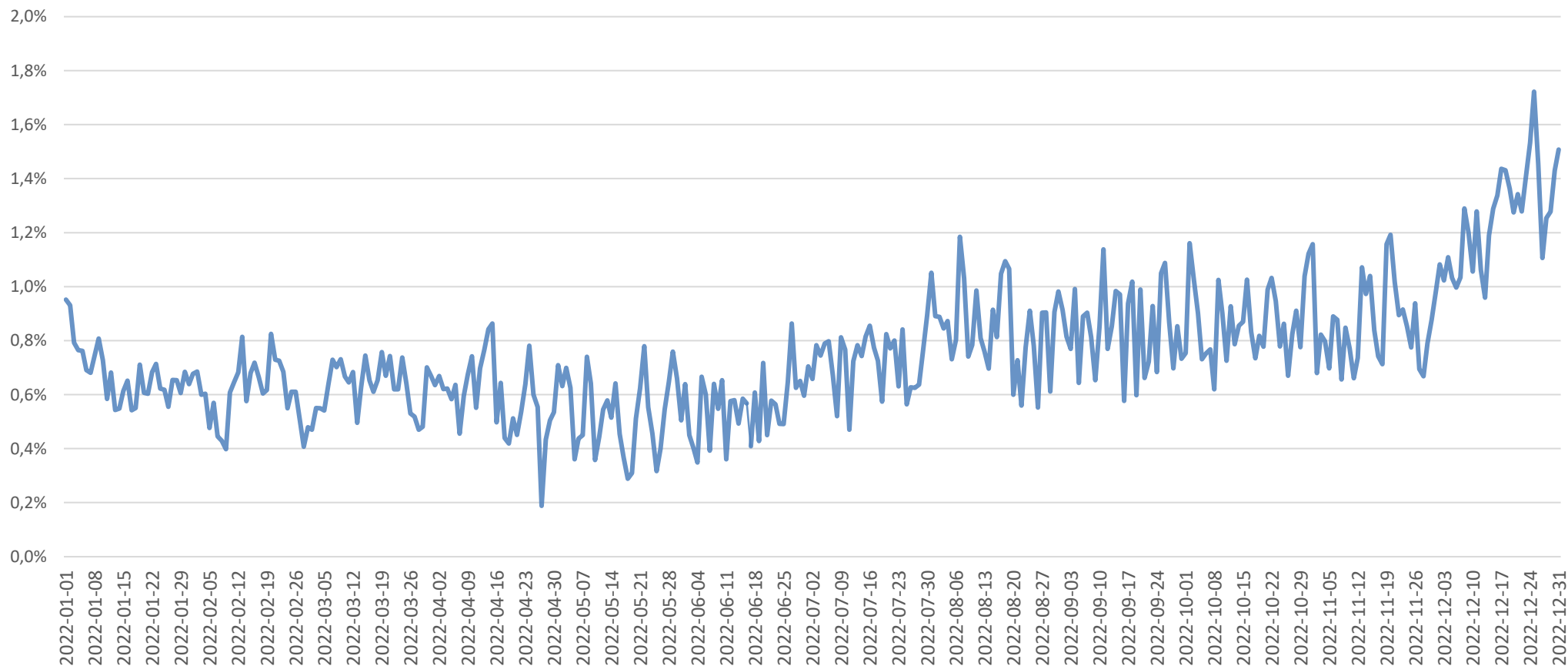
Planta	Fecha de entrada en operación	Capacidad Efectiva [MW]
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	30 mayo, 2022	0.3
GR PARQUE SOLAR TUCANES	31 mayo, 2022	9.9
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	11 junio, 2022	4.99
PETALO DE CORDOBA I	11 agosto, 2022	9.9
SINCE	10 septiembre, 2022	18.5
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	12 septiembre, 2022	19.9
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	12 septiembre, 2022	17.9
LA MEDINA	15 septiembre, 2022	9.9
LOS CABALLEROS	15 septiembre, 2022	9.9
CERRITOS	19 septiembre, 2022	9.9
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	21 septiembre, 2022	2.45
HELIOS I	30 noviembre, 2022	16
MONTELIBANO	21 diciembre, 2022	9.9
TERMOTASAJERO DOS SOLAR	26 diciembre, 2022	4
Total		143.44

* Solo se consideran plantas en operación

Balance 2022



Porcentaje de participación de la Generación FNCER en el SIN



En 2022 el 0.75% de la generación total del SIN fue con FNCER.



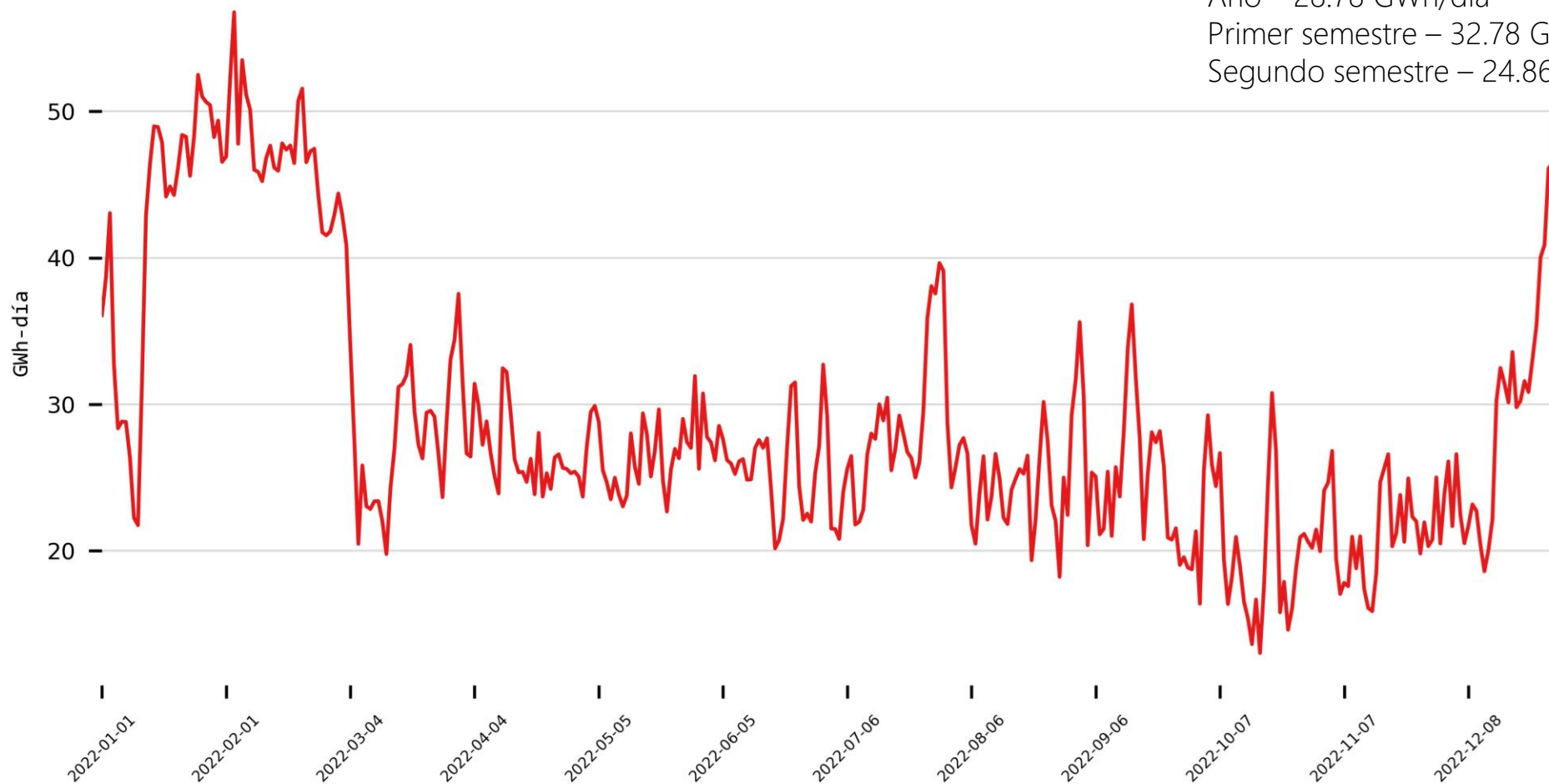
Generación Térmica Despachada Centralmente

Generación promedio

Año – 28.78 GWh/día

Primer semestre – 32.78 GWh/día

Segundo semestre – 24.86 GWh/día

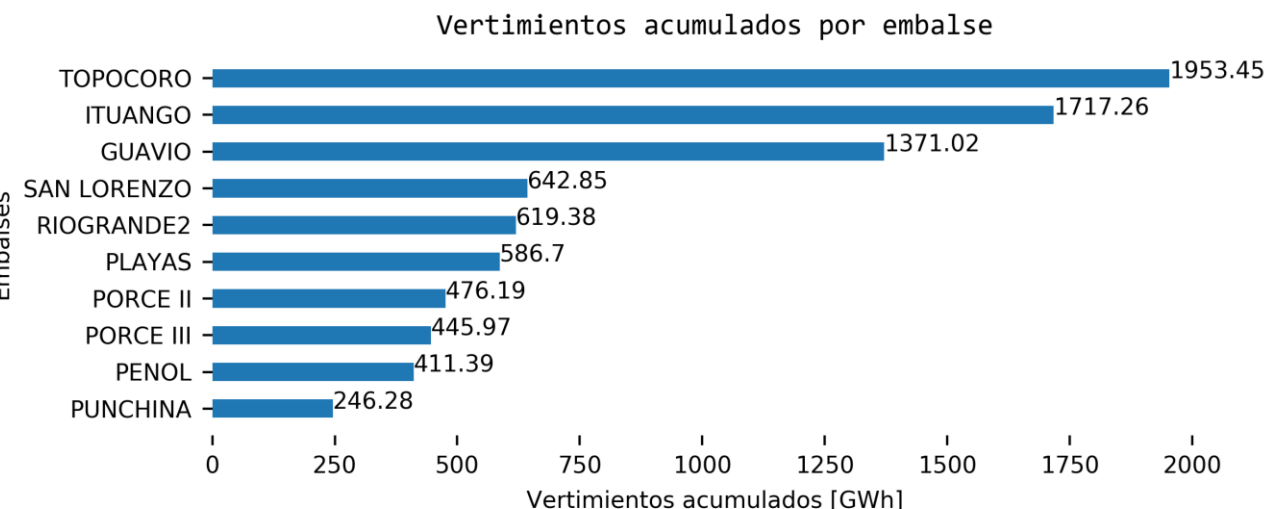
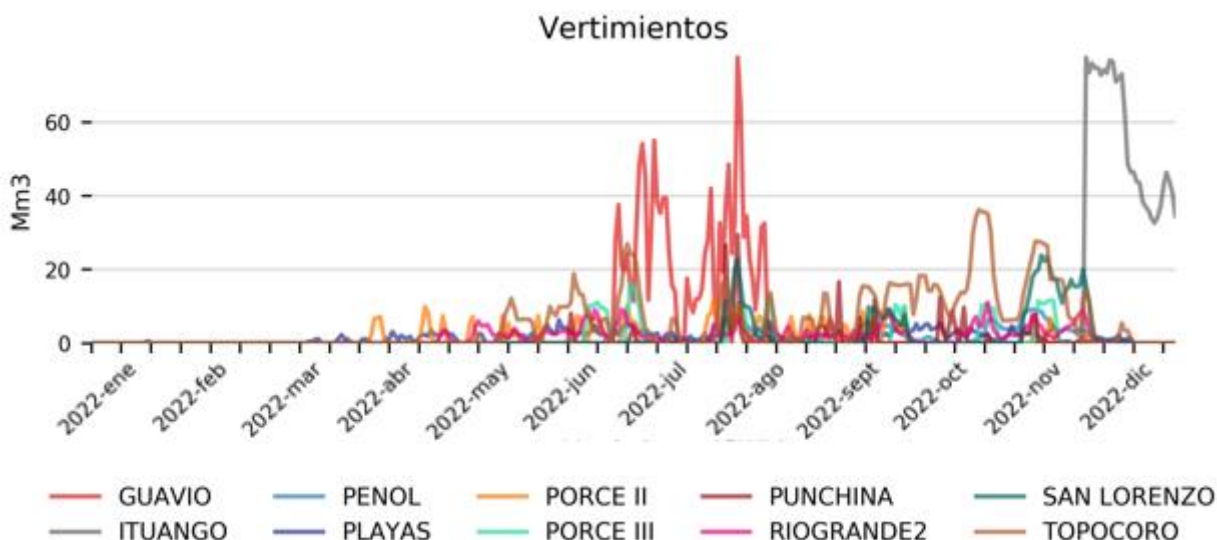
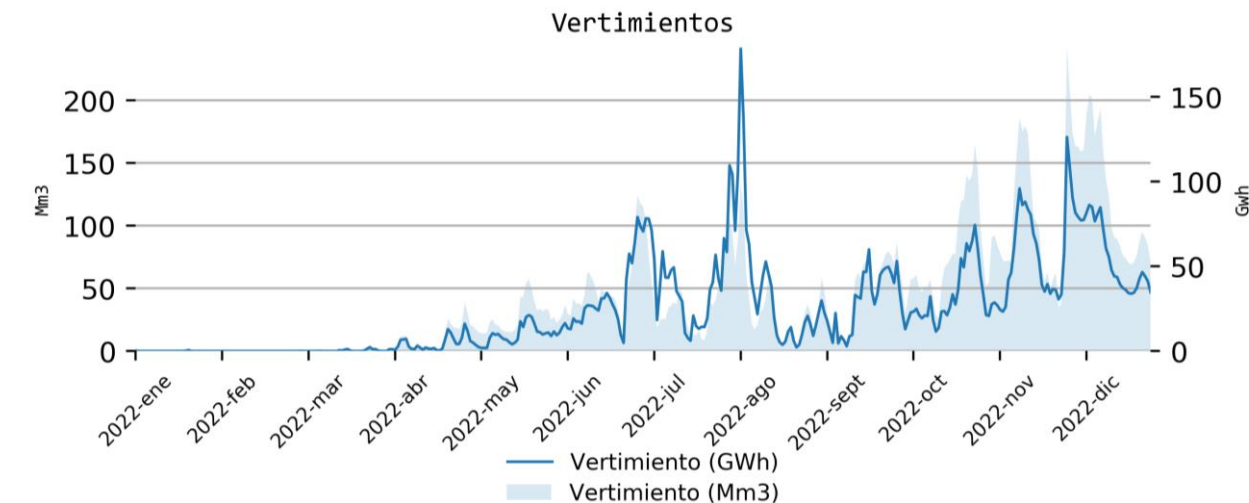


En 2022 el 14,6% de la generación total del SIN fue con generación térmica.

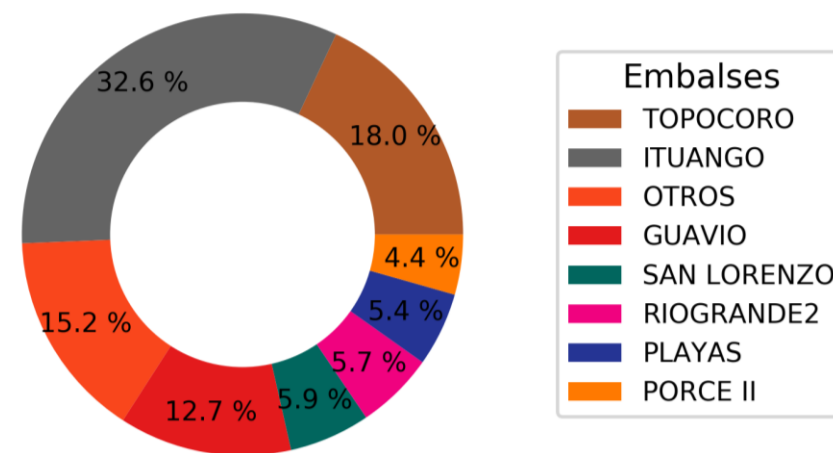
Vertimientos del SIN

Vertimientos totales del SIN [GWh]	Generación promedio del SIN [GWh/día]	Días de generación promedio equivalente
9019.29	210.70	42.81

* Días de generación equivalente= Vertimientos / Generación



Participación vertimientos por embalse



Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-01-01 hasta 2022-12-31.

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

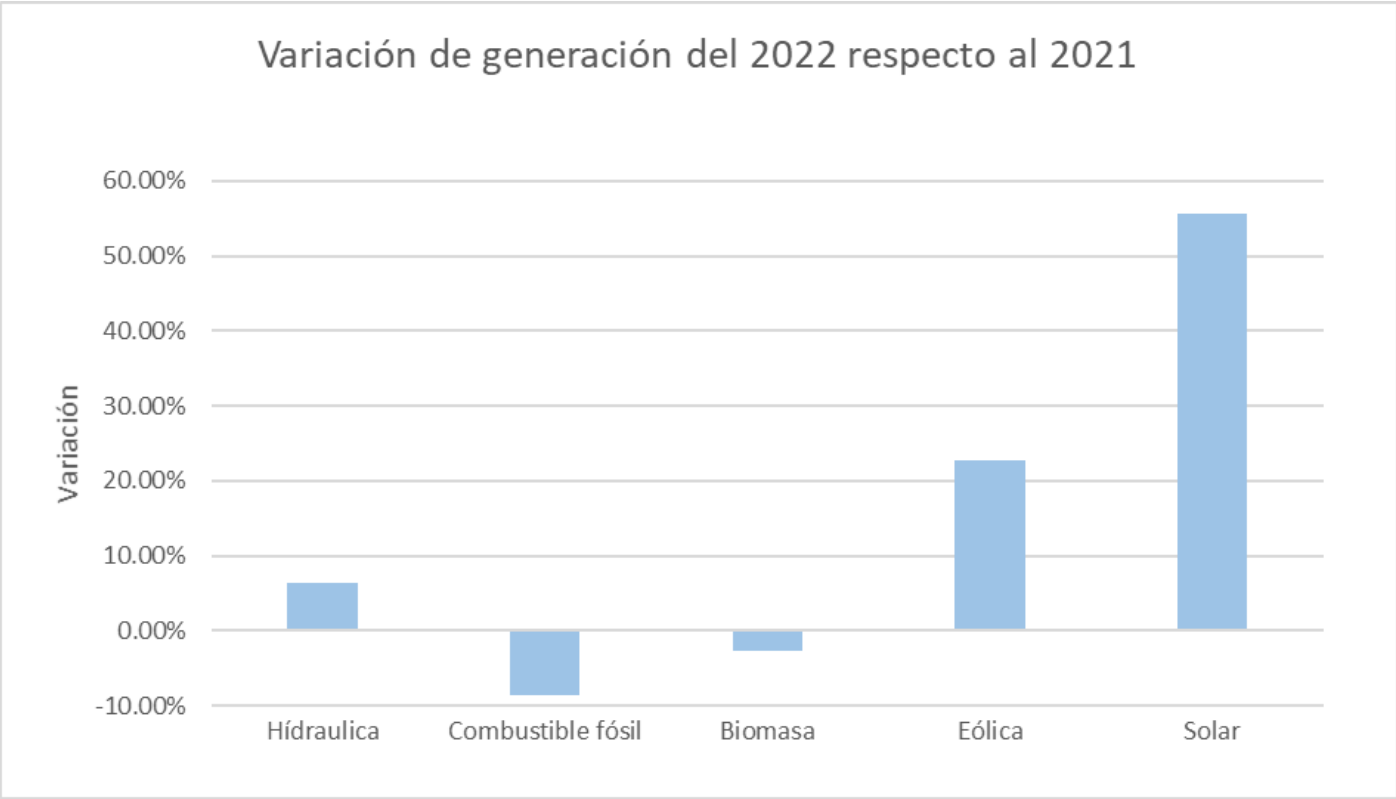
Información hasta el 2022-12-31
Información actualizada el 2023-01-11

Generación total

Tipo fuente	2021 (GWh)	2022 (GWh)	Variación (%)
Hídrica	60,495.98	64,337.26	↑ 6.35%
Combustible fósil	12,256.94	11,215.06	↓ -8.50%
Biomasa	797.15	776.08	↓ -2.64%
Eólica	60.46	74.24	↑ 22.78%
Solar	323.02	502.60	↑ 55.60%
Total	73,933.55	76,905.24	

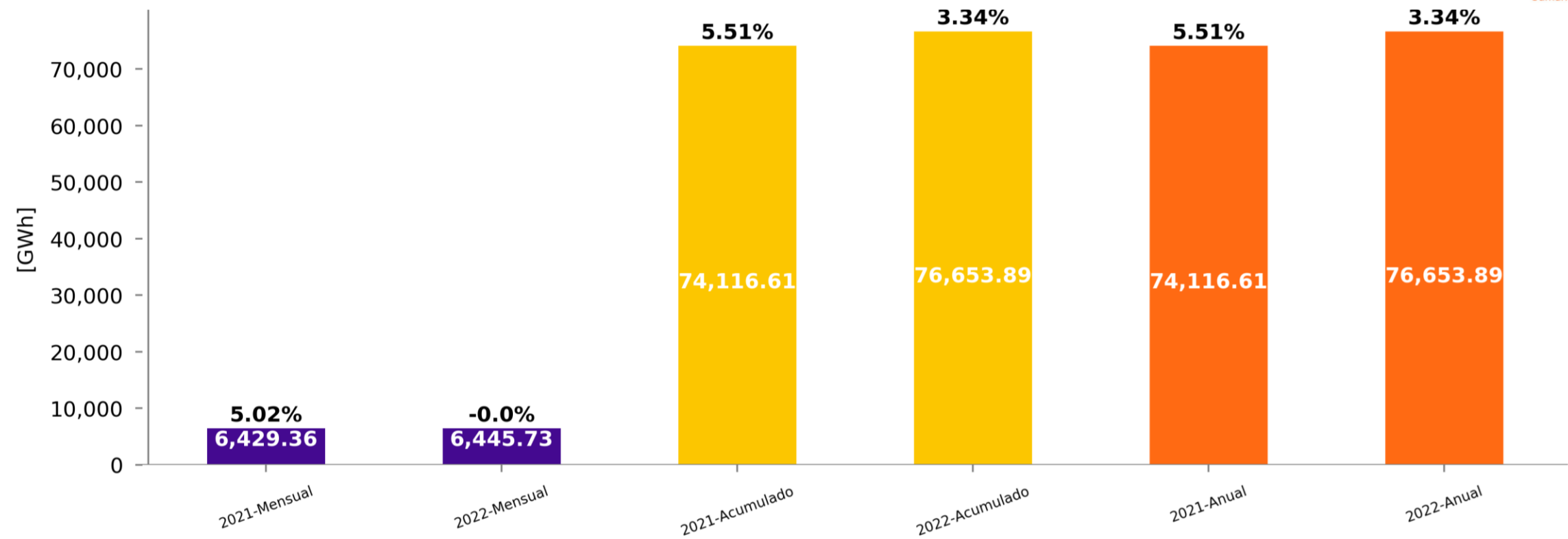
Variación Total (%)

4.02%



*Se consideran los recursos de generación en operación y pruebas iniciales

Demanda de energía del SIN - diciembre 2022



Demanda y Variaciones

Tipo día	Demanda SIN [GWh] 2021-12	#días 2021-12	Demanda SIN Promedio [GWh] 2021-12	Variación [%] 2021 vs 2020	Demanda SIN [GWh] 2022-12	#días 2022-12	Demanda SIN Promedio [GWh] 2022-12	Variación [%] 2022 vs 2021
Comercial	4670.27	22	212.28	4.73%	4498.75	21	214.23	0.91%
Sabado	624.74	3	208.25	6.89%	1006.83	5	201.37	-3.3%
Domingo y Festivo	1134.35	6	189.06	5.17%	940.15	5	188.03	-0.54%
Total	6429.36	31	207.4	5.02%	6445.73	31	207.93	-0.0%

* Demanda del SIN = Generación real + Importaciones – Exportaciones + Demanda no atendida

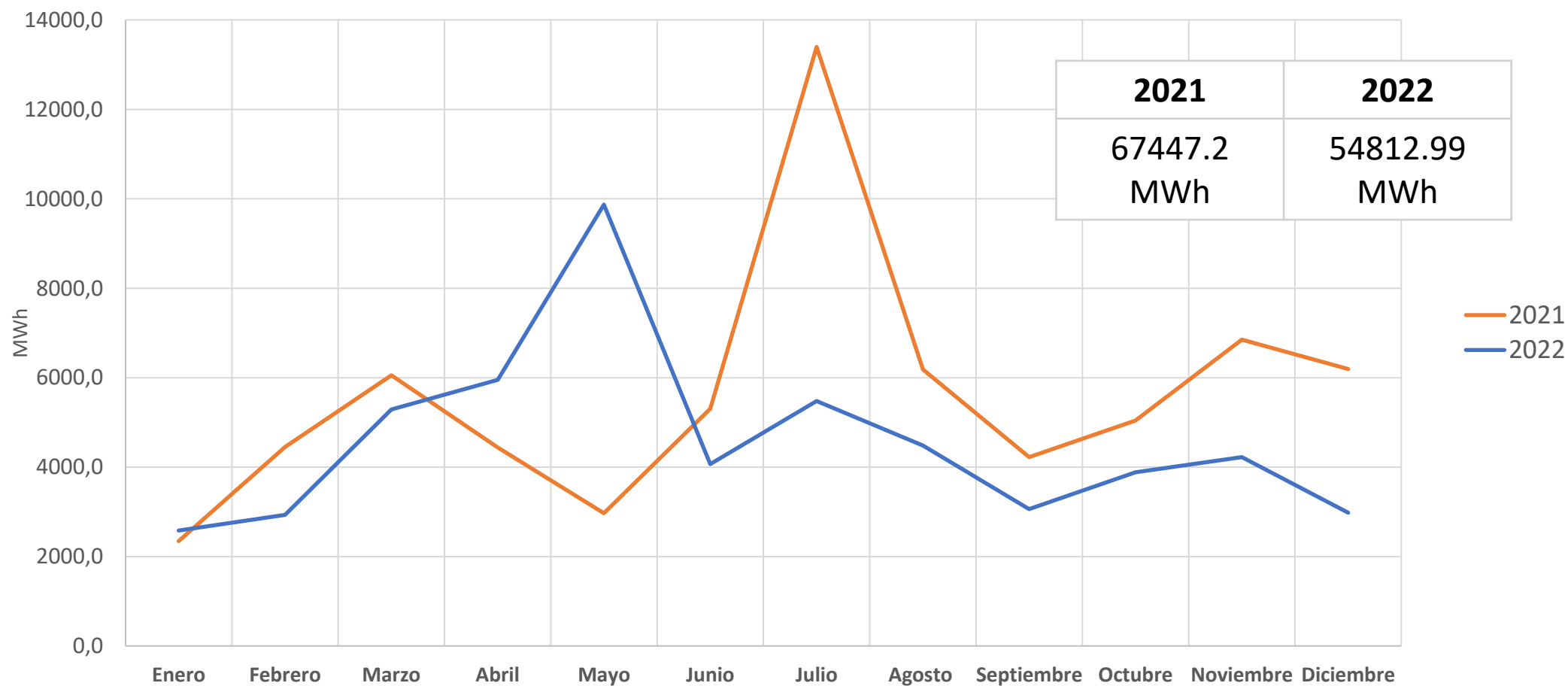
Información hasta el 2022-12-31

Información actualizada el 2023-01-10



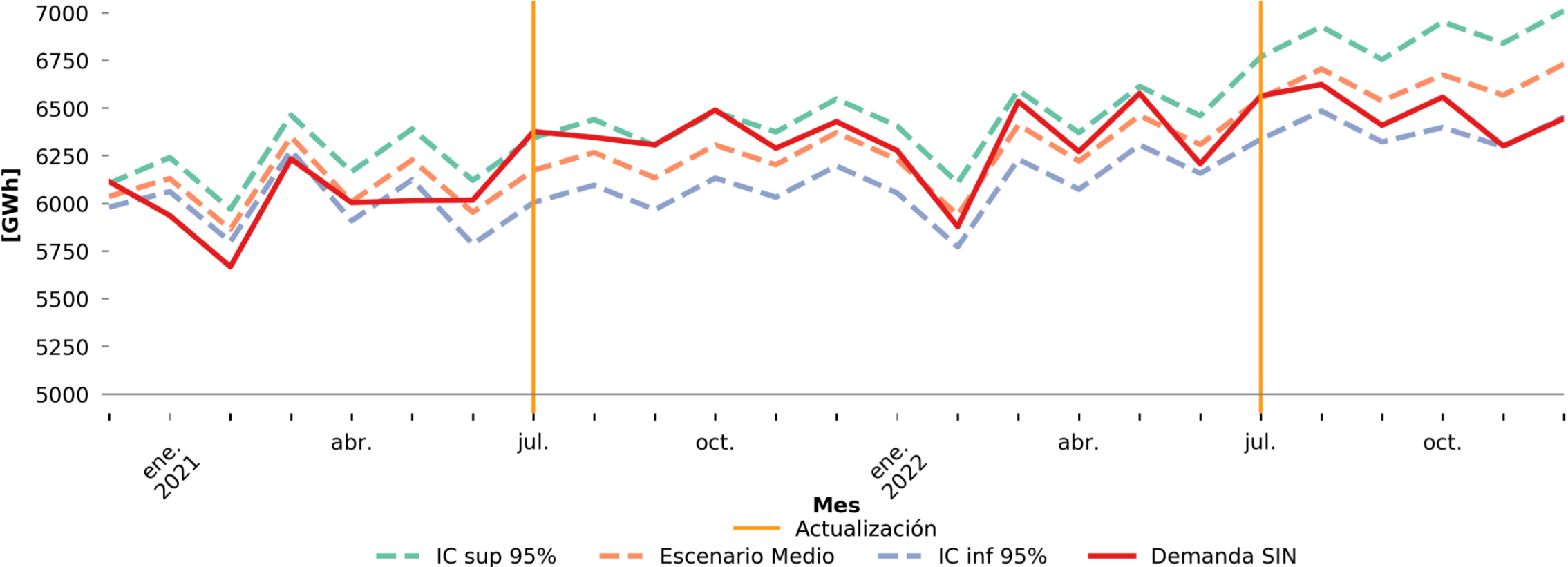
Balance 2022

Demanda no atendida del SIN



La demanda no atendida total en 2022 disminuyó respecto a 2021 en 18,73%

Demanda del SIN y escenarios UPME 2022



Tipo de Demanda [GWh]	2021-01	2021-02	2021-03	2021-04	2021-05	2021-06	2021-07	2021-08	2021-09	2021-10	2021-11	2021-12	2022-01	2022-02	2022-03	2022-04	2022-05	2022-06	2022-07	2022-08	2022-09	2022-10	2022-11	2022-12
Demanda SIN	5937	5668	6233	6004	6015	6018	6377	6347	6308	6490	6290	6429	6278	5878	6535	6272	6578	6208	6565	6624	6410	6558	6302	6446
IC sup 95%	6081	5970	6464	6167	6391	6121	6345	6440	6304	6481	6375	6548	6407	6108	6594	6371	6615	6460	6769	6928	6755	6952	6841	7011
Escenario Medio	5974	5864	6349	6009	6228	5953	6174	6267	6135	6307	6203	6372	6230	5940	6412	6222	6461	6309	6552	6706	6538	6675	6568	6732
IC inf 95%	5907	5799	6279	5909	6125	5787	6005	6096	5967	6133	6033	6197	6055	5773	6232	6074	6307	6158	6337	6485	6323	6399	6297	6454

*Desde enero del 2021 a Julio del 2022 IC sup 95% corresponde al escenario alto de la UPME e IC inf 95% corresponde al escenario bajo de la UPME.

Información hasta el 2022-12-31

Información actualizada el 2023-01-11

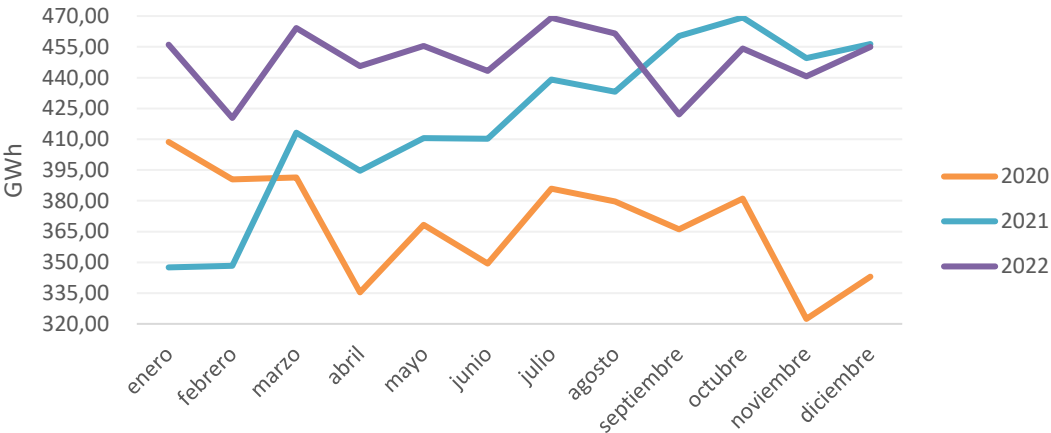


Balance 2022

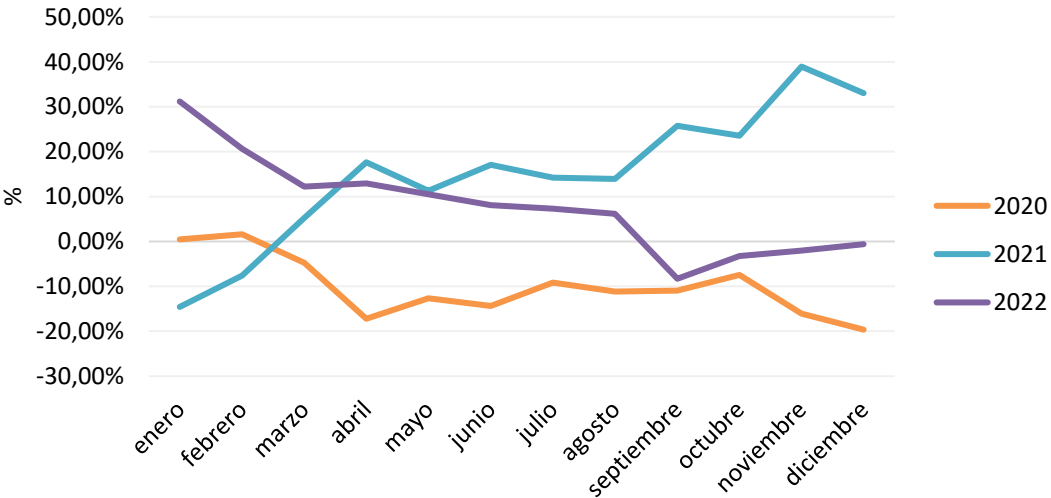
Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Caribe



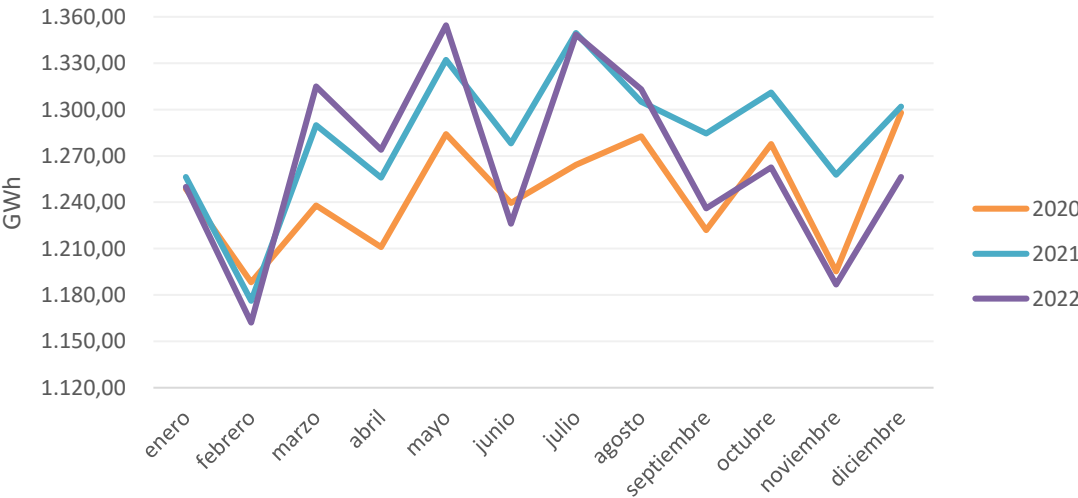
Demanda no regulada Caribe



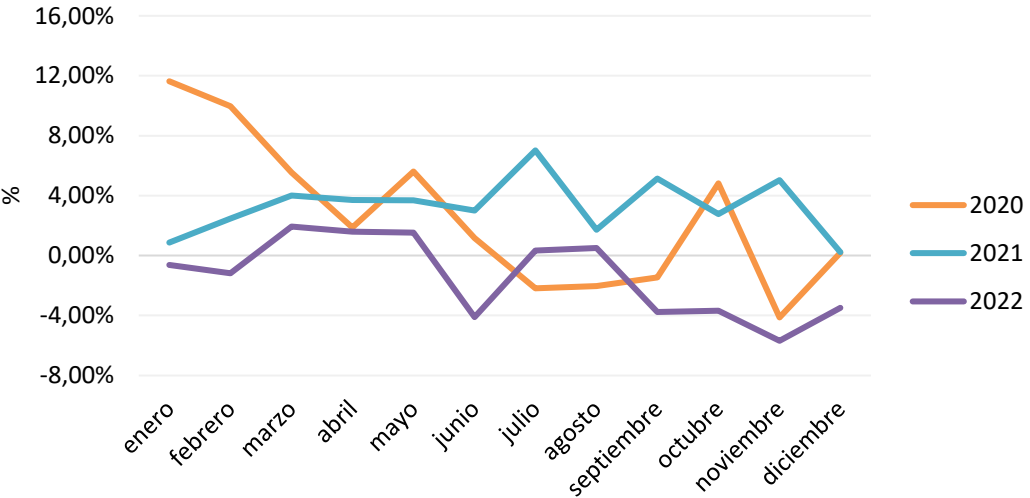
Crecimiento demanda no regulada Caribe



Demanda regulada Caribe



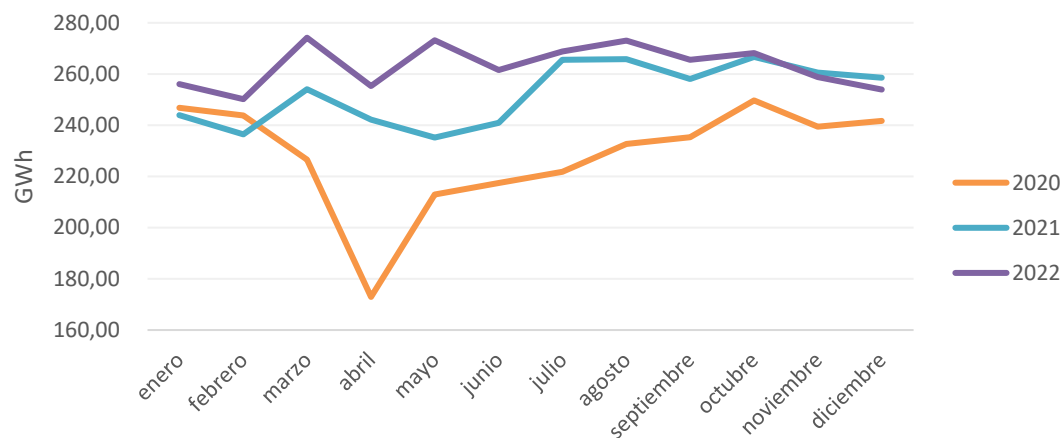
Crecimiento demanda regulada Caribe



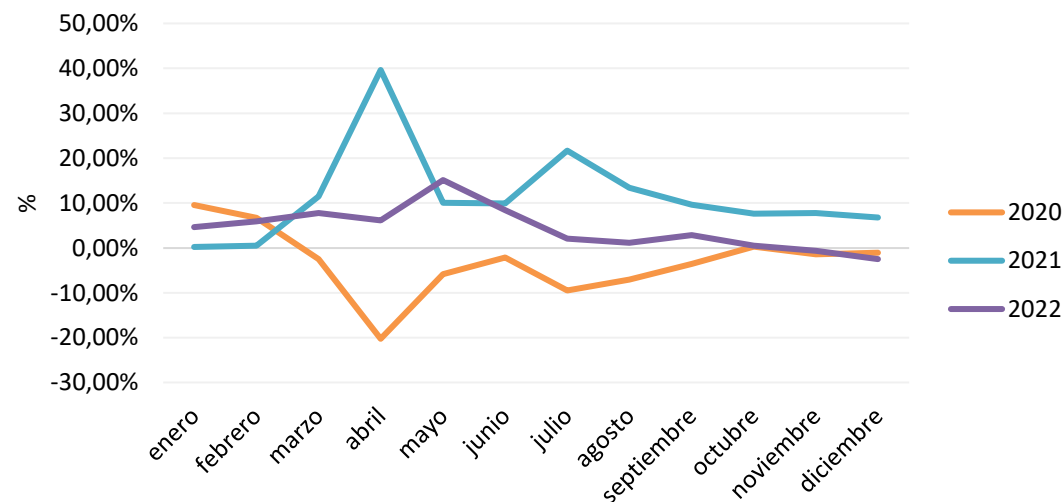
Balance 2022

Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Antioquia

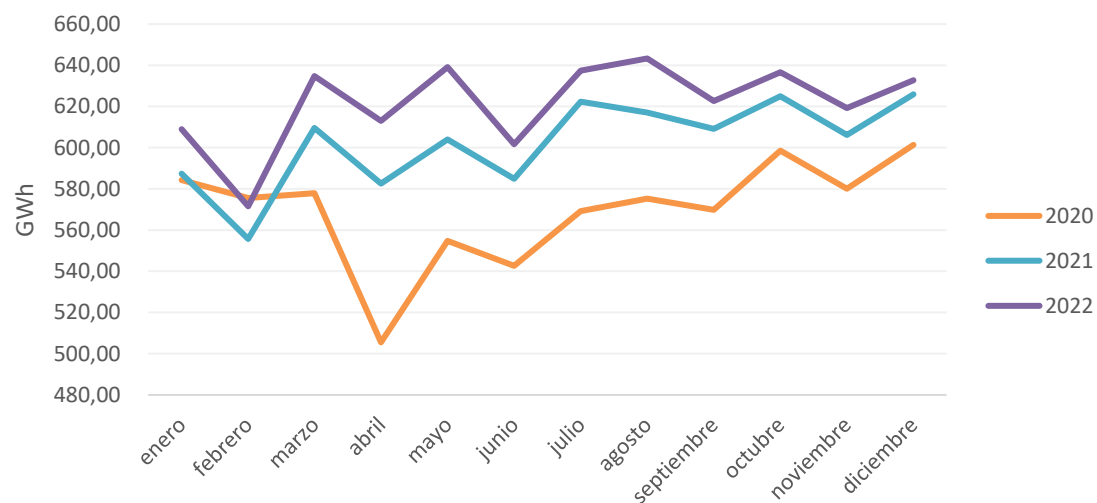
Demanda no regulada Antioquia



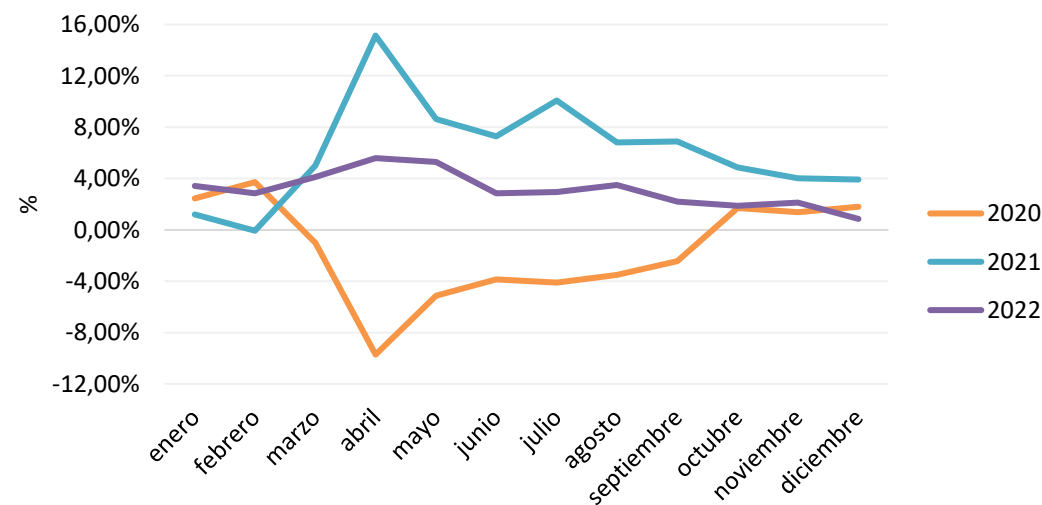
Crecimiento demanda no regulada Antioquia



Demanda regulada Antioquia



Crecimiento demanda regulada Antioquia

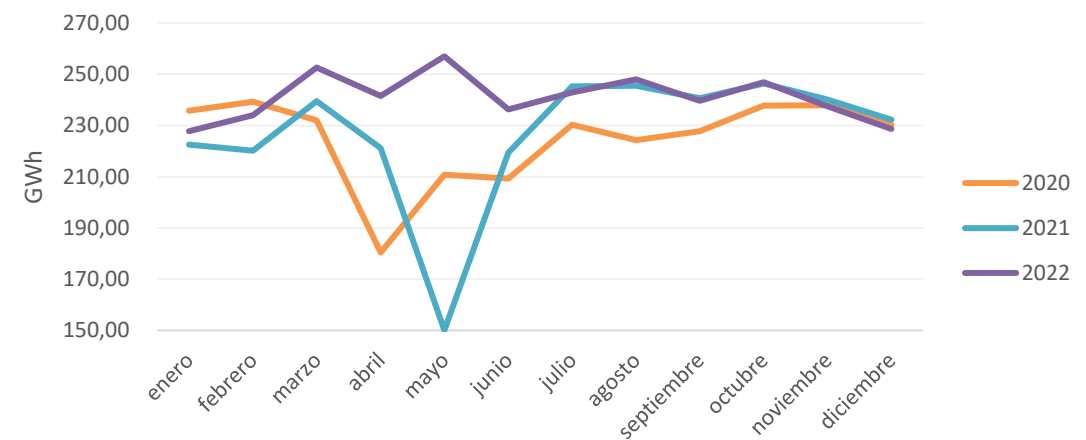


Balance 2021

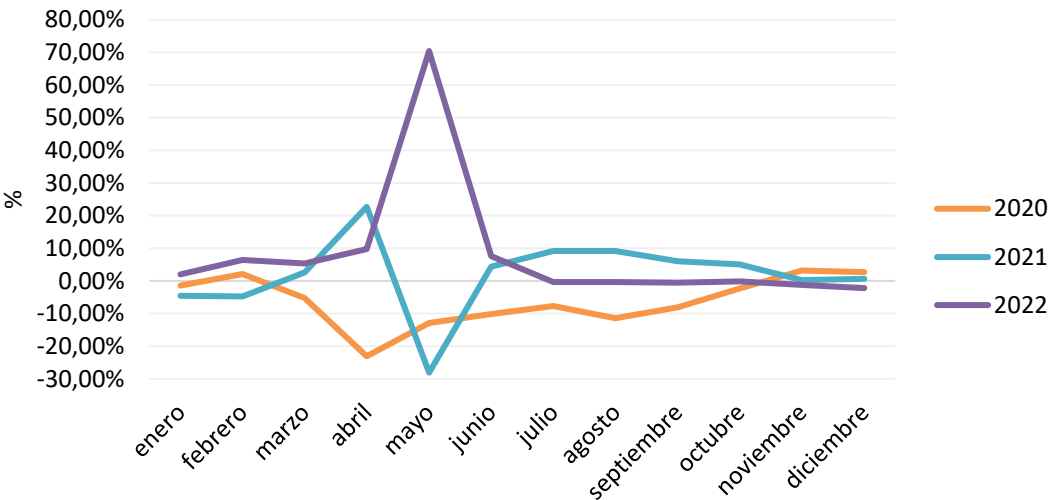


Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Valle

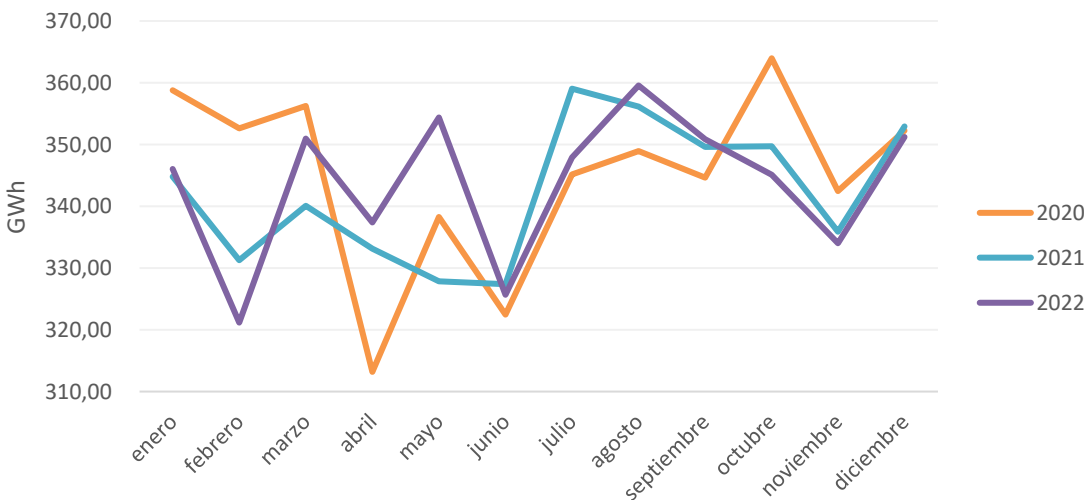
Demanda no regulada Valle



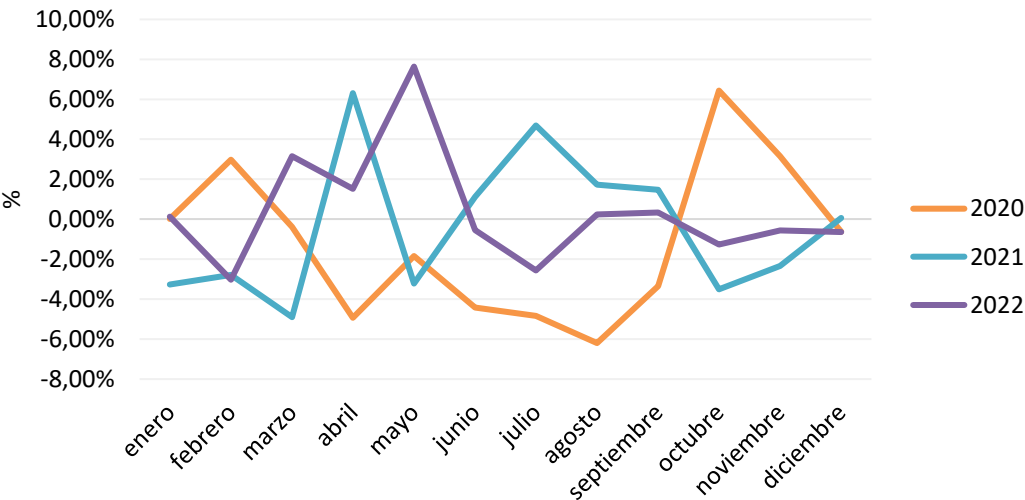
Crecimiento demanda no regulada Valle



Demanda regulada Valle



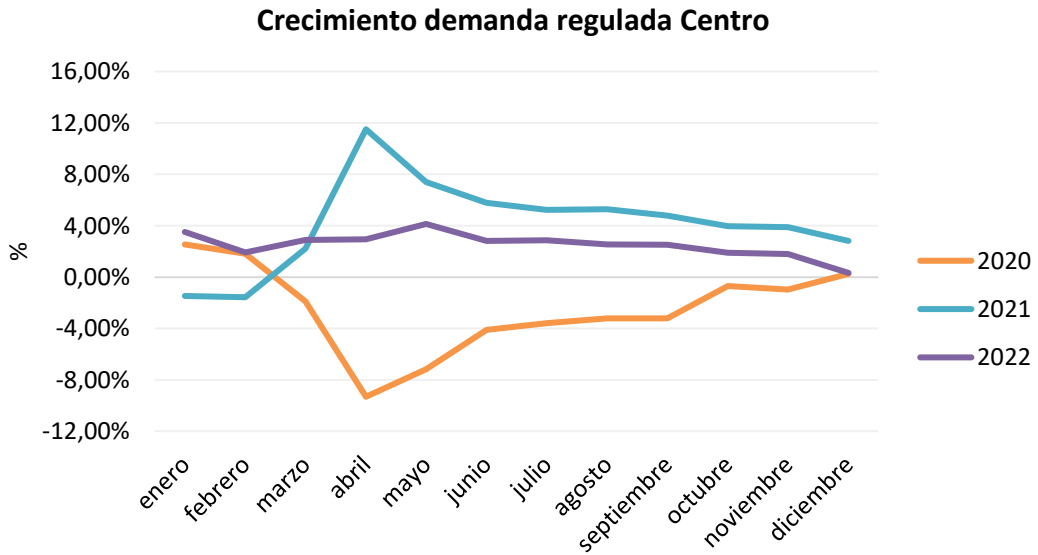
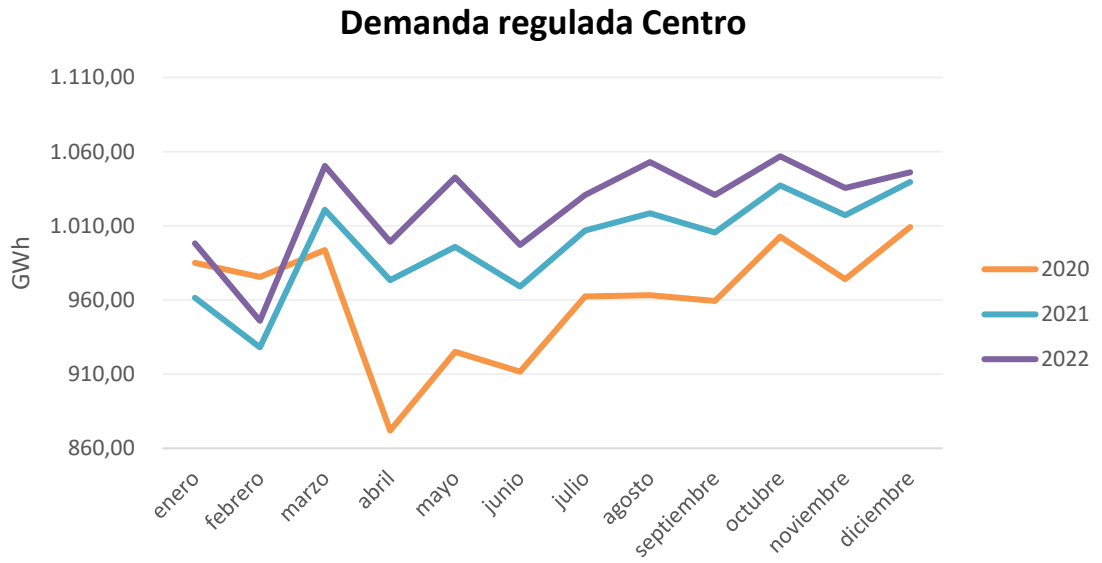
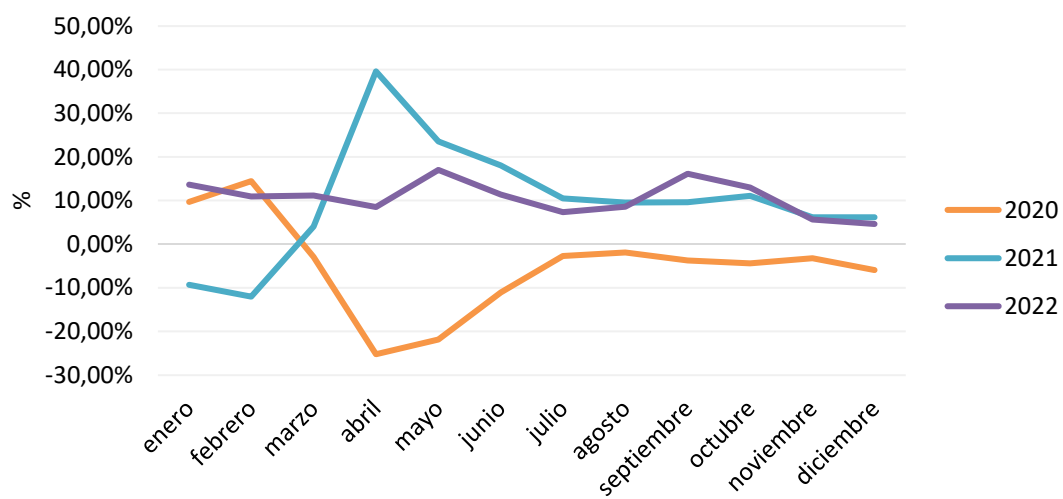
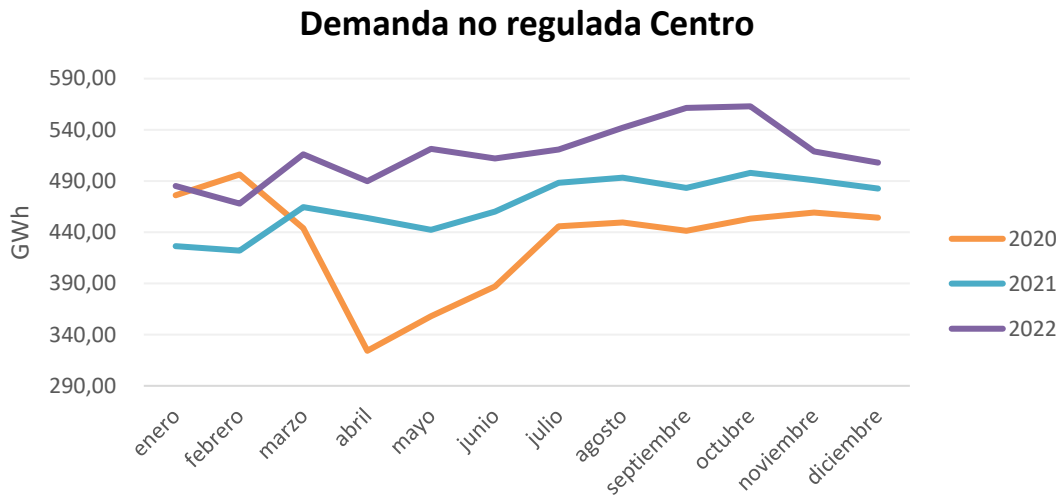
Crecimiento demanda regulada Valle



Balance 2022

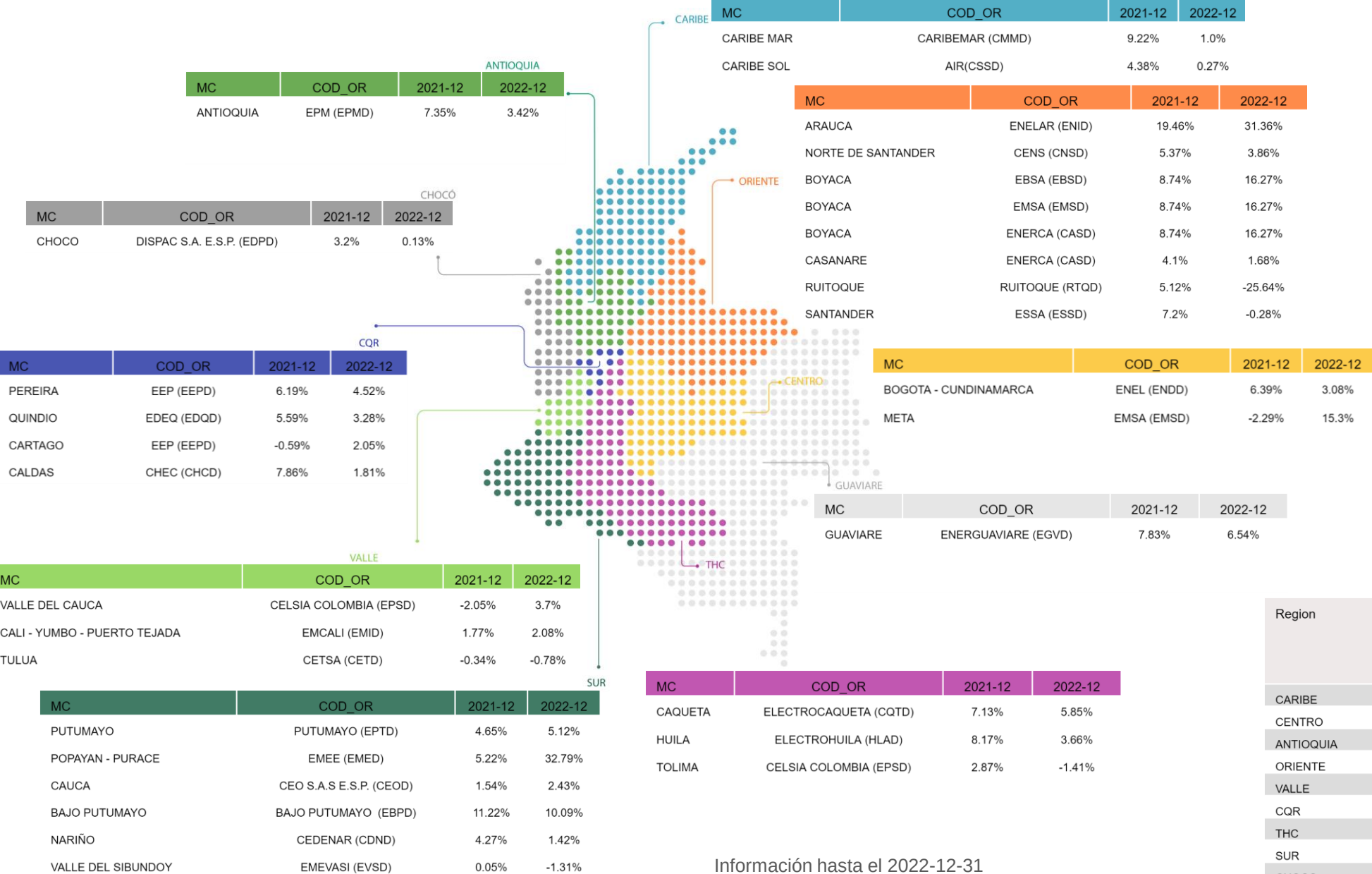


Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Centro



Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta diciembre 2022

Sumando energías



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

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

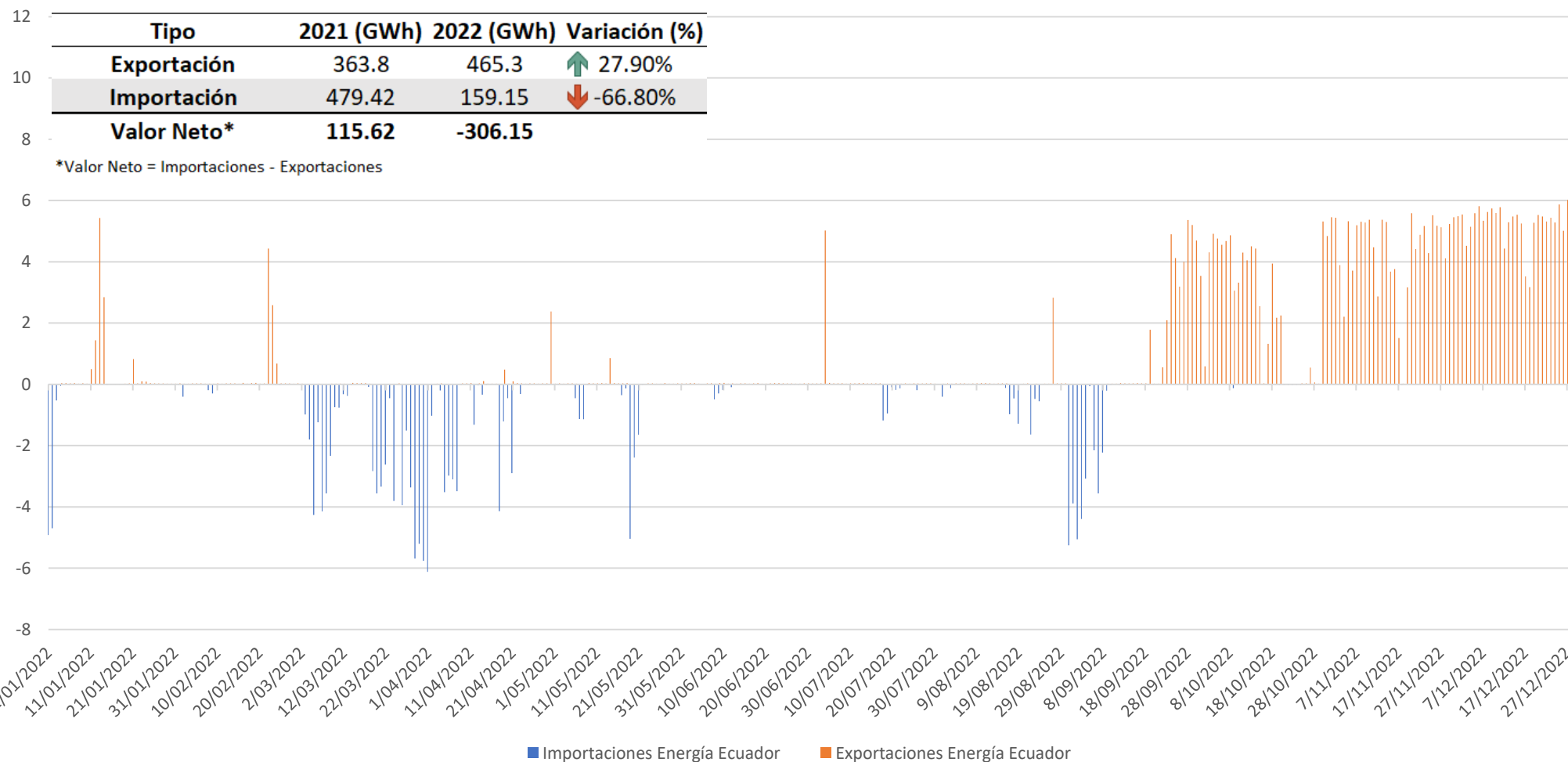
**No considera consumos propios
***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-12	Demanda Comercial [GWh] 2022-12	Variación 2021-12	Variación 2022-12
CARIBE	20430.97	20572.2	5.74%	0.65%
CENTRO	17892.01	18738.09	5.22%	4.61%
ANTIOQUIA	10257.37	10619.19	7.35%	3.42%
ORIENTE	9816.22	10608.65	7.97%	8.01%
VALLE	6830.79	7016.84	0.23%	2.59%
CQR	3098.23	3184.13	6.54%	2.66%
THC	3039.04	3080.72	5.33%	1.3%
SUR	2075.48	2128.92	3.12%	2.48%
CHOCO	259.14	259.52	3.2%	0.13%
GUAVIARE	69.45	74.04	7.83%	6.54%

Balance 2022



Importaciones y exportaciones de energía



Información hasta el 2021-12-31
Información actualizada el 2022-01-05

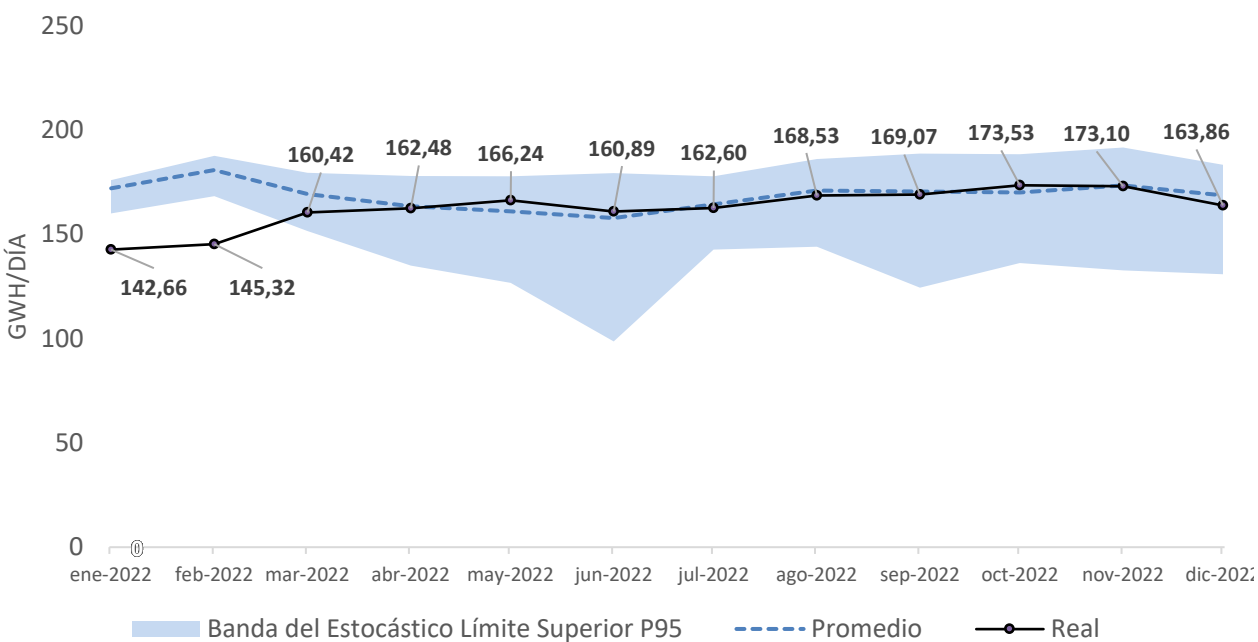
Balance 2022



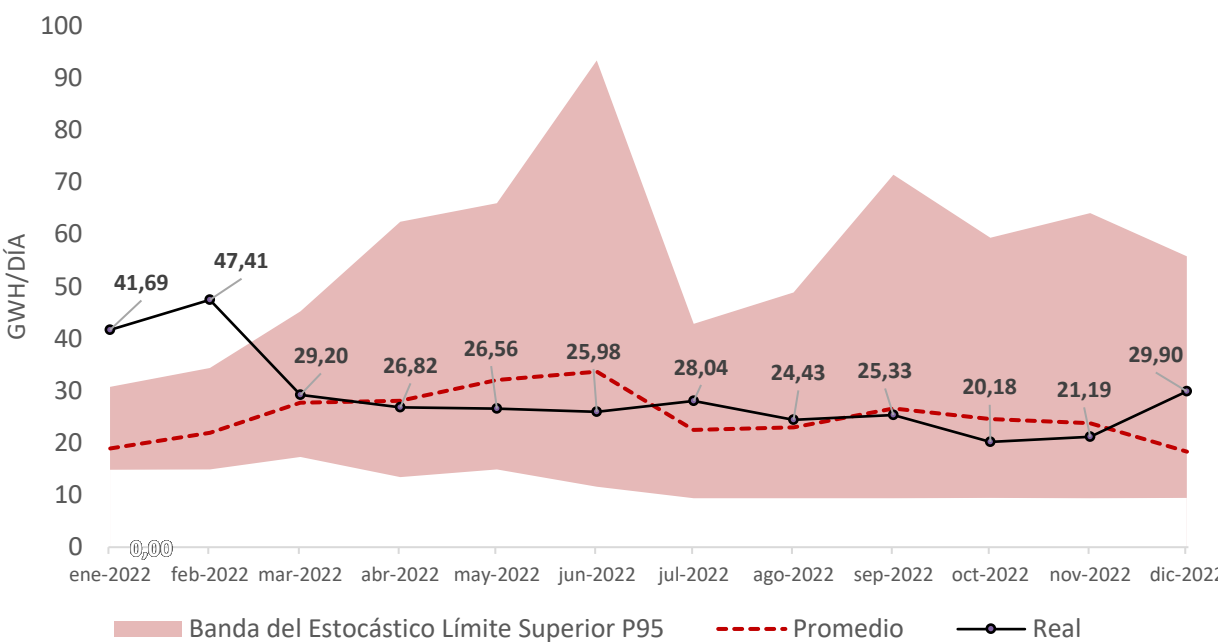
Retrospectiva Análisis Energético

Se tomaron los resultados del análisis energético estocástico de largo plazo del mes de enero y se compararon con la evolución real de las variables.

Generación hidráulica en GWh/día



Generación térmica en GWh/día



Las variables de generación hidráulica y térmica a lo largo del año 2022 se encontraron cercanos a los valores promedio del análisis estocástico del mes de enero de 2022. En los meses de enero y febrero se observa una desviación negativa para la generación hidráulica y positiva para la generación térmica.

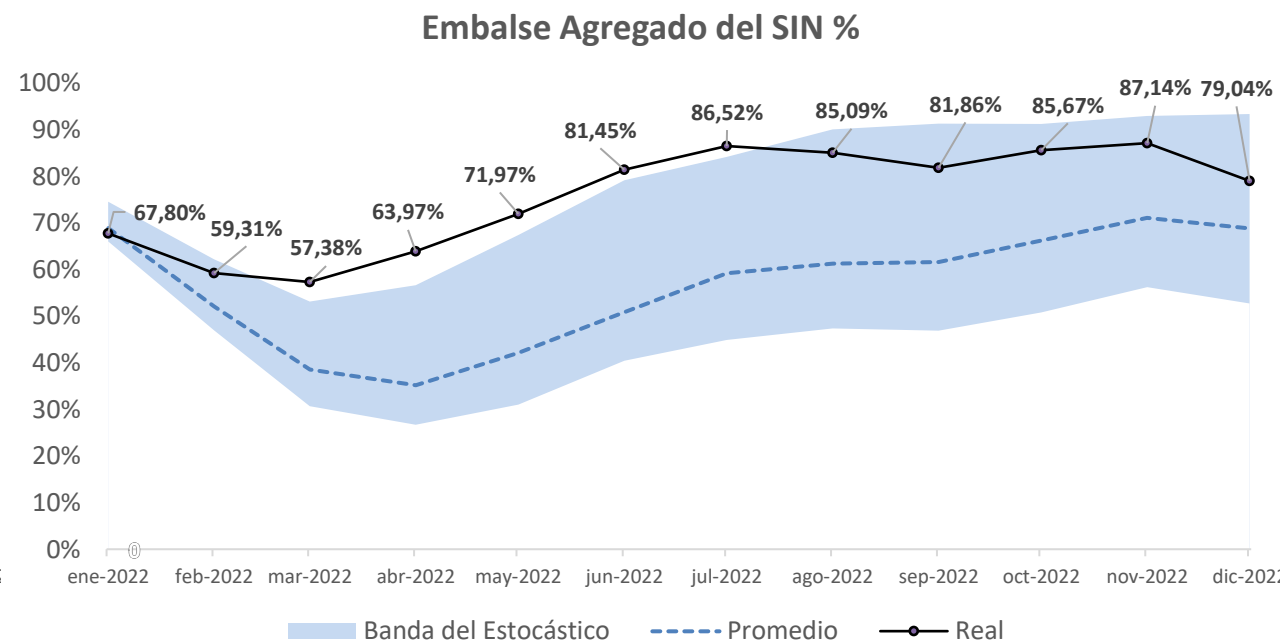
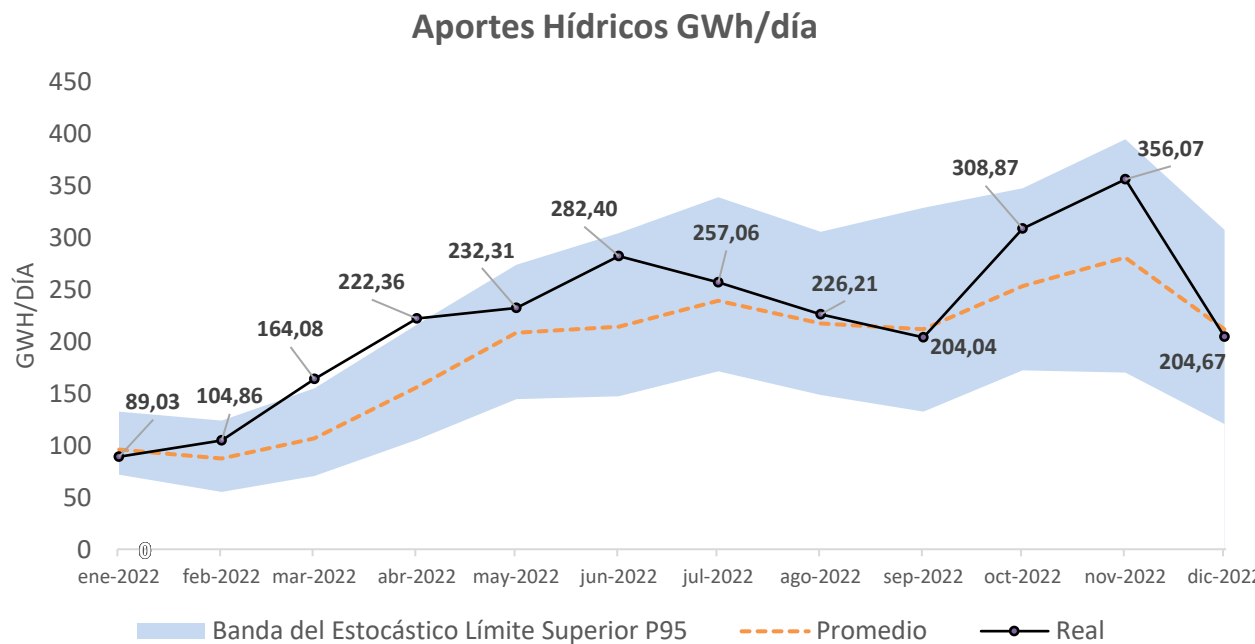


Balance 2022



Retrospectiva Análisis Energético

Se tomaron los resultados del análisis energético estocástico de largo plazo del mes de enero y se compararon con la evolución real de las variables.



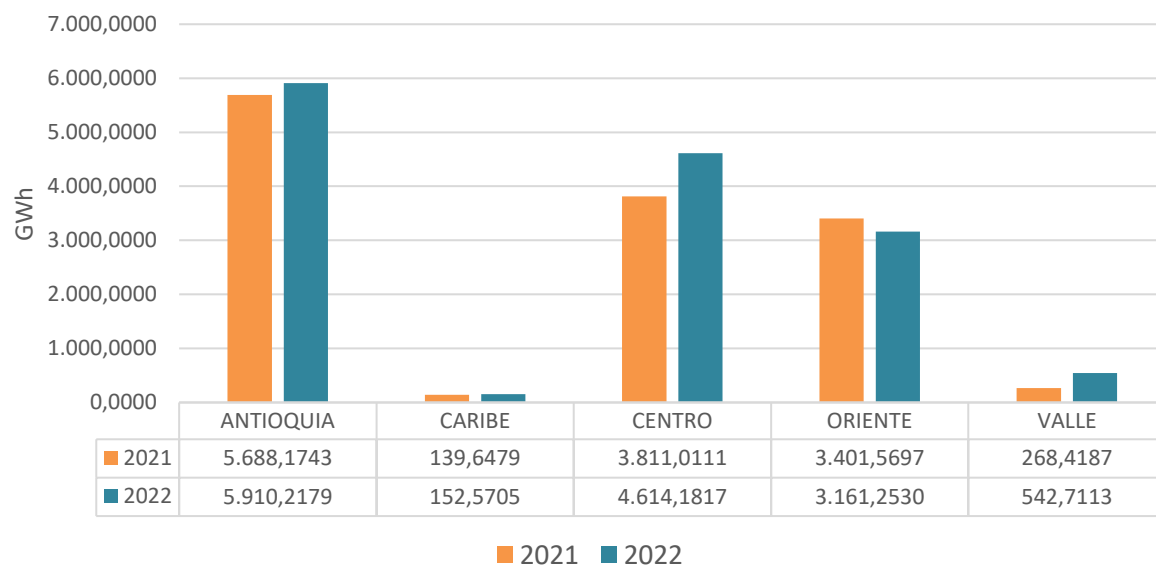
Durante el año 2022 se presentaron aportes hídricos por encima de lo observado en el análisis estocástico de inicio de año, lo que sumado al comportamiento de la generación hidráulica y térmica redundan en un comportamiento del embalse agregado del SIN superior a los valores del análisis realizado a inicio de año.



Balance 2022

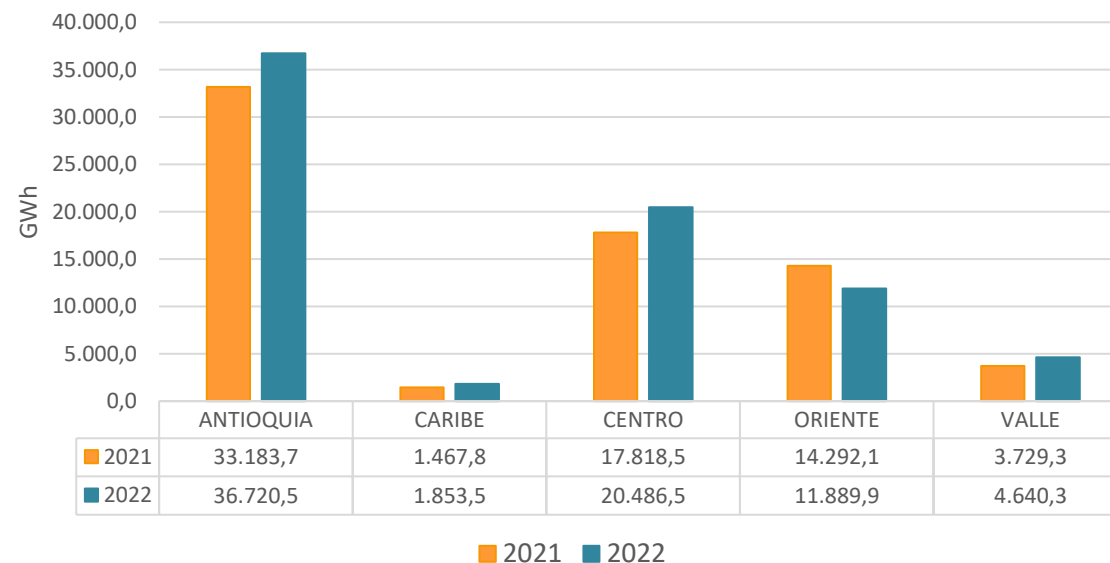
Reservas y Aportes hídricos por región

Reservas a 31 de diciembre



2021-12-31: 13,308.8 GWh
2022-12-31: 14,380.9 GWh

Distribución aportes por región

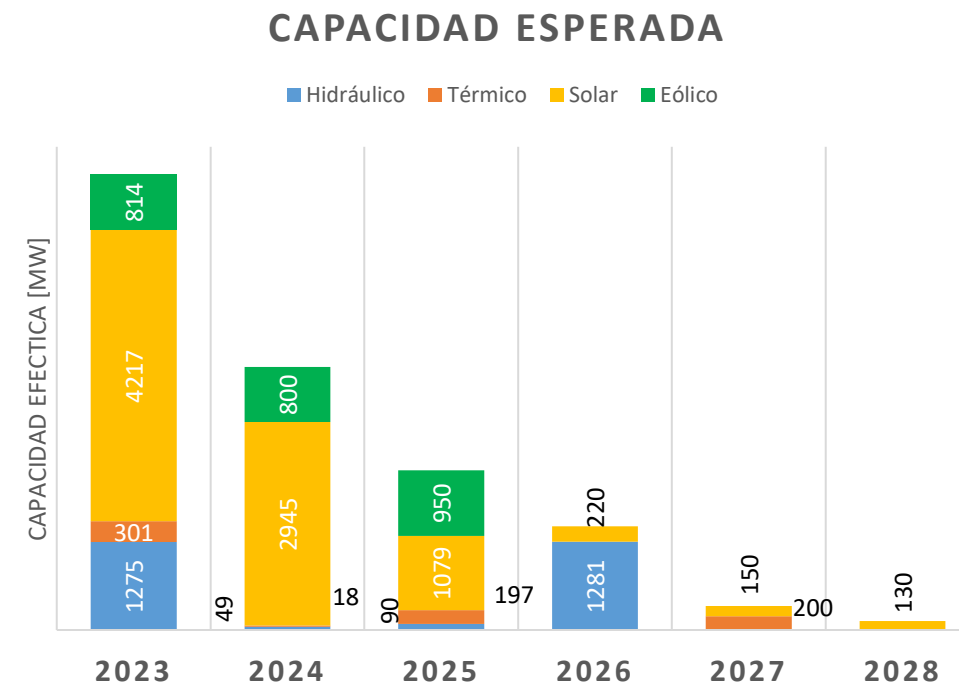
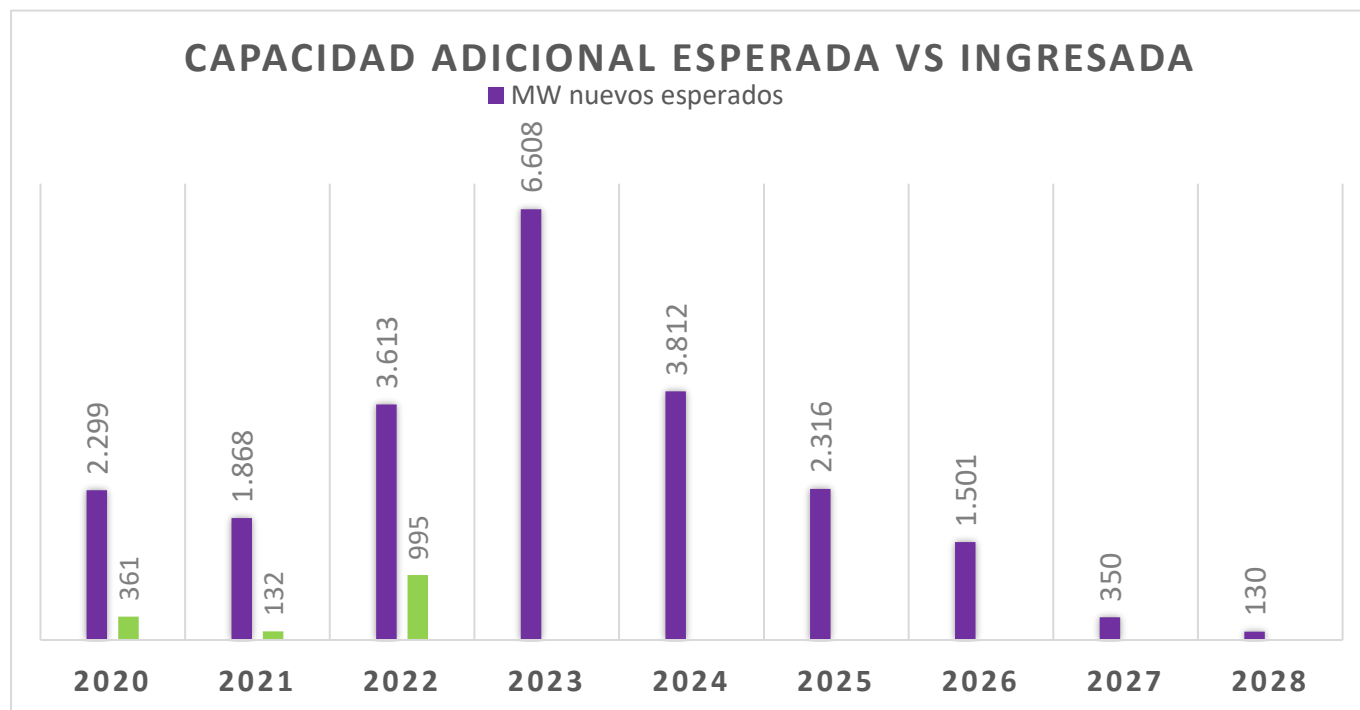


2021: 71,758.8 GWh
2022: 75,590.7 GWh

Las reservas hídricas con corte al 31 de diciembre comparadas con el año anterior presentaron un crecimiento de 8.06%. Respecto a los aportes hídricos, 2022 fue un año con altos aportes 5.34% más que en 2021.

Balance 2022

Proyectos de generación

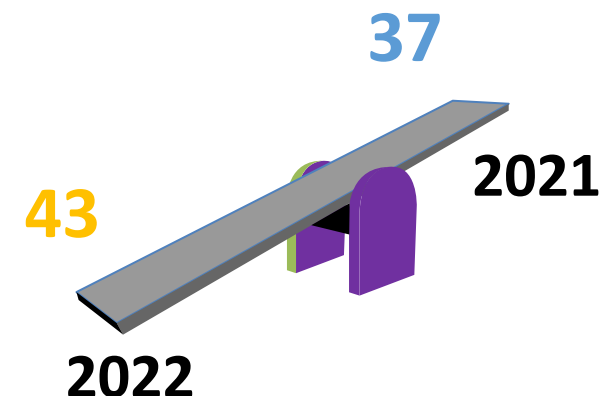


En los últimos 3 años ingresaron 1488 MW nuevos al Sistema. En 2022 ingresó el 28% de la nueva capacidad esperada. De acuerdo con los proyectos de generación que a la fecha tienen concepto y han cumplido con lo definido en la Resolución CREG 075 de 2021, se espera que 6.608 MW ingresen nuevos al SIN en 2023.

Balance 2022

Proyectos de transmisión

Proyectos	2021	2022
Convocatorias STN	3	4
Otros STN	5	3
Convocatorias STR	0	0
Proyectos STR	5	23
Transformadores conectados al STR	24	13



Aumento activos de transmisión



km de líneas

2021

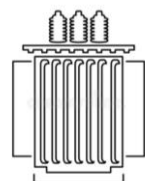
28,841.14

2022

29,537.29

Variación Total (%)

2.41 %



Capacidad de
transformación
MVA

70,202

72,587

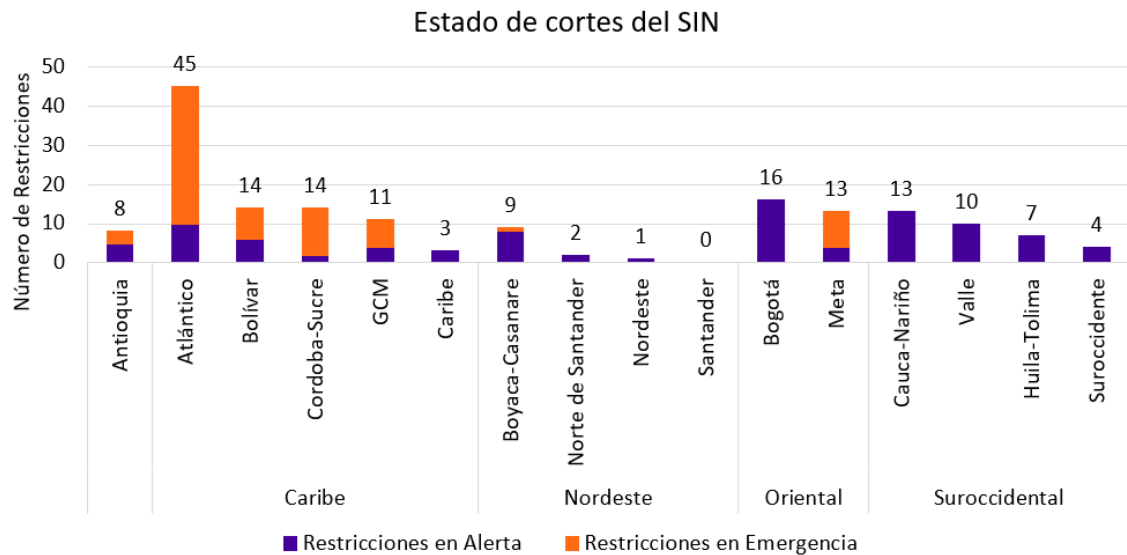
Variación Total (%)

3.39%

Balance 2022

Estado restricciones

Enero 2022



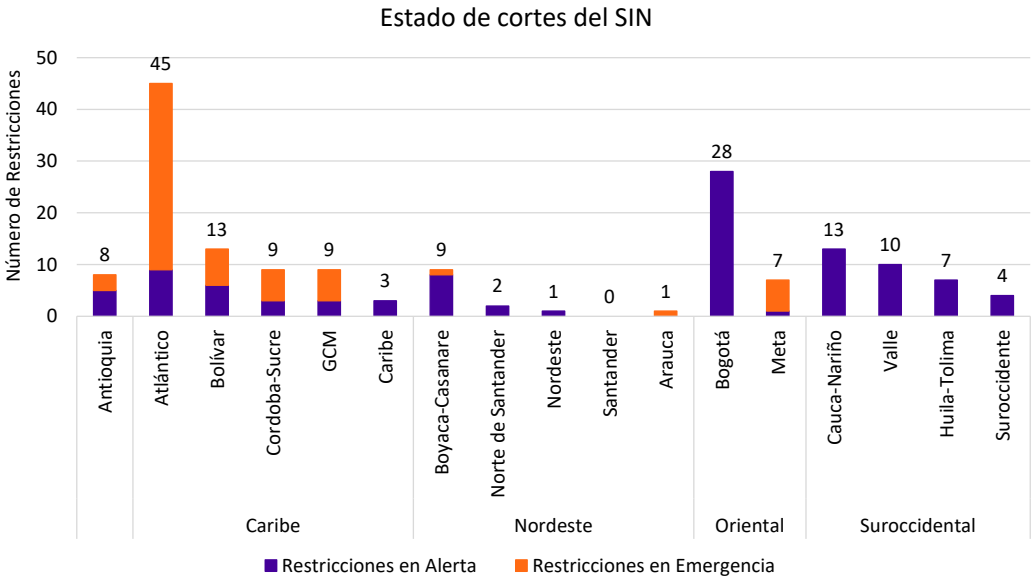
Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

**Corte: Flujo de potencia por un conjunto de elementos para evitar sobrecargas en la red*

170

Cortes en alerta: 95
Cortes en emergencia: 75

Enero 2023



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

169

Cortes en alerta: 103
Cortes en emergencia: 66

El comparativo muestra una leve reducción de las restricciones. Sin embargo, se observa que en el último año aumentan las restricciones (+12) en la subárea Bogotá y disminuyen (-6) en la subárea Meta, Córdoba – Sucre (-5) y Bolívar (-2). Se destaca que el aumento de las restricciones en la subárea Bogotá se debe al aumento de la demanda y reconfiguraciones topológicas del área.

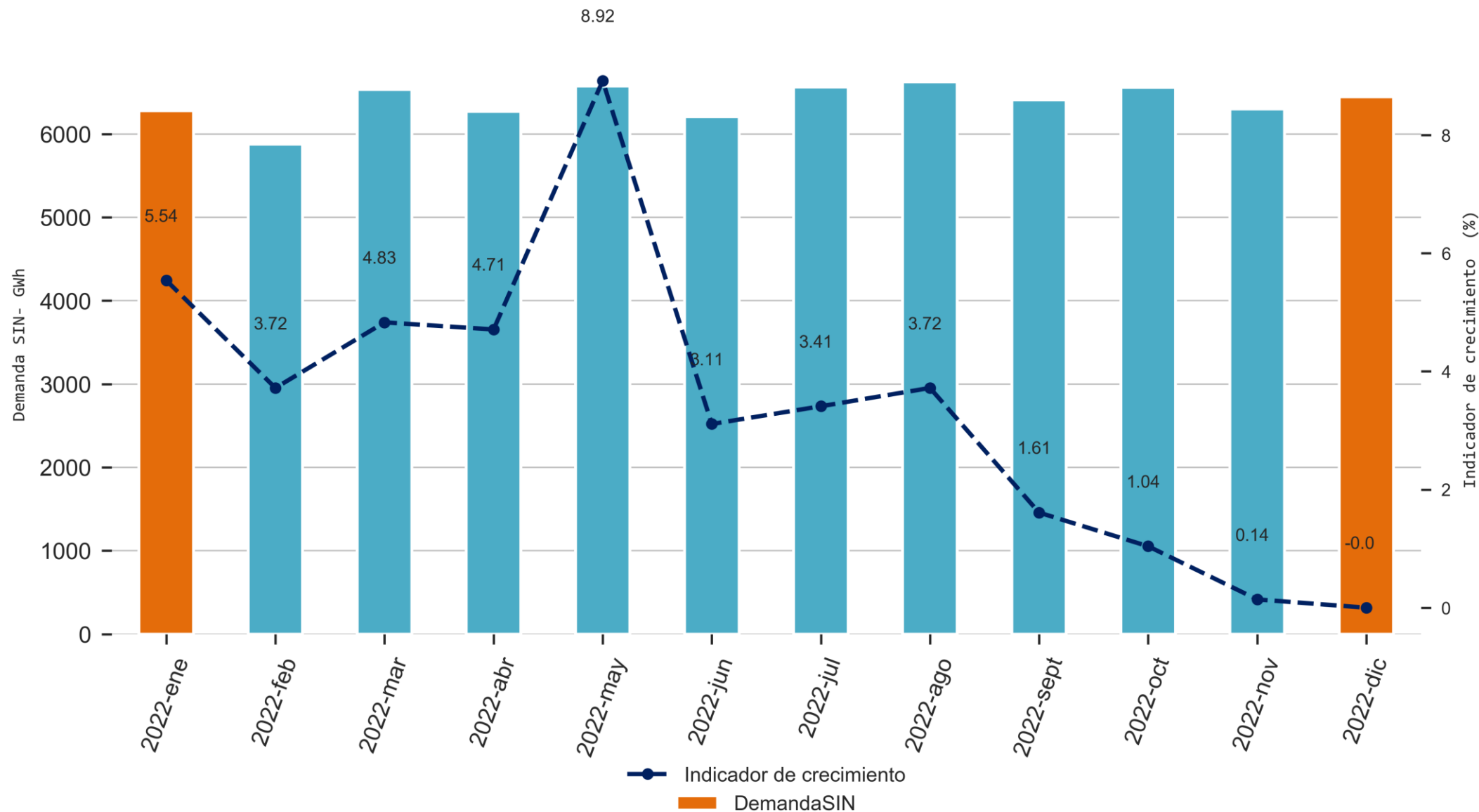
1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones



¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2022-12-31

Información actualizada el 2023-01-06

Crecimiento Demanda del SIN

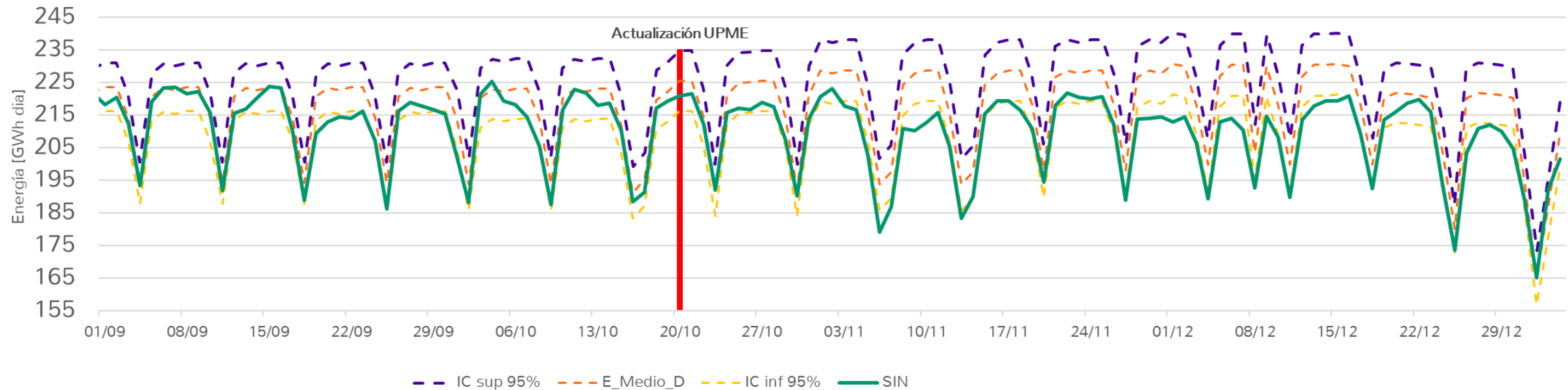


Información hasta el 2022-12-31

Información actualizada el 2023-01-06

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

Escenarios de Energia de la UPME vs Demanda atendida



Con la actualización de los escenarios de la UPME el mes de septiembre cerró con la demanda ubicada un 2% por debajo del escenario medio de la UPME; por otro lado, el mes de octubre cerró con la demanda del SIN un 2.0% por debajo del escenario medio y un 5.9% por debajo del escenario IC superior 95% de la UPME. Además, el mes de noviembre finalizó con una demanda un 4.7% por debajo del escenario medio y un 8.4% por debajo del escenario IC superior 95% de la UPME. Finalmente, la demanda en el mes de diciembre se ubicó un 4.9% y 0.8% por debajo de los escenarios medio e IC inferior 95% de la UPME, y además, en lo que va corrido del mes de enero la demanda se sitúa un 0.5% por debajo del escenario medio y un 4.7% por encima del escenario IC inferior 95% de la UPME.

Demanda comercial de energía del SIN - diciembre 2022

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	4.73%	-0.12%

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	-0.31%	1.61%

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
CALDAS	CHEC (CHCD)	2.0%	-2.33%
CARTAGO	EEP (EPPD)	0.79%	1.1%
PEREIRA	EEP (EPPD)	5.14%	1.56%
QUINDIO	EDEQ (EDQD)	4.41%	1.1%

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	-0.08%	-0.91%
TULUA	CETSA (CETD)	0.83%	-5.22%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	0.88%	-1.52%

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	13.32%	9.96%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	1.38%	0.95%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	1.73%	2.25%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	-3.45%	84.33%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	1.36%	4.67%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	0.25%	-27.22%

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
CARIBE MAR	CARIBEMAR (CMMD)	11.74%	-2.17%
CARIBE SOL	AIR(CSSD)	2.2%	-3.41%

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
ARAUCA	ENELAR (ENID)	33.06%	6.61%
BOYACA	EBSA (EBSA)	-0.79%	35.03%
BOYACA	EMSA (EMSD)	-0.79%	35.03%
BOYACA	ENERCA (CASD)	-0.79%	35.03%
CASANARE	ENERCA (CASD)	8.47%	-18.75%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	4.2%	-0.51%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	6.97%	-28.15%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	3.06%	0.18%

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL (ENDD)	3.82%	-0.36%
META	EMSA (EMSD)	11.61%	-4.71%

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	11.29%	0.1%

MC	COD_OR	2021-12	2022-12
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	14.92%	1.26%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	6.14%	1.14%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	1.6%	-3.34%

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

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

**No considera consumos propios

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

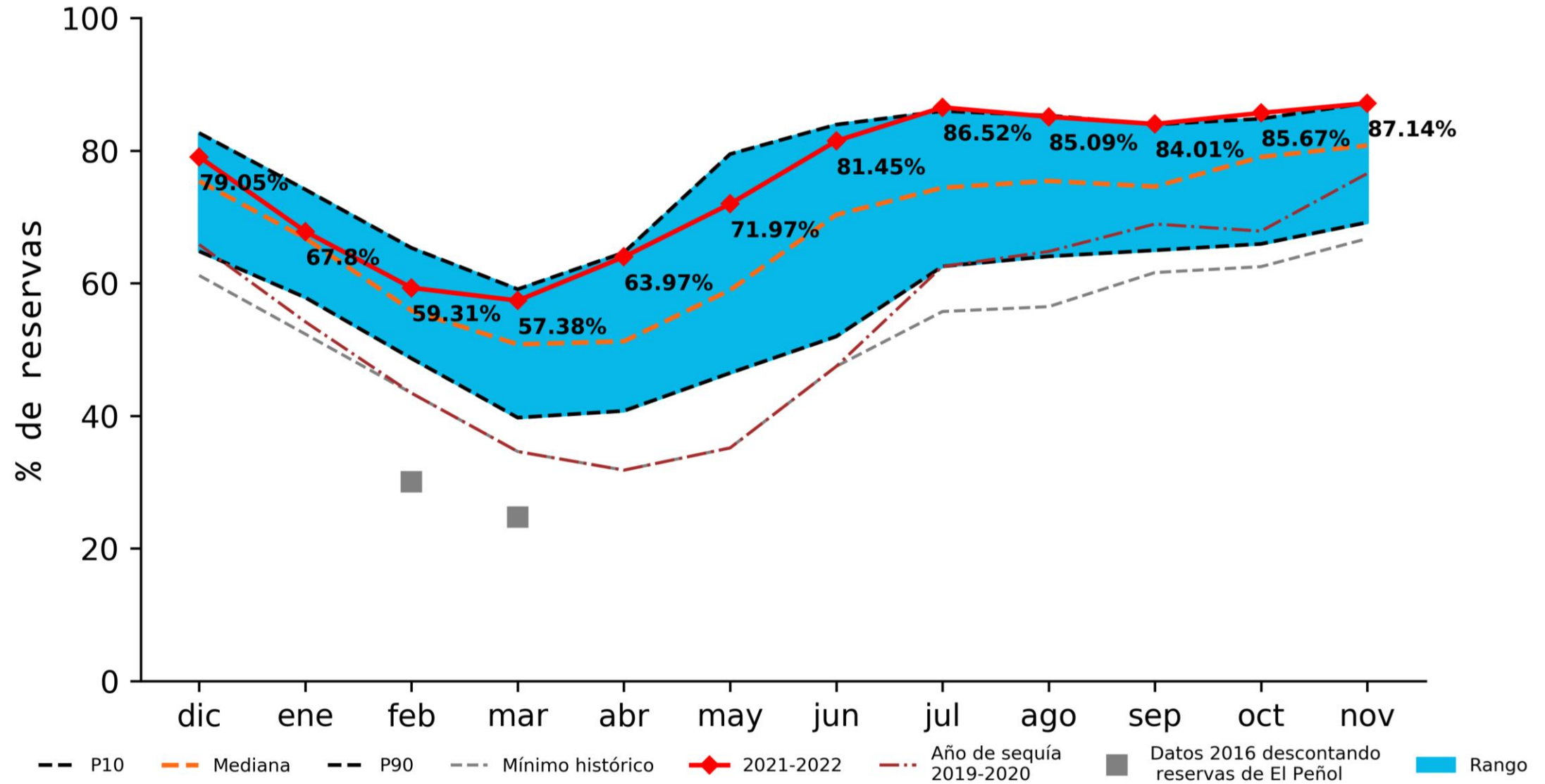
Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-12	Demanda Comercial [GWh] 2022-12	Variación 2021-12	Variación 2022-12
CARIBE	1758.32	1711.45	7.08%	-2.75%
CENTRO	1563.16	1553.84	4.83%	-0.97%
ORIENTE	858.22	937.22	4.91%	9.04%
ANTIOQUIA	884.43	886.51	4.73%	-0.12%
VALLE	585.2	579.84	0.31%	-1.3%
THC	267.97	265.43	4.62%	-1.08%
CQR	265.64	264.95	3.0%	-0.66%
SUR	178.68	182.93	1.94%	2.04%
CHOCO	21.84	22.19	-0.31%	1.61%
GUAVIARE	6.53	6.53	11.29%	0.1%

Información hasta el 2022-12-31

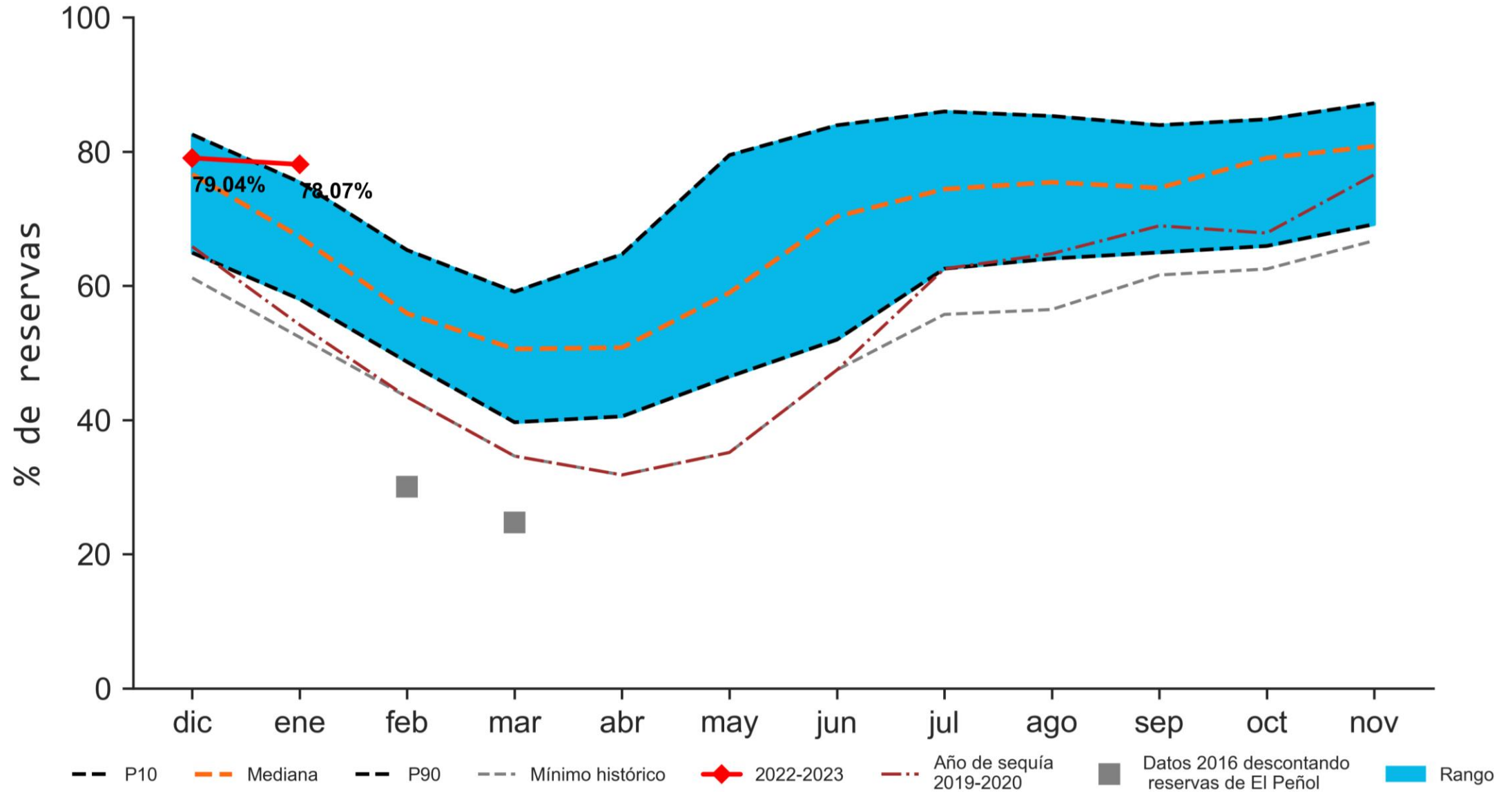
Información actualizada el 2023-01-06

¿Cómo está la situación energética?

Reservas hídricas

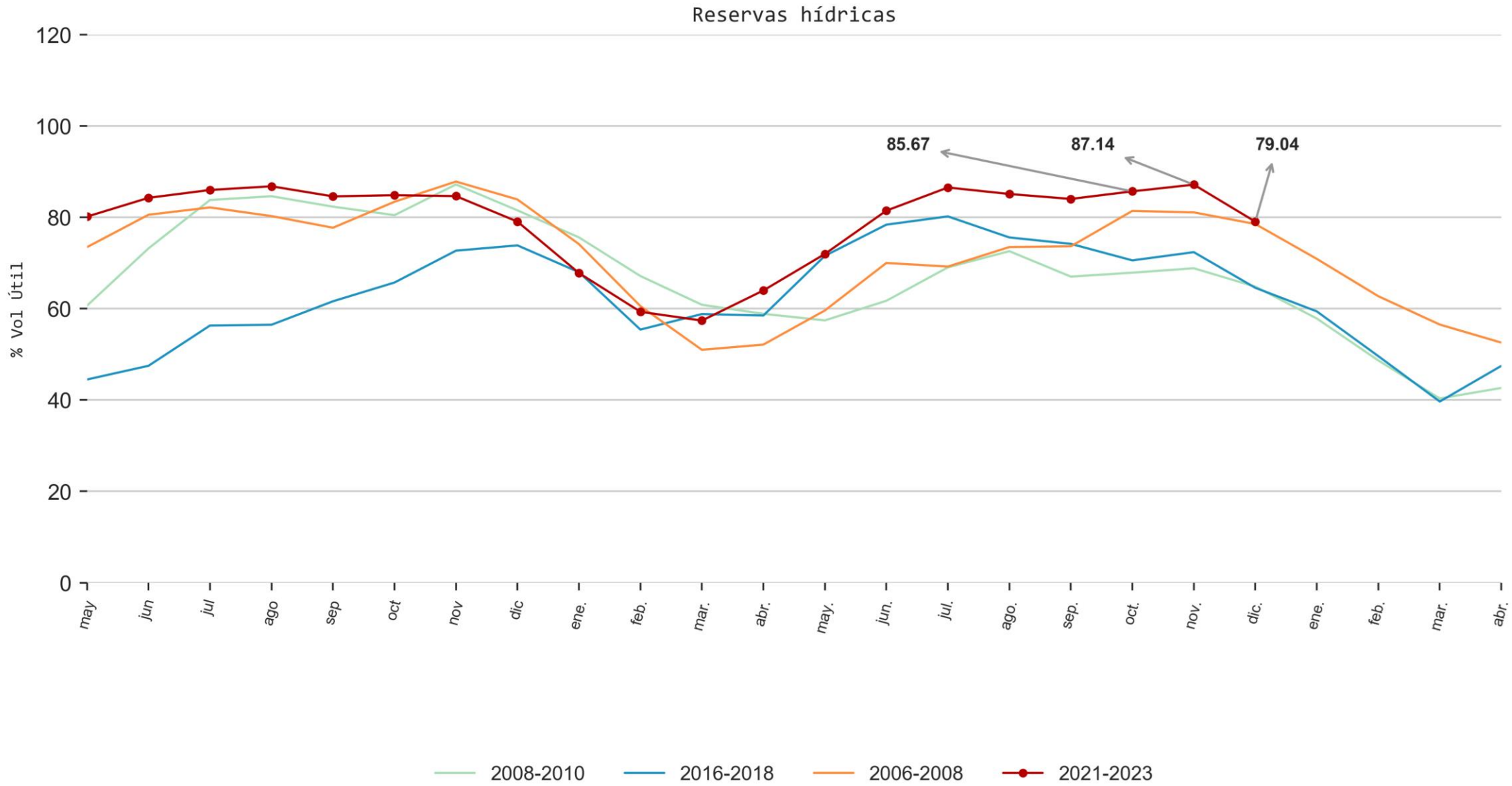


Reservas hídricas



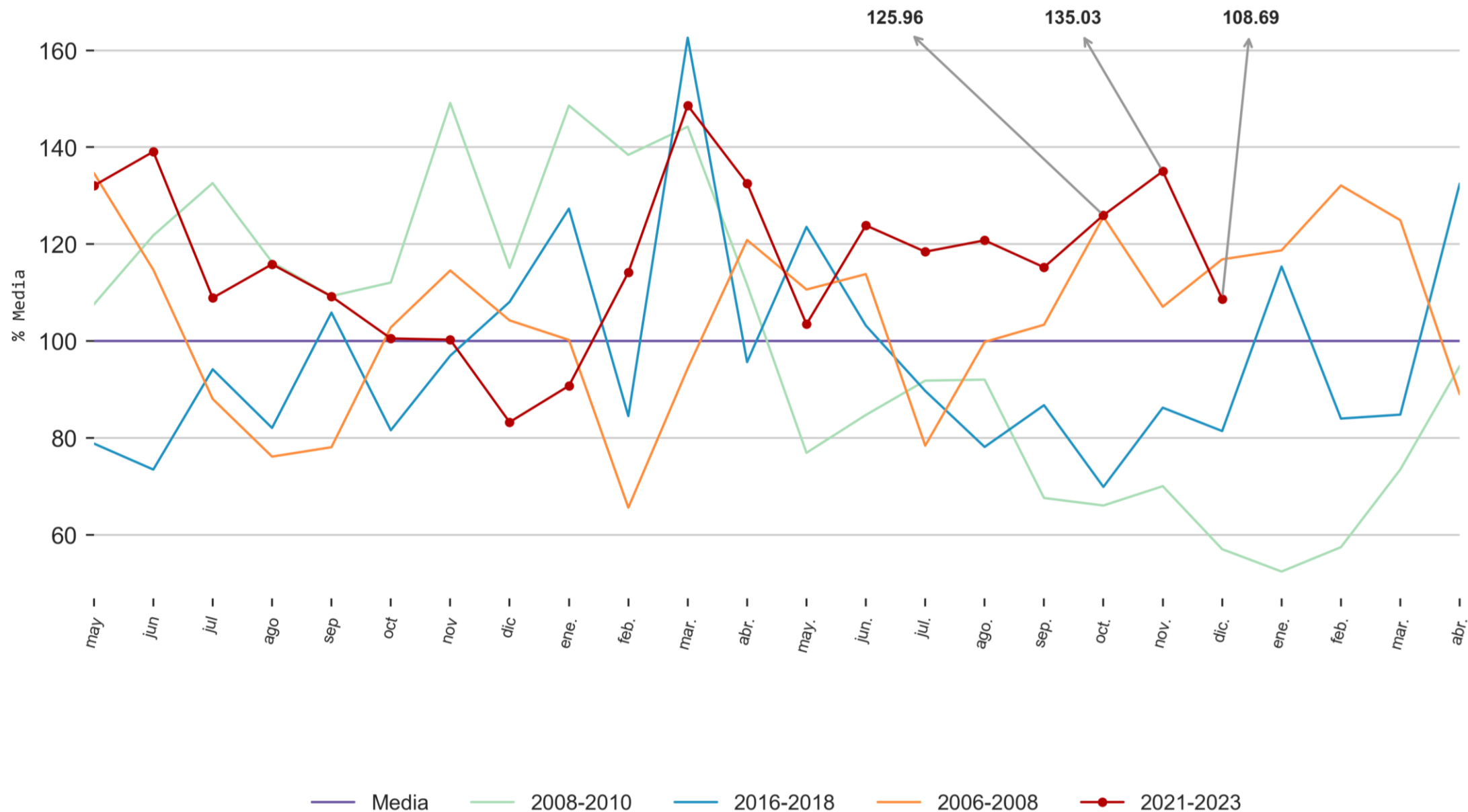
Información hasta el 2023-01-05
Información actualizada el 2023-01-06

ReservasHídricas



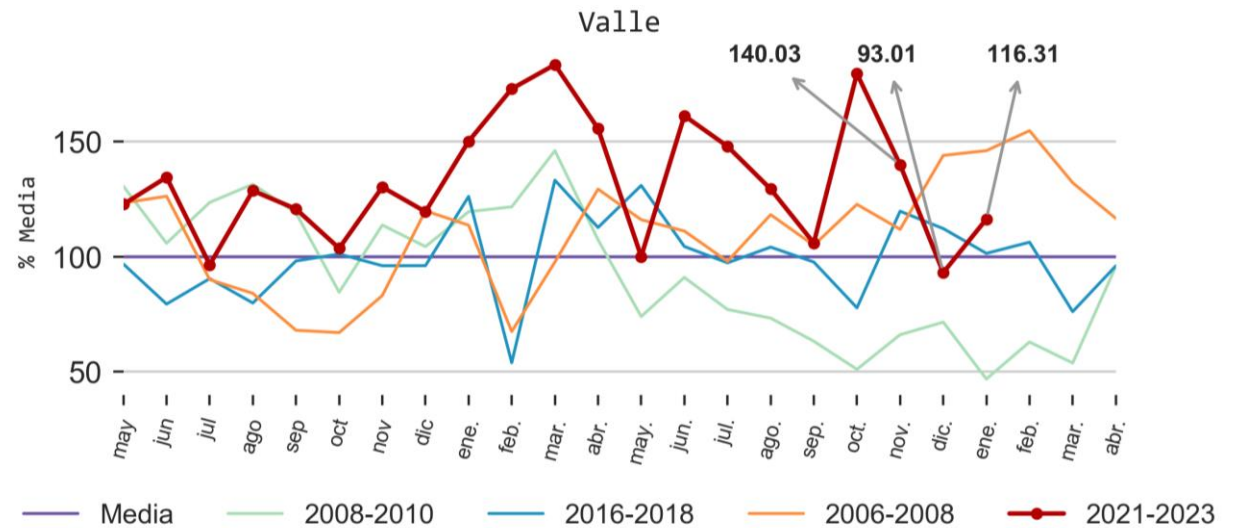
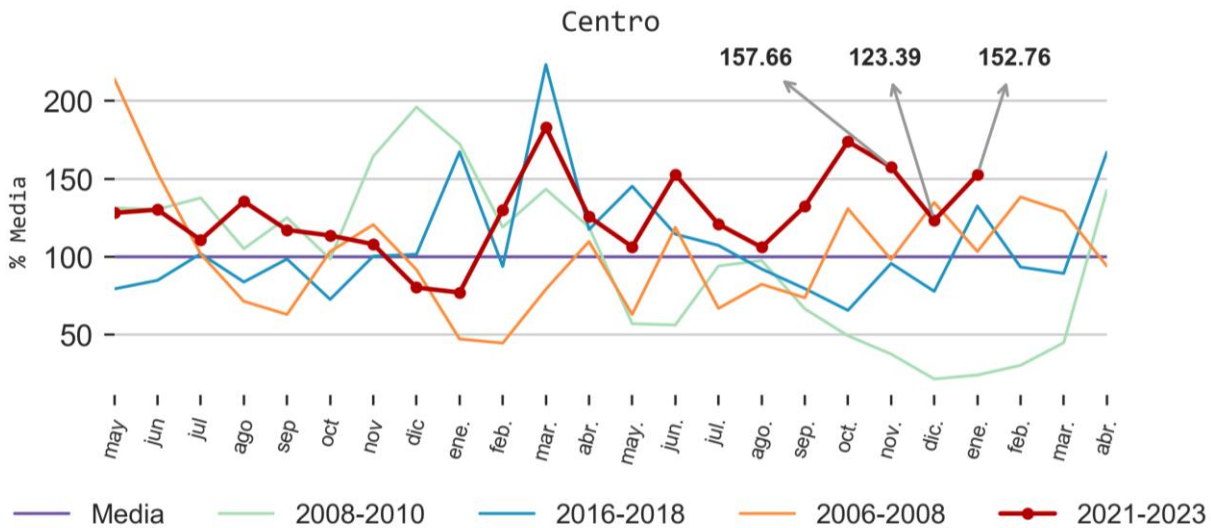
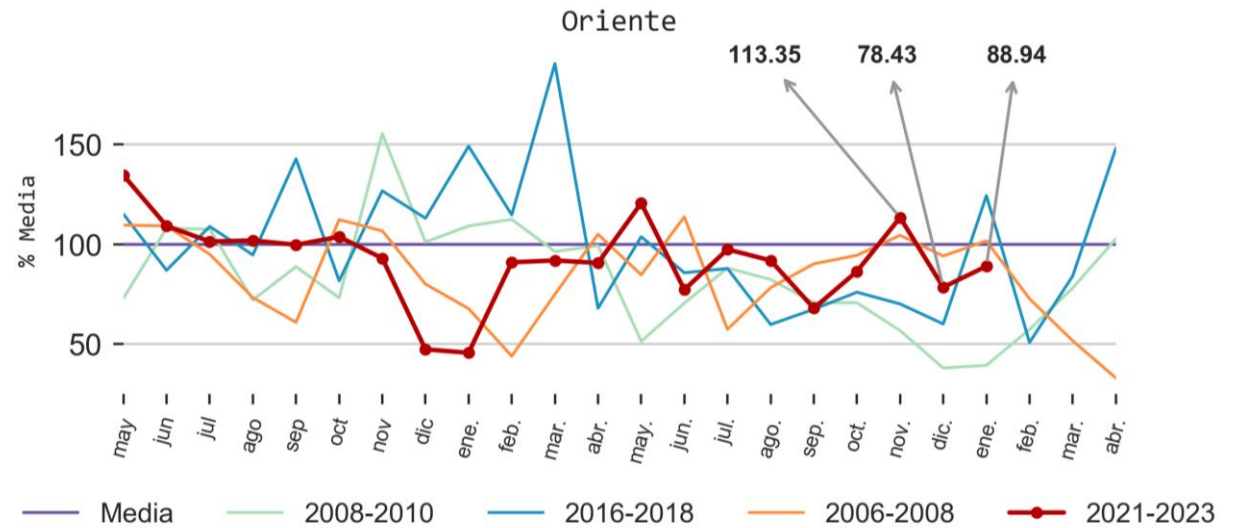
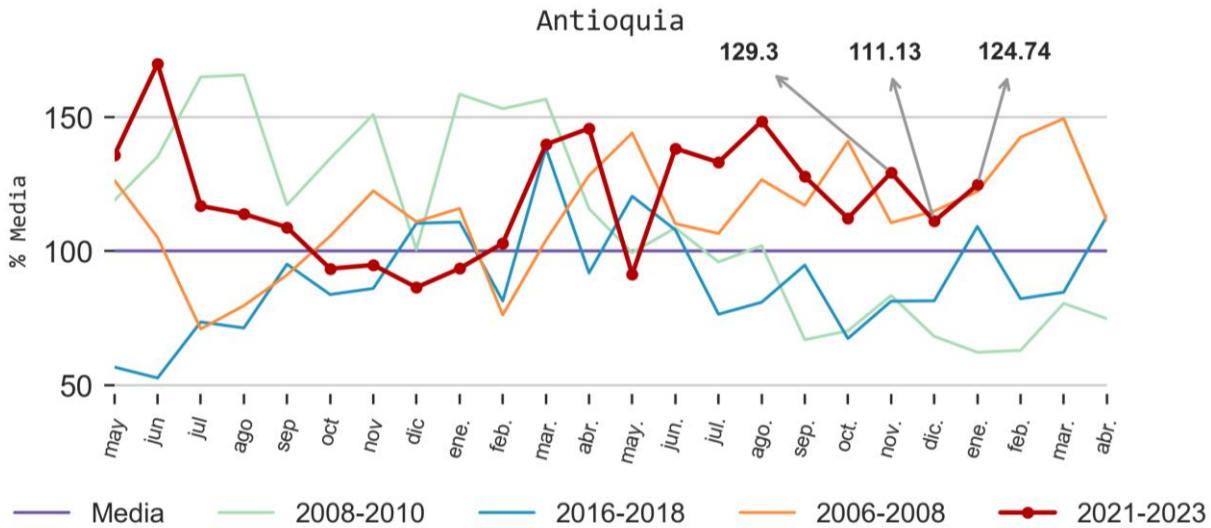
Información hasta el 2022-12-31
Información actualizada el 2023-01-06

Aportes hídricos



Información hasta el 2022-12-31
Información actualizada el 2023-01-06

Aportes por regiones



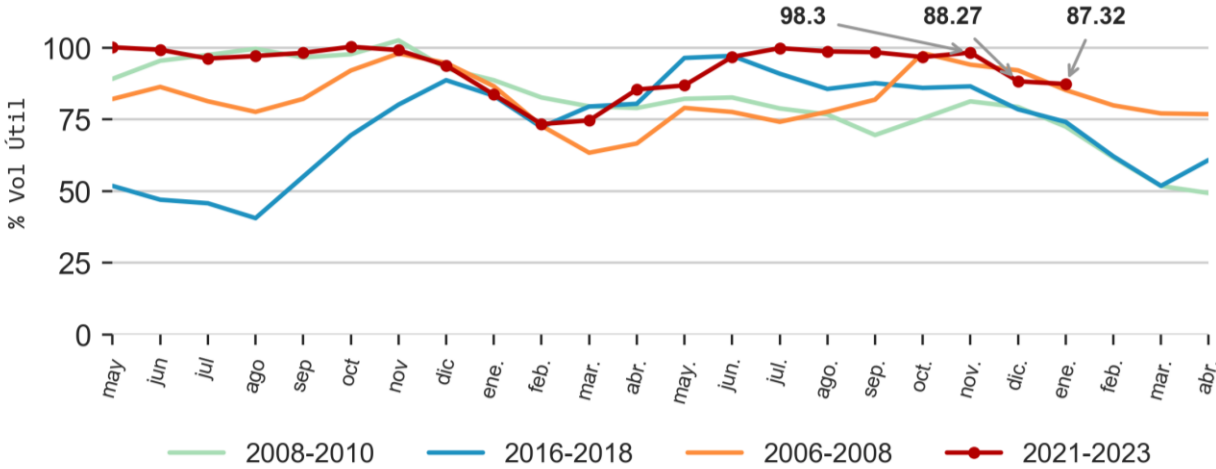
Información hasta el 2023-01-05

Similitud ENSO e hidrología

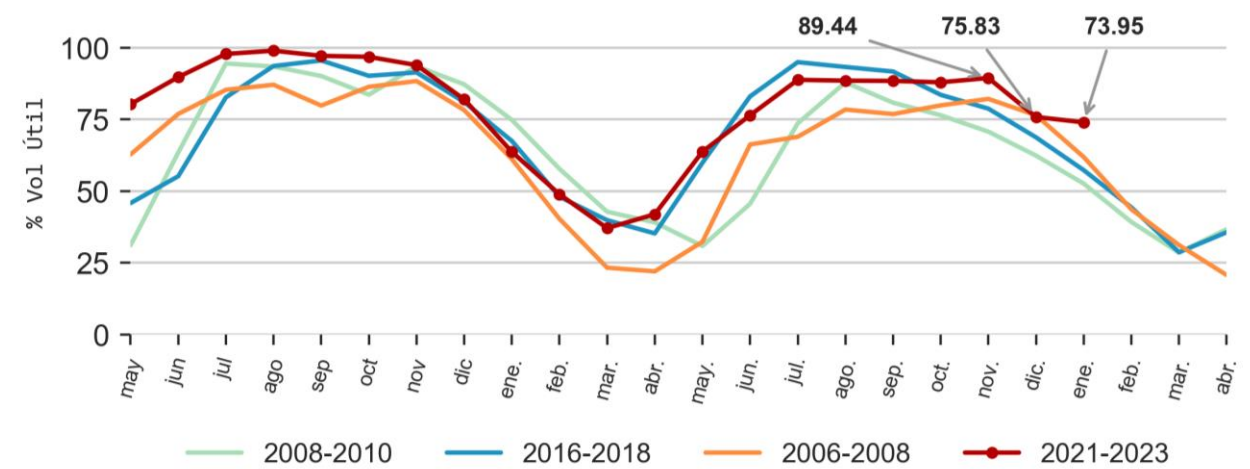
Información actualizada el 2023-01-06

Evolución de reservas por regiones

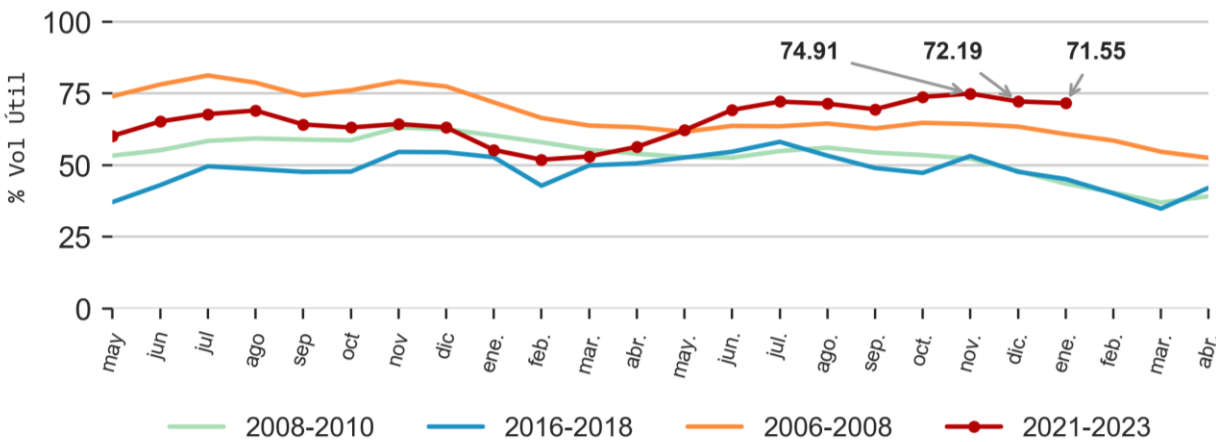
Antioquia



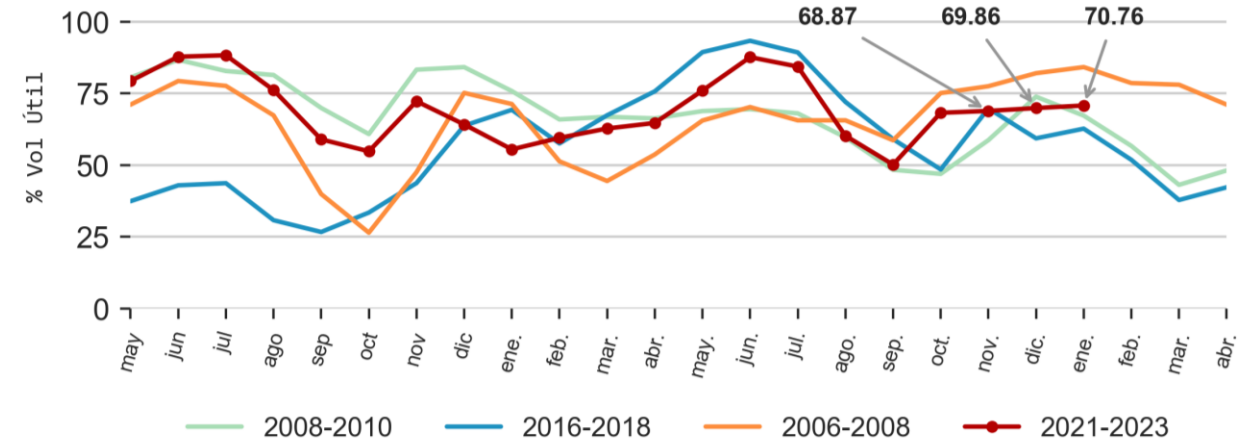
Oriente



Centro



Valle

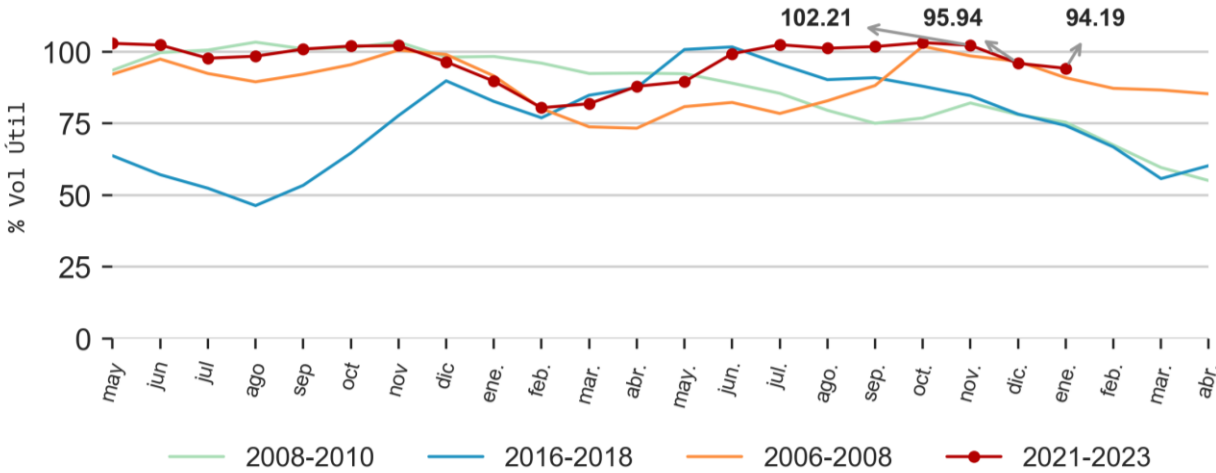


Información hasta el 2023-01-05

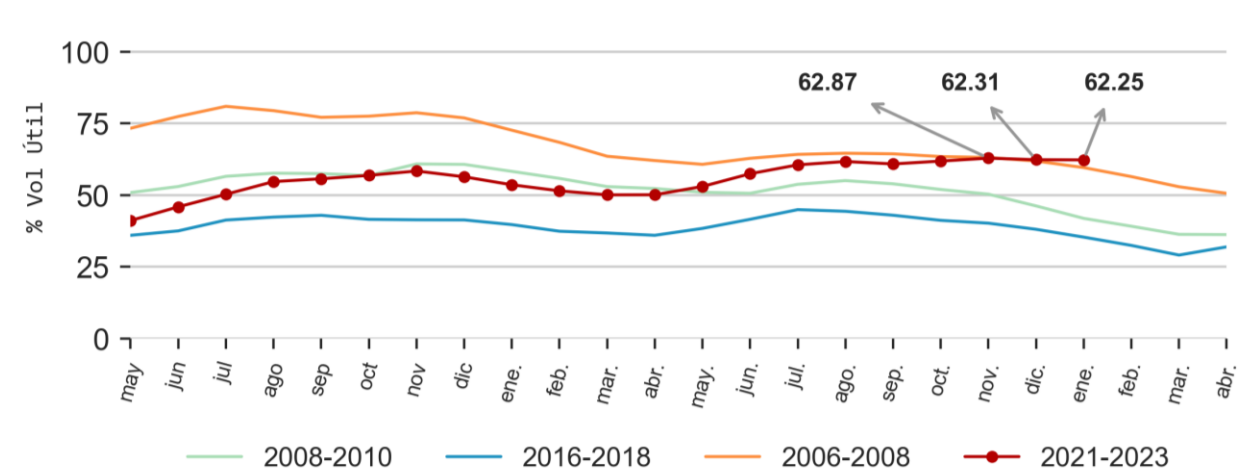
Información actualizada el 2023-01-06

Evolución de principales embalses

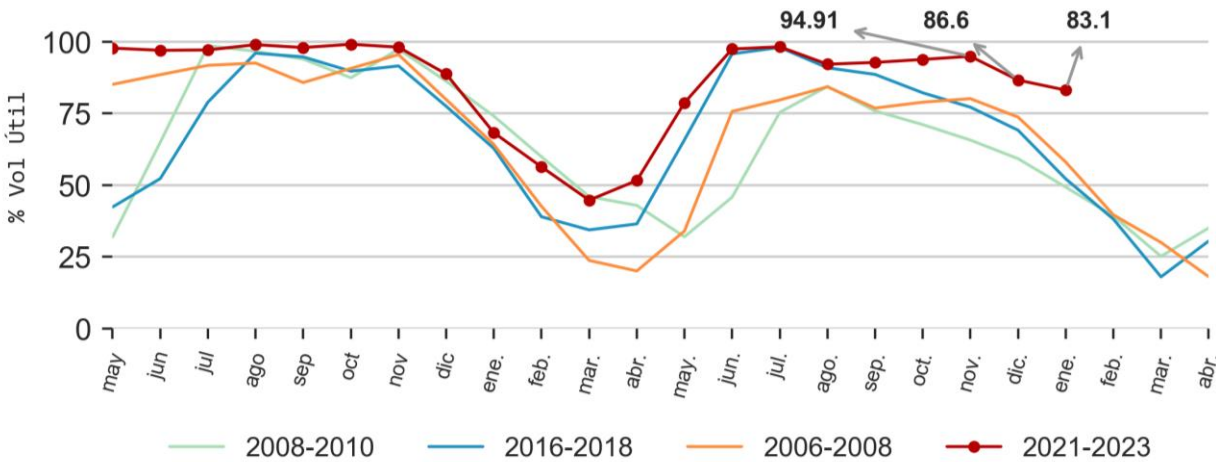
PENOL



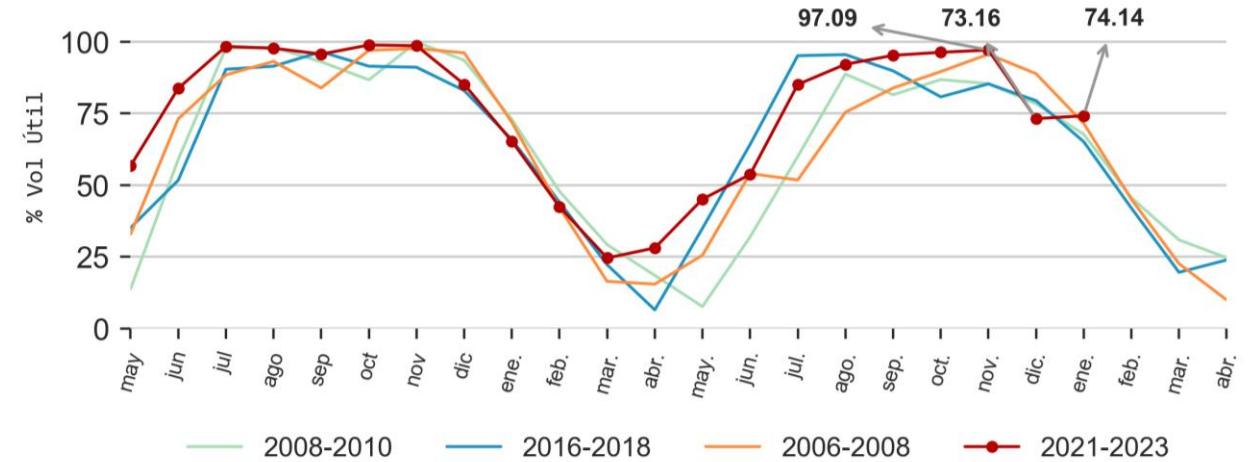
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



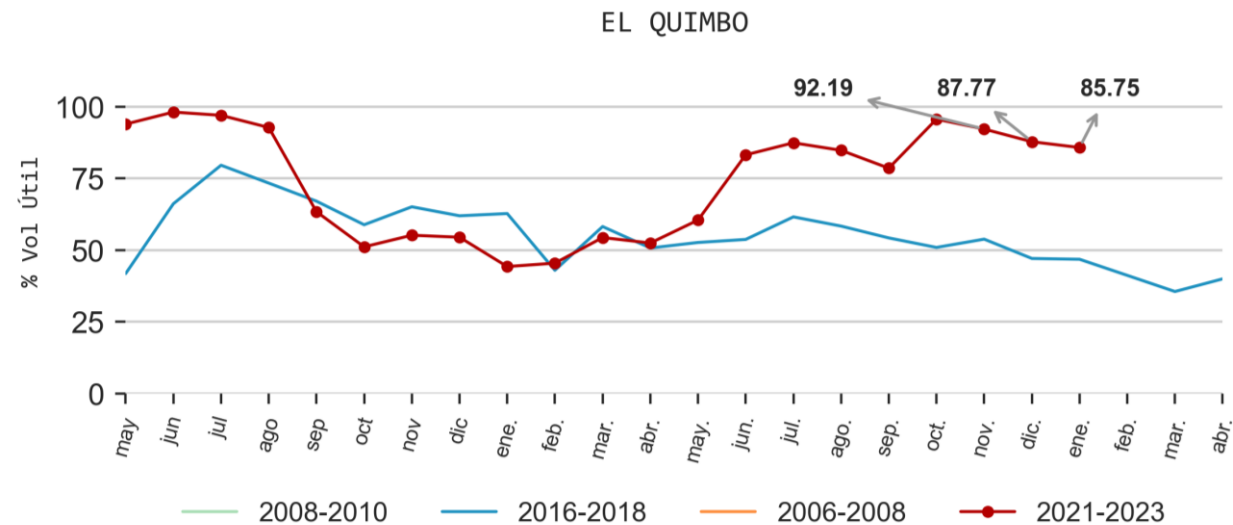
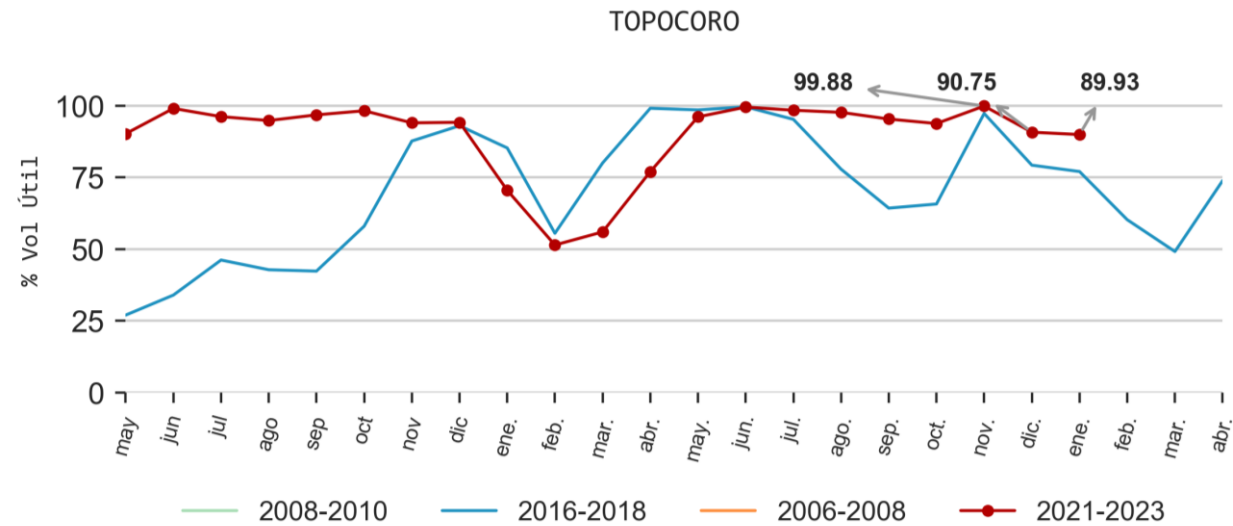
ESMERALDA



Información hasta el 2023-01-05

Información actualizada el 2023-01-06

Evolución de principales embalses

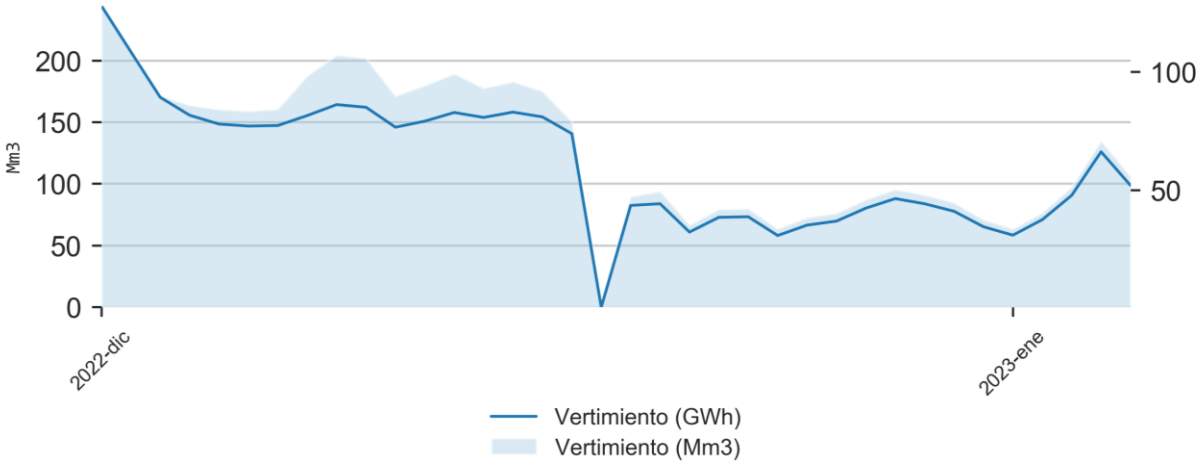


Información hasta el 2023-01-05

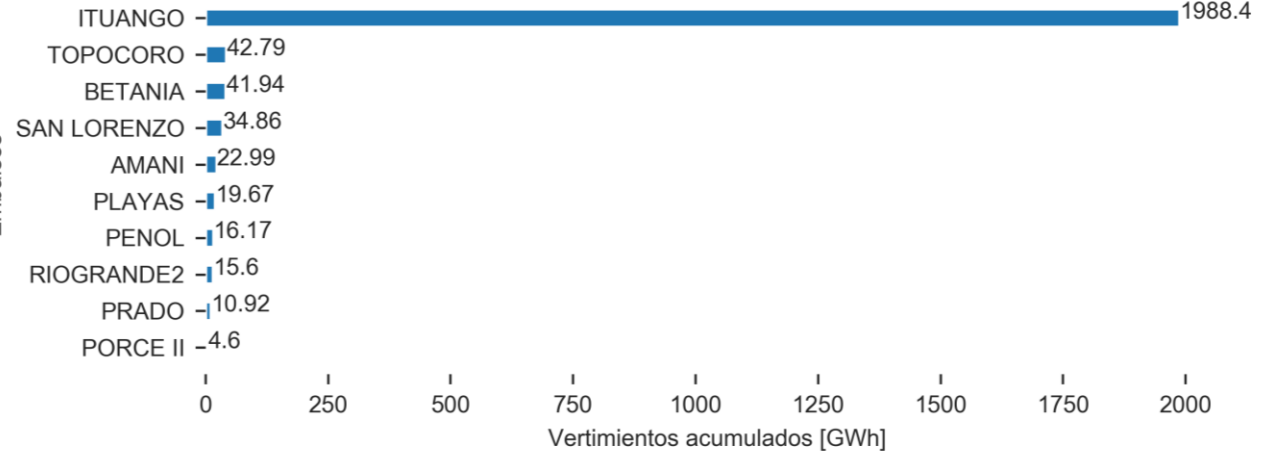
Información actualizada el 2023-01-06

Vertimientos del SIN

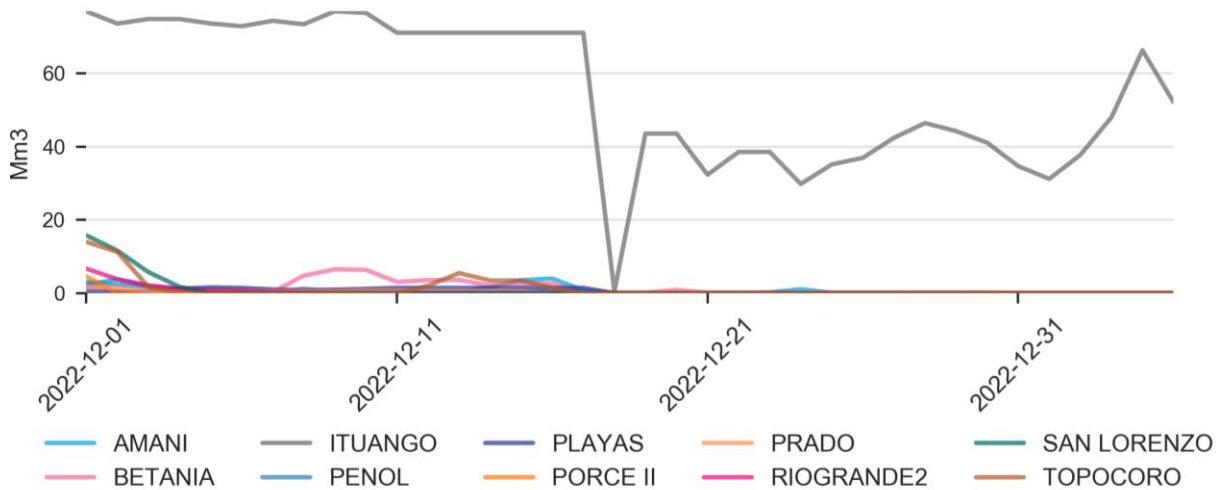
Vertimientos



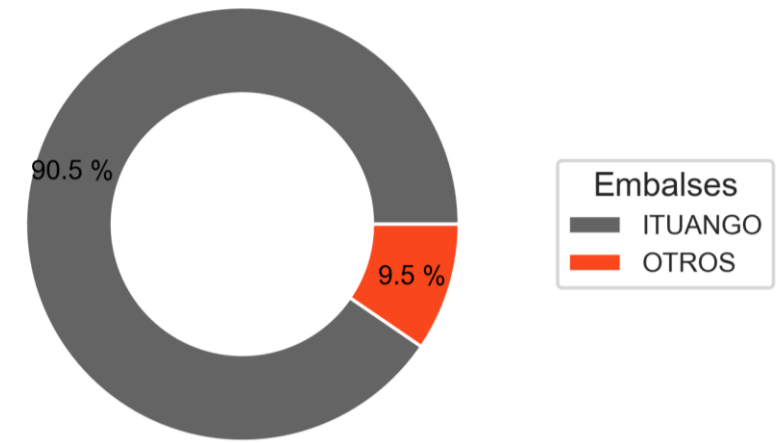
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse

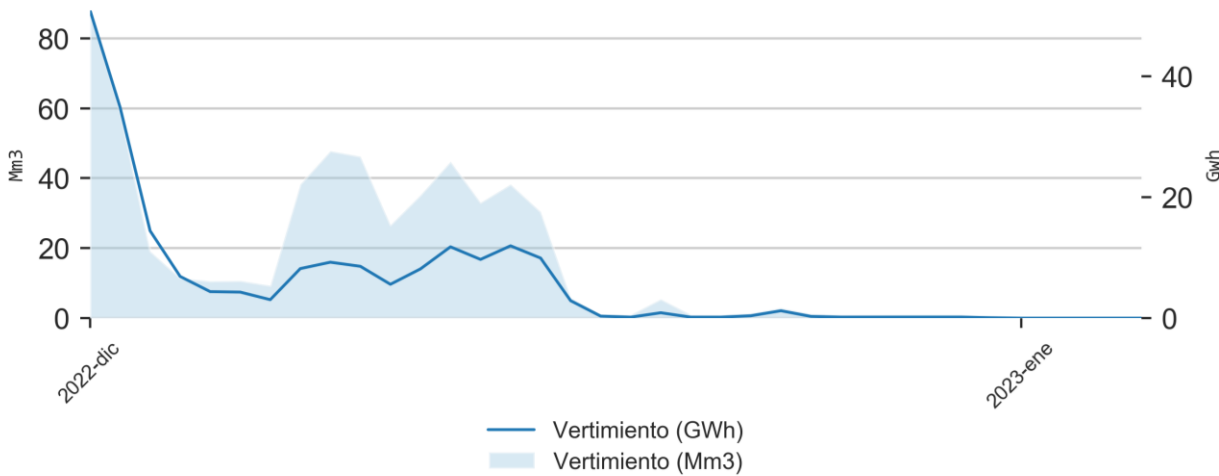


Información hasta el 2023-01-05
Información actualizada el 2023-01-06

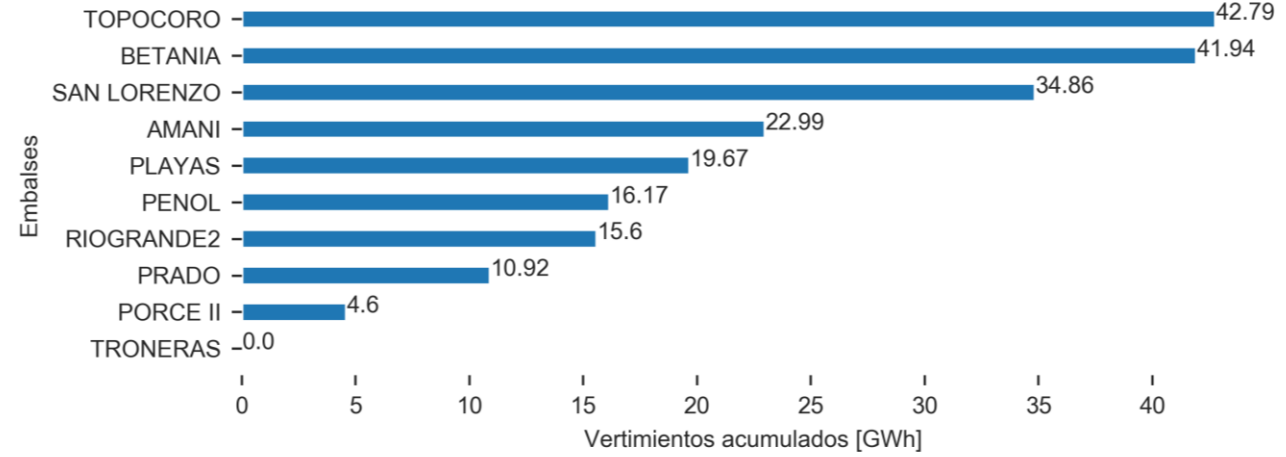
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-12-01 hasta 2023-01-05.
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Vertimientos sin Ituango

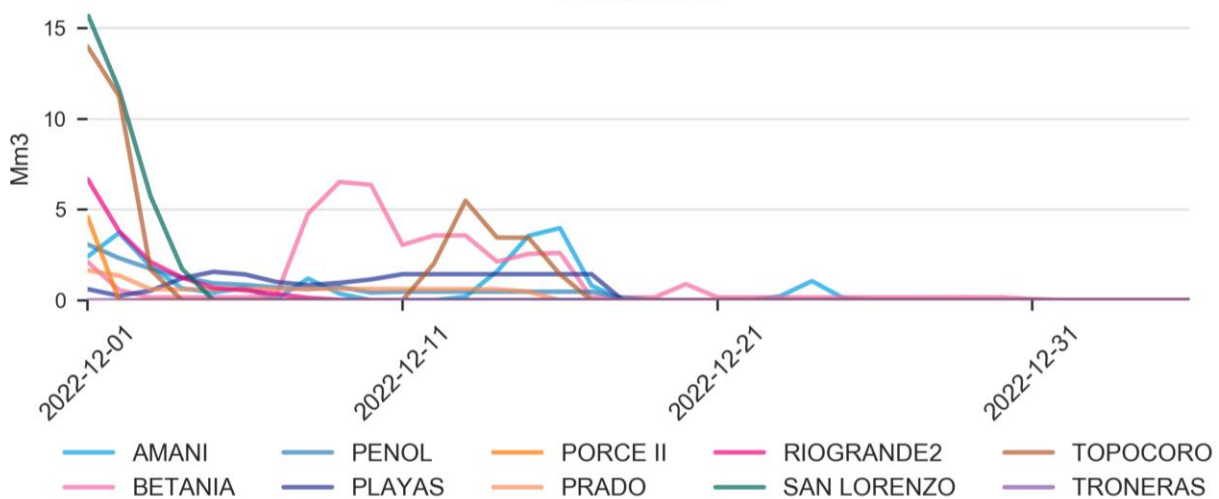
Vertimientos



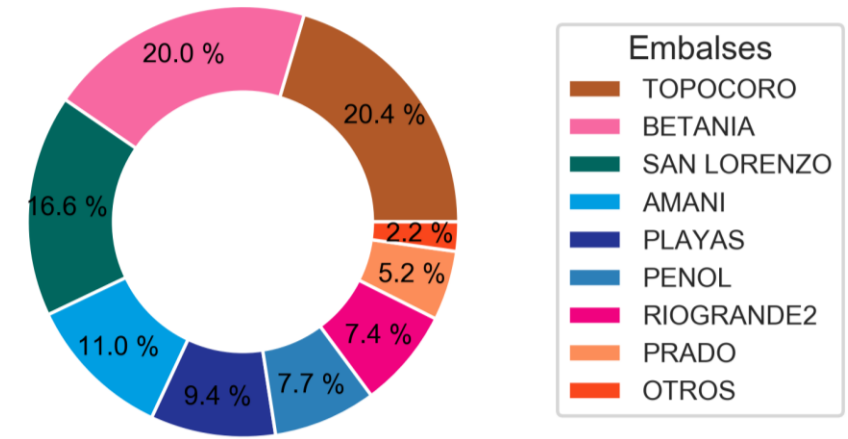
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



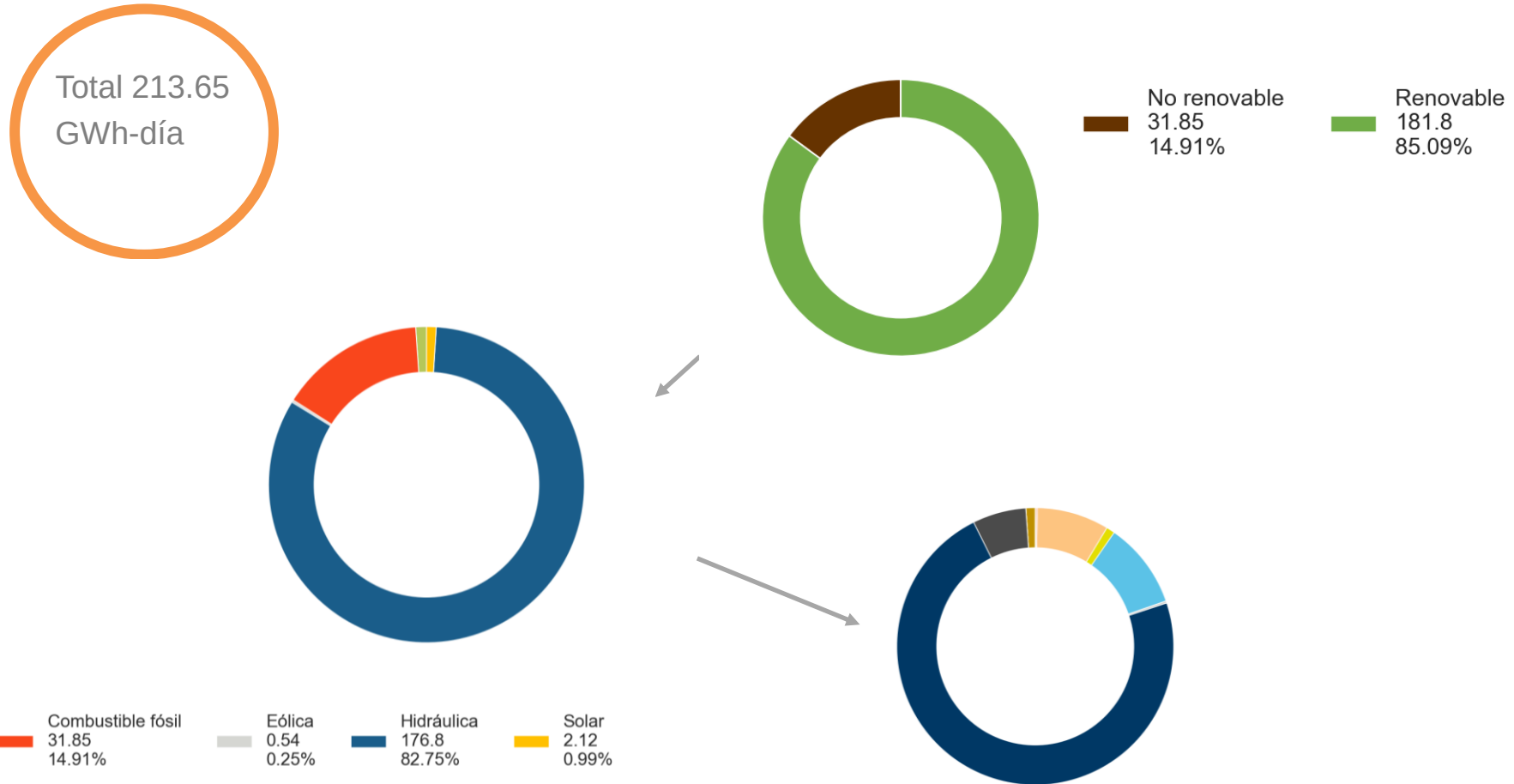
Participación vertimientos por embalse



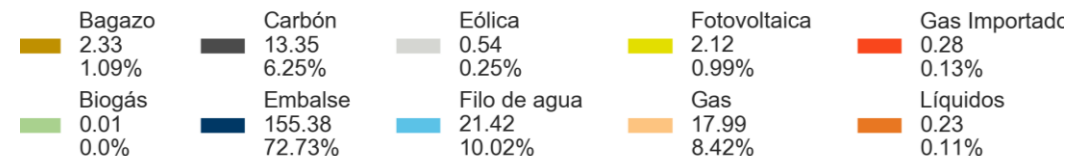
Información hasta el 2023-01-05
Información actualizada el 2023-01-06

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-12-01 hasta 2023-01-05.
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación promedio diaria en GWh-día

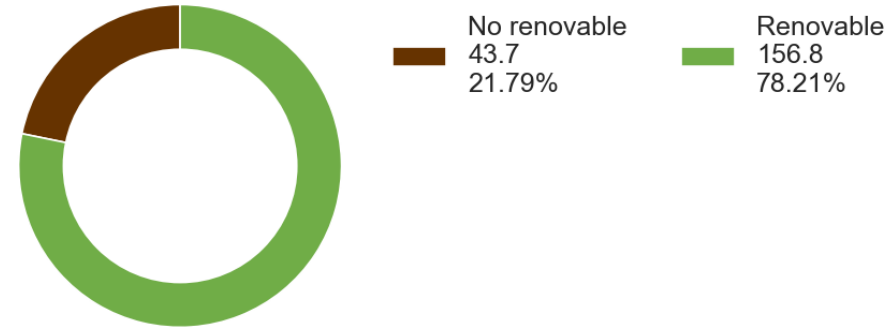


La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-dic.-2022 hasta el 31-dic.-2022

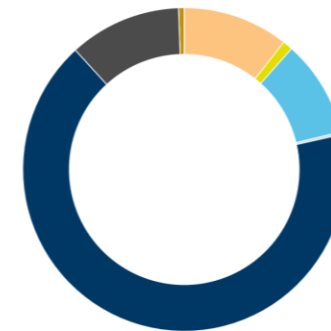


Generación promedio diaria en GWh-día

Total 200.5
GWh-día



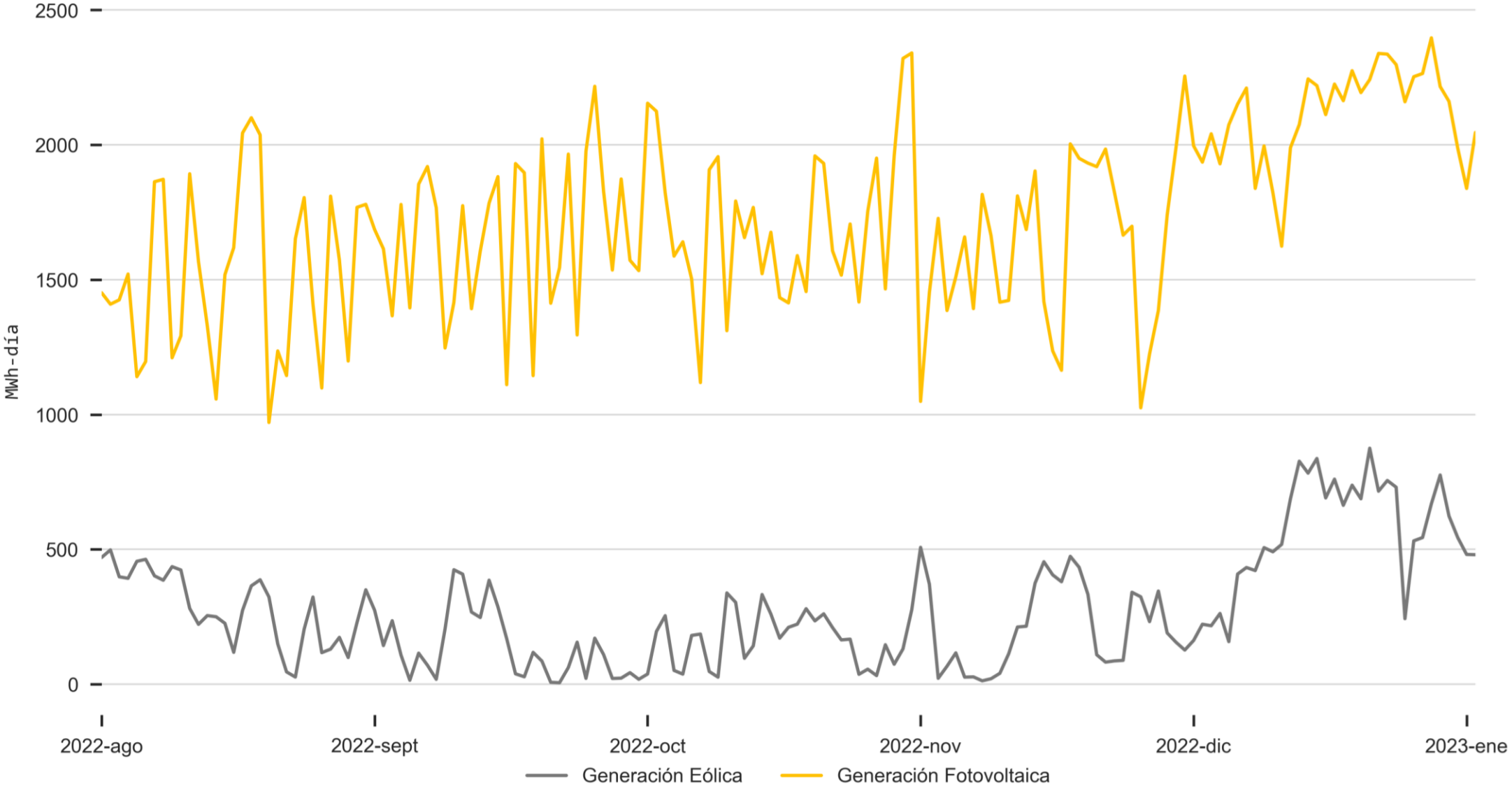
Biomasa 1.13 0.56%
 Combustible fósil 43.7 21.79%
 Eólica 0.53 0.27%
 Hidráulica 153.14 76.38%
 Solar 2.01 1.0%



Bagazo 1.12 0.56%
 Biogás 0.01 0.0%
 Carbón 22.51 11.23%
 Embalse 133.72 66.69%
 Eólica 0.53 0.27%
 Filode agua 19.41 9.68%
 Fotovoltaica 2.01 1.0%
 Gas 21.16 10.55%
 Líquidos 0.03 0.01%

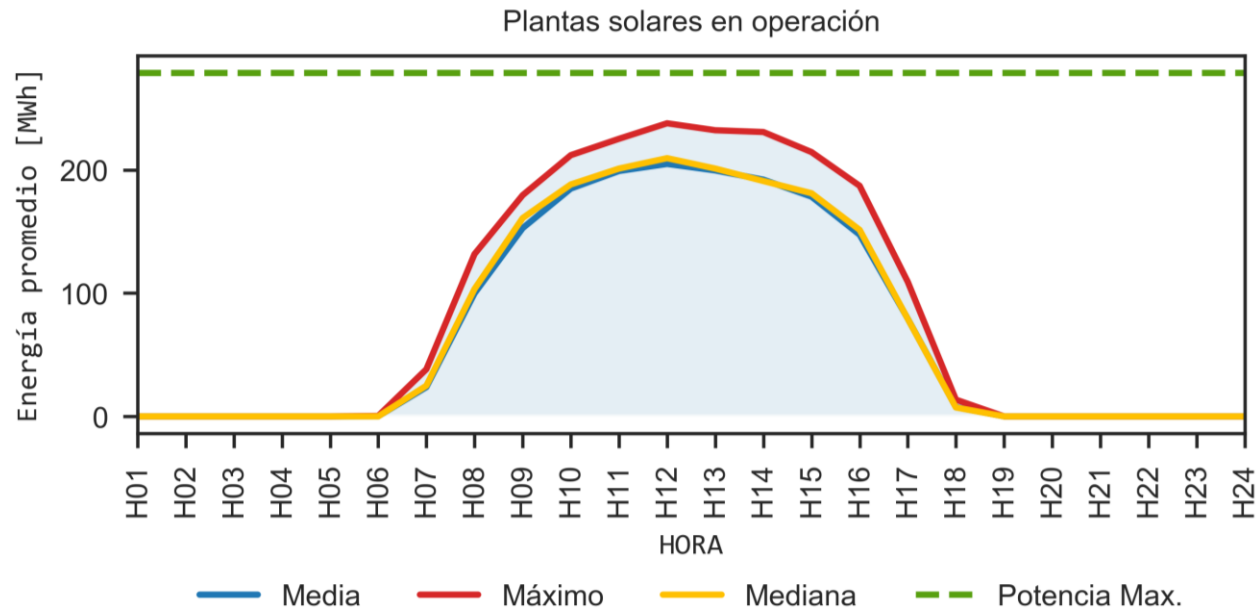
La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-ene.-2023 hasta el 04-ene.-2023

Generación FERNC



Se consideran los recursos de generación en operación y pruebas iniciales

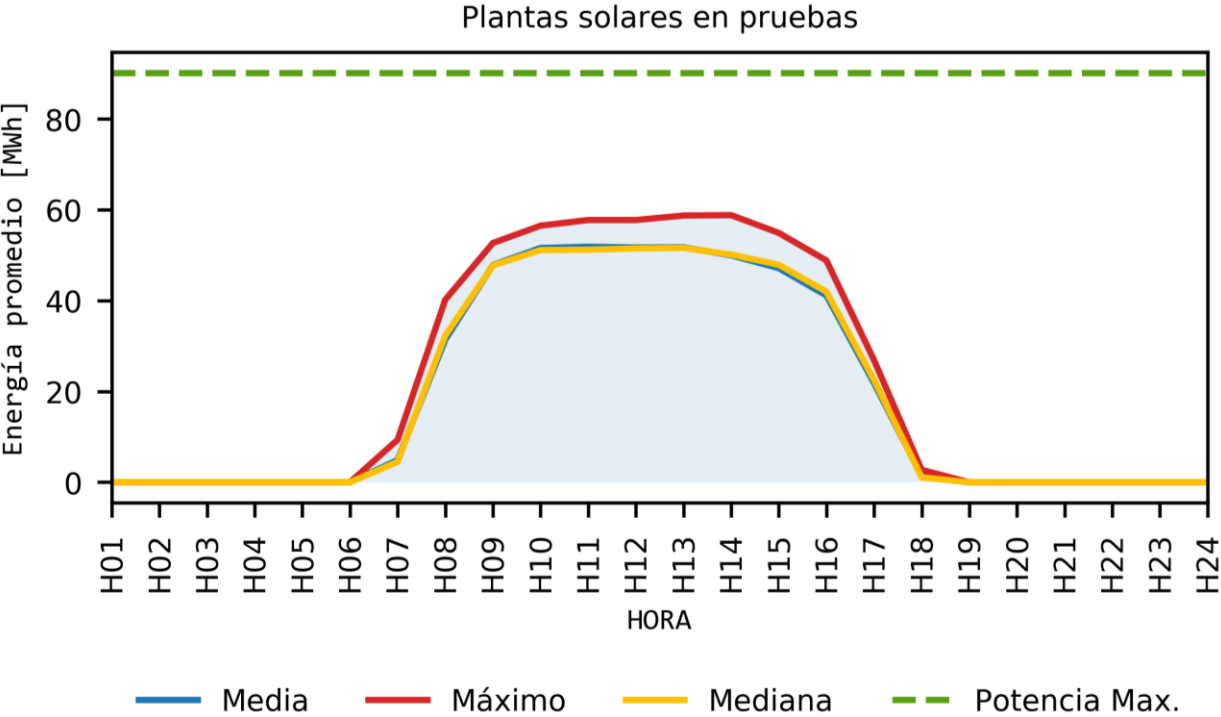
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de diciembre de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	163.28	34.2%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	159.09	33.3%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	158.93	33.3%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	157.73	33.0%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	147.11	34.2%
SINCE	18.5	142.04	32.0%
LA SIERPE	19.9	125.53	26.3%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	75.71	31.9%
CERRITOS	9.9	64.13	27.0%
HELIOS I	16	63.91	16.6%
LA MEDINA	9.9	60.34	25.4%
LOS CABALLEROS	9.9	57.28	24.1%
PETALO DE CORDOBA I	9.9	49.43	20.8%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	47.69	24.7%
MONTELIBANO	9.9	39.13	16.5%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	35.95	15.1%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	27.8	11.7%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	21.57	17.8%
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	4.99	17.84	14.9%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	15.68	6.6%
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3	15.37	21.3%
TERMOTASAJERO DOS SOLAR	4	11.87	12.4%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	10.84	4.6%
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	2.45	7.83	13.3%
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0.3	1.51	20.9%
Total	278.66	1677.58	

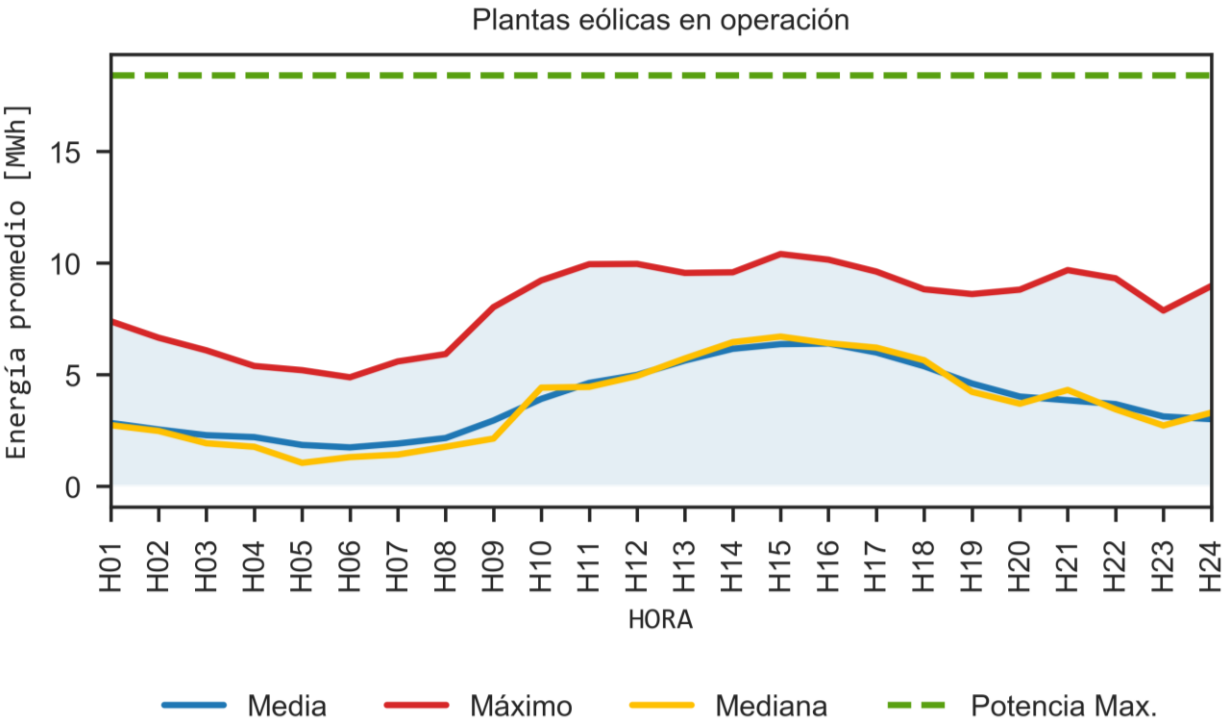
Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
EL PASO	67	446.05
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	11.34
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3	4.99	0.16
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	0
Total	90.19	457.55

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de diciembre de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.

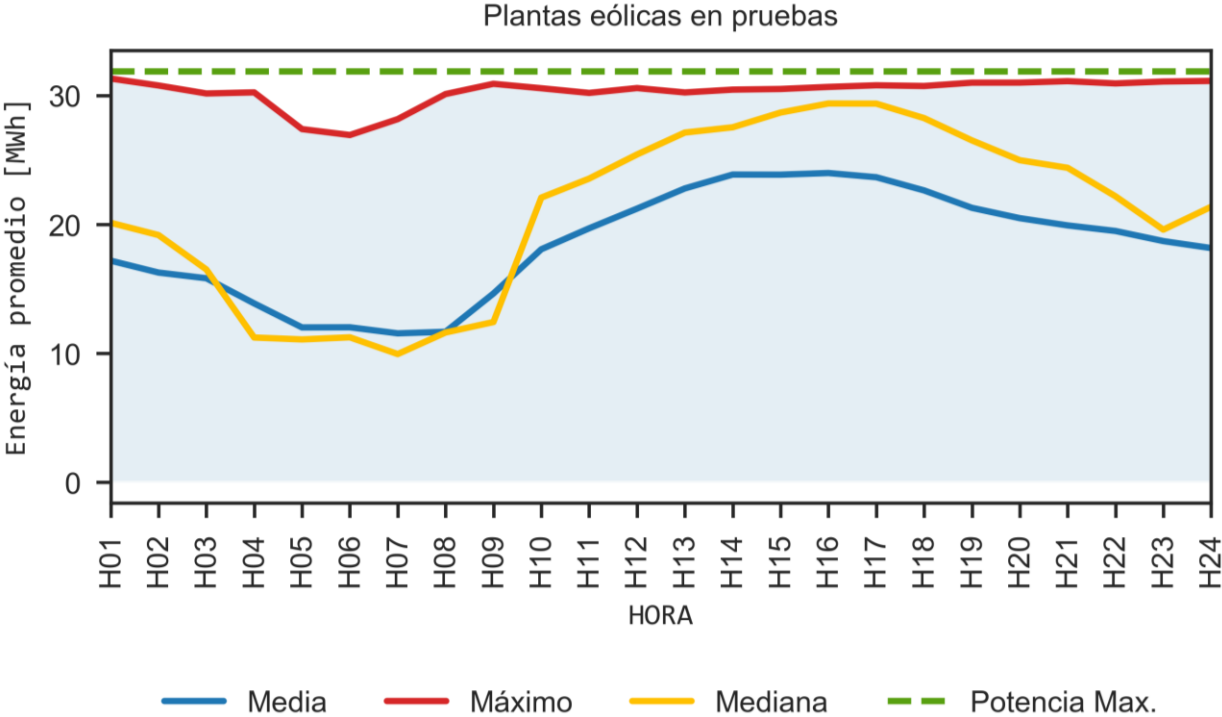
Curva Generación Eólica - Plantas en Operación



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
JEPIRACHI 1 - 15	18.42	92.28	20.9%
Total	18.42	92.28	

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de diciembre de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.

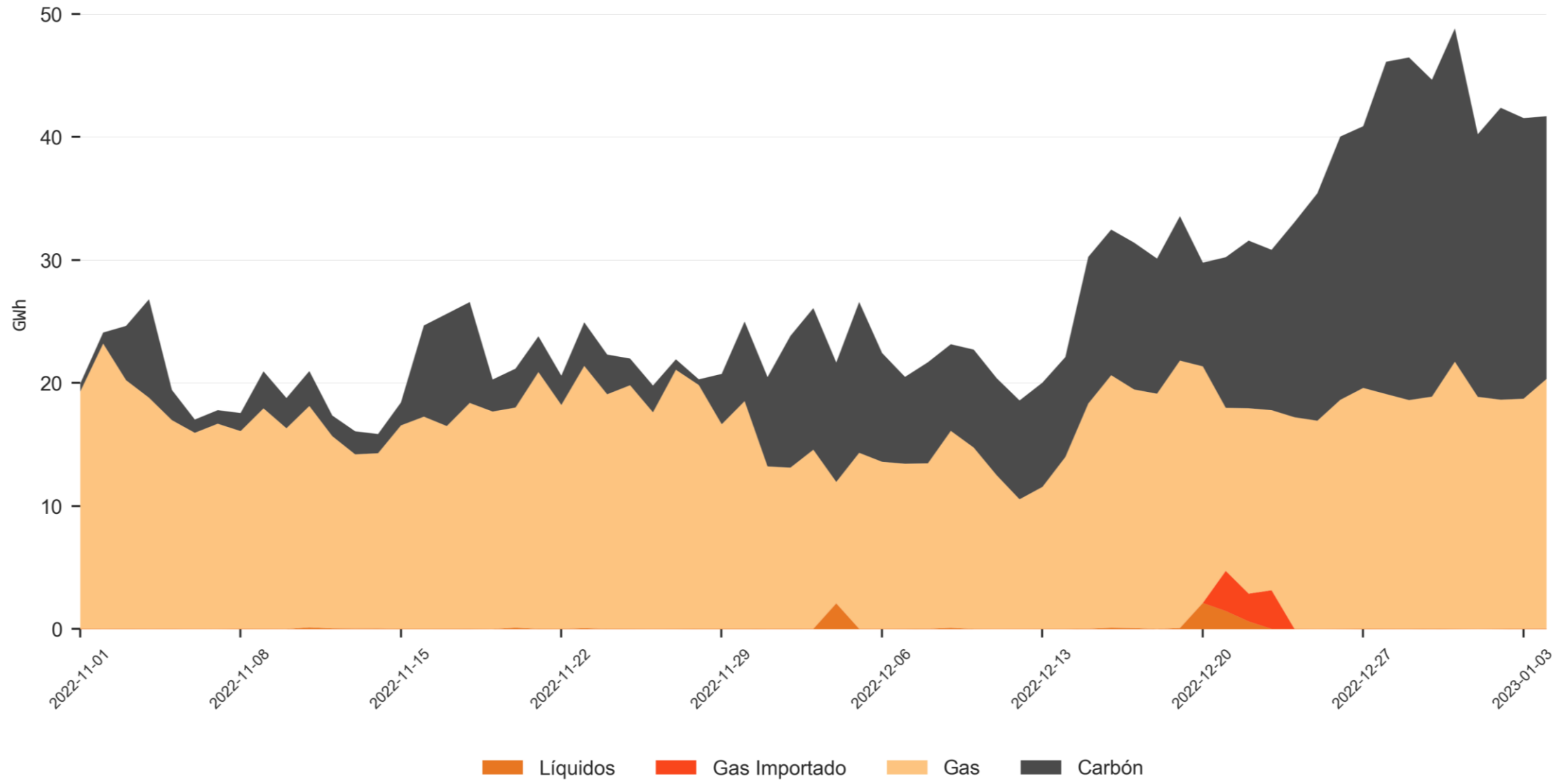
Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	267.47
PARQUE EOLICO WESP01	12	175.5
Total	31.9	442.97

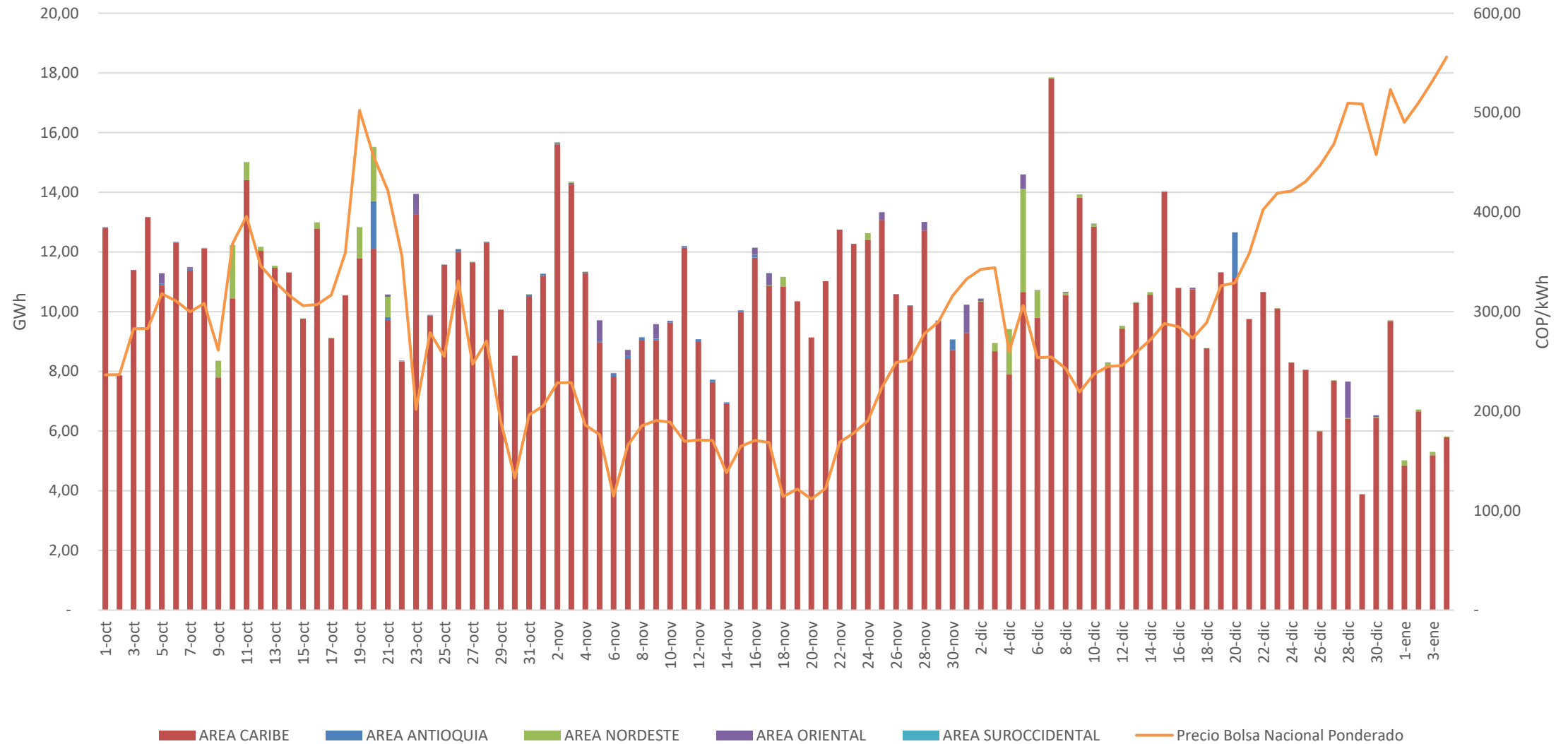
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de diciembre de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente

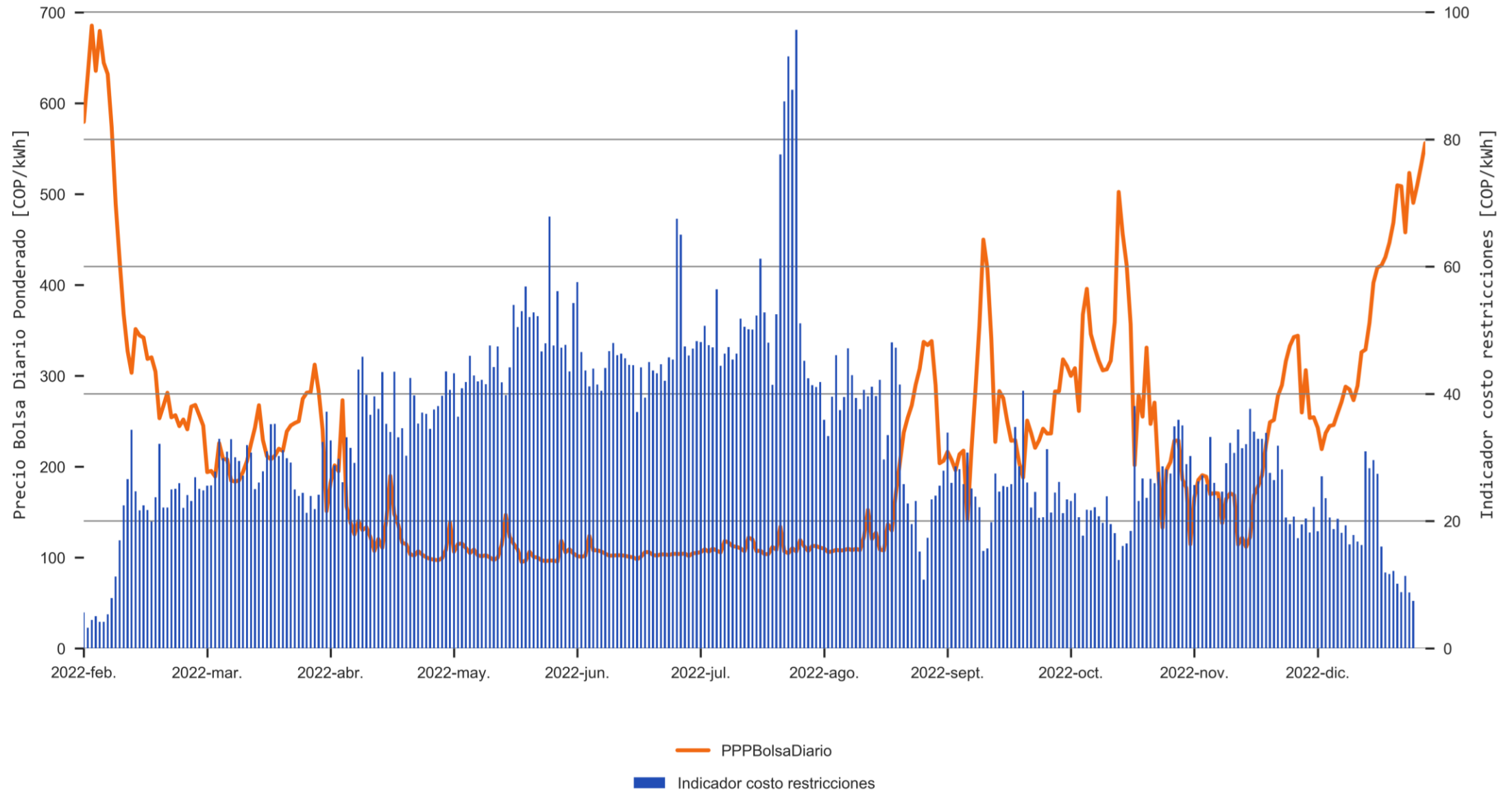


Información hasta el 2023-01-04
Información actualizada el 2023-01-06

Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



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



Información hasta el 2023-01-04
Información actualizada el 2023-01-06

2. Expectativas Energéticas

Análisis Energético Mediano Plazo

Horizonte 2 años

Datos de entrada y supuestos considerados

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



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

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

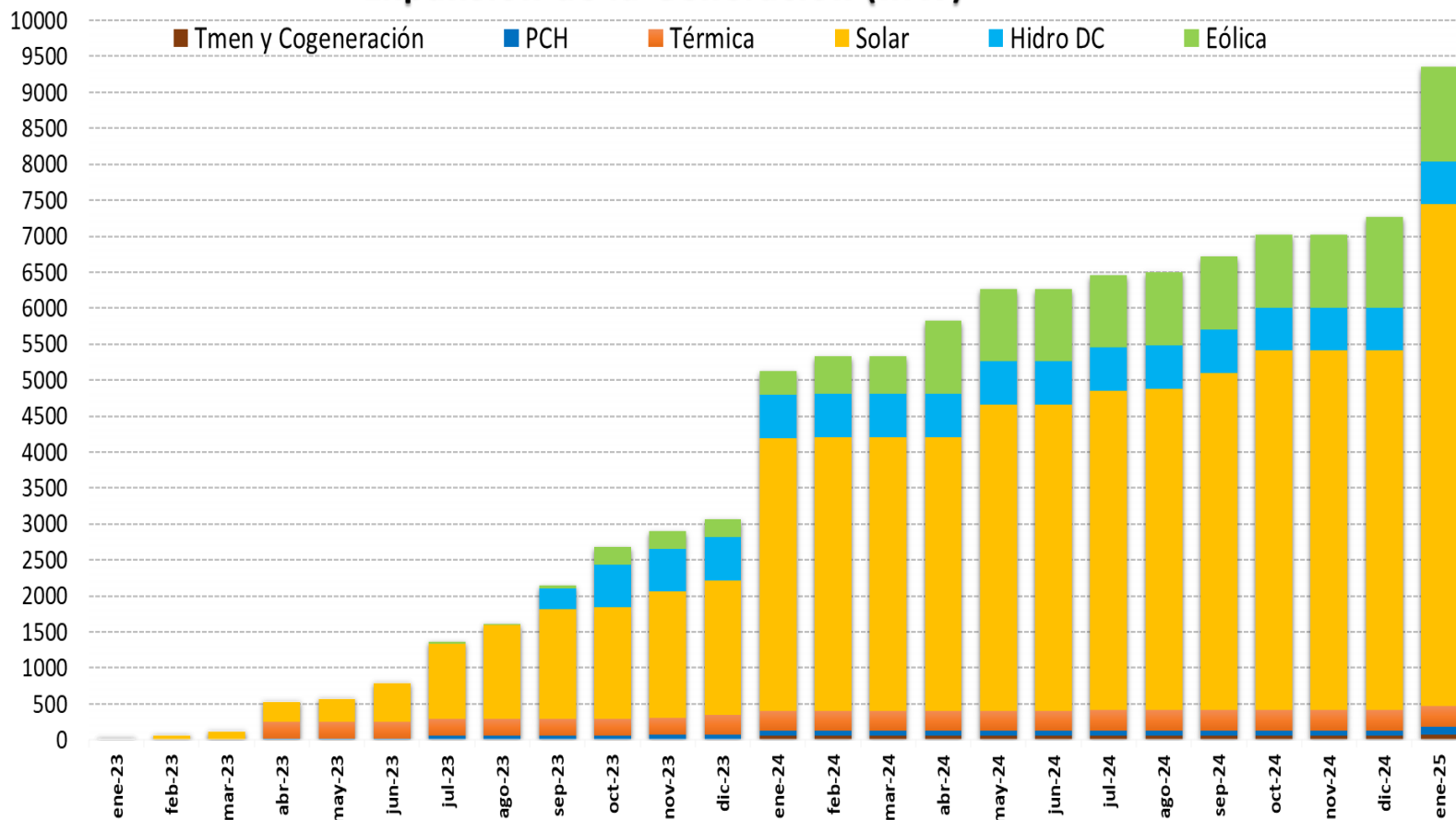


*Se incluye restricción del embalse Miraflores por mantenimiento que inicia el 1 de abril de 2023 y finaliza el 31 de agosto del mismo año.

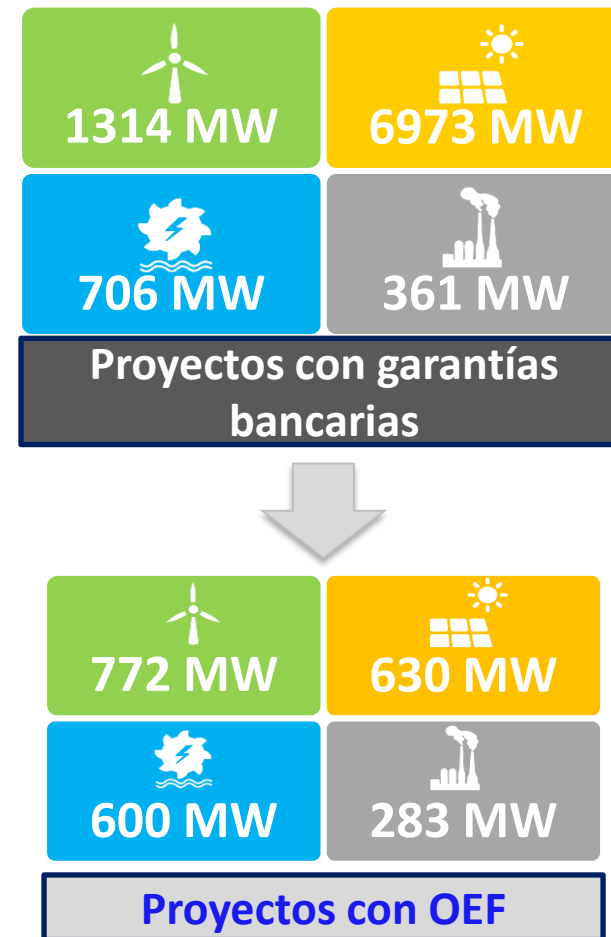
** Se incluyen mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



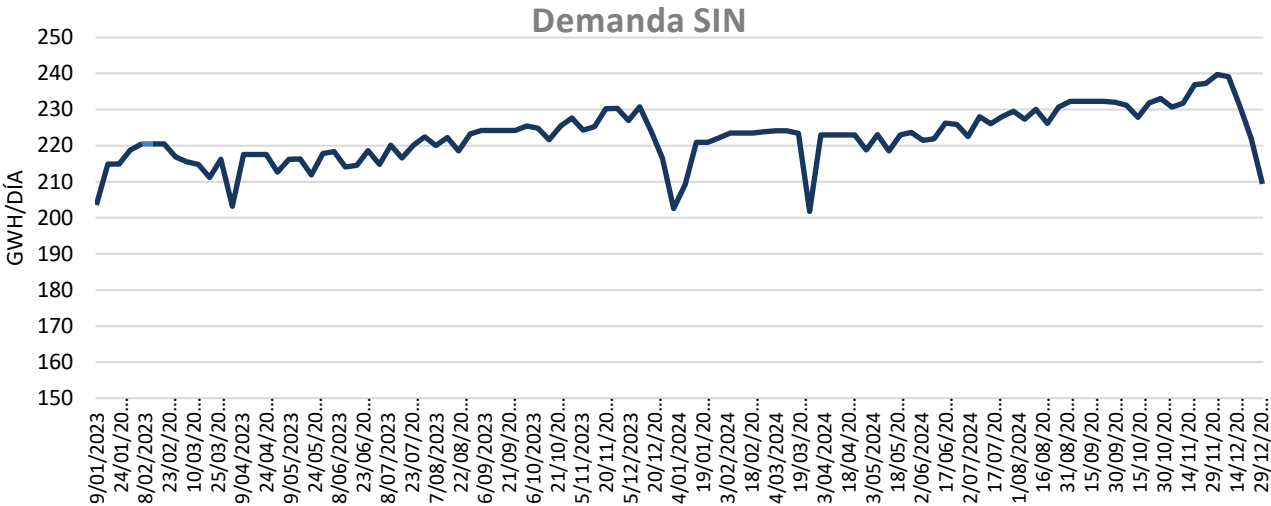
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.
- Las Plantas de generación Termoproyectos (Jagüey) y Rubiales entraron en operación el 25 de diciembre de 2022 con conexión temporal a Chivor 230 kV (artículo 34 de la Resolución CREG 075 de 2021)

Datos de entrada y supuestos considerados

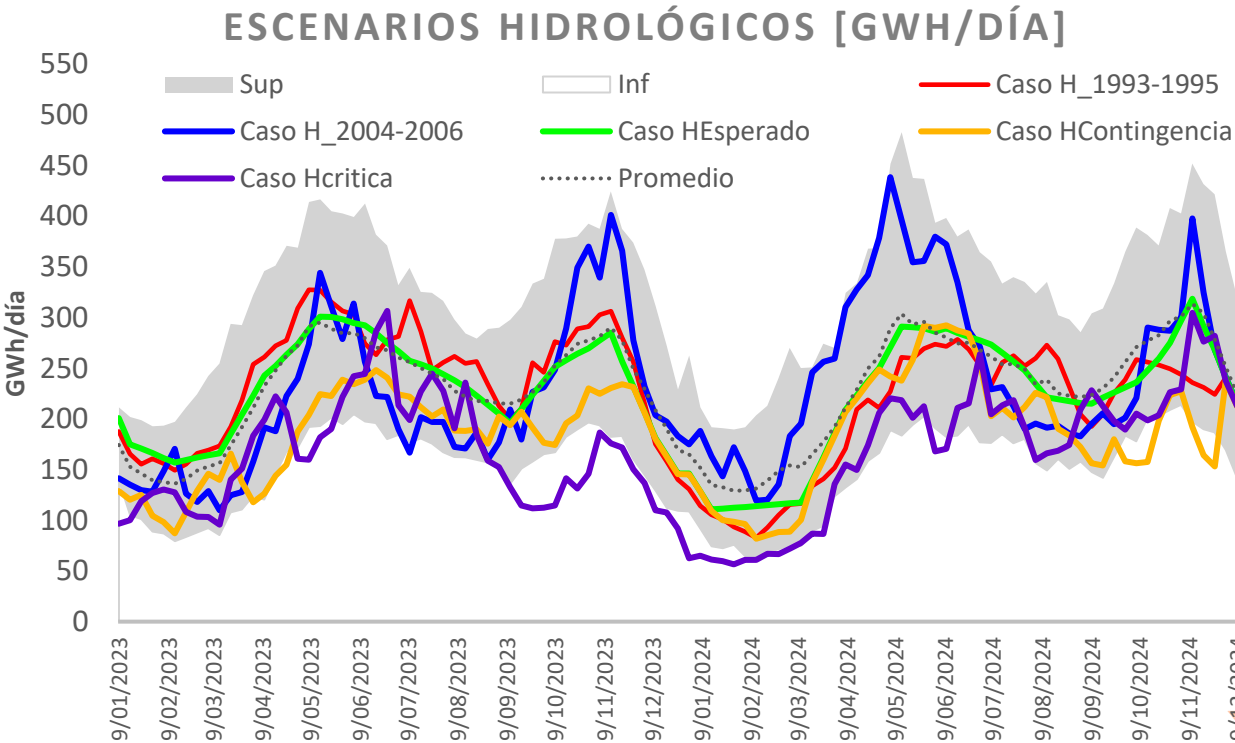
Demanda

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

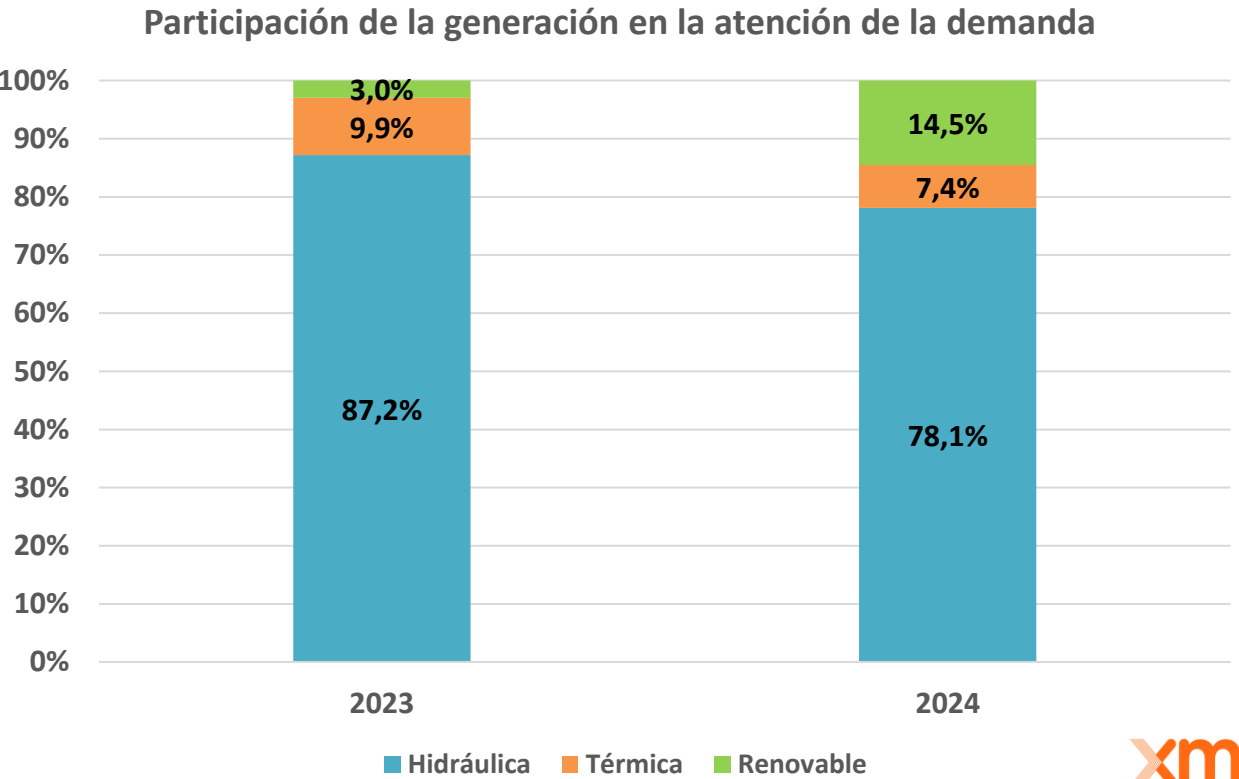
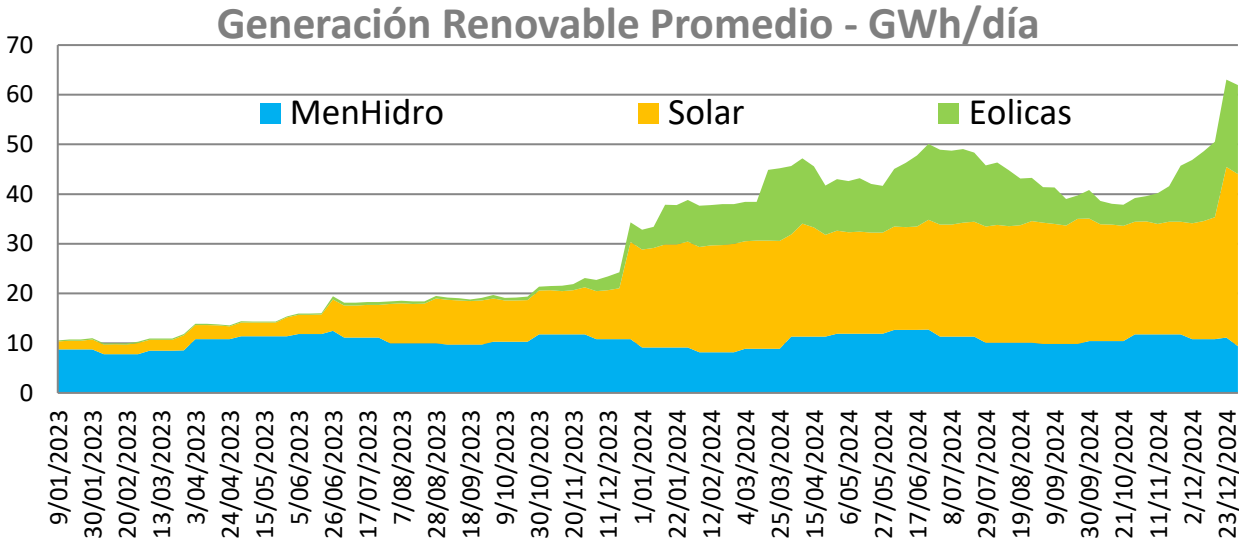
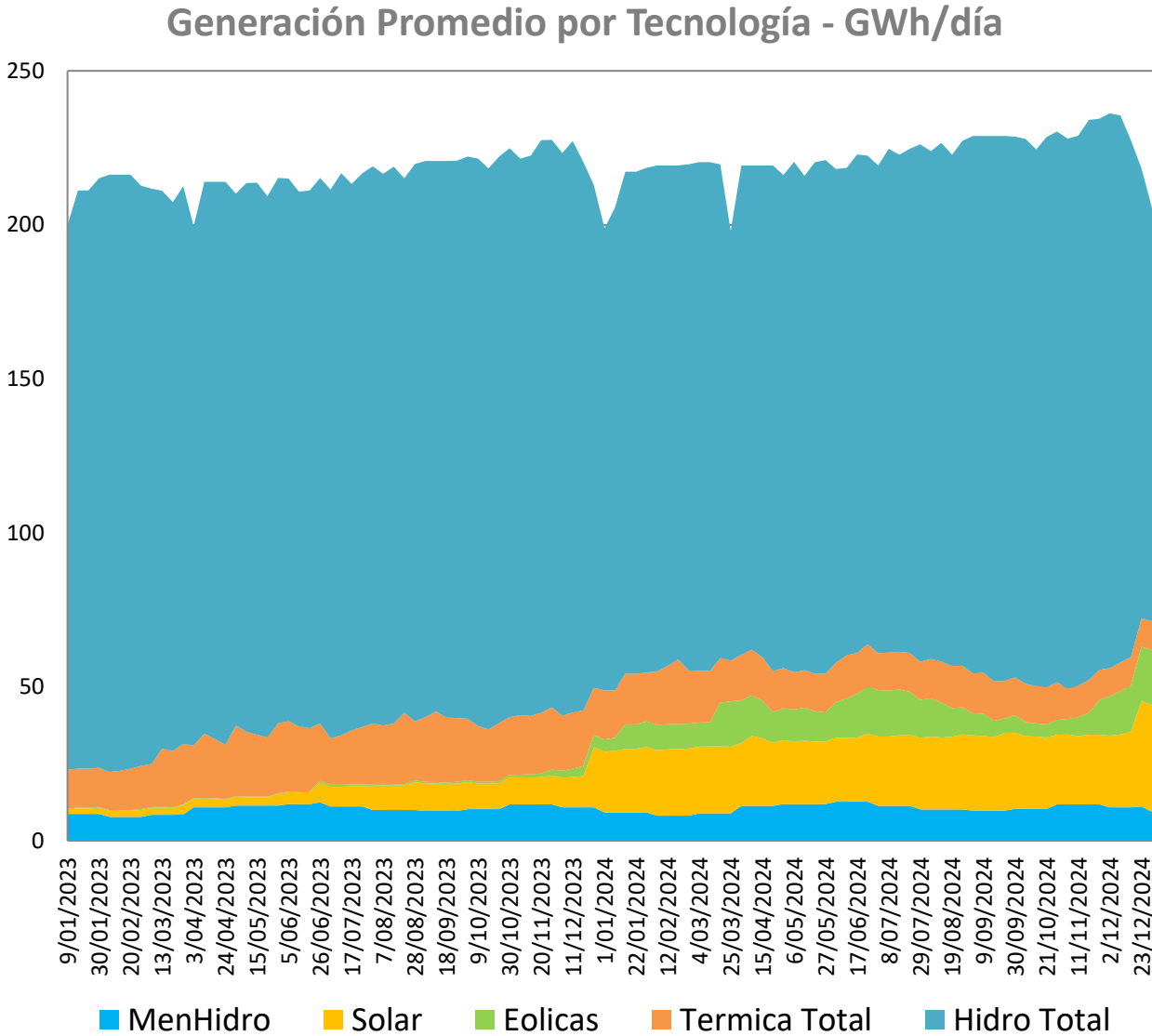


Hidrología

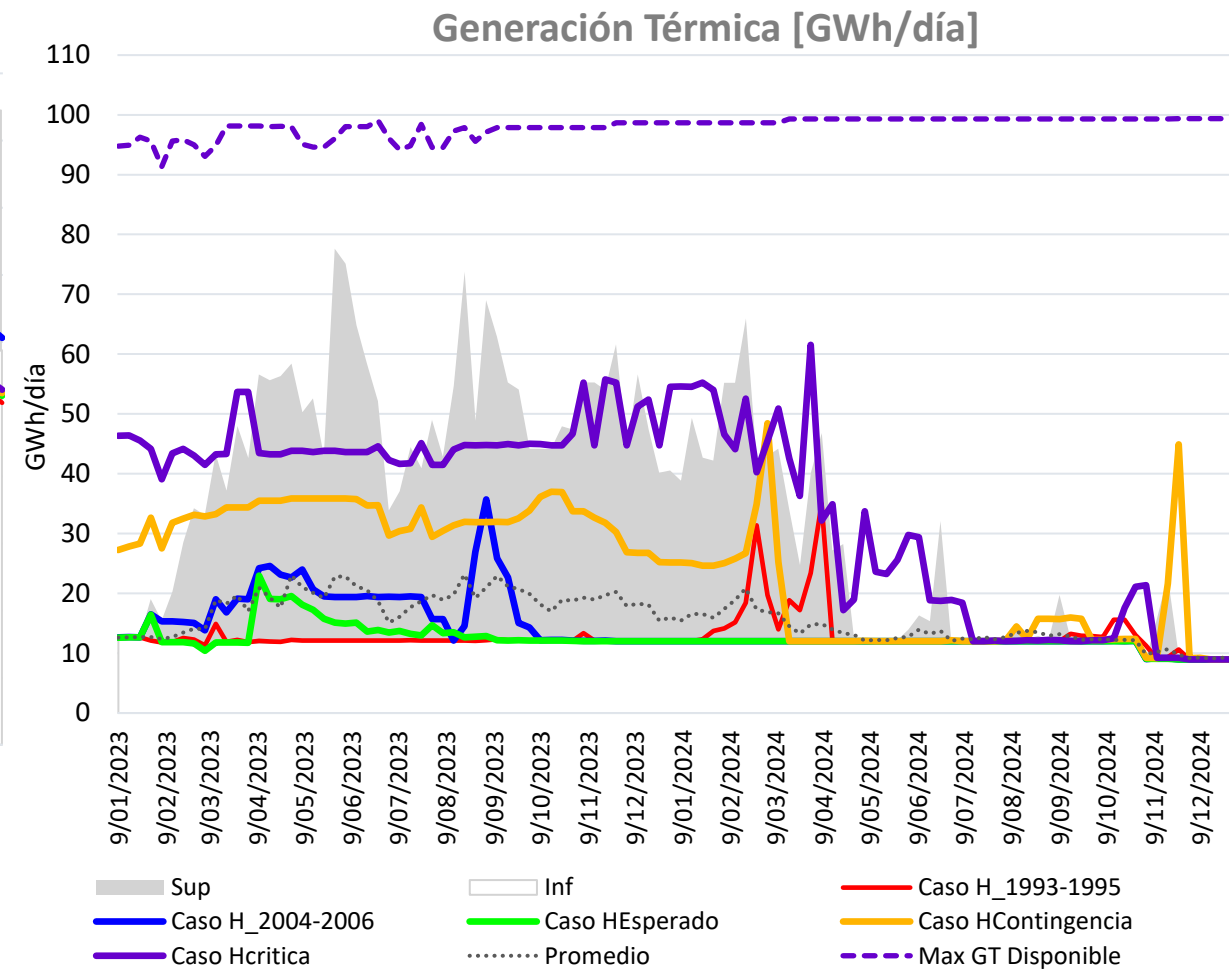
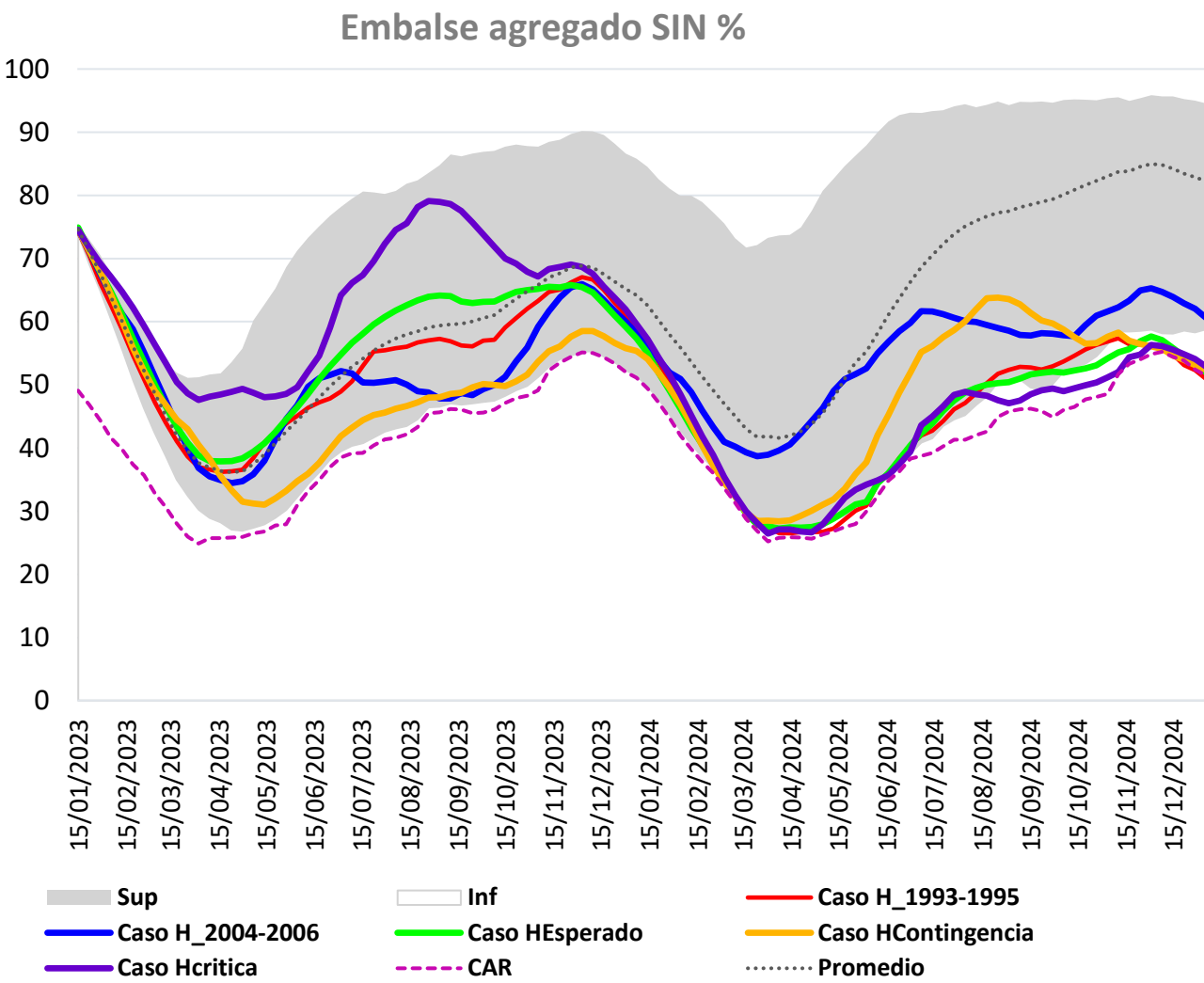
1	H 1993-1995: hidrología histórica del periodo dic de 1993 a nov de 1995	4	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2	H 2004-2006: hidrología histórica del periodo dic de 2004 a nov de 2006	5	Caso H Crítica : Hidrología histórica del periodo dic 2014 a nov de 2016 .
3	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico	100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica



Resultados Estocásticos

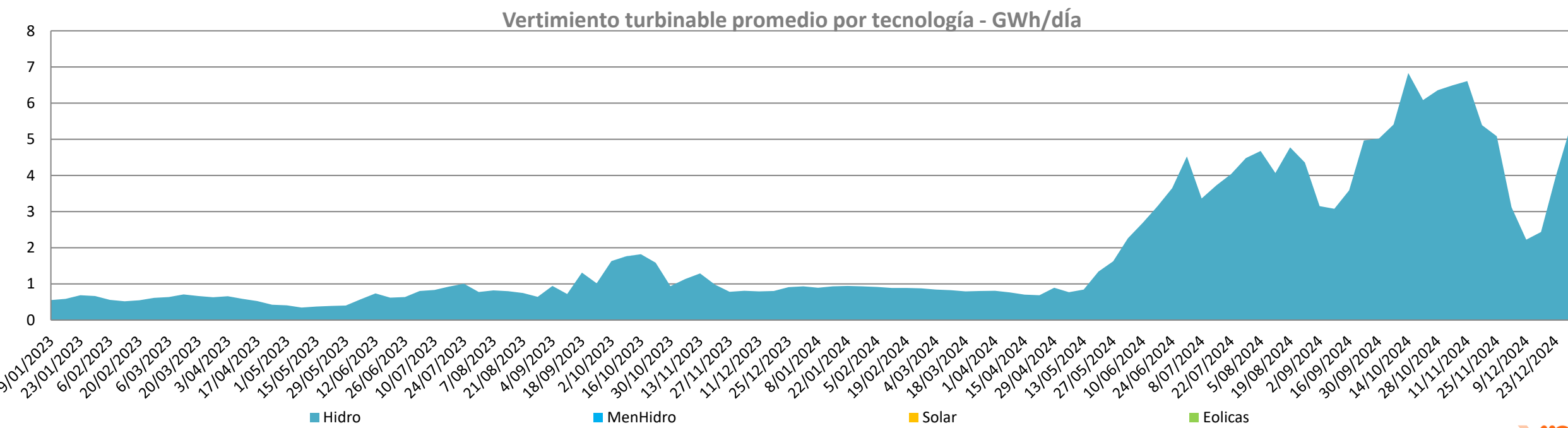
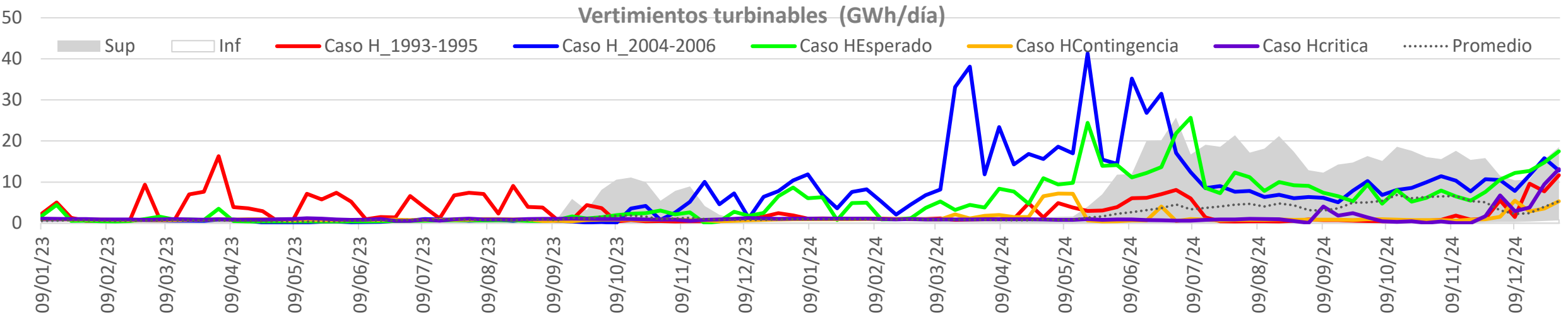


Resultados Determinísticos



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

Resultados de Vertimientos Turbinables





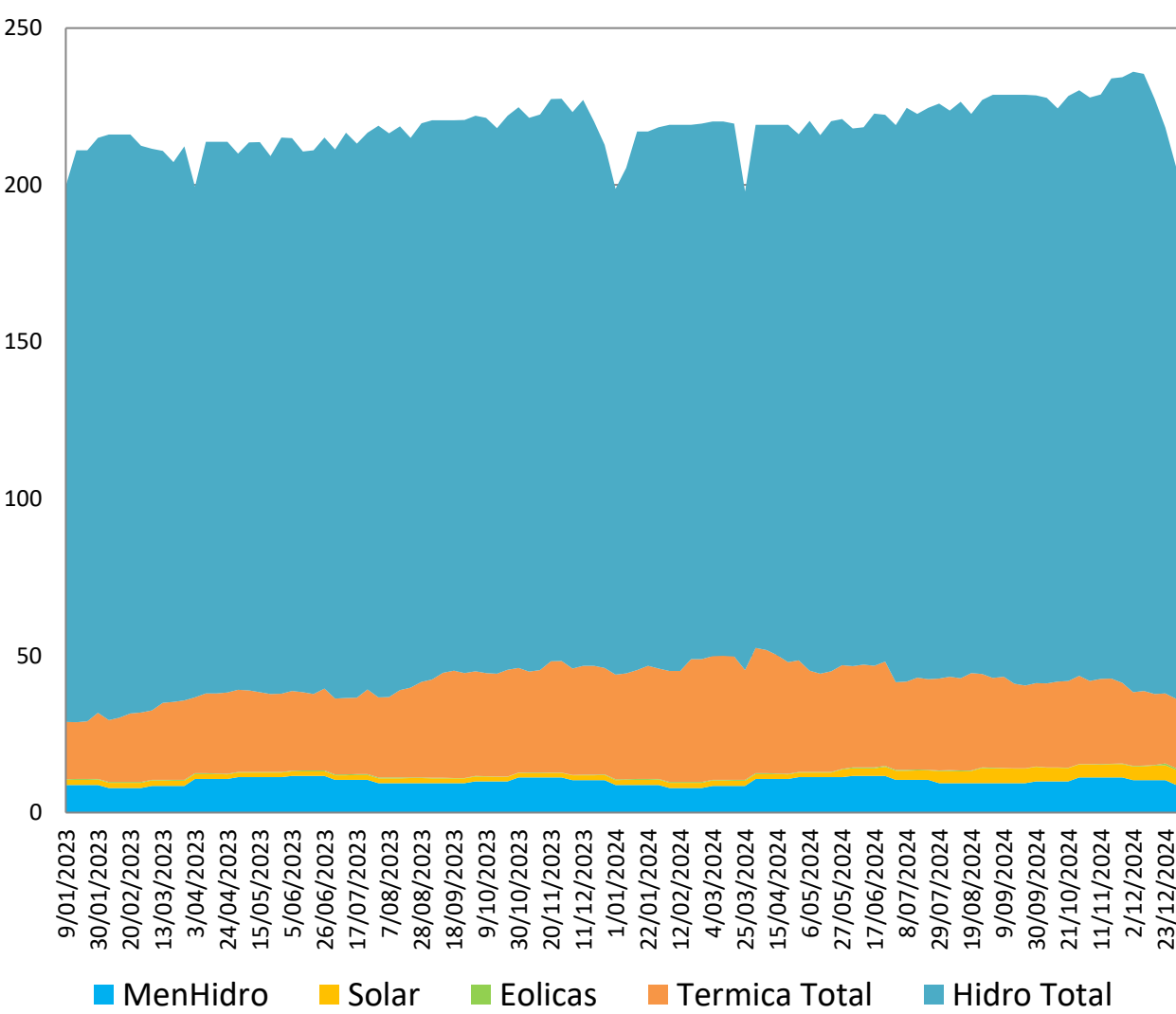
» PANORAMA ENERGÉTICO DE MEDIANO PLAZO

Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

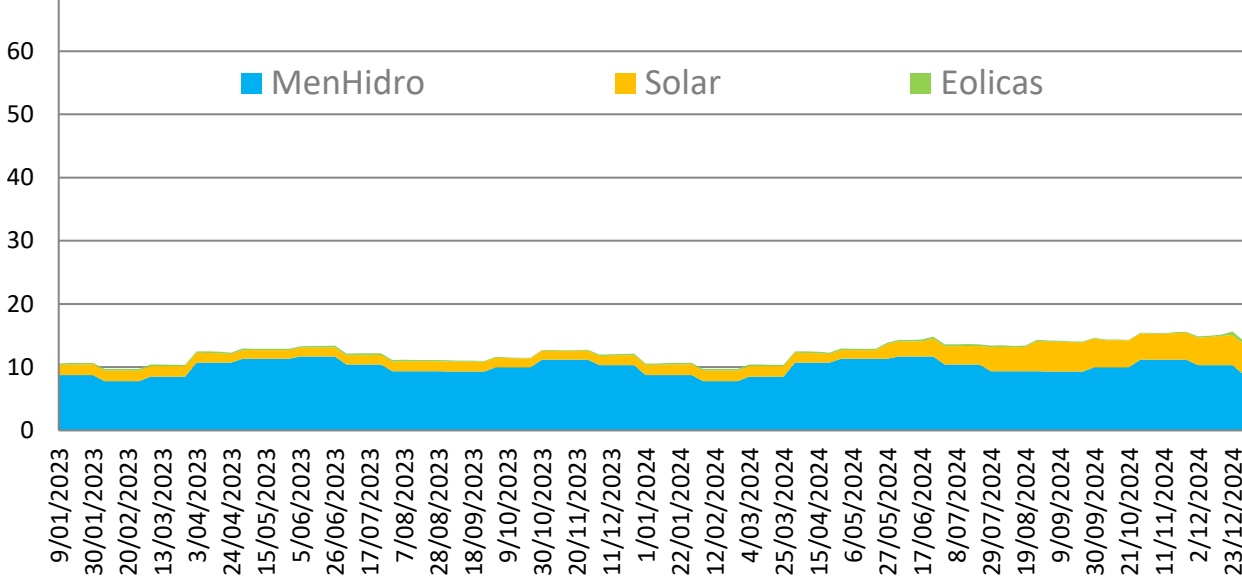
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico.

Resultados Estocásticos

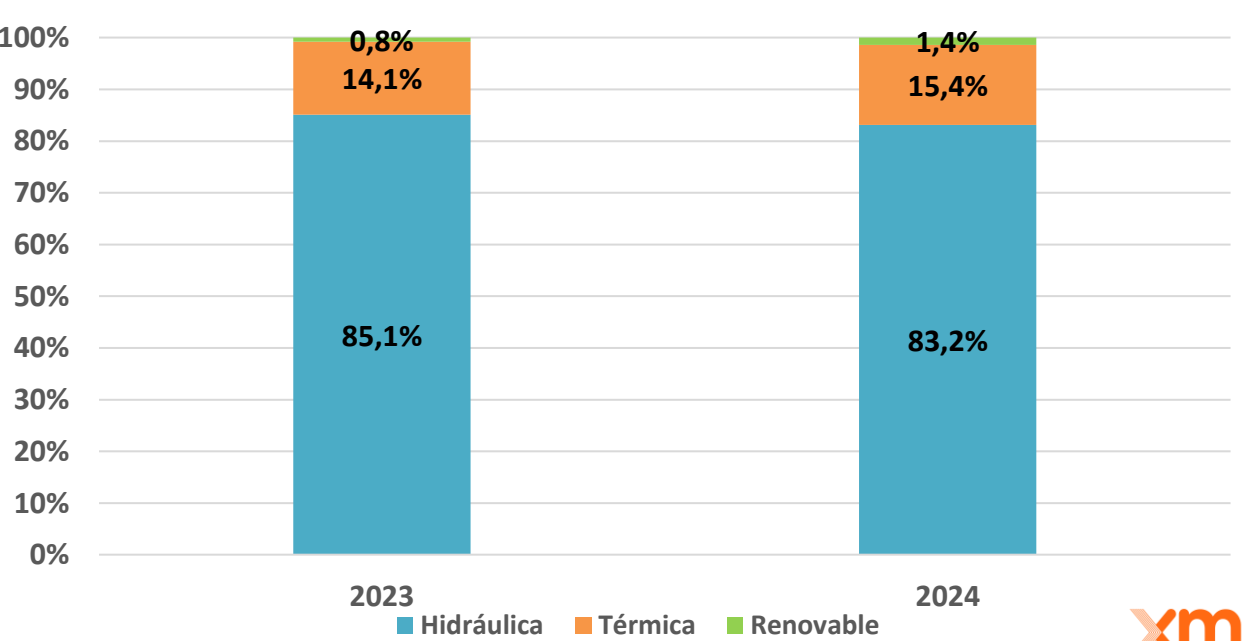
Generación Renovable Promedio - GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día

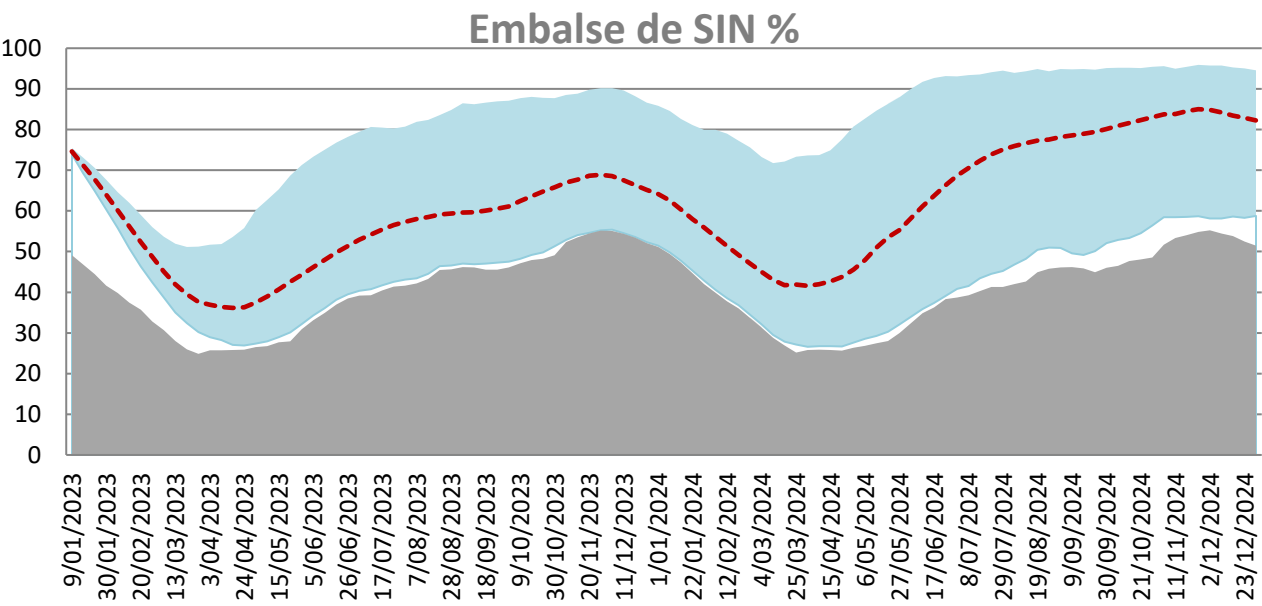


Participación de la generación en la atención de la demanda

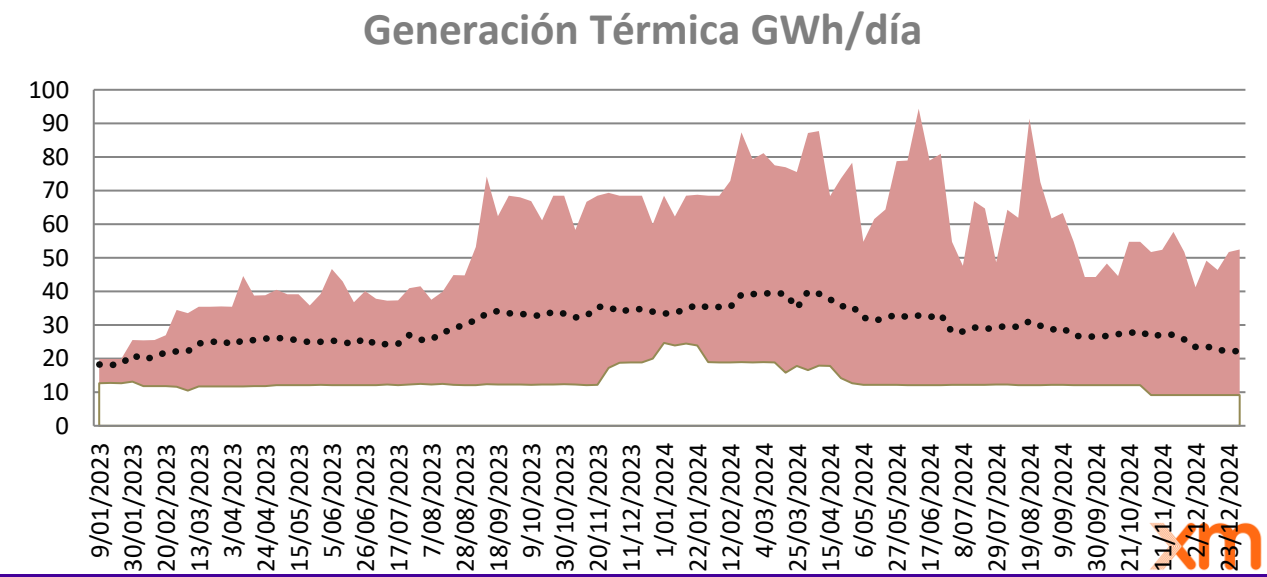
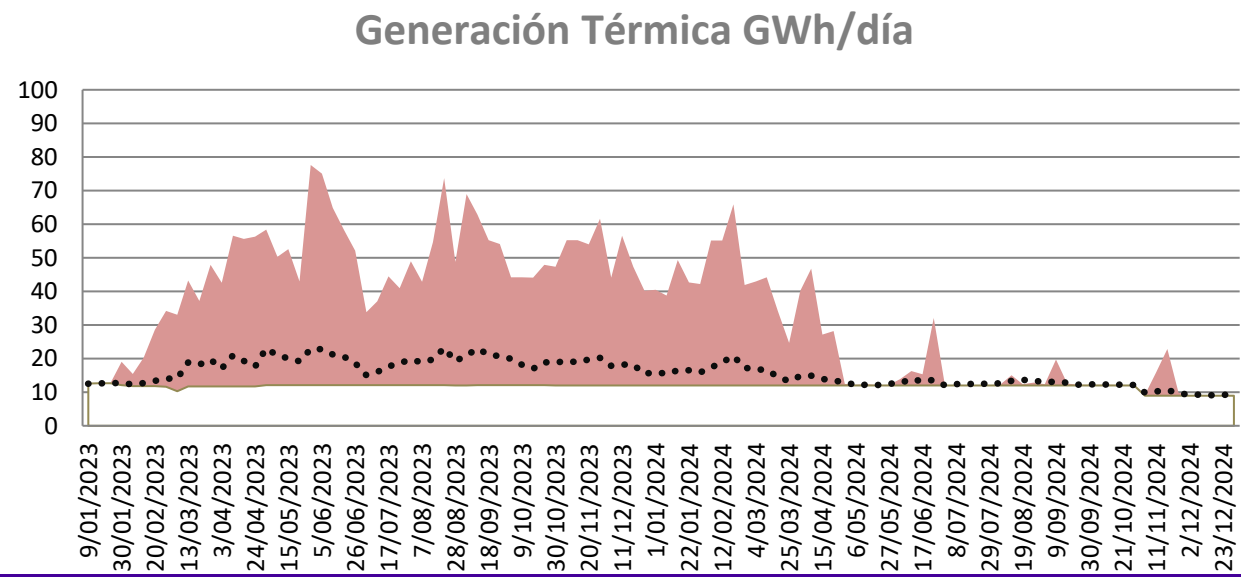
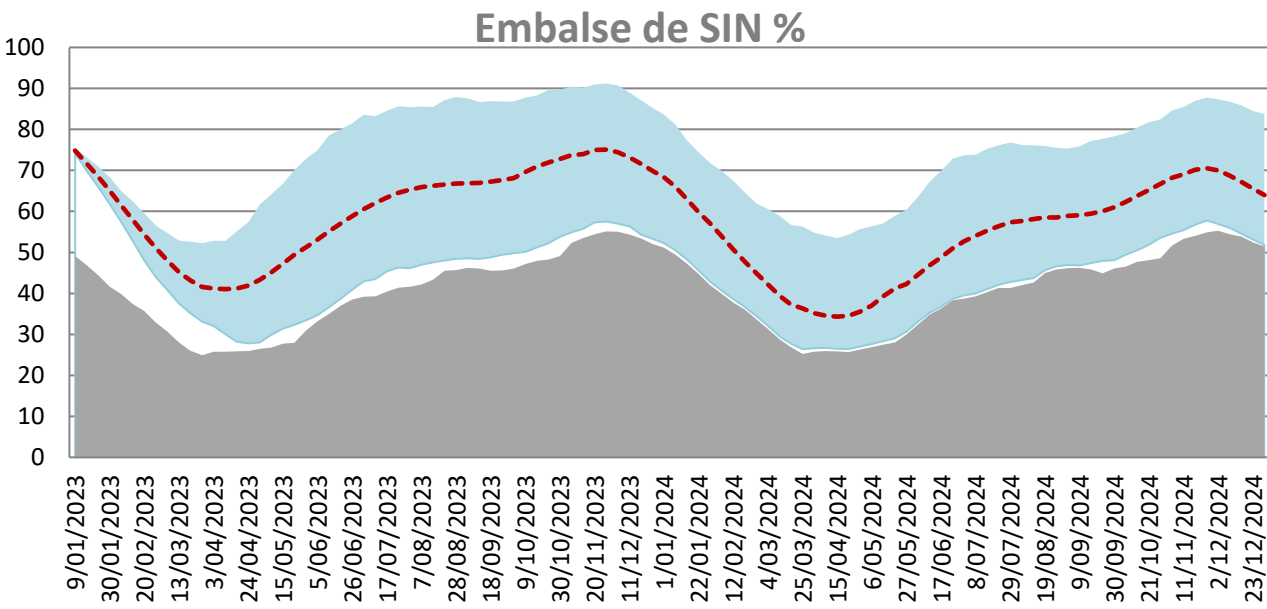


Comparación resultados

Resultados – Todos los proyectos



Resultados – Proyectos OEF atrasados





» PANORAMA ENERGÉTICO DE MEDIANO PLAZO

Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO – Escenario determinístico

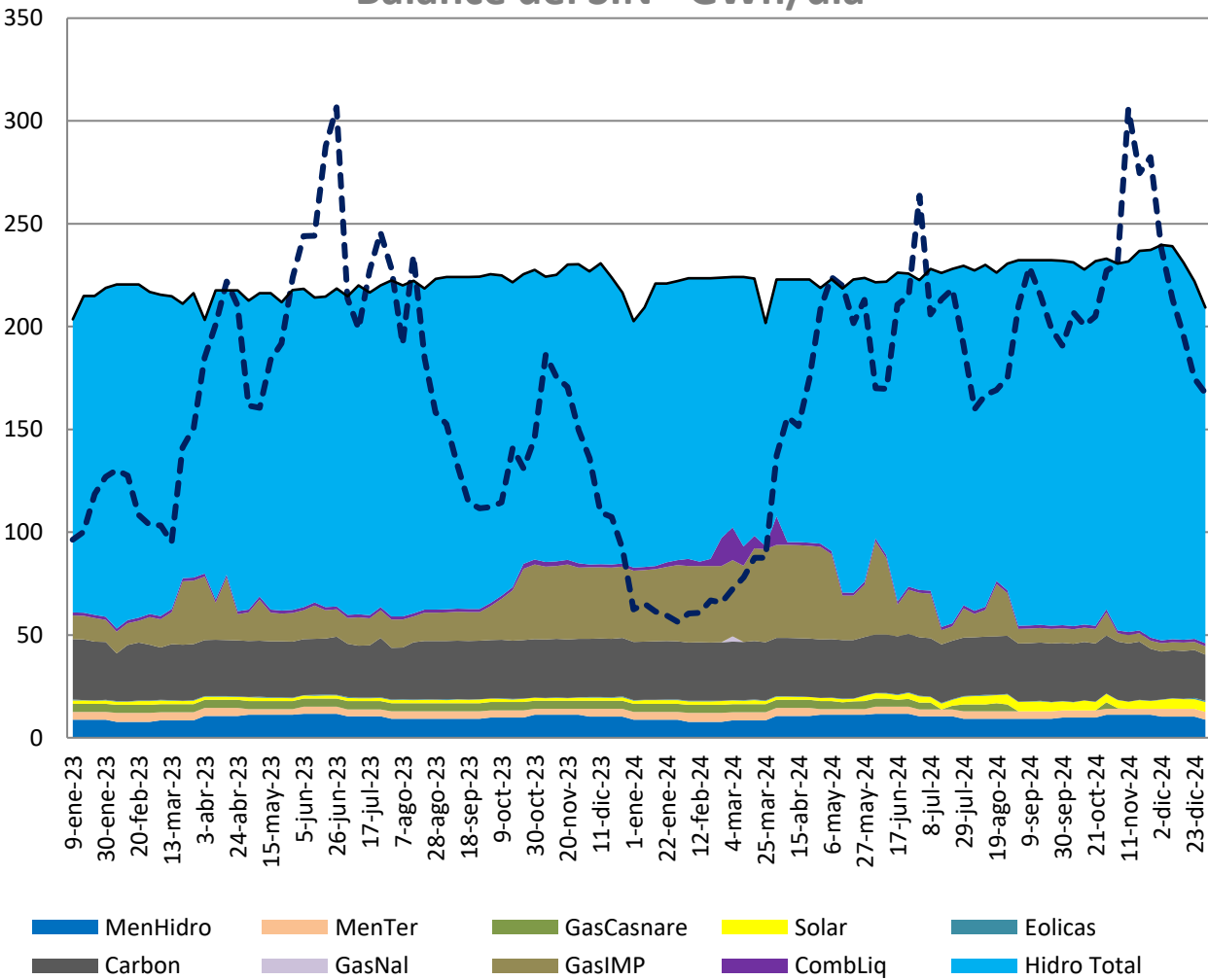
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre un escenario determinístico crítico:

- Hidrología Ene 2015 – Dic 2016

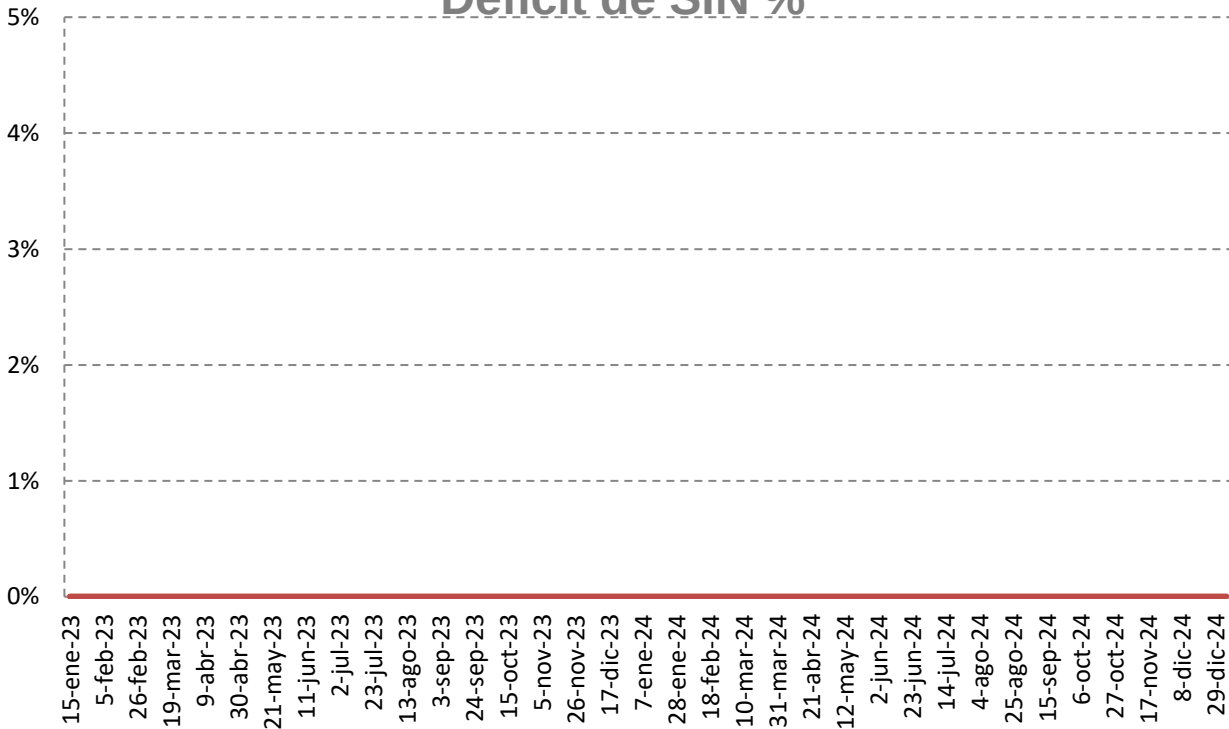
Resultados

Resultados Determinístico – Proyectos OEF atrasados 1 año

Balance del SIN - GWh/dia



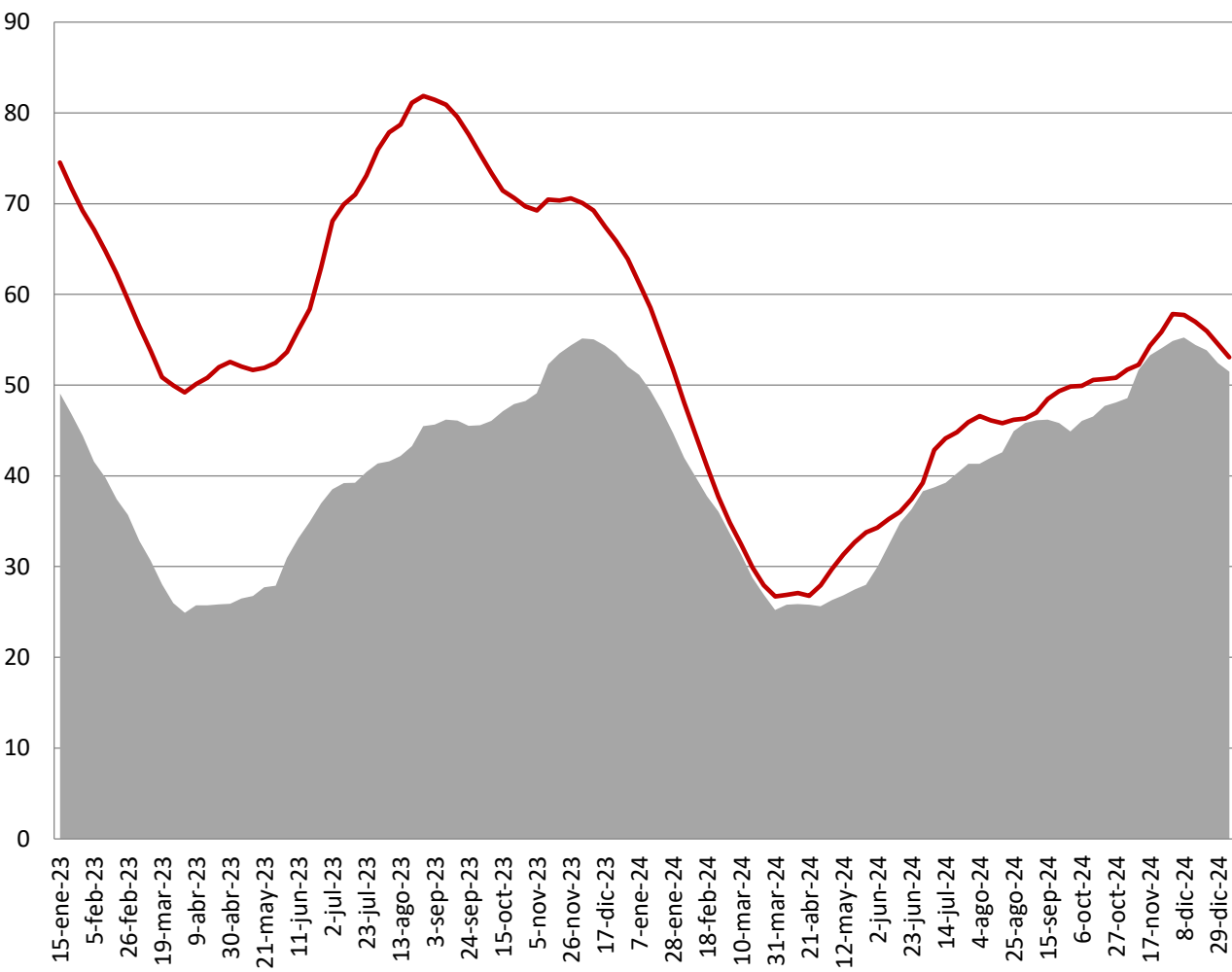
Deficit de SIN %



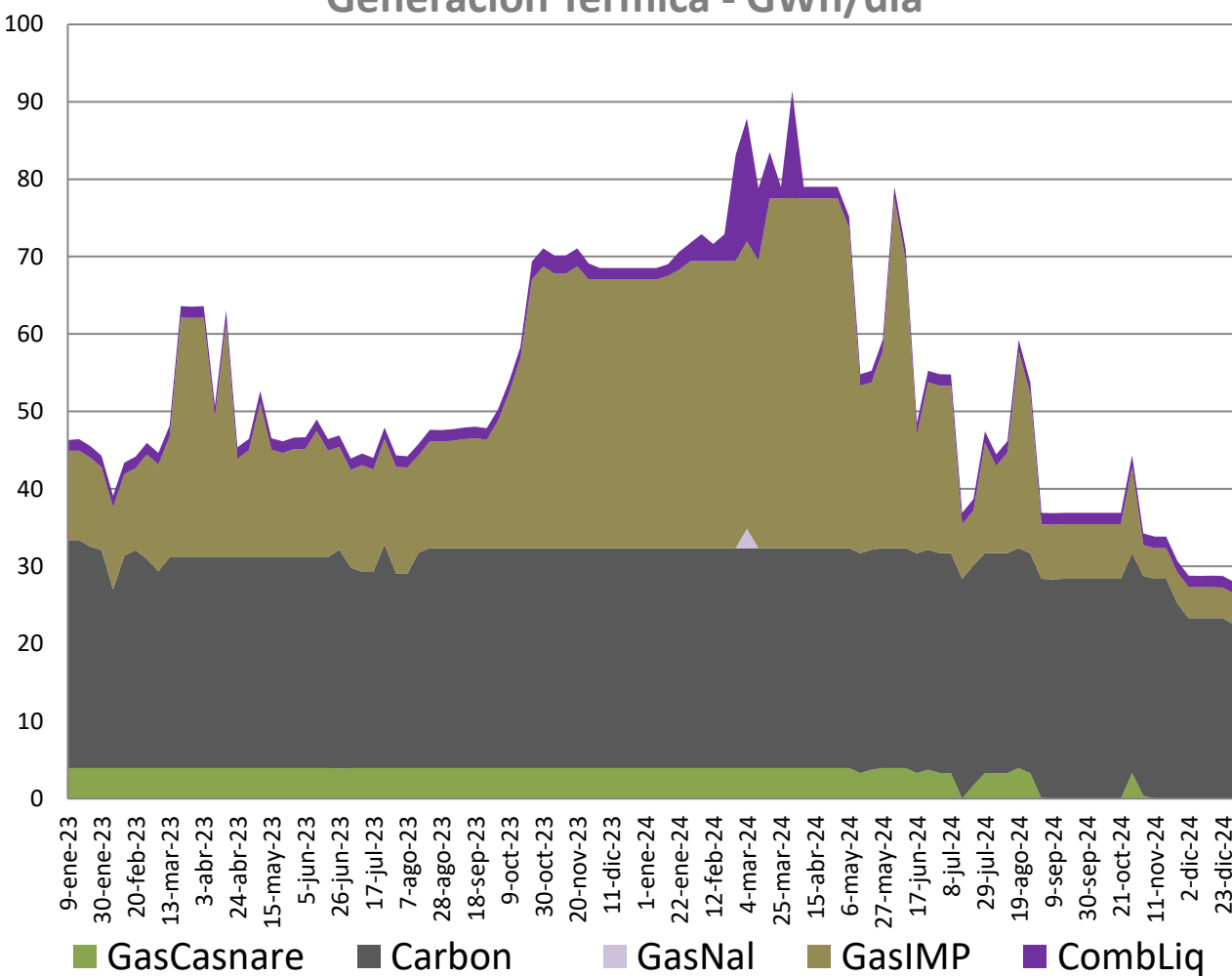
Resultados

Resultados Determinístico – Proyectos OEF atrasados 1 año

Embalse de SIN %



Generación Térmica - GWh/día



Análisis Energético Largo Plazo

Horizonte 5 años



Datos de entrada y supuestos considerados

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

Tipo de simulación		Horizonte del estudio		
Estocástico - 100 series		5 años		
Condición Inicial Embalse  Diciembre 31 – 79.04%	Intercambios Internacionales  No se consideran intercambios	Mantenimientos Generación  Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento  Ultimo Umbral UPME para enero 2023	Parámetros del SIN  PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas
 MOI, MAX(MOS,NEP) Desbalances de 3.67 GWh/día promedio Curva CAR sistémica	Información combustibles  Precios: Reportados por UPME (Act. Dic/2021). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.	Expansión Generación  Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.	Demanda del SIN  Escenario medio Proyección UPME actualizada en Octubre 2022	

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>

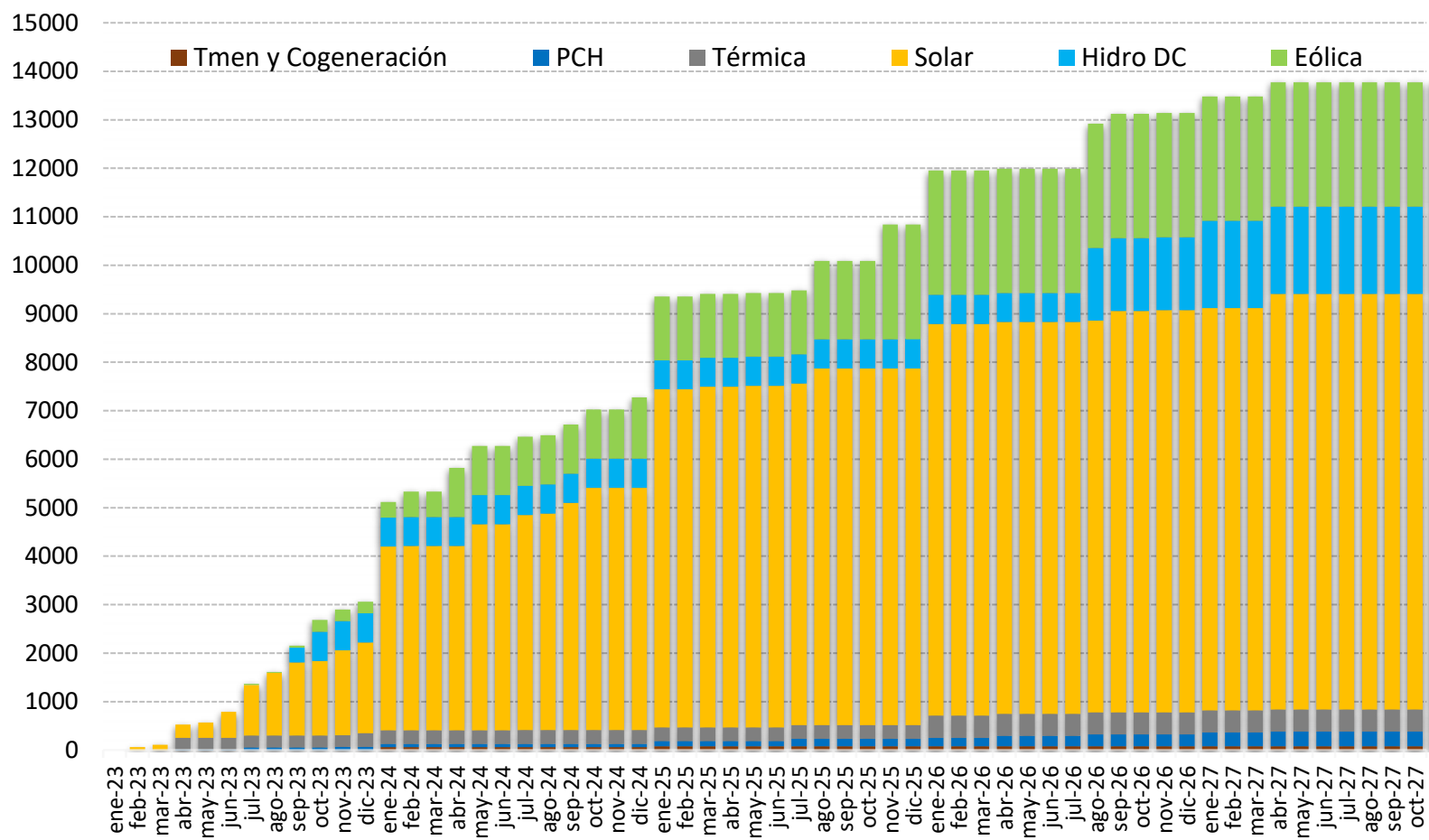


*Se incluye restricción del embalse Miraflores por mantenimiento que inicia el 1 de abril de 2023 y finaliza el 31 de agosto del mismo año.

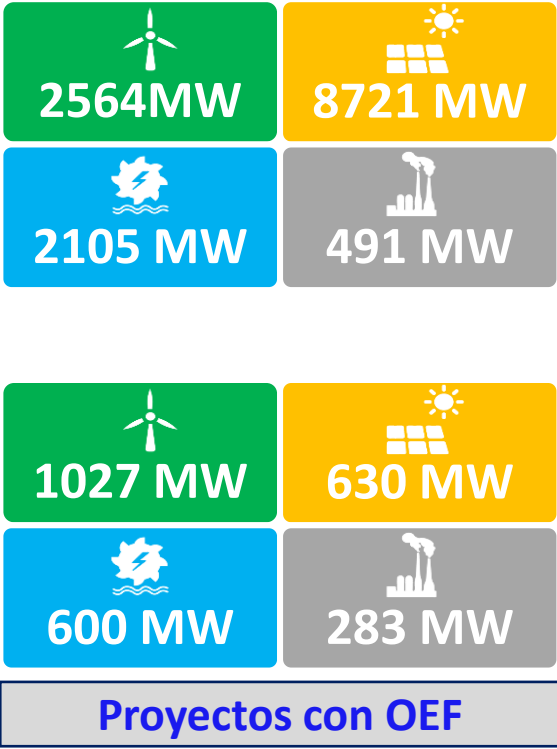
** Se incluyen mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022

Proyectos de Expansión de Generación

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a noviembre del 2027:



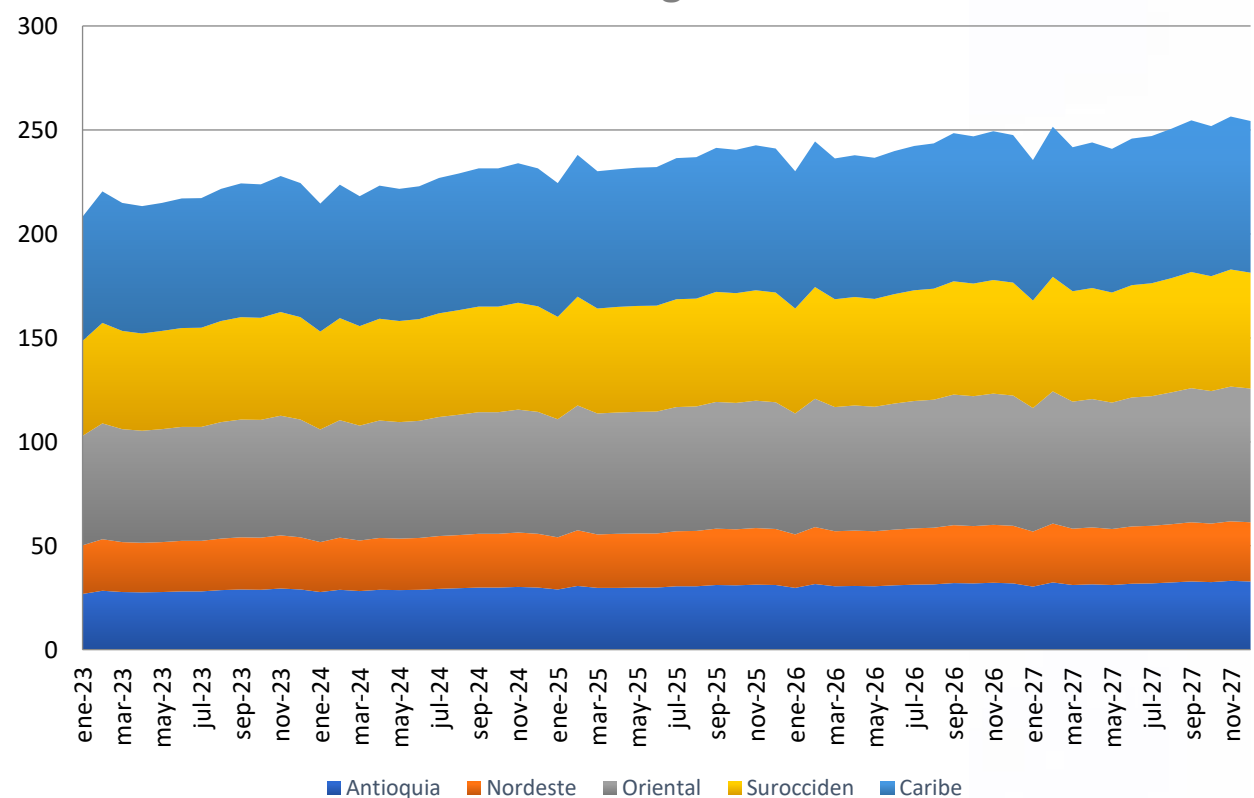
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

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

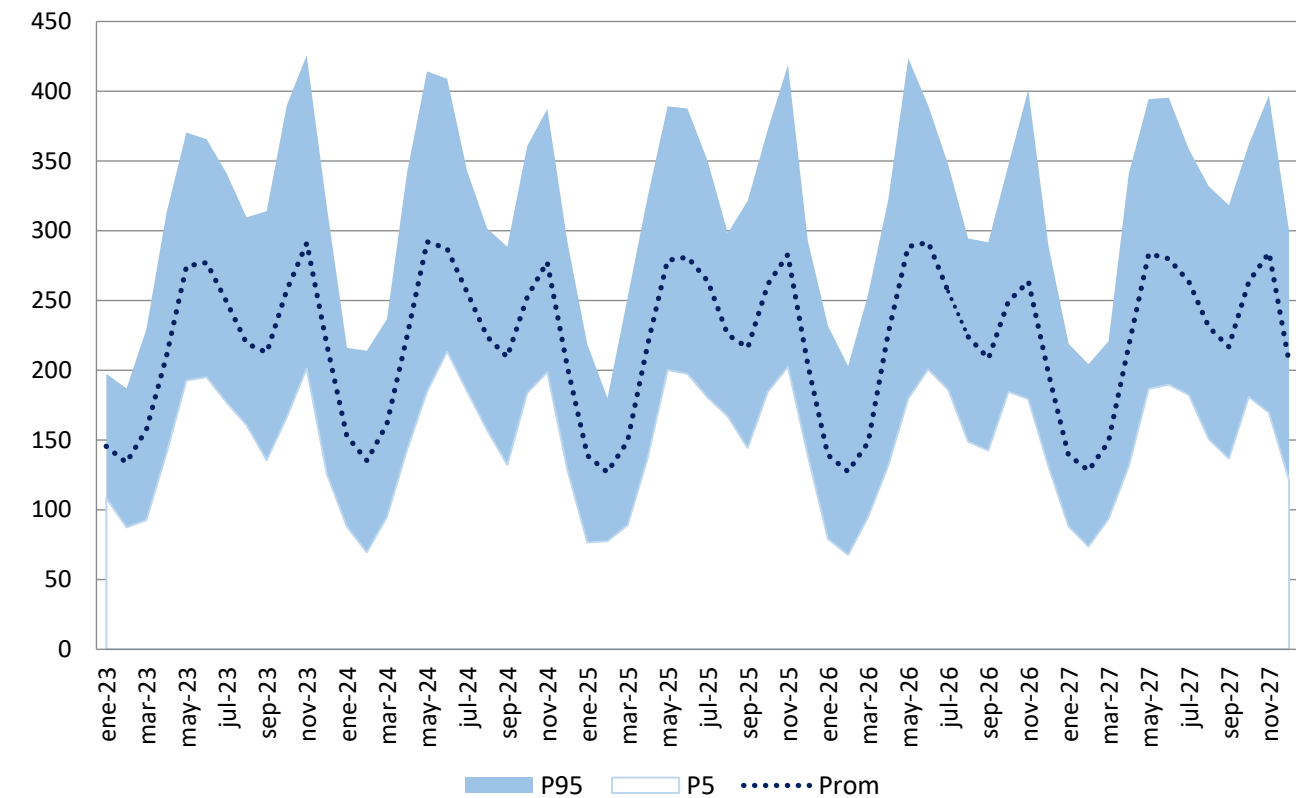
Datos de Entrada y Supuestos Considerados



Demandas Región - GWh



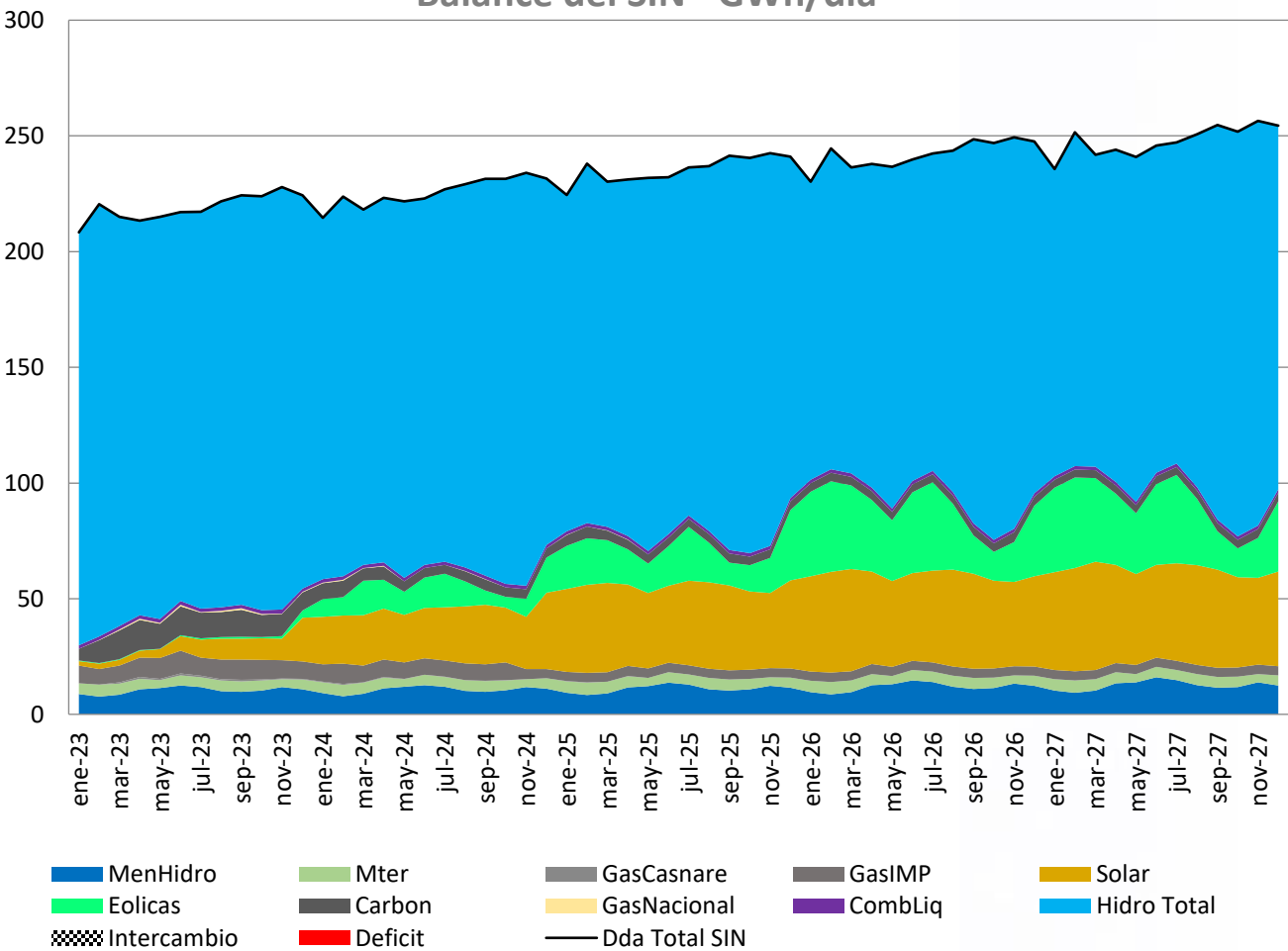
Aportes al SIN GWh/día



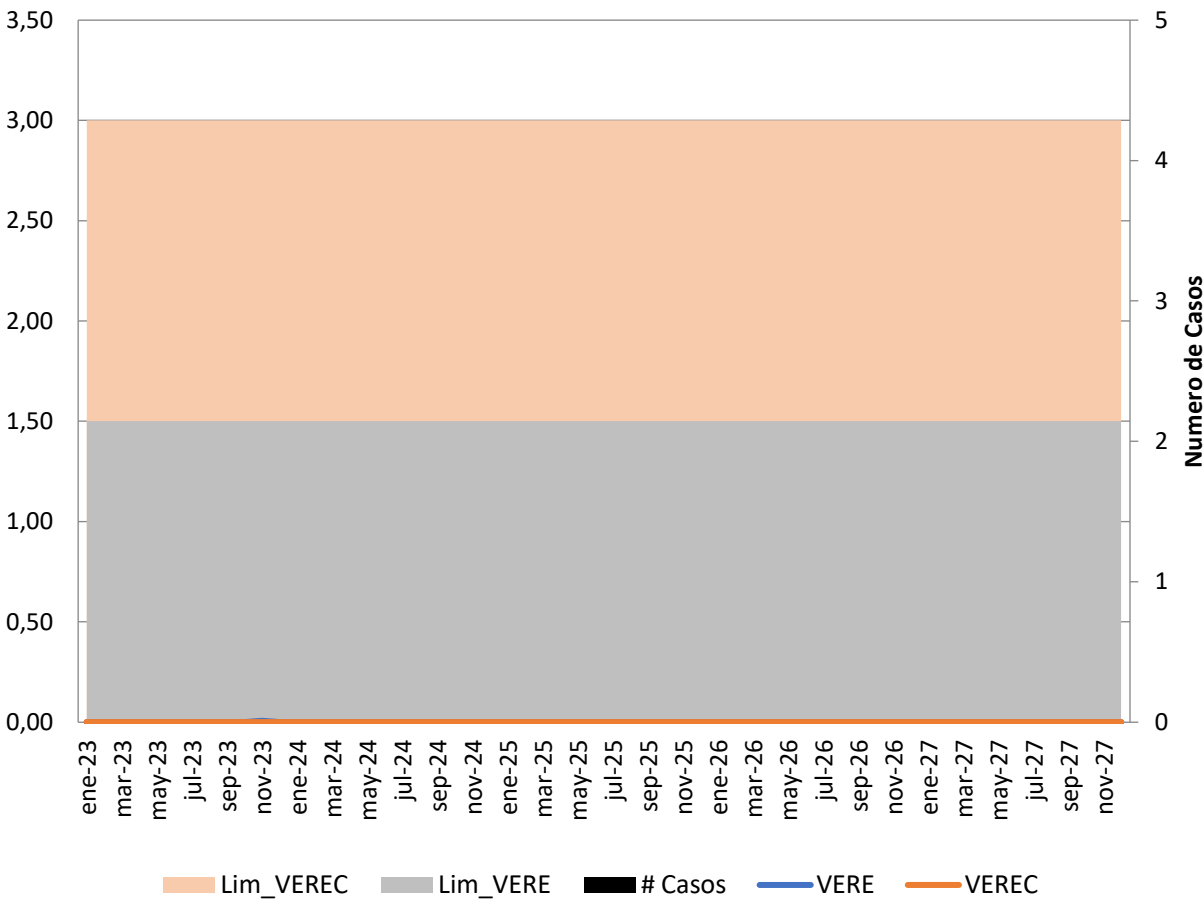
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Balance del SIN - GWh/día



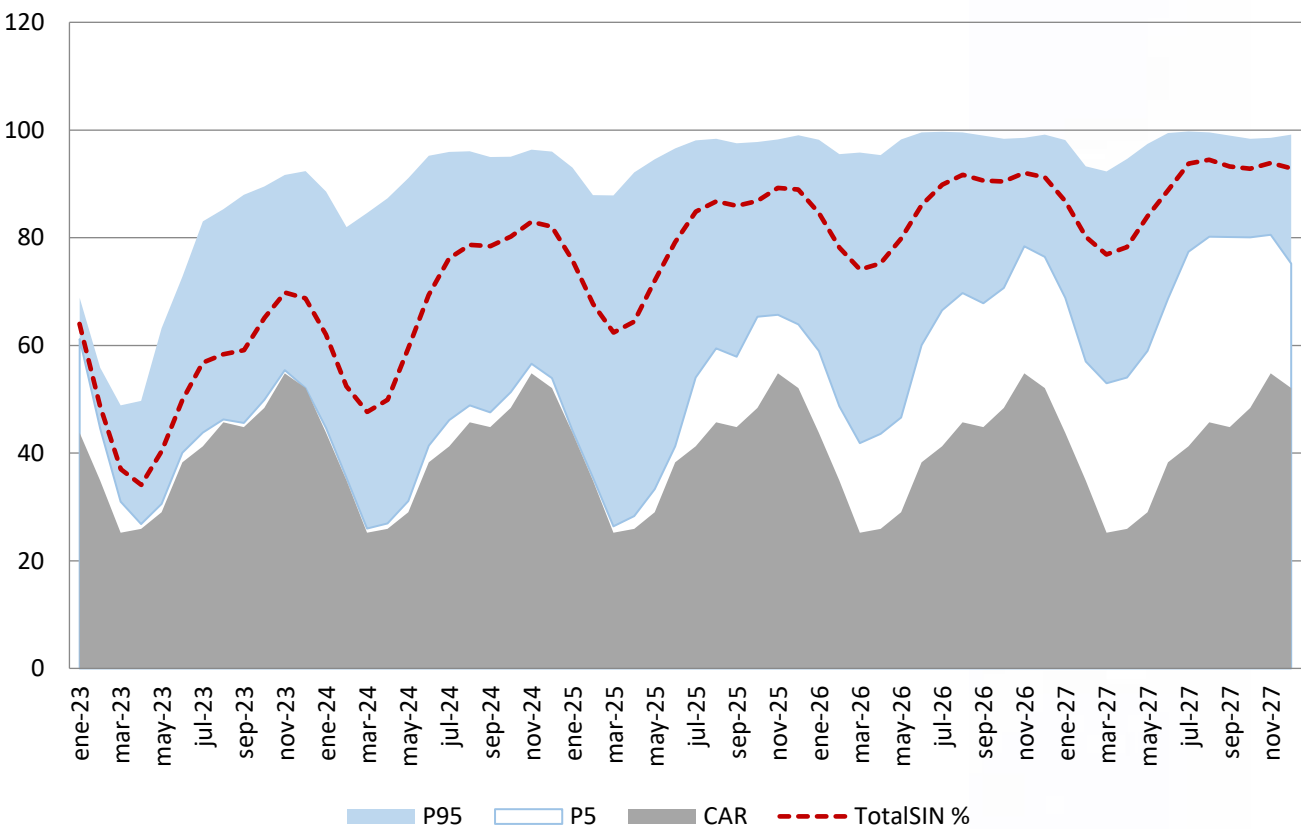
Índices de confiabilidad



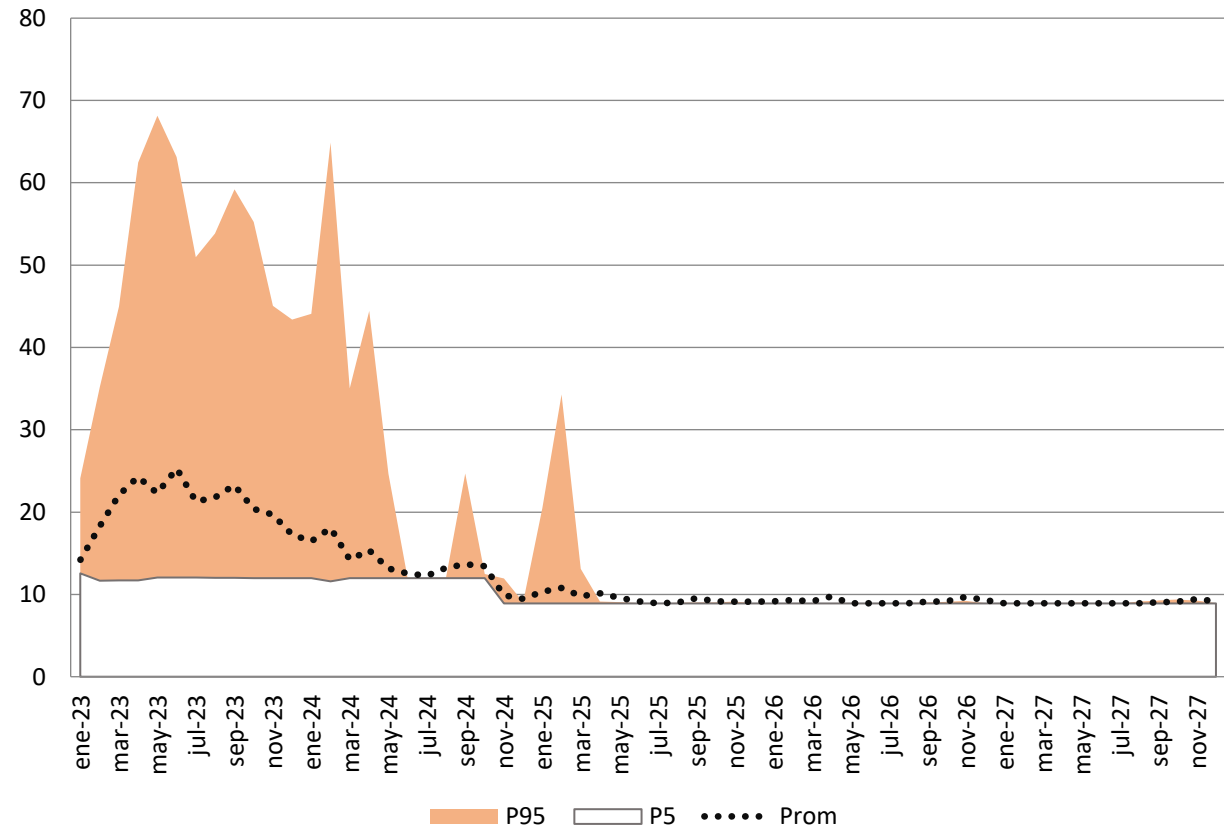
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Embalse de SIN %



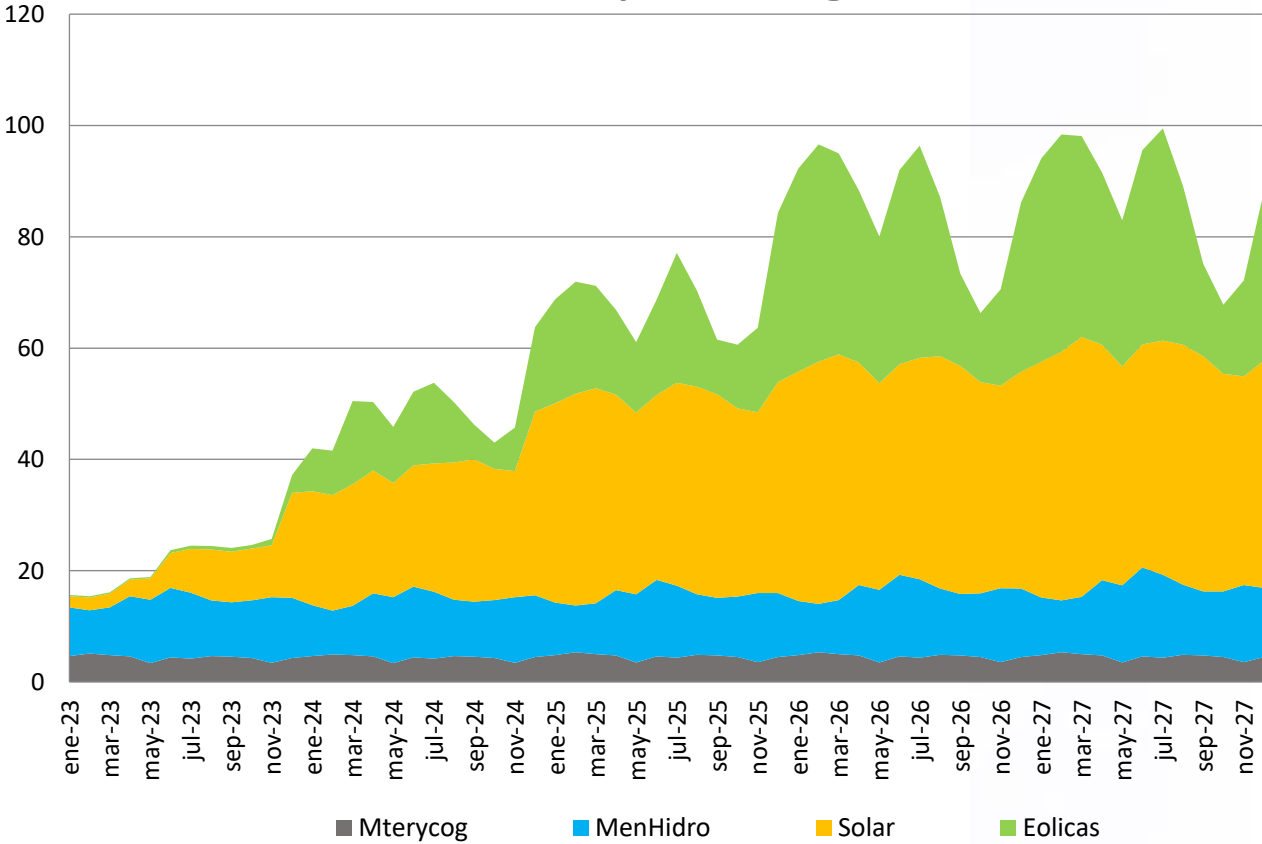
Generación Térmica GWh/día



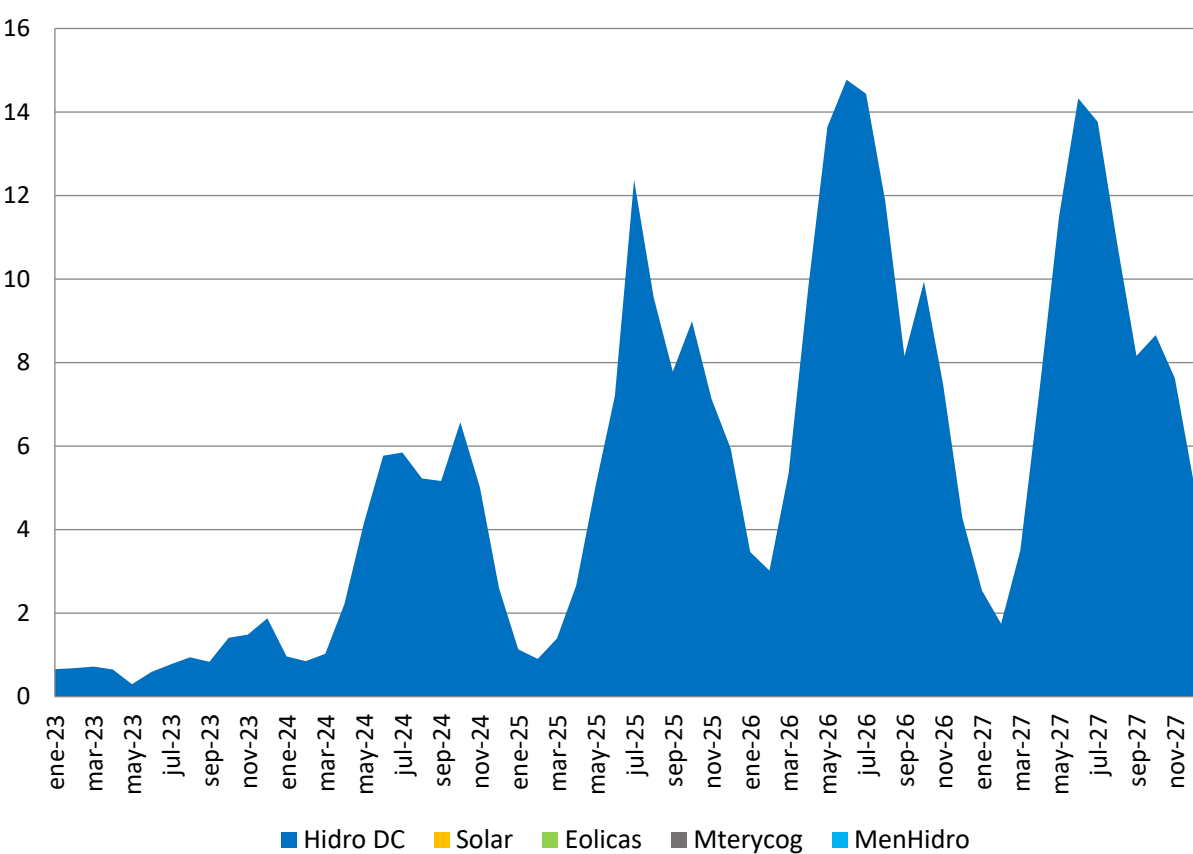
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



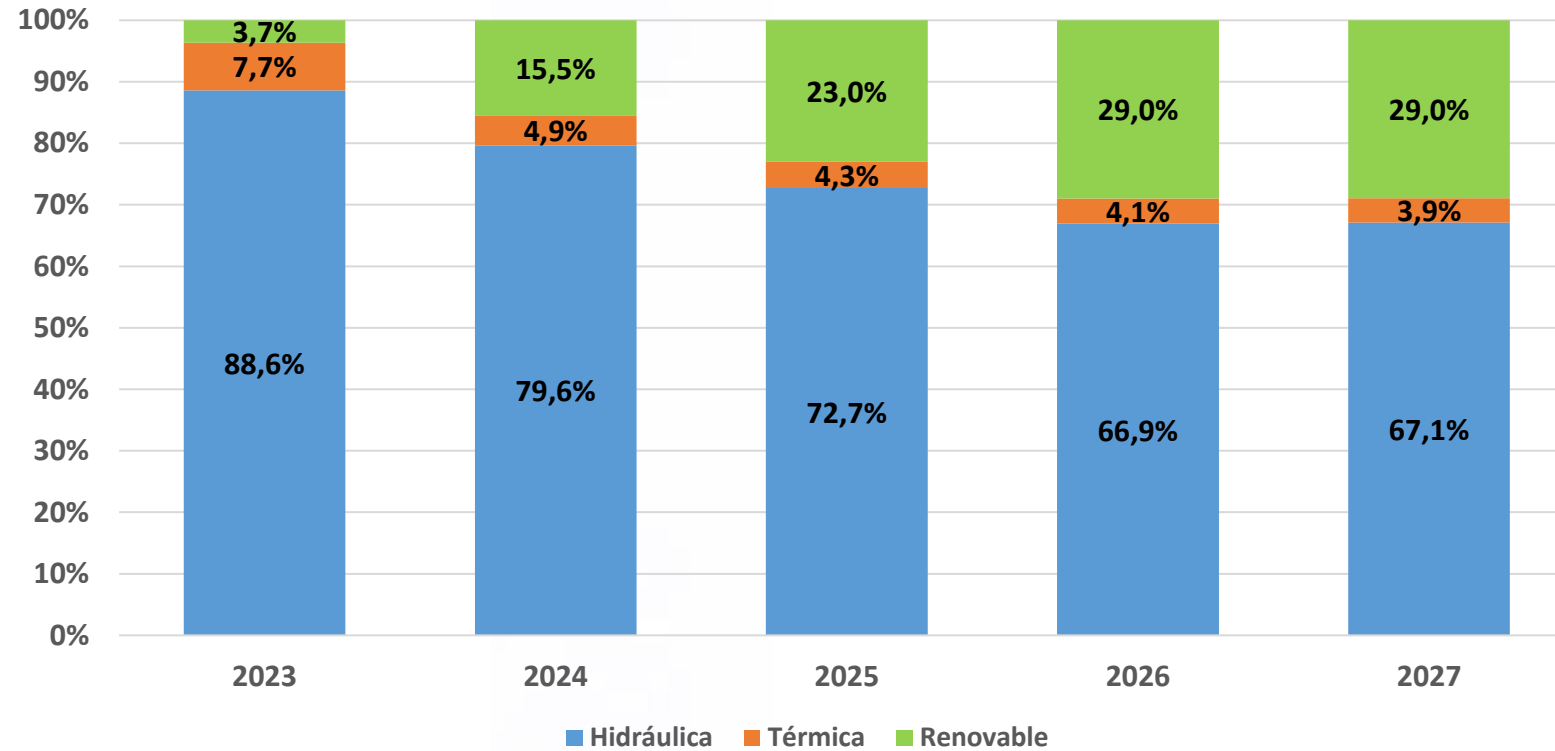
Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



Resultados Largo Plazo – Estocástico



Participación de la generación en la atención de la demanda



Conclusiones y Recomendaciones

- » En los horizontes de simulación 2 y 5 años, con los supuestos considerados y sus sensibilidades (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- » De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo, en los casos base del análisis de mediano y largo plazo, en lo relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables no convencionales, las cuales pasan de un 3% y 3.7% al inicio del horizonte al 14.5% y 29.0% al final de los mismos respectivamente.
- » Ante escenarios de reducción de aportes y considerando un atraso de los proyectos se observa incremento en los requerimientos de generación térmica respecto a caso base.
- » Bajo el escenario de hidrología crítica en el verano 2023-2024 y sin considerar expansión previa a este verano (considerado proyectos con OEF atrasados un año) se observa una alta exigencia al parque térmico desde octubre 2023 y una preparación previa de los niveles de embalses que permitan garantizar el abastecimiento confiable de la demanda durante el periodo de verano.

Conclusiones y Recomendaciones

- » La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.
- » El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda continuar con el seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

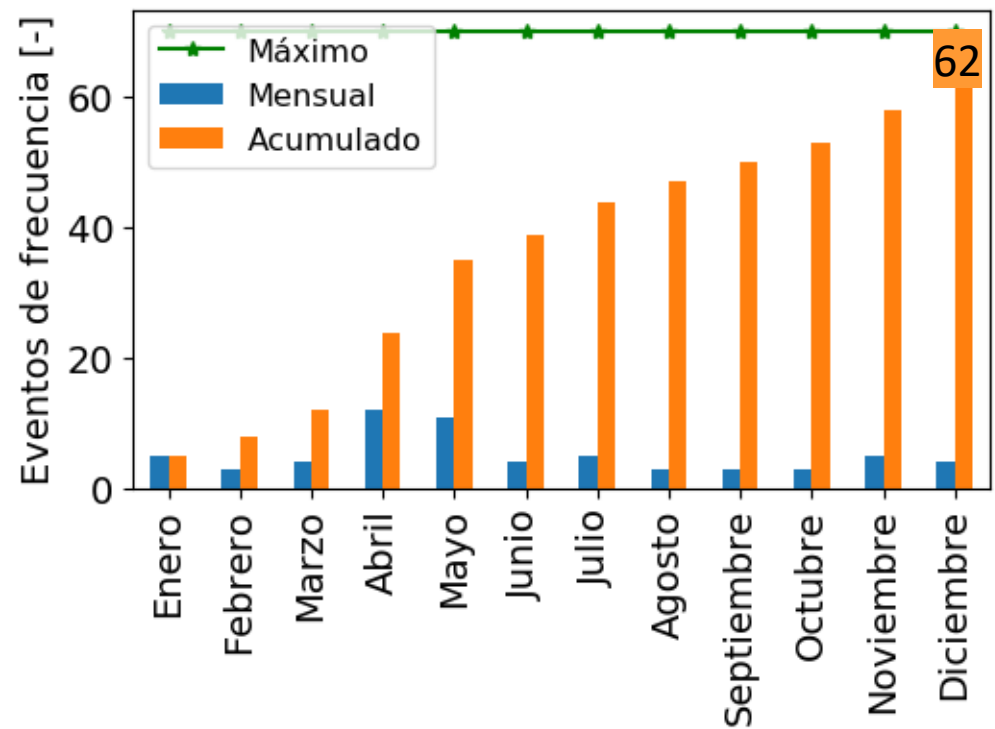
3. Situación Operativa



Indicadores de Operación



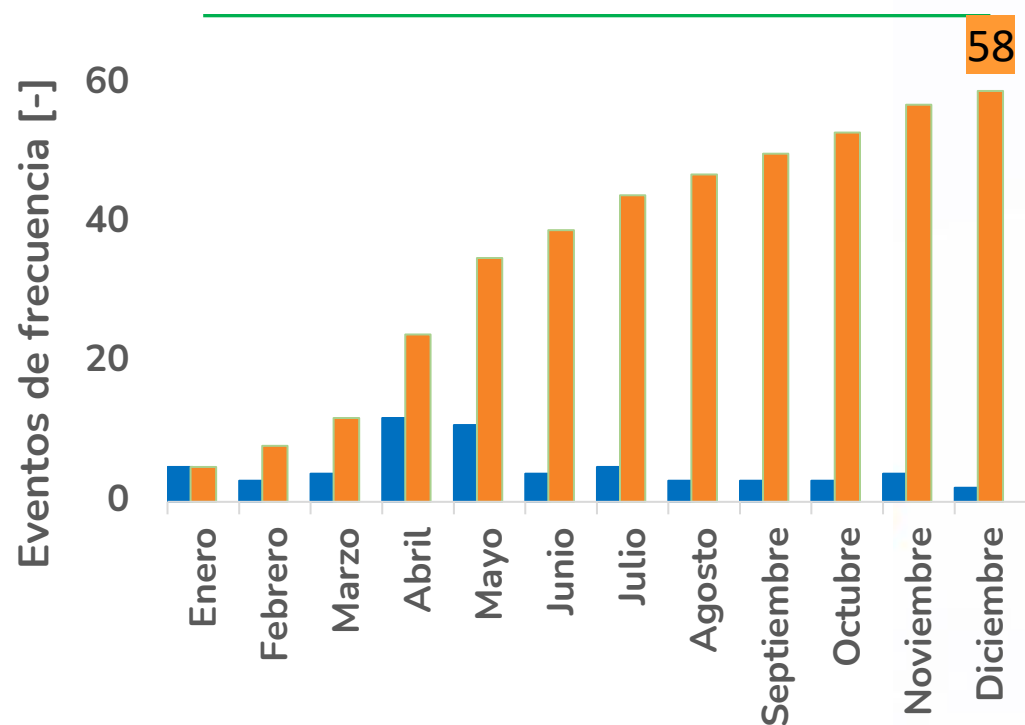
Eventos Transitorios de Frecuencia Totales



Durante el mes de Diciembre de 2022 se presentaron en total 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema.

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-12-13 03:53	1.0	59.6	Evento de frecuencia por disparo de 2 unidades de La Miel con aproximadamente 198 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,56 Hz. Al recuperarse la frecuencia, dispara 1 unidad de La Miel con aproximadamente 98 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,71 Hz.	No
2022-12-27 02:38	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 1 de Ituango con aproximadamente 274 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,7105 Hz.	No
2022-12-01 10:25	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de 4 unidades de Guatapé con aproximadamente 280 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,743 Hz	No
2022-12-14 10:05	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 1 de Ituango con aproximadamente 269 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,777 Hz.	No

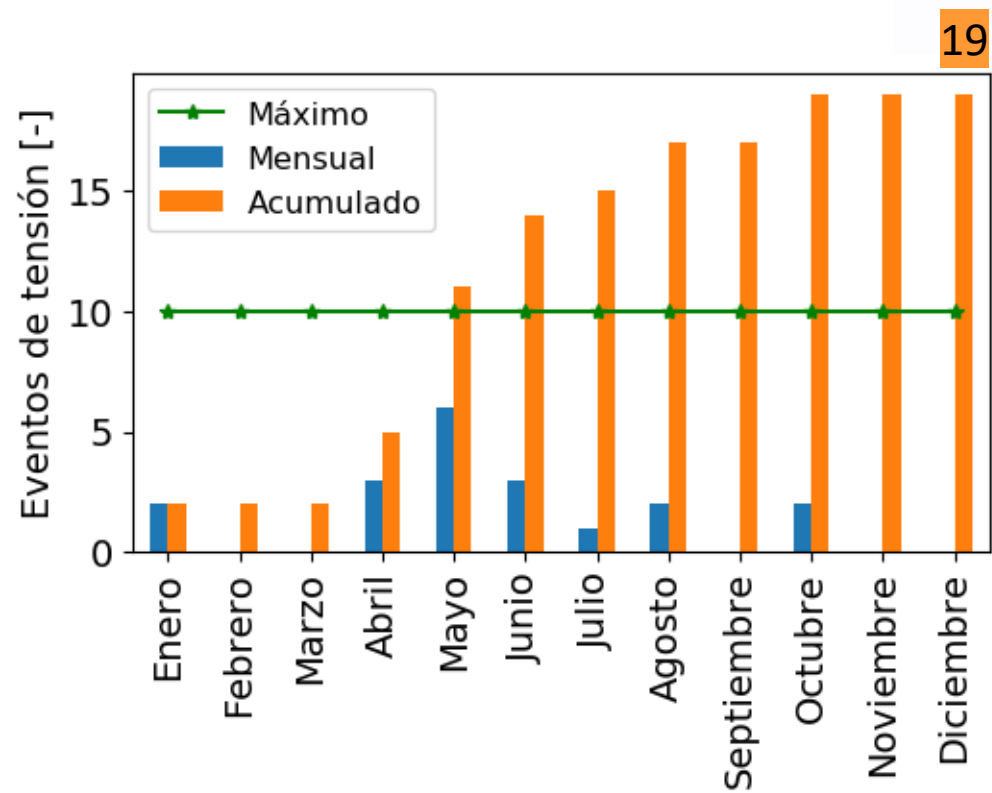
Eventos Transitorios de Frecuencia - Ituango



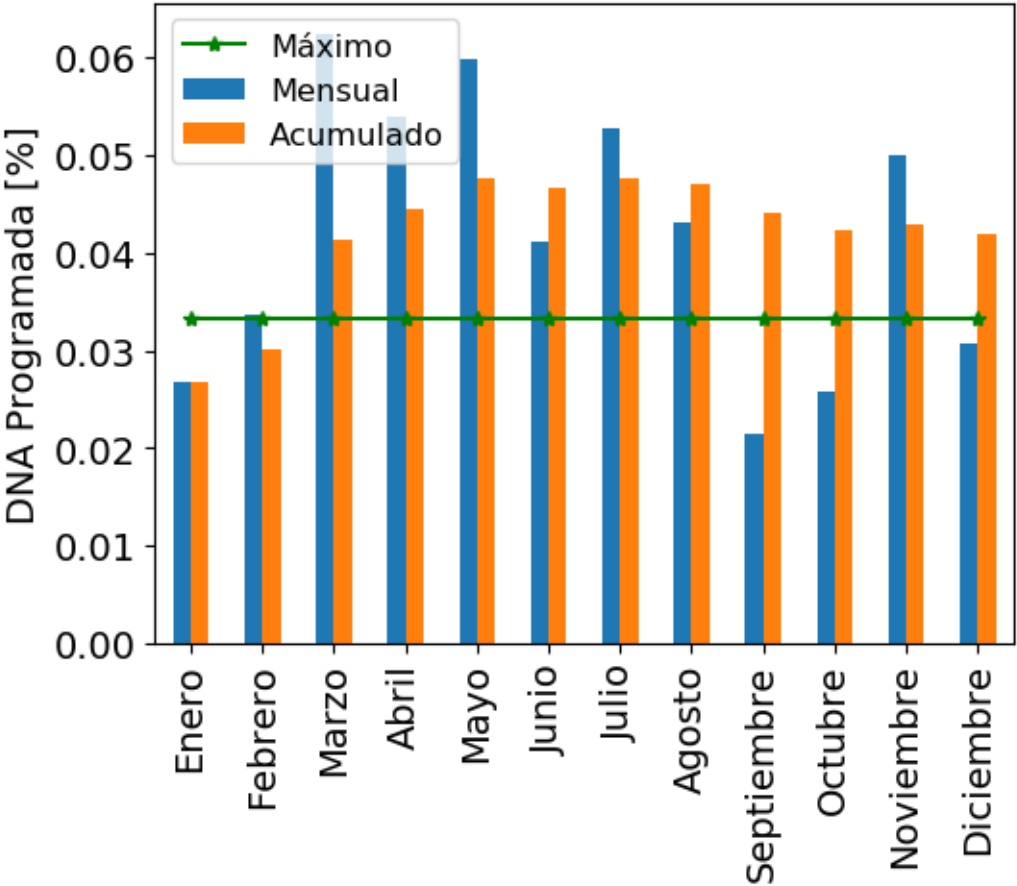
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-12-27 02:38	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 1 de Ituango con aproximadamente 274 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,7105 Hz.	No
2022-12-14 10:05	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 1 de Ituango con aproximadamente 269 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,777 Hz.	No

Durante el mes de Diciembre de 2022 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitoria en el sistema originados por Ituango.

Eventos de Tensión Fuera de Rango

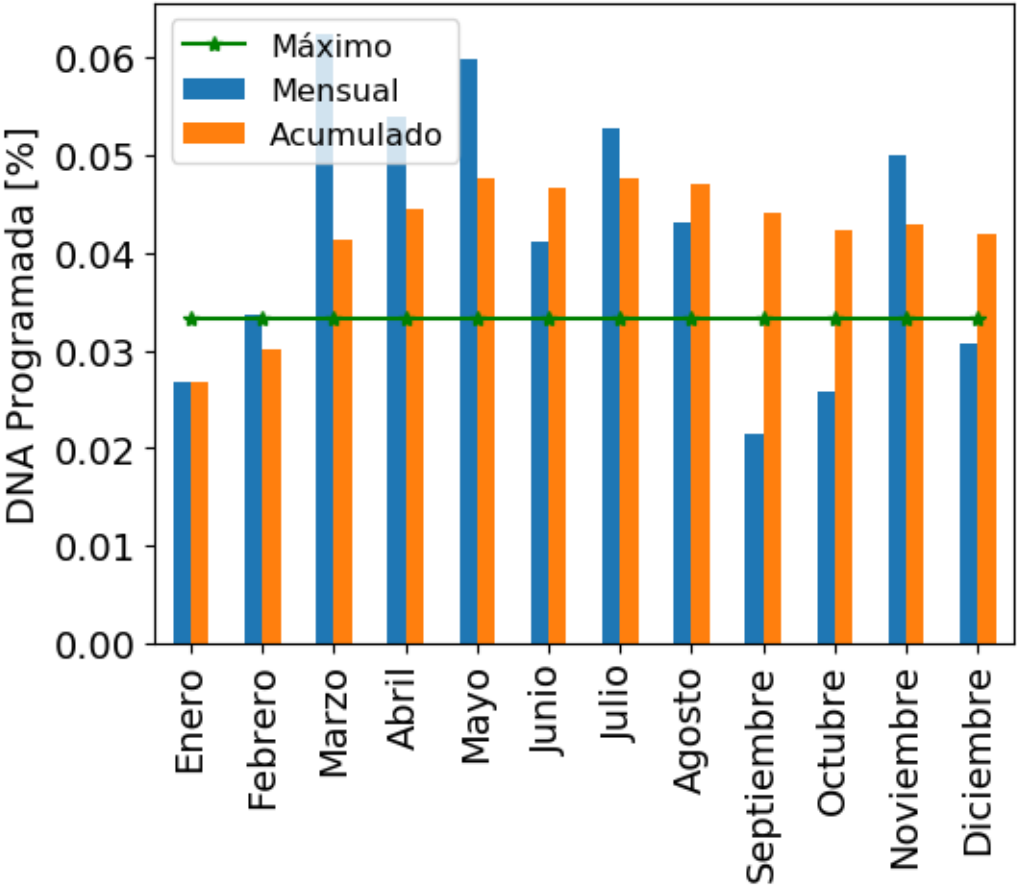


Durante el mes de Diciembre de 2022 no se presentaron eventos de tensión en el sistema



Por causas programadas se dejaron de atender 1.921 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

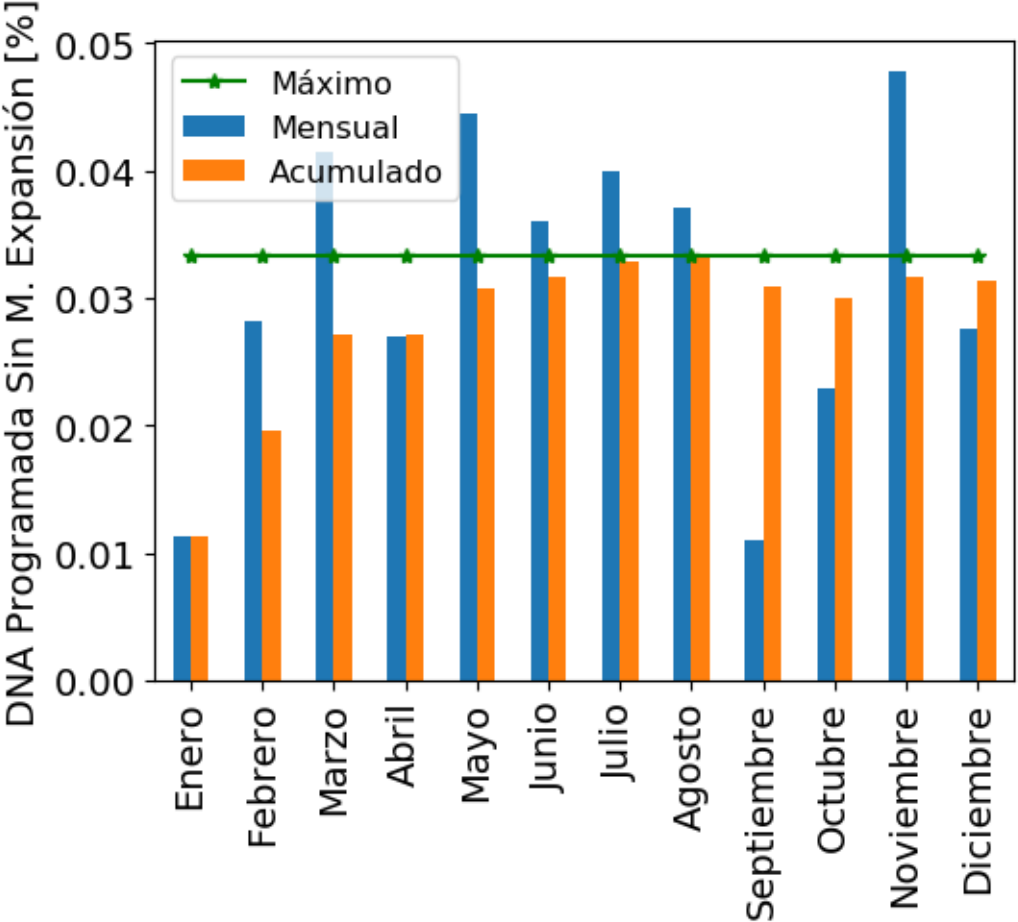
FechaIni	Energia	Descripcion
2022-12-04 06:12	355.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0213662, C0213700, C0213701, C0213702, C0213703, C0213706, C0213715, C0215182, Y C0215182 del activo BARRA LIBERTADOR 110 kV, BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, LIBERTADOR 1 30 MVA 110/13.8 kV, BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV,LIBERTADOR 2 30 MVA 110/13.8 kV,BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV, LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV, y BL1 SANTA MARTA A LIBERTADOR 110 kV.
2022-12-20 04:30	294.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0193407, C0201072 y C0206681 de los activos BAHIA DE SECCIONAMIENTO 1 BALSILLAS, FACATATIVA - VILLETA 1 115 kV y BALSILLAS - FACATATIVA 1 115 kV, respectivamente.
2022-12-11 06:14	266.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0207592, C0207593, C0207594, C0207596, C0207597, C0207598, C0207599, C0207600 y C0207601 de los activos VALLEDUPAR 1 60 MVA 220/34.5/13.8 kV, BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 13.8 kV, BAHIA ACOPLE 1 VALLEDUPAR 34.5 kV, BL2 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, BL1 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 220 kV, BARRA VALLEDUPAR 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 12 60 MVA 34.5 KV, respectivamente.



Por causas programadas se dejaron de atender 1.921 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-12-11 04:00	252.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0219526 y C0219530 de los activos BT VEINTE DE JULIO 3 30 MVA 110 kV y BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV, respectivamente.
2022-12-11 08:09	153.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0219392 del activo TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV.
2022-12-04 07:08	101.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216308 del activo ZARAGOCILLA 2 35 MVA 66/13.8 kV.
2022-12-11 07:16	93.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216325 del activo EL BOSQUE 1 20 MVA 66/13.8/9.7 kV.
2022-12-04 05:09	73.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0218516 y C0192425 del activo BT CHINU 1 150 MVA 110 kV.
2022-12-04 08:00	58.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0219707 del activo BARRA EL ZAQUE 115KV.
2022-12-11 02:00	57.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0212887 del activo BT GIRARDOTA 1 60 MVA 110 kV.
2022-12-04 17:45	55.6	Demanda no atendida por instrucción del CND para control del corte CHINU 1 150 MVA 500/110/34.5 kV/CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 kV + CHINU 3 150 MVA 500/110/34.5 kV, durante trabajos en la consignación C0192425 del activo CHINU 1 150 MVA 500/110/34.5 kV..

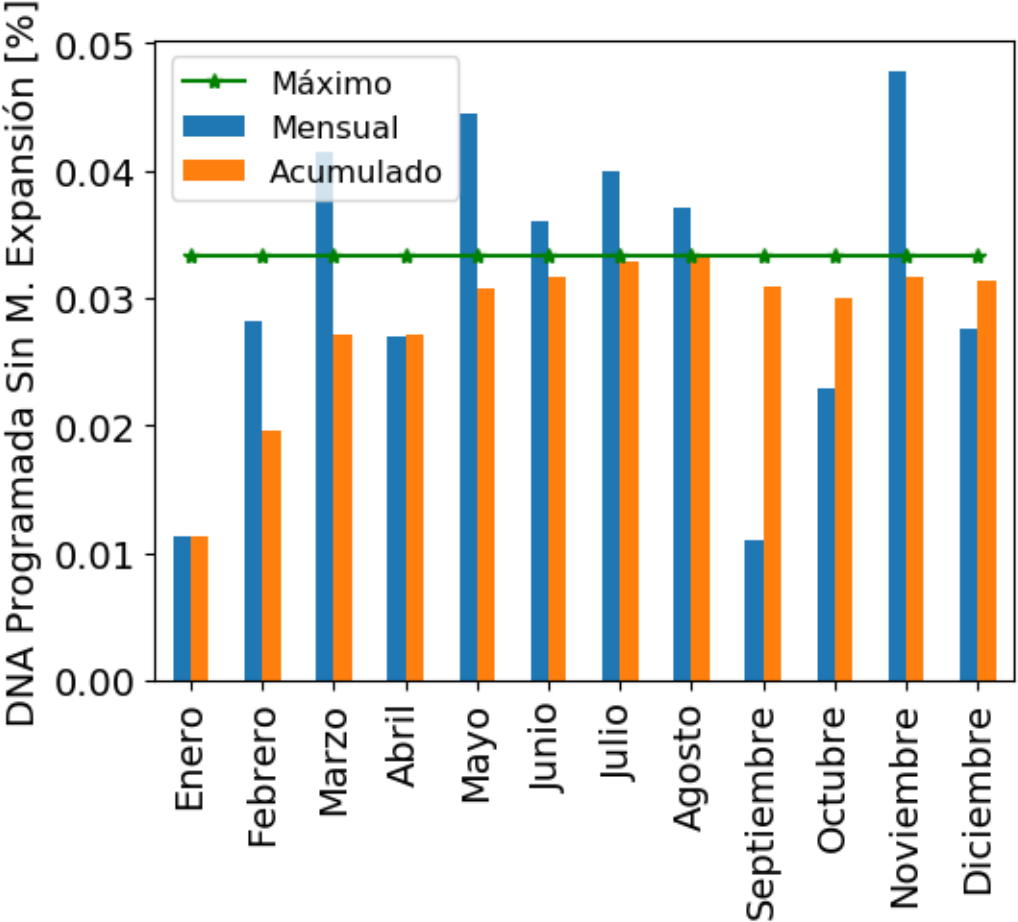
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.734 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-12-04 06:12	355.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0213662, C0213700, C0213701, C0213702, C0213703, C0213706, C0213715, C0215182, Y C0215182 del activo BARRA LIBERTADOR 110 kV, BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, LIBERTADOR 1 30 MVA 110/13.8 kV, BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV,LIBERTADOR 2 30 MVA 110/13.8 kV,BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV, LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV, y BL1 SANTA MARTA A LIBERTADOR 110 kV.
2022-12-20 04:30	294.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0193407, C0201072 y C0206681 de los activos BAHIA DE SECCIONAMIENTO 1 BALSILLAS, FACATATIVA - VILLET A 1 115 kV y BALSILLAS - FACATATIVA 1 115 kV, respectivamente.
2022-12-11 06:14	266.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0207592, C0207593, C0207594, C0207596, C0207597, C0207598, C0207599, C0207600 y C0207601 de los activos VALLEDUPAR 1 60 MVA 220/34.5/13.8 kV, BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 13.8 kV, BAHIA ACOPLE 1 VALLEDUPAR 34.5 kV, BL2 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, BL1 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 220 kV, BARRA VALLEDUPAR 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 12 60 MVA 34.5 KV, respectivamente.

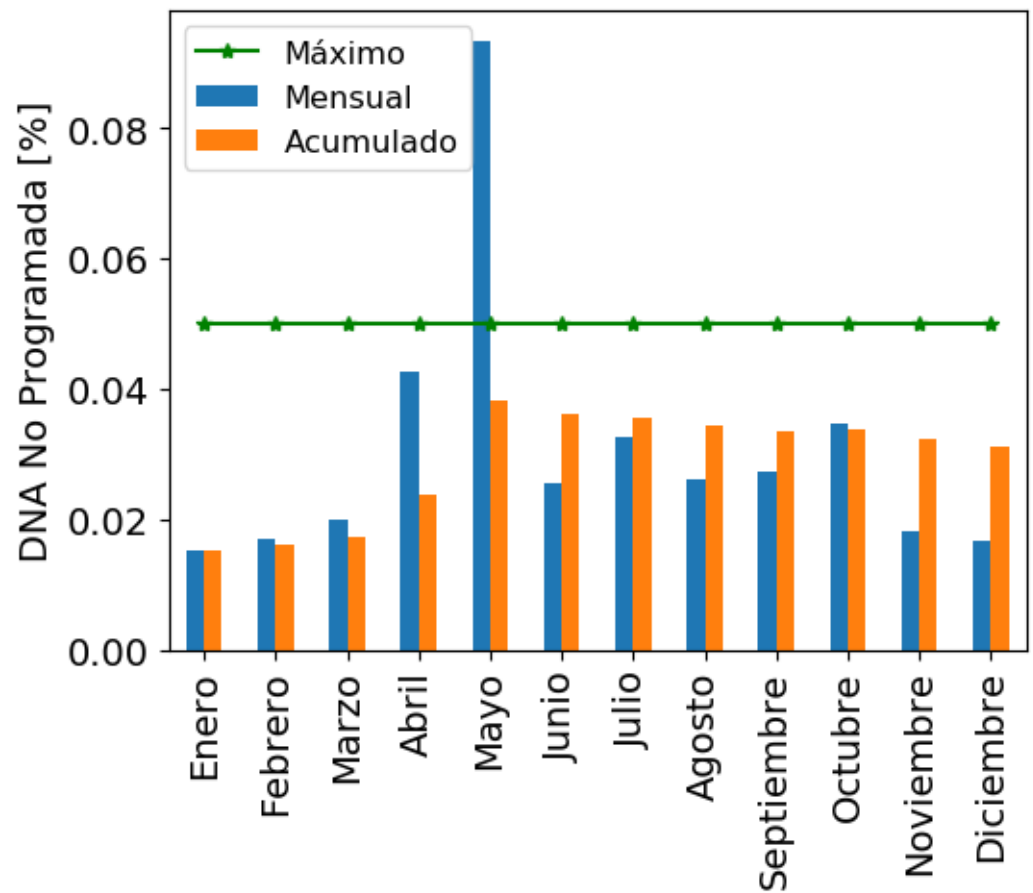
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.734 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-12-11 04:00	252.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0219526 y C0219530 de los activos BT VEINTE DE JULIO 3 30 MVA 110 kV y BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV, respectivamente.
2022-12-11 08:09	153.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0219392 del activo TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV.
2022-12-04 07:08	101.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216308 del activo ZARAGOCILLA 2 35 MVA 66/13.8 kV.
2022-12-11 07:16	93.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216325 del activo EL BOSQUE 1 20 MVA 66/13.8/9.7 kV.
2022-12-04 08:00	58.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0219707 del activo BARRA EL ZAQUE 115KV.
2022-12-04 10:04	46.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0219180 del activo BT ZAMBRANO 1 48 MVA 66 kV.
2022-12-18 03:02	43.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216791 sobre el activo RIO CORDOBA 1 33 MVA 110/34.5/13.8 KV.

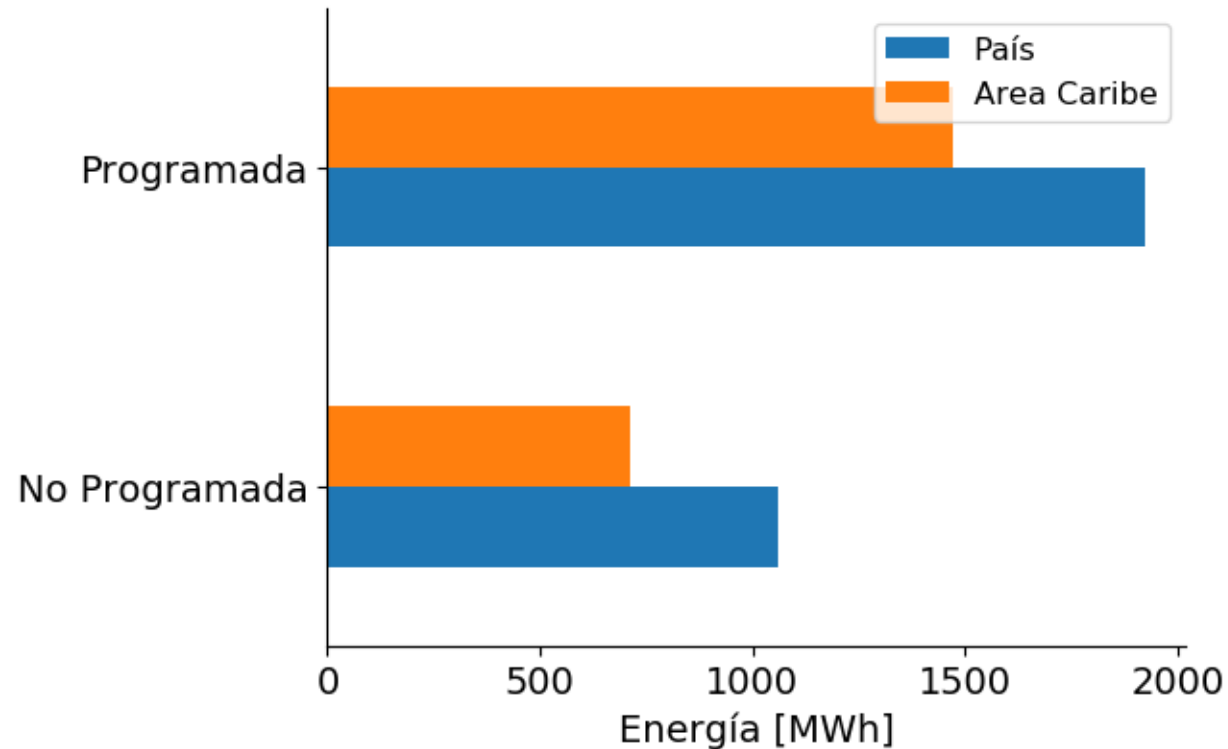
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.059 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-12-12 11:14	295.3	Demanda no atendida según resolución CREG 224 por la indisponibilidad del activo TEBSA - EL RIO 1 110 kV, ante la N-1 de cualquiera de los transformadores TERMOFLORES 1 150 MVA 220/110/10 kV y TERMOFLORES 2 150 MVA 220/110/13.8 kV
2022-12-22 01:26	140.4	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66KV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
2022-12-07 00:18	131.9	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66KV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
2022-12-02 00:28	105.9	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
2022-12-31 14:45	79.3	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 JUNIN A BUCHELI 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial BUCHELI 115 kV. Agente informa falla en el cable de guarda.
2022-12-24 11:48	57.3	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 CERTEGUI (CHOCO) A ISTMINA 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial ISTMINA 115 kV.

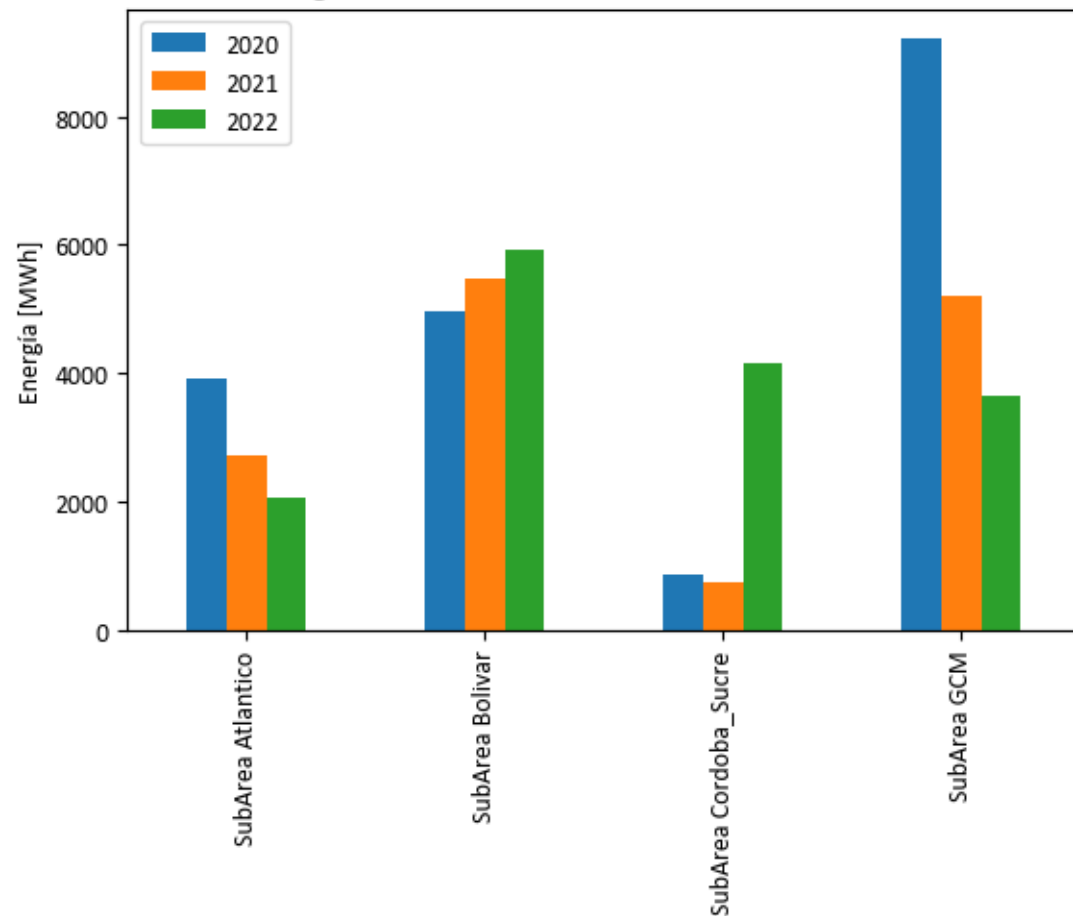
DNA Caribe vs. País



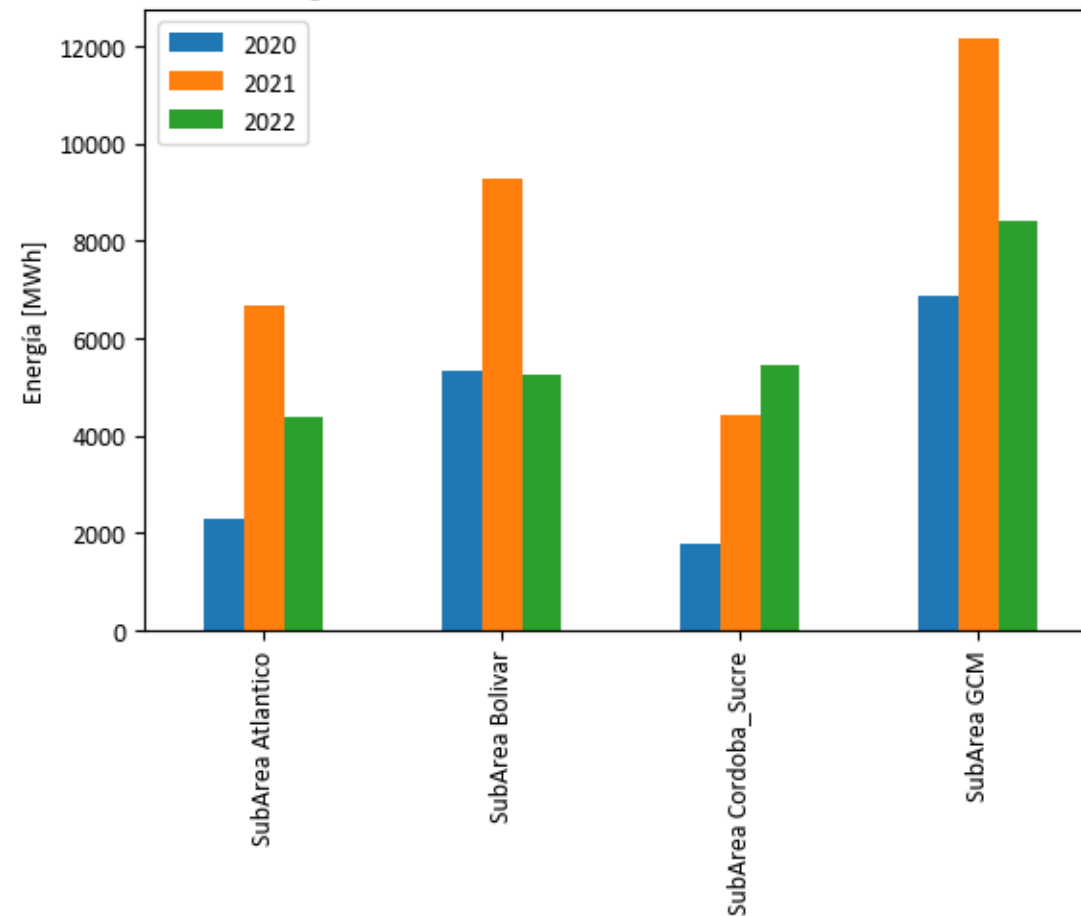
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.472 GWh, siendo un 76.65% de la demanda no atendida programada nacional (1.921 GWh) para el mes de Diciembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.713 GWh, siendo un 67.36% de la demanda no atendida no programada nacional (1.059 GWh) para el mes de Diciembre.

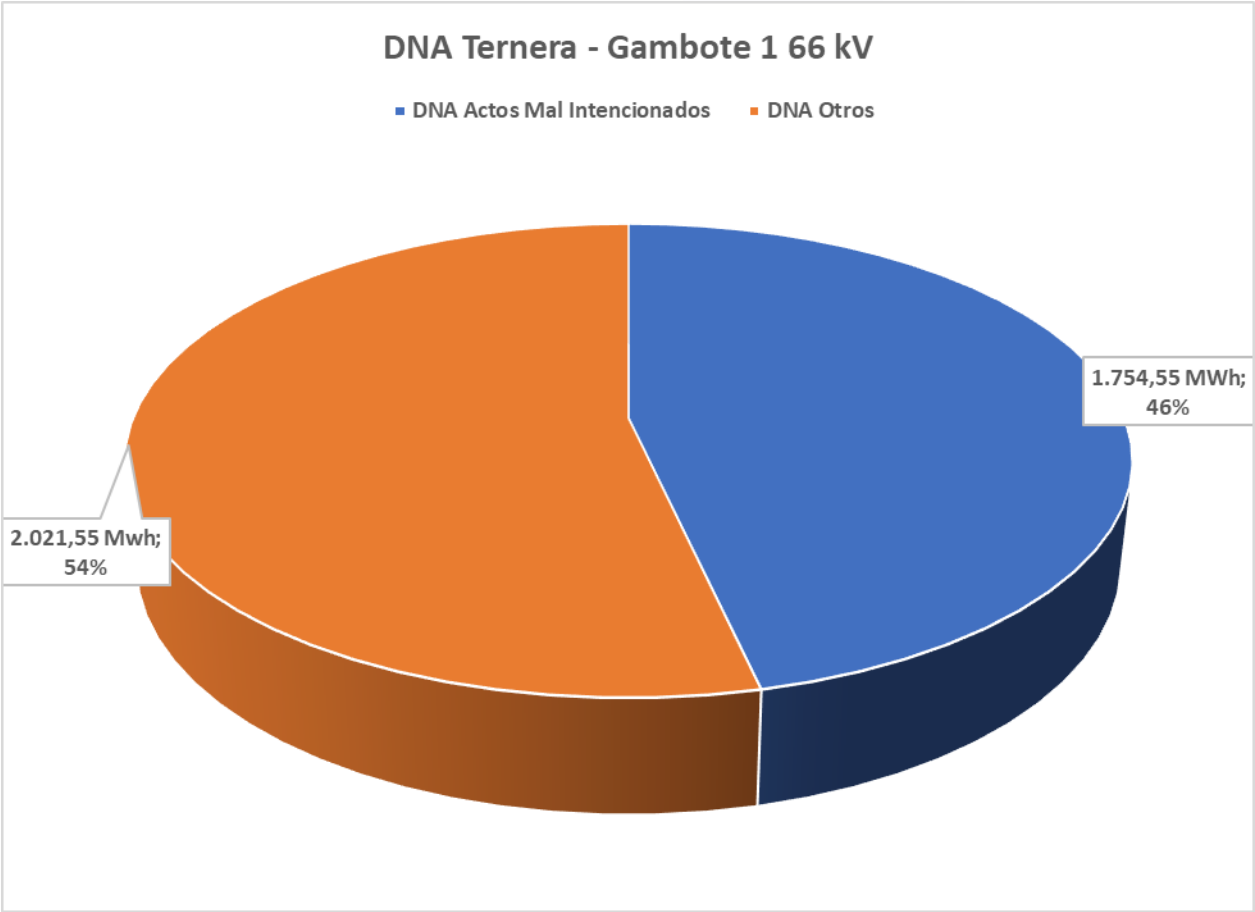
DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Diciembre



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

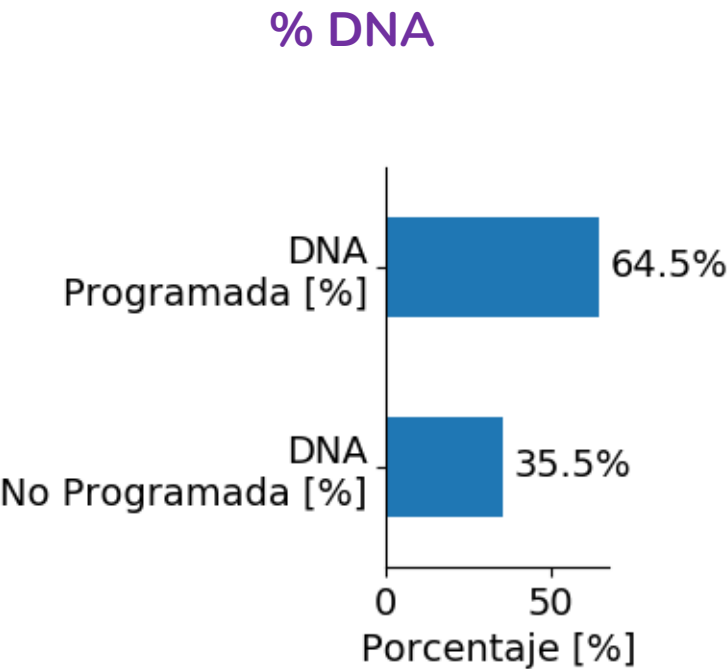


DNA Ternera - Gambote 1 66 kV



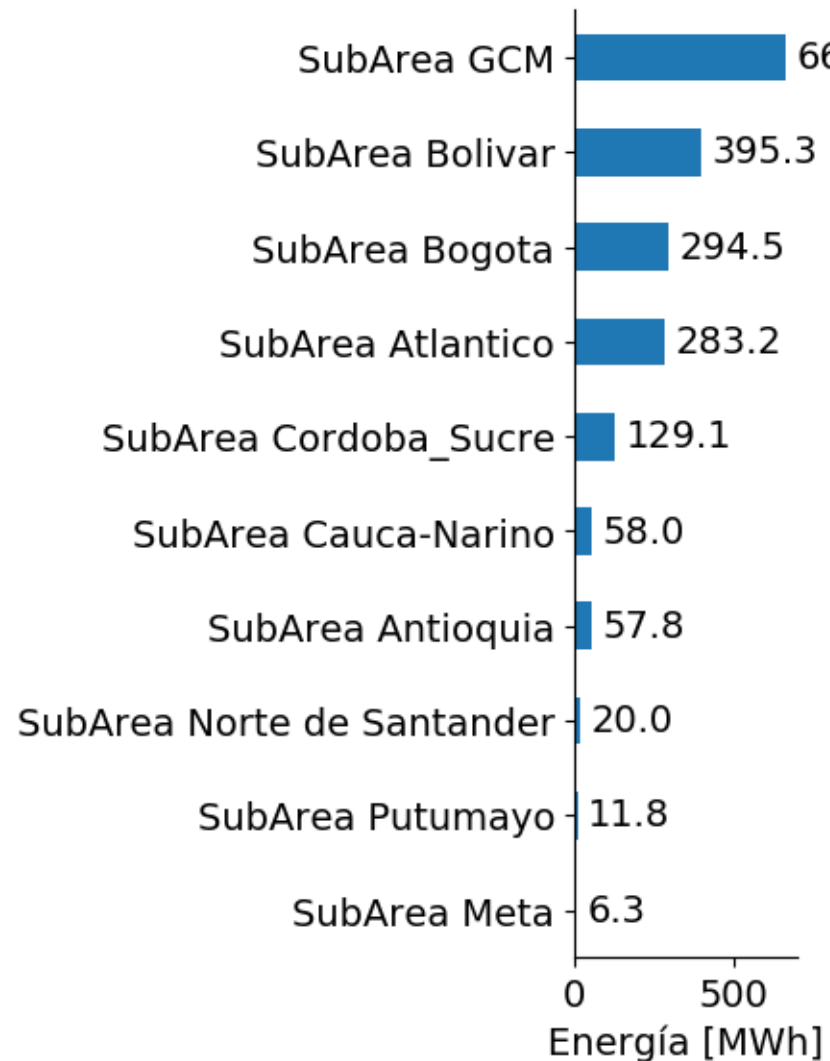
DNA Ternera - Gambote 1 66 kV	
DNA Actos Mal Intencionados	1.754,55
DNA Otros	2.021,55
DNA Total (MWh) 2022	3.776,10

Resumen – Demanda no atendida

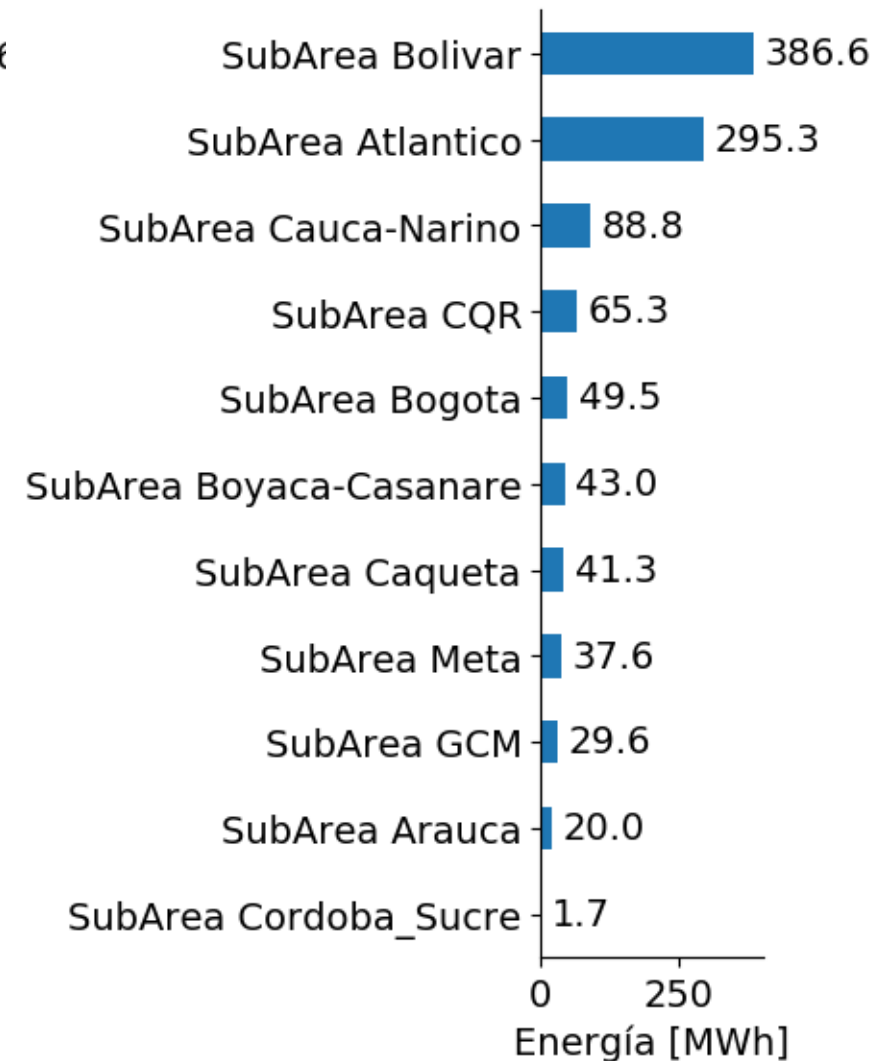


El total de demanda no atendida en Diciembre fue 2.98 GWh

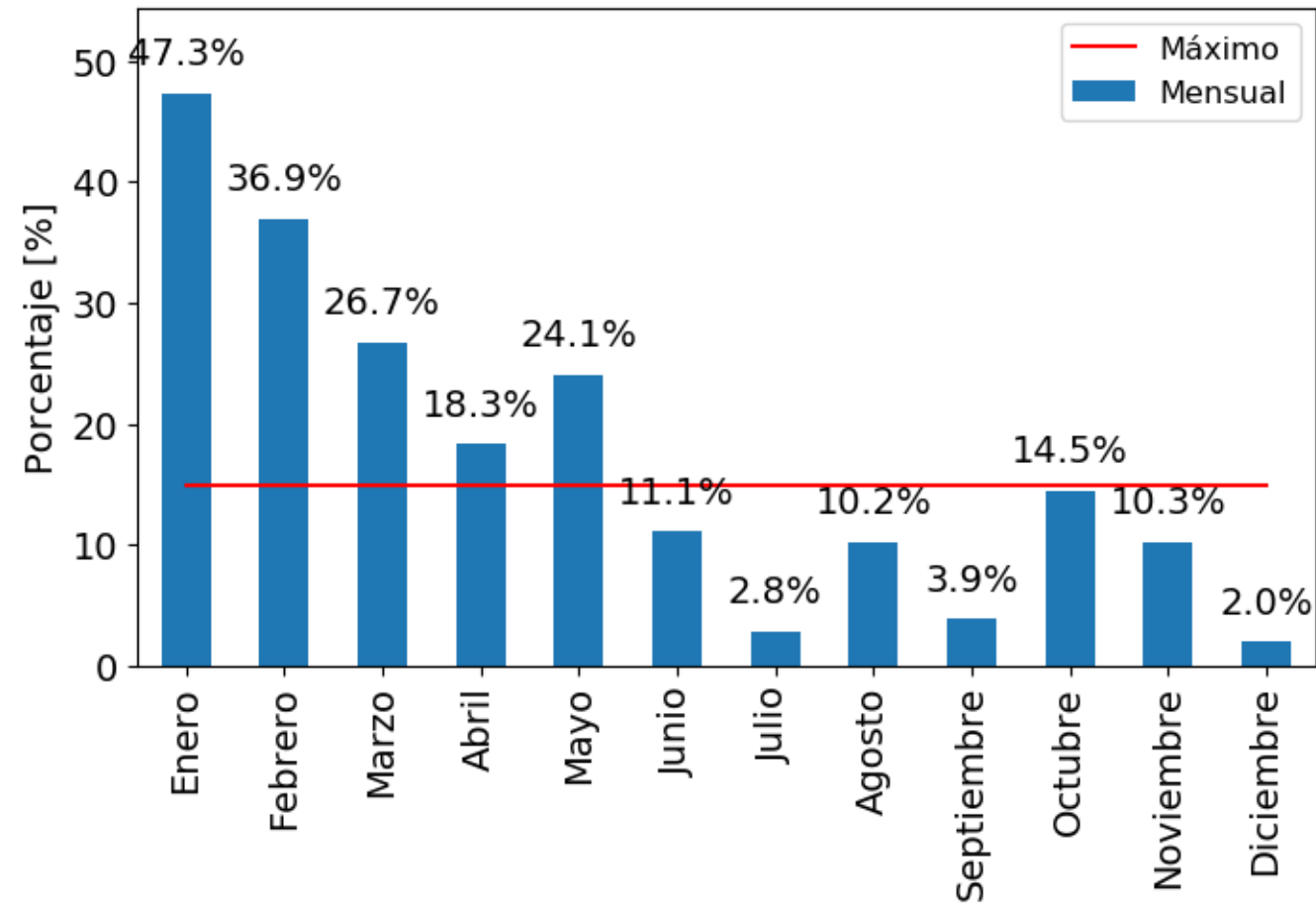
DNA Programada



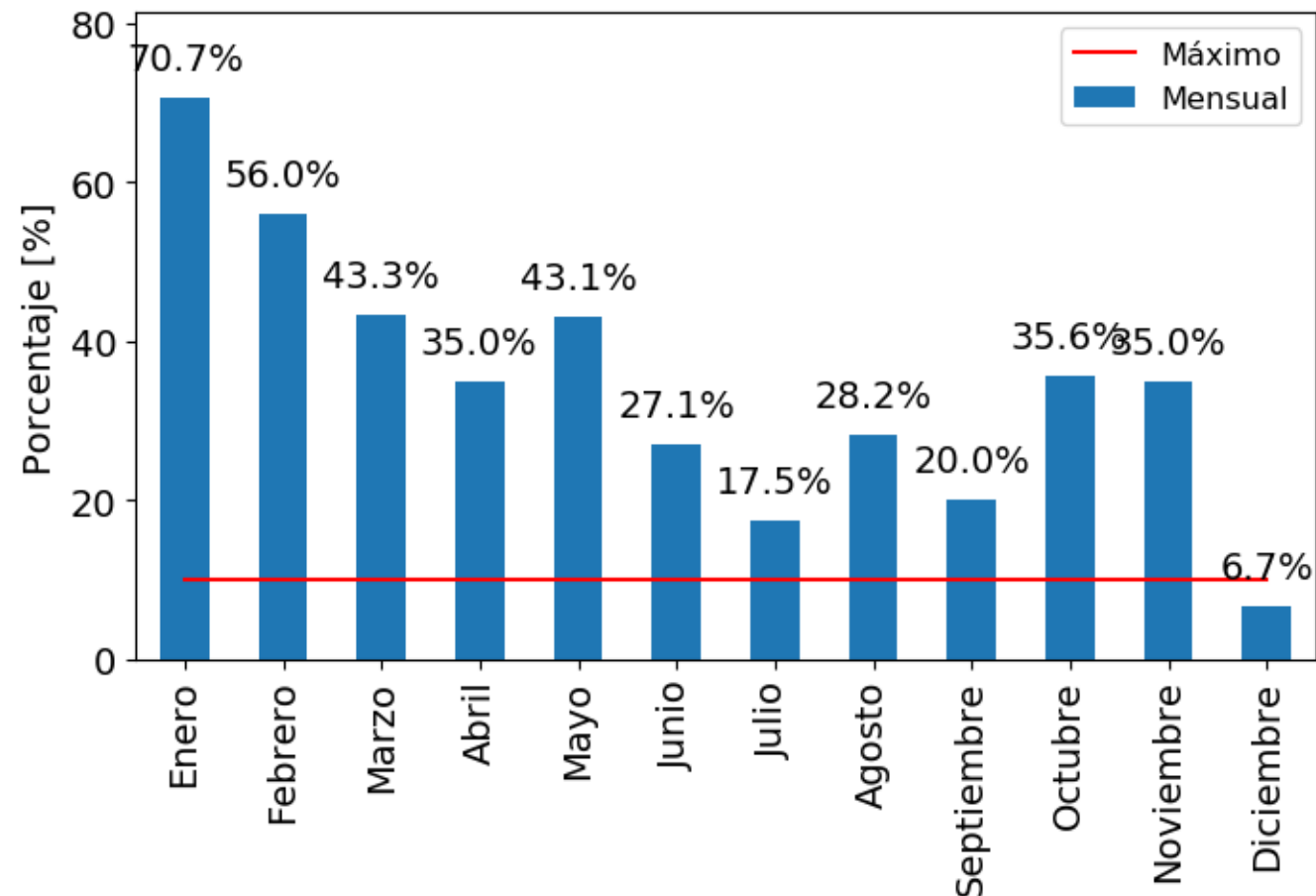
DNA No Programada



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



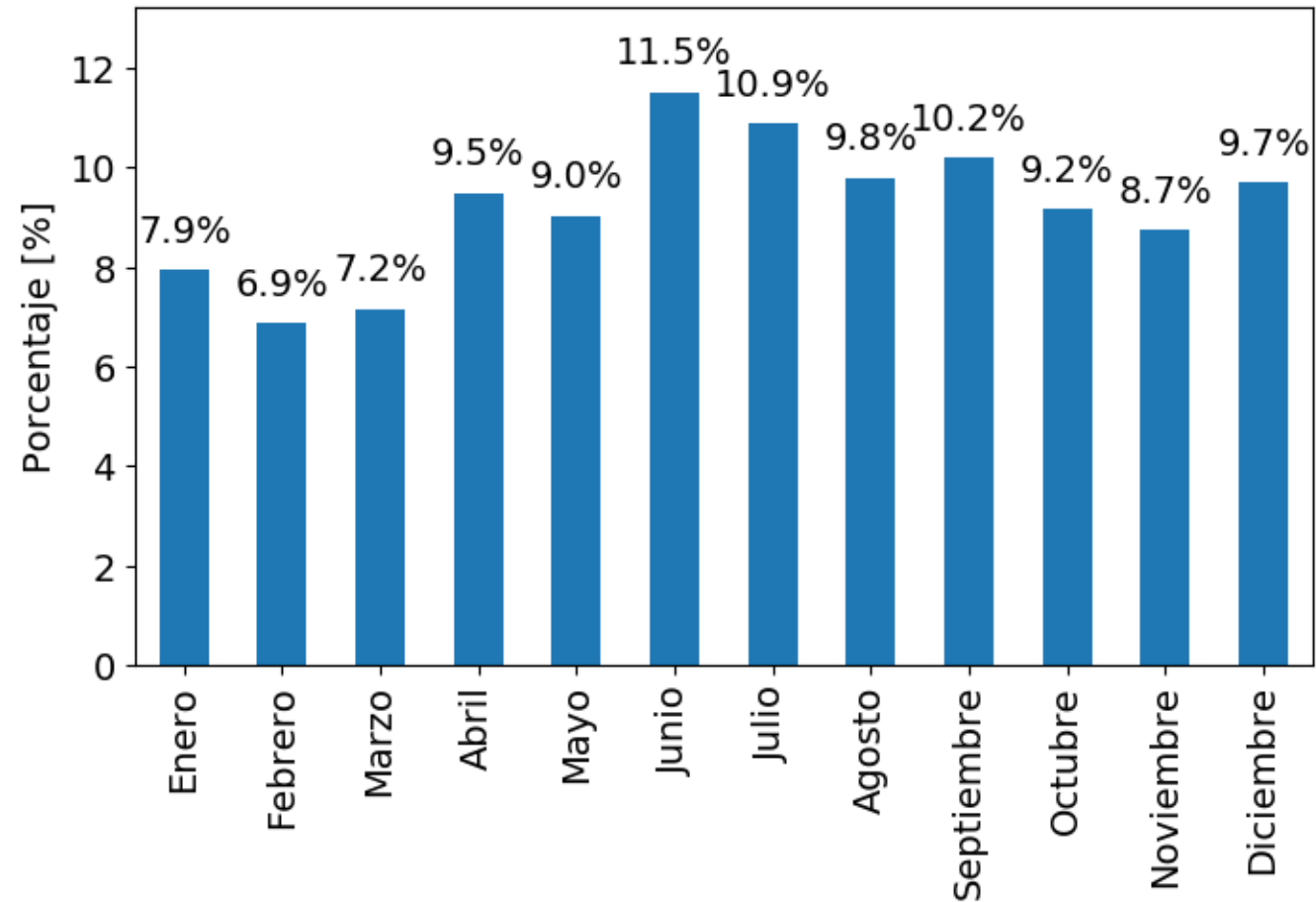
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



Participación PNDC en la generación total del SIN

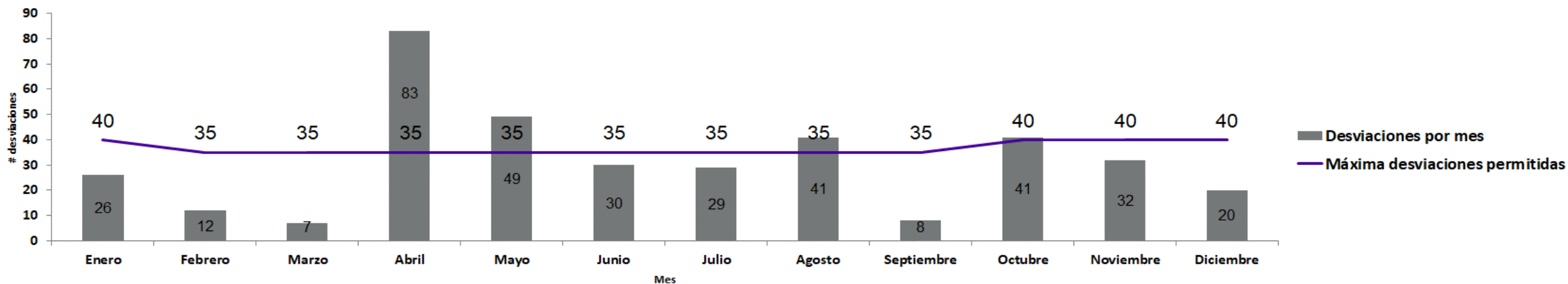


Participación PNDC en la generación total del SIN

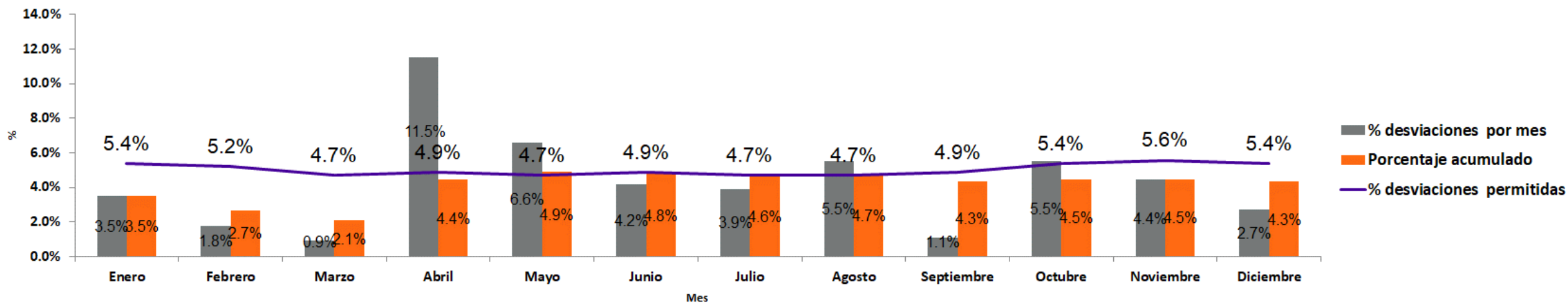


Indicador de calidad del pronóstico oficial diciembre 2022

Número de desviaciones mayores al 5%



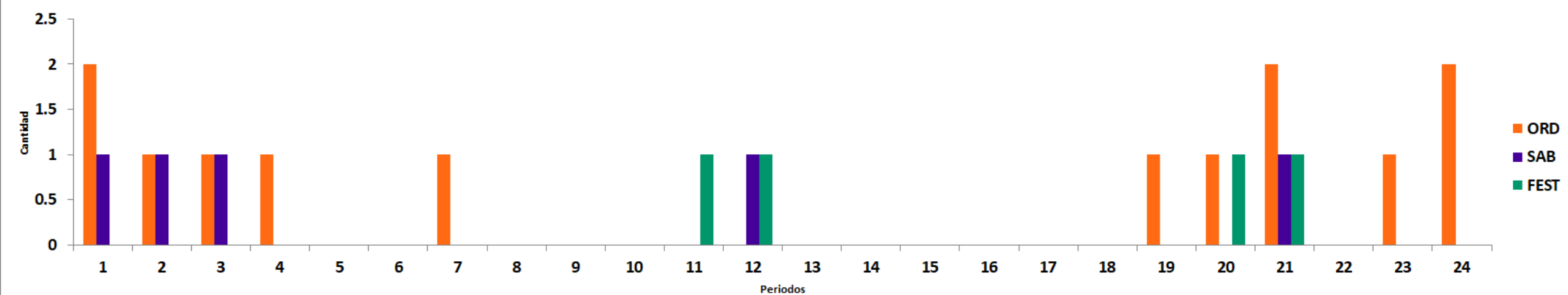
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



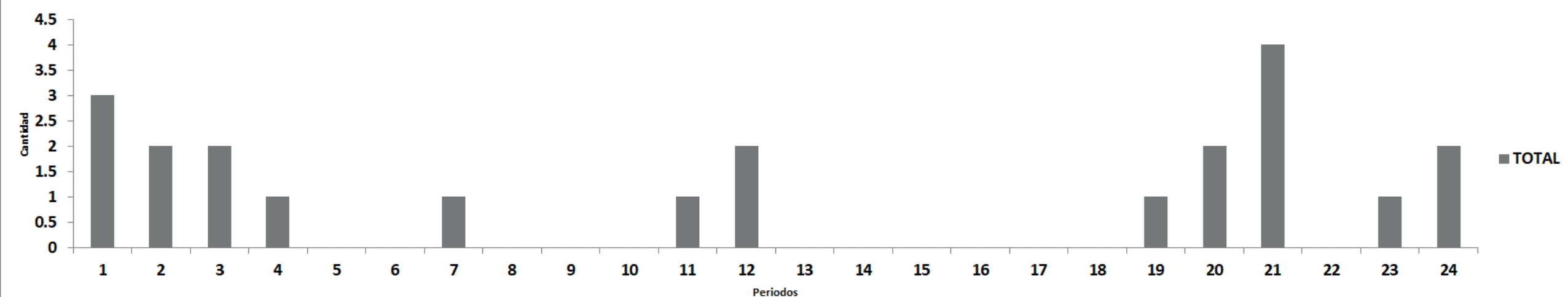
*Información actualizada el 4 de enero de 2023

Indicador de calidad del pronóstico oficial diciembre 2022

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

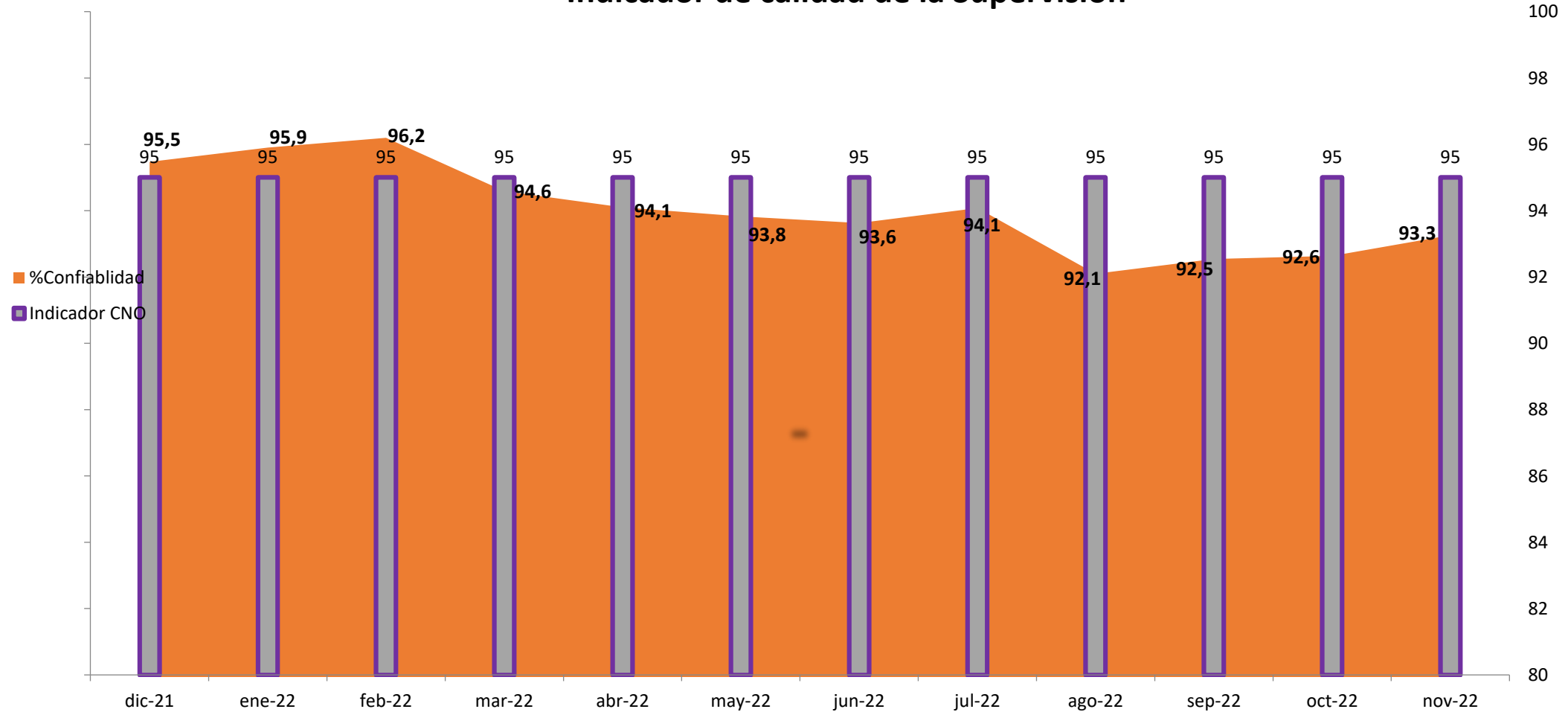


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la supervisión

Indicador de calidad de la Supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de noviembre de 2022



Radar de proyectos – Acuerdo CNO 696



Proyectos del STN por convocatoria

7 proyectos

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

26

El atraso de expansión a nivel de STN, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STN.

5 proyectos

- Dic/23:**
UPME 09-2016 LT Copey-Cuestecitas 500 kV y Copey-Fundación 220 kV
- Mar/24:**
UPME 07-2016 LT Virginia-Nueva Esperanza
- Abr/24:**
UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV
- Dic/24:**
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente .
- Jun/25:**
UPME 03-2010 SE Chivor II
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza

- Feb/23:**
UPME 07-2017 Sabanalarga-Bolívar 500 kV

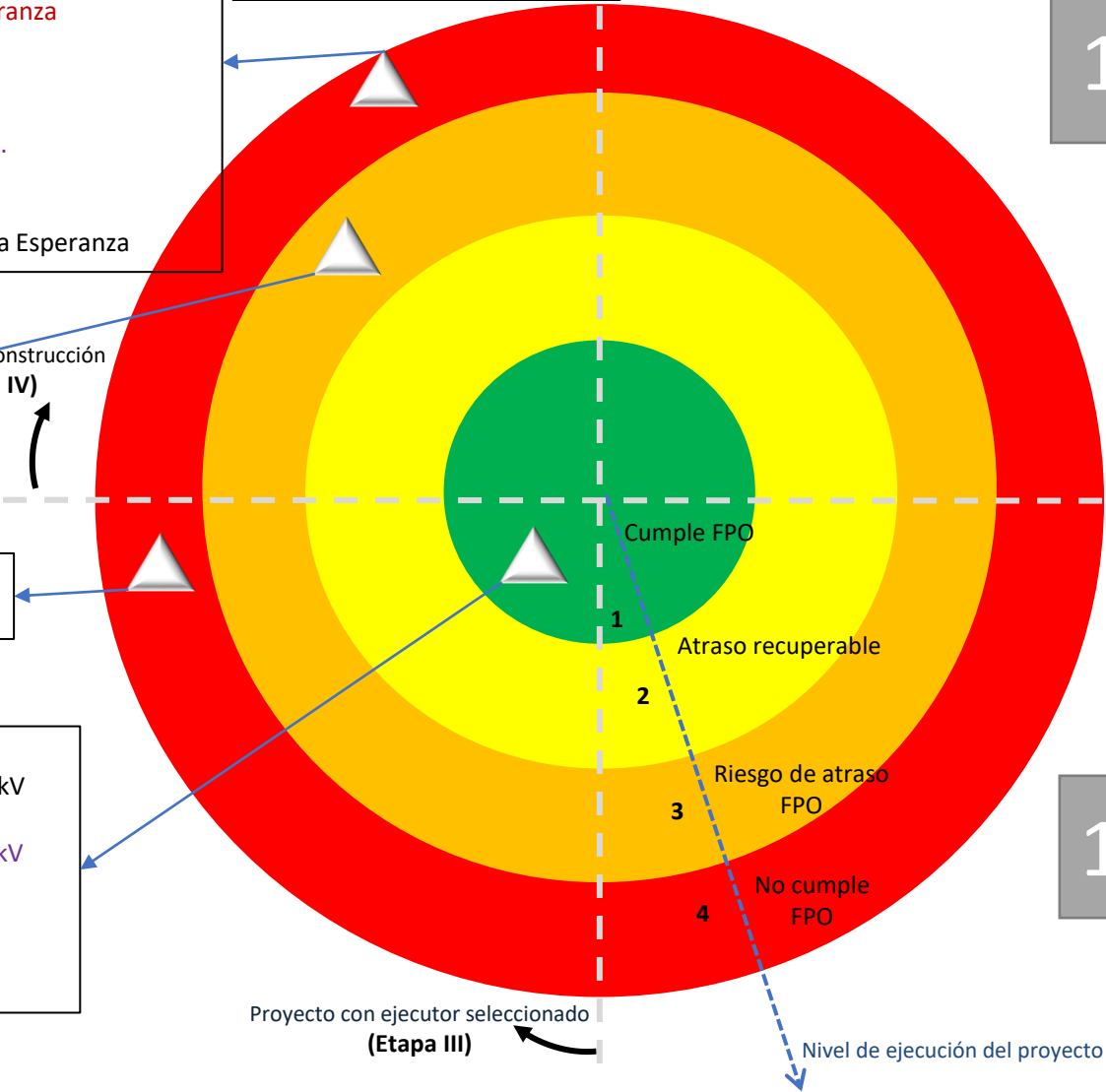
- Jul/25:**
UPME 06-2017 SE Colectora 500 kV

- Nov/23:**
UPME 10-2019 Rio Córdoba - Bonda 220 kV
- Jul/24:**
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV
- Abr/25:**
UPME 03-2021 Carrieles 230 kV
- May/25:**
UPME 02-2021 Pacífico 230 kV

- Declarados en Operación comercial:**
- UPME 06-2018 El Río 220 kV: FPO 22 de noviembre de 2022
 - UPME 05-2009 LT Tesalia - Alférez 230 kV: FPO 13 de diciembre 2022

Alternativas de expansión (Etapa I)

11 alternativas



14 proyectos

Los proyectos en este color cambiaron de fecha del radar anterior*
Los proyectos en este color cambiaron de etapa o nivel*
FPO: Fecha de puesta en operación

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME al 07 de diciembre de 2022

Proyectos por convocatoria STN

Proyectos que presentan retrasos en la FPO

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO DSI	FPO anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO actual <i>prevista por el ejecutor</i>	Causa Retraso
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Heliconia (Medellín) – La Virginia	↑	30/09/2018	11/10/2022	30/06/2023	Construcción línea suspendida oct/22. Reinicio ene/23
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Alférez – San Marcos	4 ↑		07/11/2022	31/08/2023	Construcción línea suspendida oct/22. Reinicio ene/23
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: La Virginia – Alférez	↓		26/04/2025	30/12/2024	Licencia ambiental Oposición comunidades
UPME 09-2016	Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	4 ↑	30/11/2020	22/07/2023	23/12/2023	Licencia ambiental
UPME 05 - 2018	Toluviejo 220 kV: Tramo I Chinú - Toluviejo	4 ↑	30/06/2022	15/03/2024	15/04/2024	Licencia ambiental
	Toluviejo 220 kV: Tramo II - Toluviejo-Bolívar	4 ↑		15/03/2024	30/06/2024	Licencia ambiental
UPME 06 - 2017	Subestación Colectora 500 kV: Tramo I: Cuestecitas - La Loma	4 ↓	30/11/2022	30/08/2024	31/10/2024	Consulta Previa Licencia ambiental
	Subestación Colectora 500 kV: Tramo II: Colectora - Cuestecitas	4 ↓		30/08/2025	30/07/2025	Licencia ambiental
UPME 07-2016	Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	4	30/11/2021	15/03/2024	15/03/2024	Licencia ambiental
UPME 03-2010	Chivor II	4	31/10/2015	30/06/2025	30/06/2025	Licencia ambiental
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	4	30/09/2017	30/06/2025	30/06/2025	Licenciamiento de SE Norte 500 depende de Norte 230

Proyectos del STN por convocatoria



El retraso en la entrada en operación de los proyectos de expansión es una condición recurrente, lo que hace que estas obras pierdan efectividad e impacto en el sistema al momento de su entrada en operación.

CONVENCIONES

- Proyectos que en el plan de expansión tenían una FPO definida y en los DSI cambió
- Cambio de fecha (DSI o Resolución)
- FPO – Nivel 4 (No cumple FPO)
- FPO – Nivel 3 (Riesgo de atraso FPO)
- FPO – Nivel 2 (Atraso recuperable)
- FPO – Nivel 1 (Cumple FPO)

DSI: Documentos de Selección de Inversionista



UPME 01-2013 Sog-Norte-Nva Esp

UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV

UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV

UPME 07-2017 Sabana – Bolívar 500 kV

UPME 06 - 2017 S/E Colectora 500 kV

UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV

UPME 10-2019 Río Córdoba - Bonda 220 kV

UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV

UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV

FPO - DSI

FPO DSI=FPO Ejecutor

FPO - DSI

FPO - DSI

FPO EJECUTOR

FPO EJECUTOR

FPO EJECUTOR

FPO EJECUTOR

FPO EJECUTOR

FPO EJECUTOR

FPO EJECUTOR

UPME 02-2021 Pacífico 230 kV

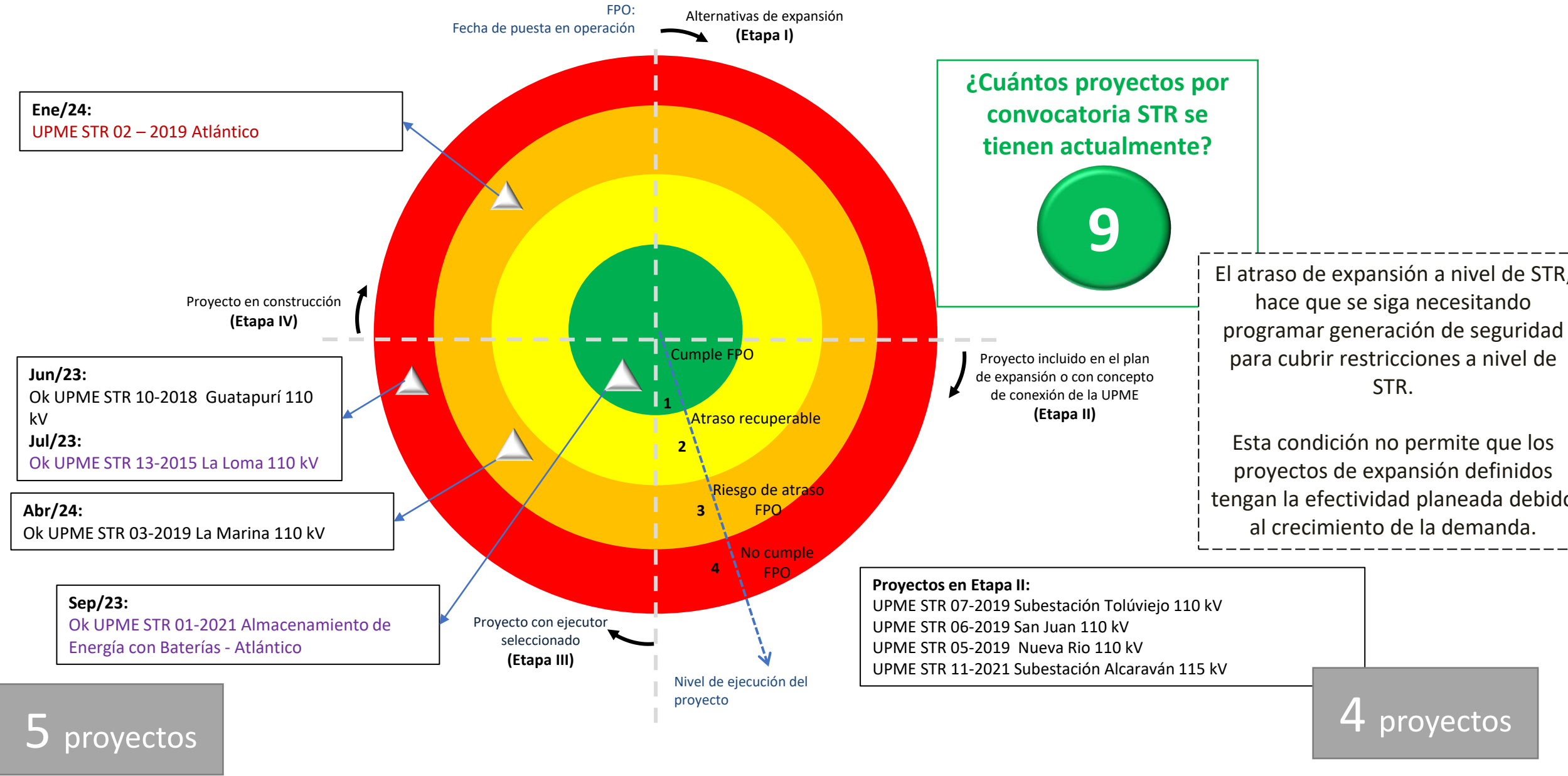
UPME 03-2021 Carreles 230 kV

Proyectos del STN por Ampliación

Transmisor	Proyecto	Nivel	FPO concepto UPME	FPO actual <i>prevista por el ejecutor</i>	Causa Retraso
INTERCOLOMBIA	Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	3	31/08/2022	19/03/2024	Licencia Ambiental
GEB	Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	1	30/12/2023	31/10/2024	No reporta
TRANSELCA	FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Santa Marta – Termocol (Bonda) – Termoguajira 220 kV	3	31/07/2022	11/05/2023	Suministro de materiales. Entrega de equipos proyectada para enero 23
TRANSELCA	FACTS serie SSSC en los circuitos Tebsa-Sabanalarga 1 y 2, Flores-Nueva Barranquilla 1 y 2, Caracolí-Sabanalarga	1	30/06/2024	30/06/2024	Sin retraso

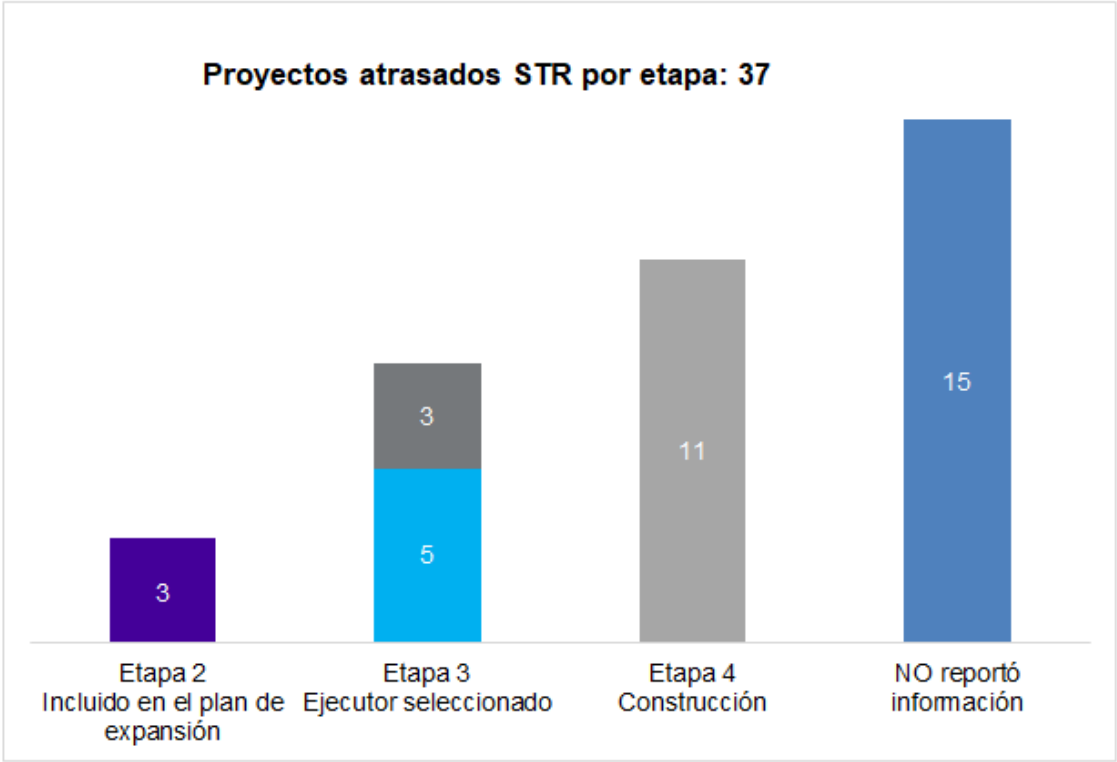
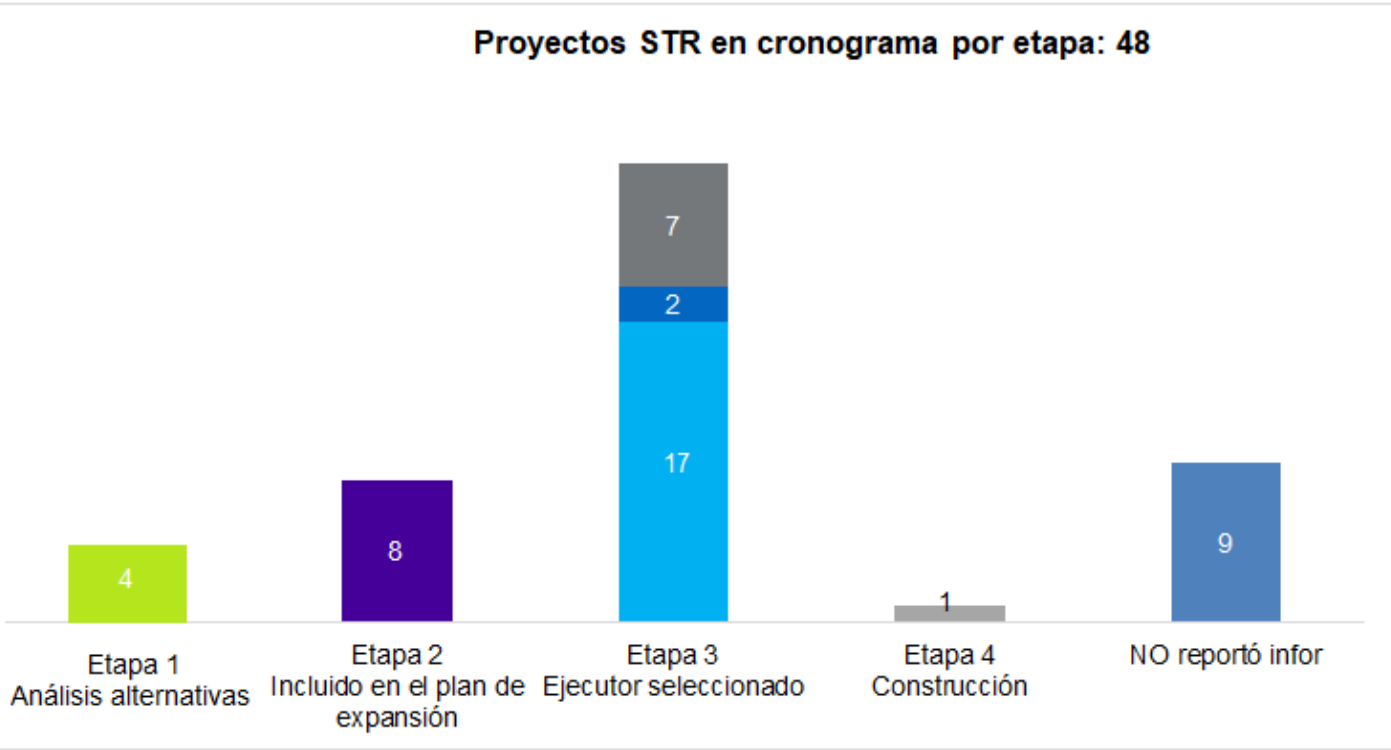
Proyectos del STR por convocatoria

Los proyectos en este color cambiaron de fecha del radar anterior*
Los proyectos en este color cambiaron de etapa o nivel*



Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME al 05 de agosto de 2022

Proyectos del STR



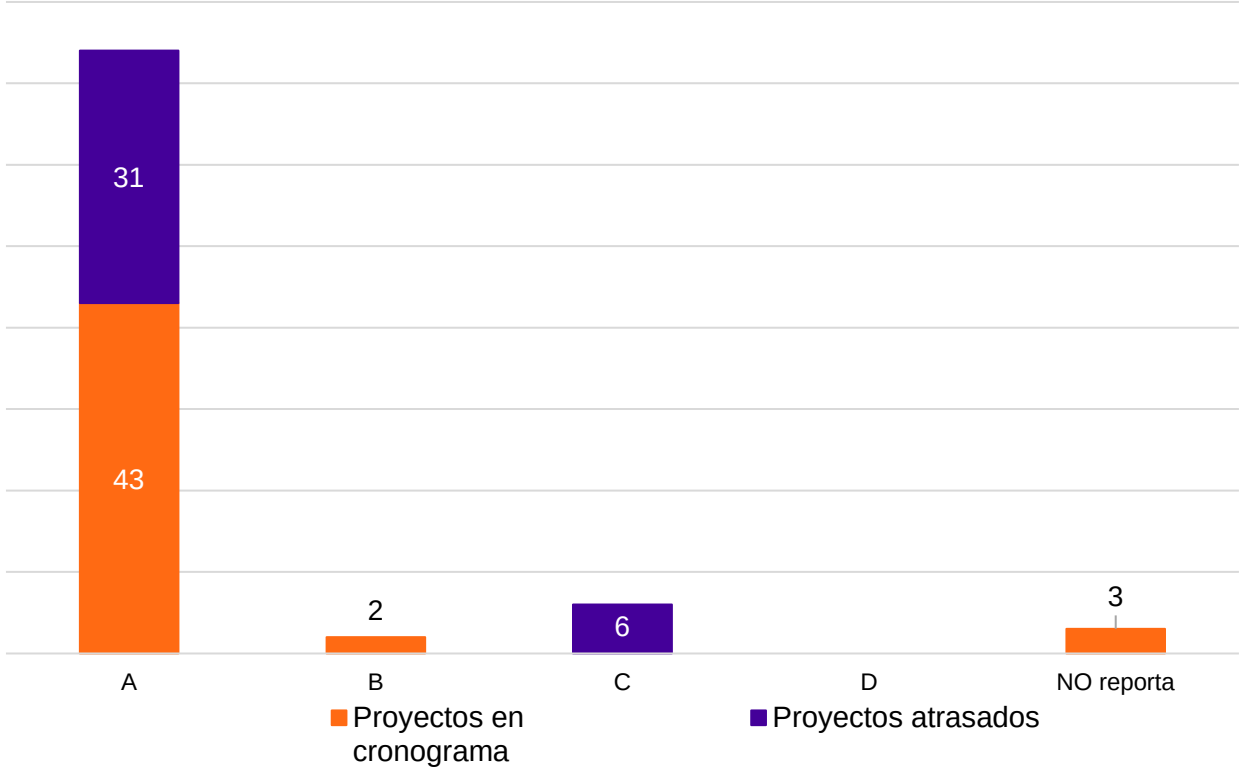
- 1.1. Análisis alternativas
- 2.1. Pendiente Convocatoria
- 2.2. Pendiente manifestación de interés
- 3.2. E.P: Estudios previos
- 3.2. G.S: Gestión de suministro
- 3.2. P.D: Período de diseño
- 3.3. Trámites de licenciamiento ambiental y/o permisos

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **85**

El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementación de medidas operativas para evitar desconexiones grandes de demanda.

Proyectos del STR

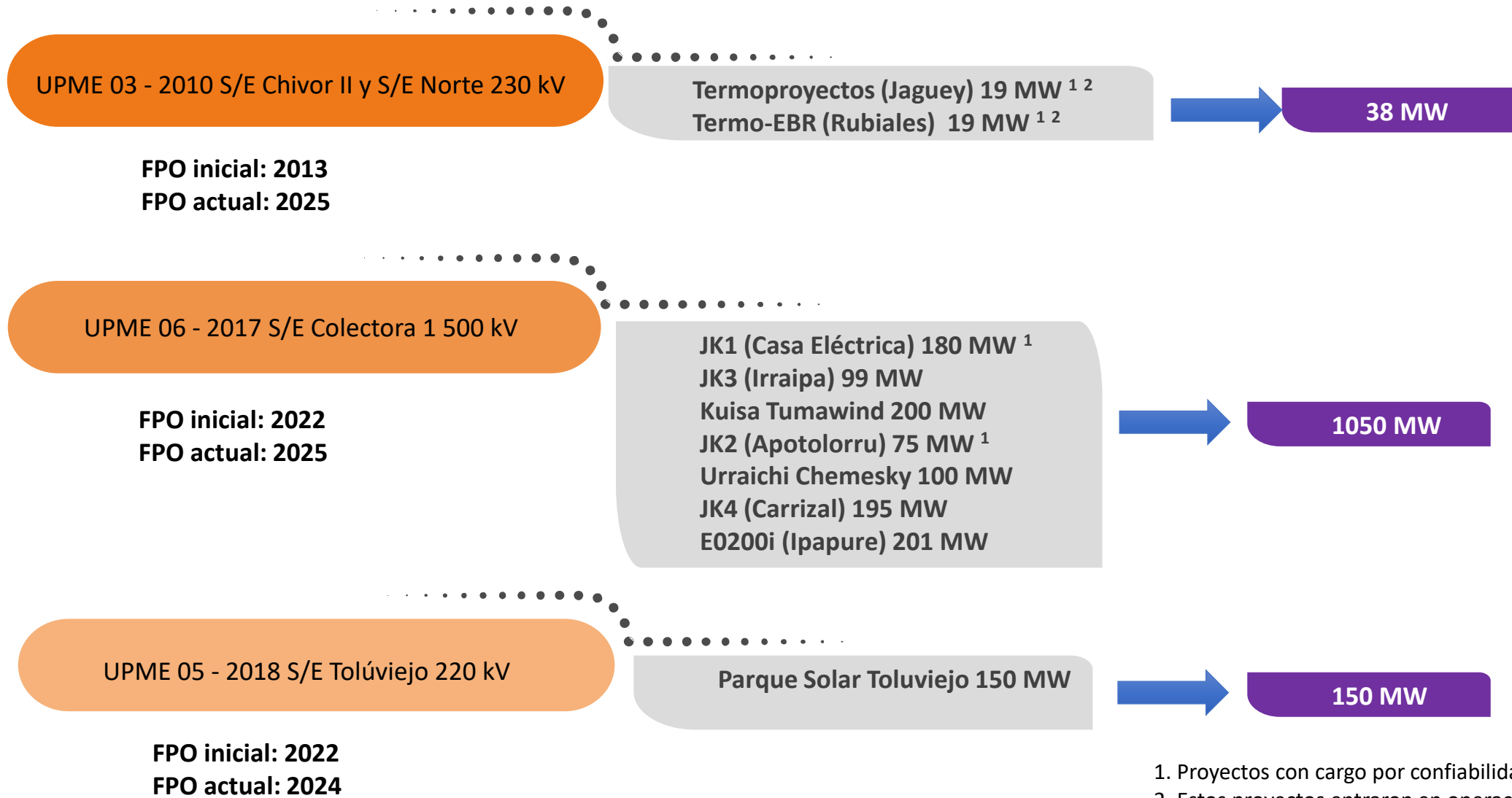
Impacto de Proyectos STR



- A - Aumento de Confiabilidad
- B - Disminución o eliminación de Restricciones operativas
- C - Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas
- D - Disminución DNA

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **85**

Proyectos de generación Supeditados a proyectos con atrasos



1. Proyectos con cargo por confiabilidad
2. Estos proyectos entraron en operación comercial con el concepto temporal con conexión a Chivor 230 kV

Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963 (Seguimiento Semestral julio 1 2022 – diciembre 31 de 2022)



Prioridades para programar Mantenimientos - Res CREG 065 de 2000

- 1 Consignaciones de Emergencia.
- 2 Consignaciones reprogramadas por el CND por seguridad y confiabilidad del SIN.
- 3 Consignaciones contempladas en el Programa de mantenimiento por orden cronológico en que fueron registradas.
- 4 Consignaciones contempladas fuera del Programa de mantenimiento.

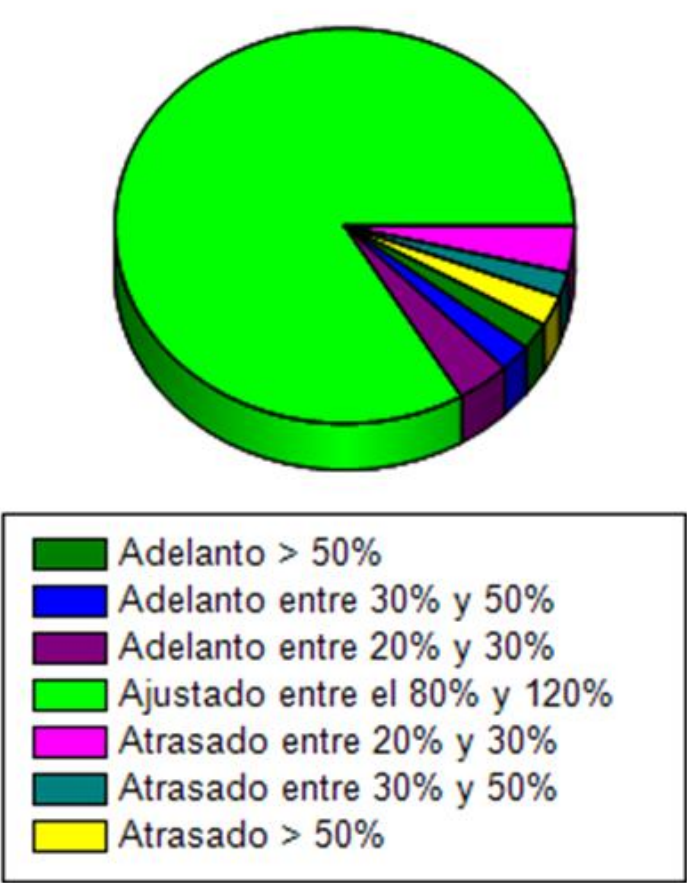


Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan

Desde: 01/07/2022

Hasta: 31/12/2022

Resolución: Personalizada



Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	2,22
Adelanto entre 20% y 30%	3,75
Adelanto entre 30% y 50%	2,22
Ajustado entre el 80% y 120%	83,46
Atrasado > 50%	2,47
Atrasado entre 20% y 30%	3,84
Atrasado entre 30% y 50%	2,05

Cuando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas.

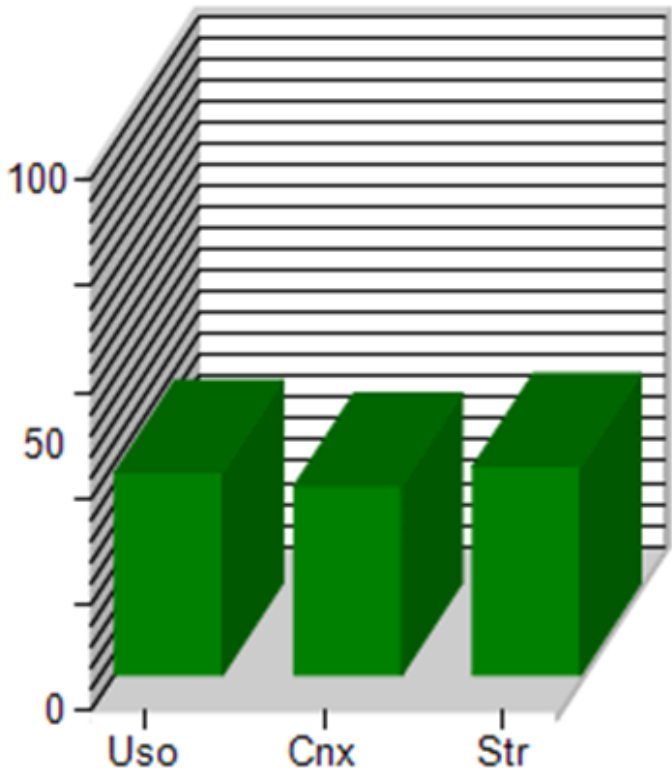
Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Desde: 01/07/2022 Hasta: 31/12/2022 Resolución: Personaliza



Activo	Porcentaje	Plan:Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	35,68	172	482
Str	39,38	818	2077
Uso	38,18	467	1223

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

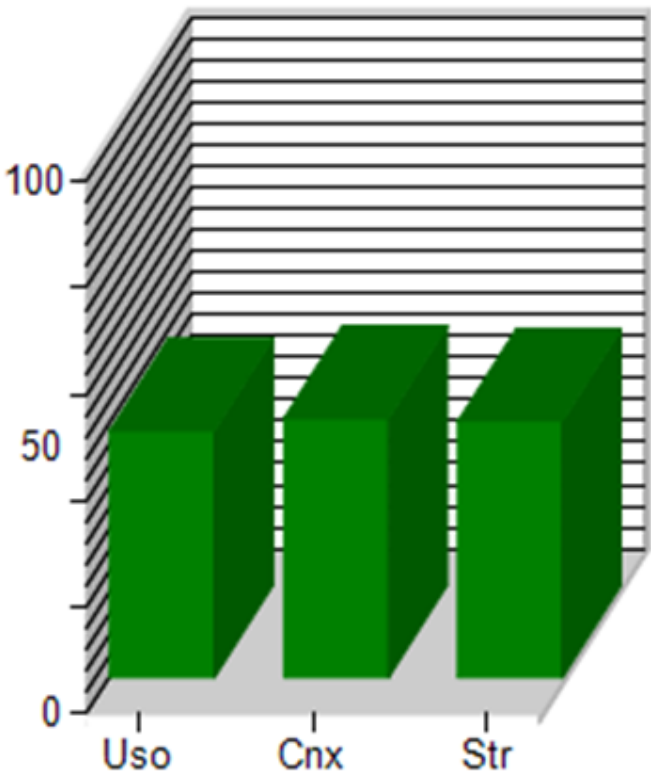
Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Desde: 01/07/2022

Hasta: 31/12/2022

Resolución: Personaliza



Activo	Porcentaje	Fuera plan:Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	48,76	235	482
Str	48,24	1002	2077
Uso	46,44	568	1223

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

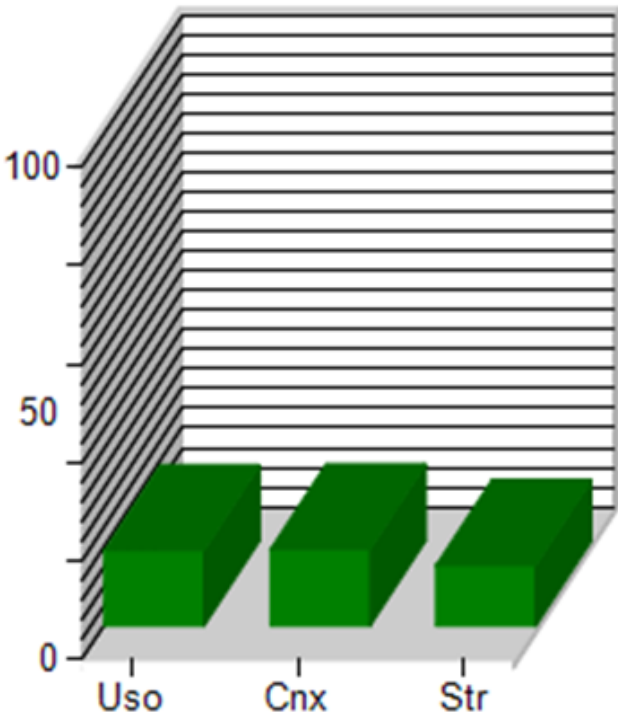
Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Desde: 01/07/2022

Hasta: 31/12/2022

Resolución: Personaliza



Activo	Porcentaje	Emergencia:To tal Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	15,56	75	482
Str	12,37	257	2077
Uso	15,37	188	1223

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

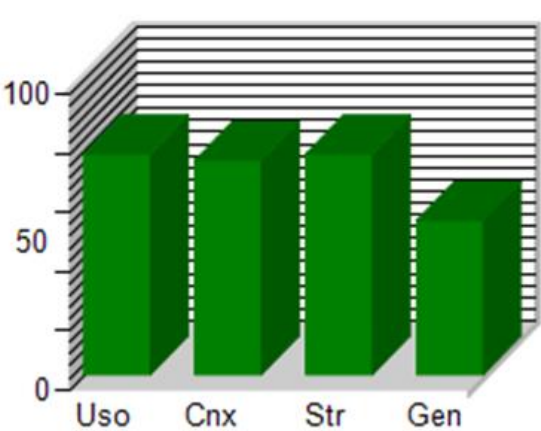
Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



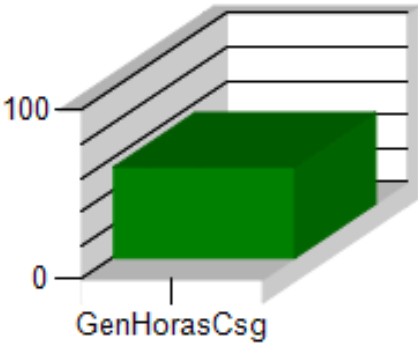
Desde: 01/07/2022

Hasta: 31/12/2022

Resolución: Personalizada



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	75	465	620
Cnx	72,77	171	235
Str	74,91	809	1080
Gen	52,37	199	380



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	53,83	34267	63654

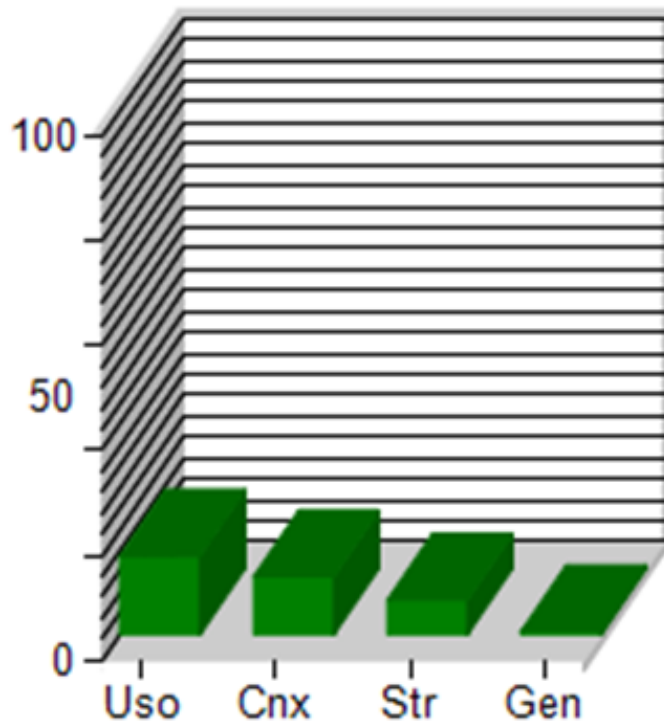
Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.

Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

Desde: 01/07/2022

Hasta: 31/12/2022

Resolución: Personalizada



Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	15	93	620
Cnx	11,06	26	235
Str	6,57	71	1080
Gen	0,53	2	380

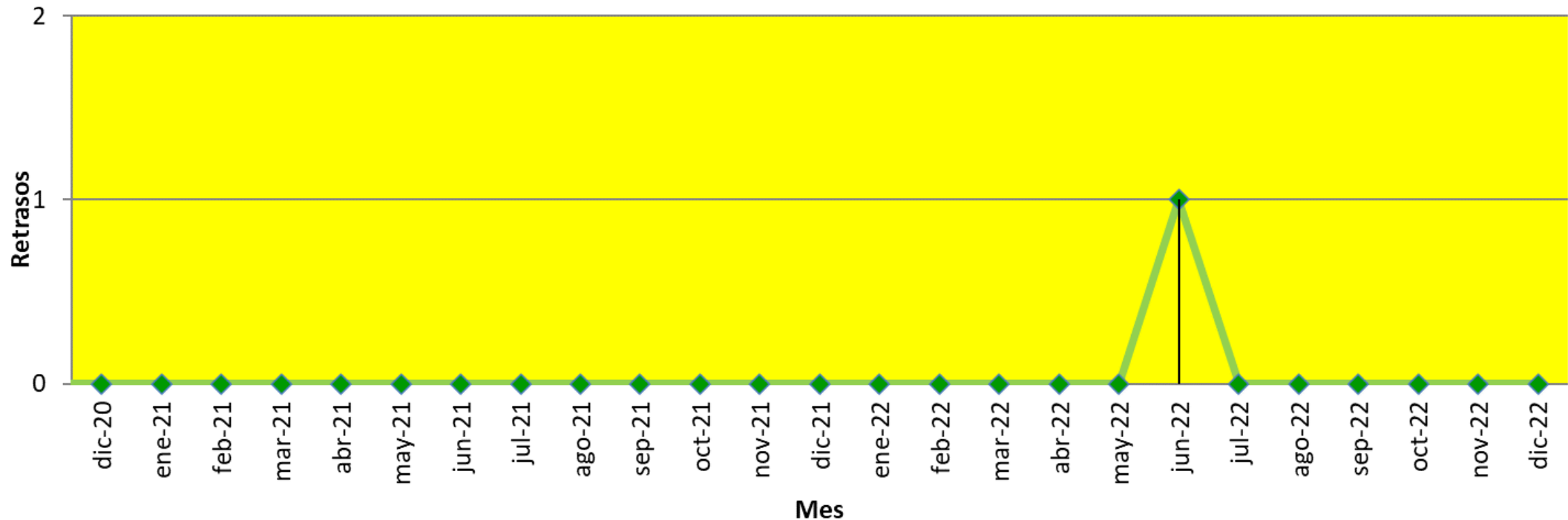
Seguimiento Histórico Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

Semestre Octubre 01 2021 – Marzo 31 2022



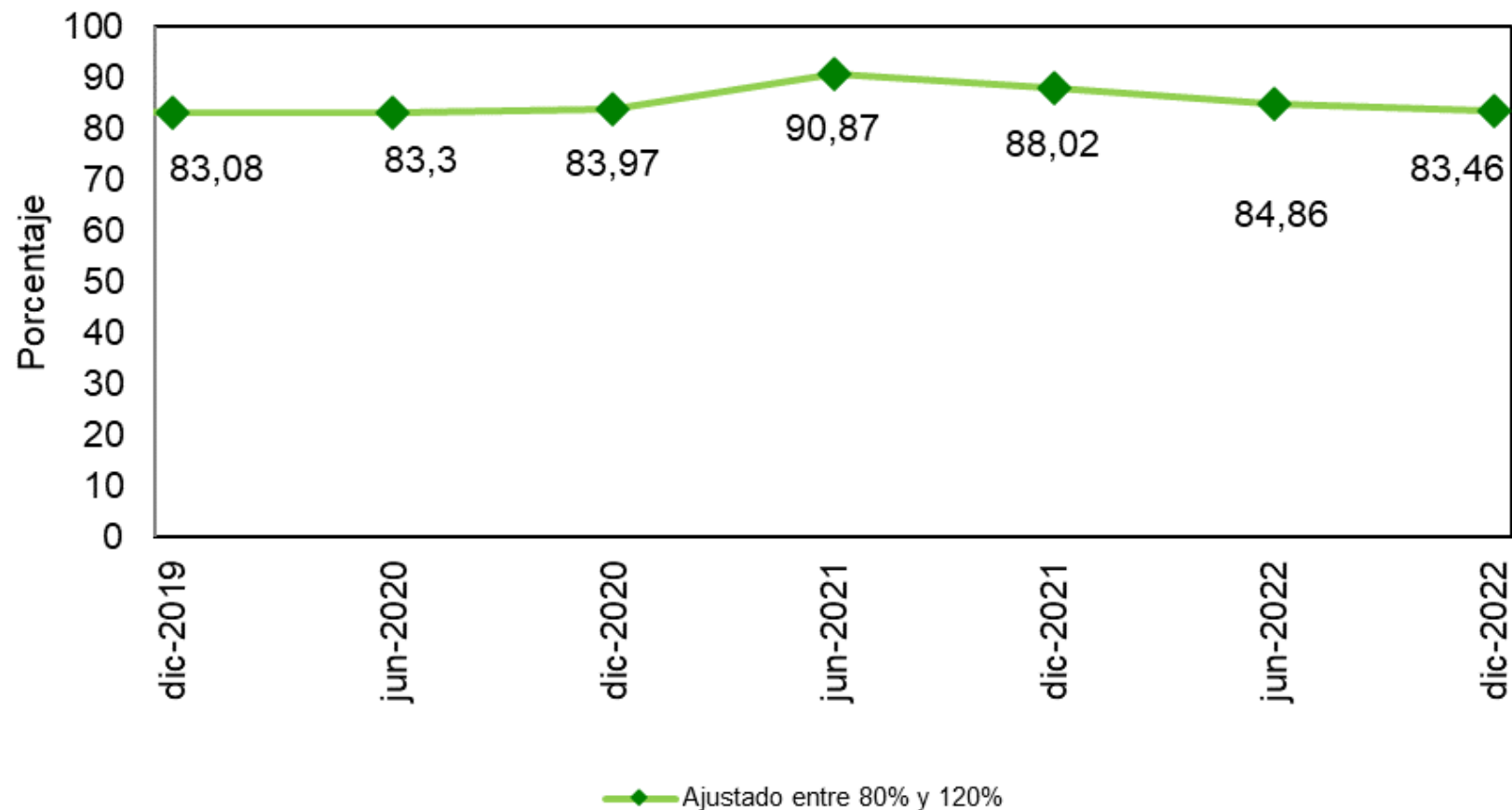
Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

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



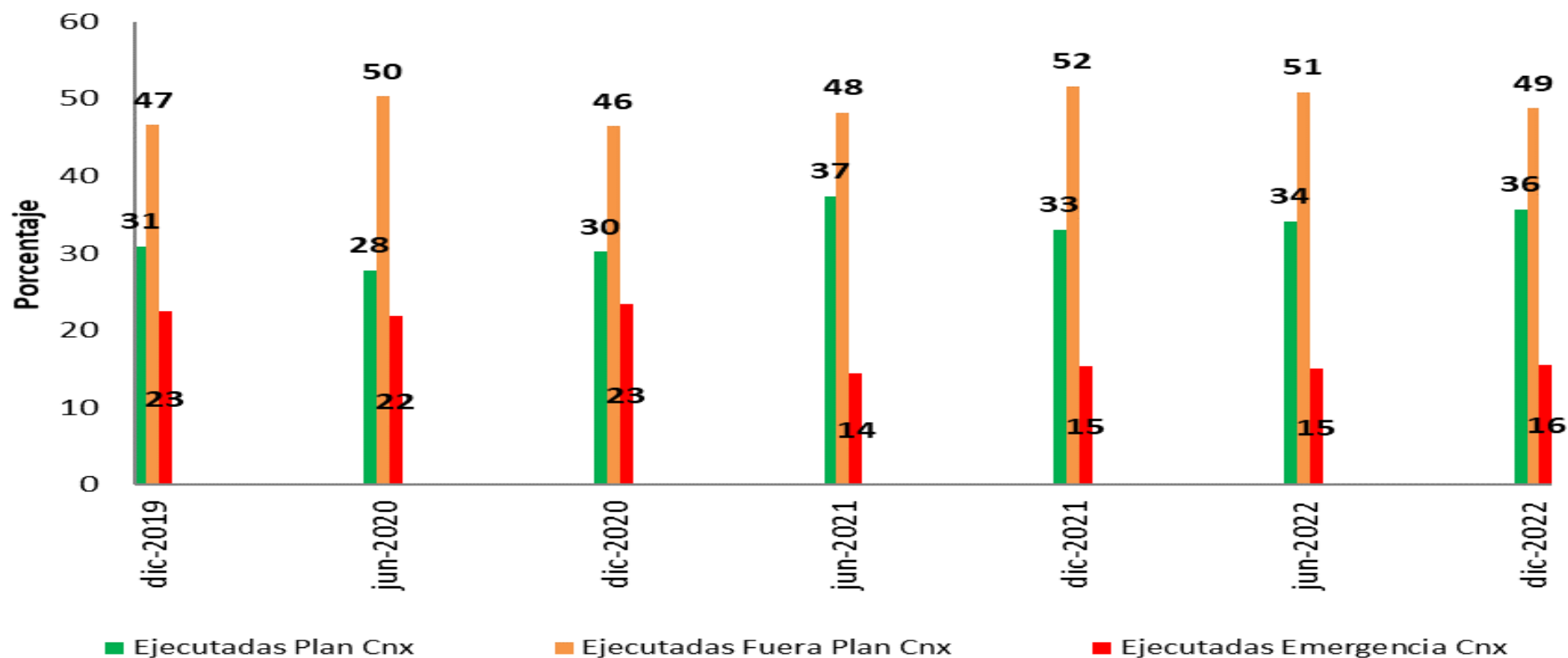
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

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



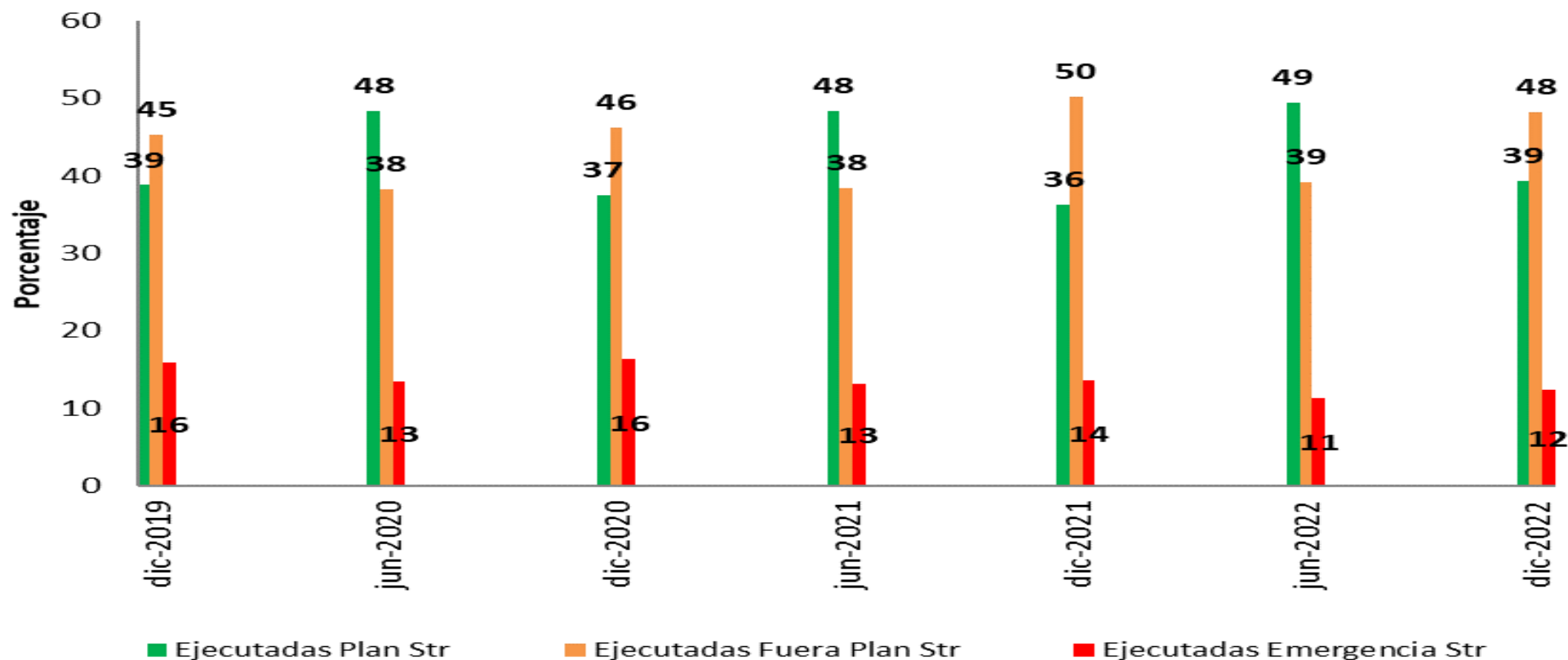
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



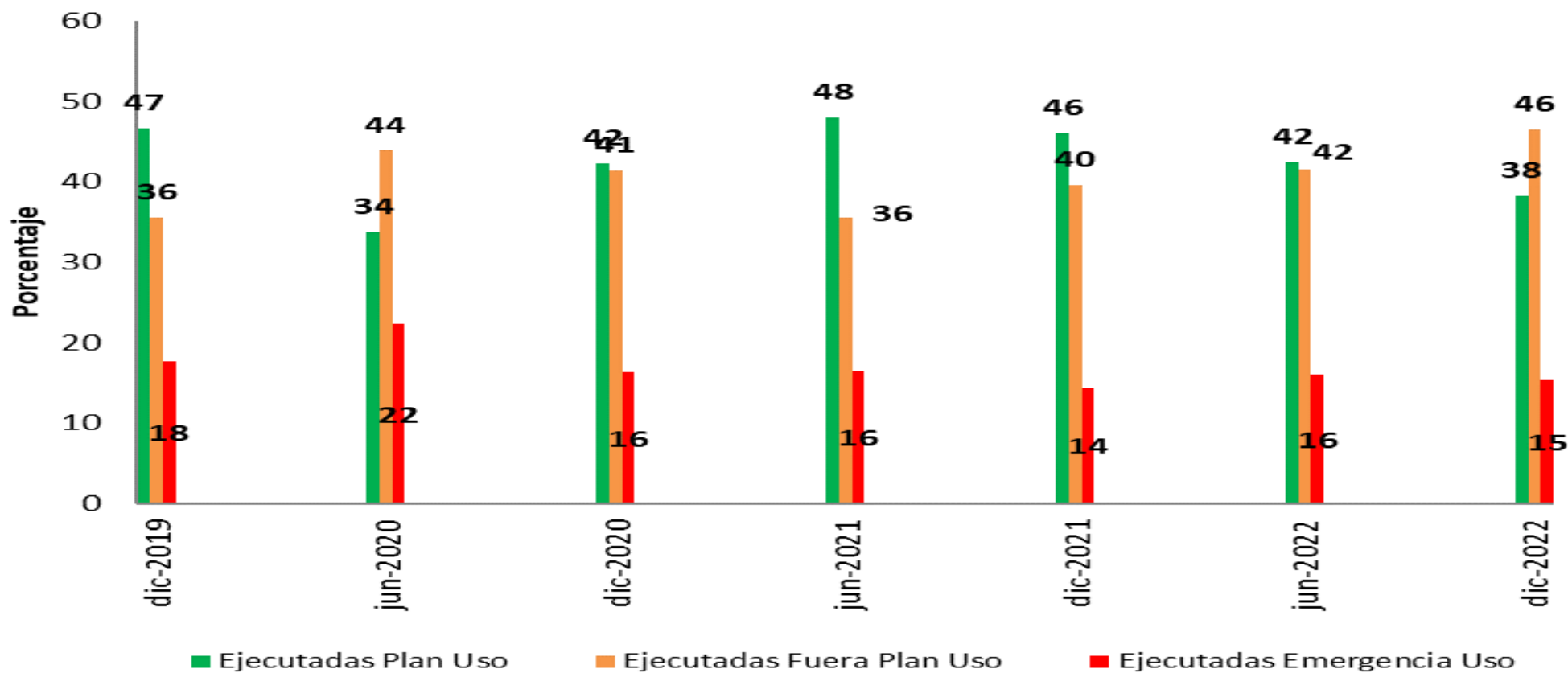
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Indicadores Acuerdo CNO 963

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de **adelanto y atraso** de las desconexiones para el rango ajustado se encuentra en un 83.46%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 84.86%, evidenciándose que se **disminuyo** el porcentaje, el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que las duraciones de las desconexiones estuvieron ajustadas.
- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso**, el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **plan** corresponde a 35,68%, 39,38% y 38,18% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 34,11%, 49,48% y 42,42%, evidenciándose un **aumento** en los activos de **conexión** y una disminución en los activos de **STR** y de **Uso**.
- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso** el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **fuera de plan** corresponde a 48,76%, 48,24% y 46,44% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 50,85%, 39,17% y 41,51%, evidenciándose un **aumento** en los activos de **STR y Uso**. y una **disminución** para los activos de **conexión**,

Indicadores Acuerdo CNO 963

- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso** el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **Emergencia** corresponde a 15,56%, 12,37% y 15,37% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 15,04%, 11,35% y 16,07%, evidenciándose un **aumento** para los activos de **conexión y STR** y una **disminución** para los activos de **Uso**.
- ✓ El índice de porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango de 0.53 % y 15% dependiendo del tipo de activo. Los valores de este indicador en el anterior semestre estuvieron en el rango de 1.14 % y 7.56%, por lo tanto se aprecia un **aumento** en este indicador.
- ✓ Con respecto a las **3782** consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia un aumento leve con respecto a las **4046** consignaciones ejecutadas en el semestre anterior. En porcentaje esta disminución fue del **6.52%**.

GRACIAS



Anexos



Anexo Proyectos Considerados Escenarios Regulados

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
ITUANGO	300.00	12/08/2023
ITUANGO	600.00	10/09/2023
ITUANGO	900.00	27/08/2026
ITUANGO	1200.00	05/11/2026
ITUANGO	1500.00	05/12/2026
ITUANGO	1800.00	05/12/2026
Total	1800.00	

*Correspondientes a las unidades 3 a 8 del proyecto, las unidades 1 y 2 ya se encuentran operativas en el estudio

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOCARIBE3	42.00	30/11/2023
C_CANDELARIA	241	21/03/2023
TERMOCARIBE3	130	31/12/2025
Total	413	

Termicas Menores y Cogeneración		
Proyecto	CEN	Fecha
T_CogIncauca	60.00	31/12/2022
T_MilpaSamac	18.00	31/12/2024
Total	78.00	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_Wayuu	12.00	30/06/2023
E_Carreto	10.00	30/06/2023
E_Guajiral	20.00	31/08/2023
E_Magdalena	99.90	30/09/2023
E_Culantral	99.90	30/09/2023
E_ParqueAlph	212.00	19/03/2024
E_Acacias2	80.00	31/12/2023
E_Windpeshi	200.00	15/01/2024
E_ParqueBeta	280.00	19/03/2024
E_TumaWind	200.00	31/07/2025
E_Chemesky	100.00	31/07/2025
E_Camelia	250.00	30/11/2024
E_Ahumado	50.00	31/12/2024
E_JK3	99.00	22/10/2025
E_JK2	75.00	22/10/2025
E_JK1	180.00	22/10/2025
E_JK4	195.00	22/10/2025
E_IpapureE02	201.00	24/10/2025
E_VtsAlisios	200.00	31/12/2025
Total	2563.80	

PCH		
Proyecto	CEN	Fecha
H_TZII	10.50	31/03/2023
H_Caracoli	3.75	31/03/2023
H_CascadaGra	2.09	30/06/2023
H_SBartolome	20.00	30/06/2023
H_Oibita	20.00	30/06/2023
H_CHLaNoque	9.90	31/10/2023
H_Hidronare	19.80	30/06/2025
H_LaFlorida	3.20	30/06/2024
H_Sirgua	10.00	30/12/2024
H_Conde	3.52	31/12/2024
H_RioMultat1	9.23	31/12/2024
H_AurraSucia	14.00	31/12/2024
H_Hidronare	19.80	30/06/2025
H_RioVerde	9.90	30/06/2025
H_Panderiscl	19.90	31/12/2025
H_SantaRosa	20.00	31/03/2026
H_Altamira	20.00	31/03/2026
H_Chorrerita	19.90	31/07/2026
H_Santalnes	9.00	31/07/2026
H_RioHondo	19.90	31/12/2026
H_Vequedo	2.60	31/12/2026
H_Guaico	1.20	31/12/2026
H_Remanso	17.00	31/12/2026
H_AuresAlto	19.90	31/03/2027
Total	305.09	

Anexo Proyectos Considerados Escenarios Regulados

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
§ GrsFelipe	9.90	15/01/2023
§ Lanceros	9.90	18/01/2023
§ Flandes	19.90	31/01/2023
§ Dulima	19.90	31/01/2023
§ CSBuga1	4.90	31/01/2023
§ Prosperida	19.50	28/02/2023
§ LatamSolar	150.00	31/07/2023
§ Ceiba	8.00	28/02/2023
§ MorrosqIl2	19.50	28/02/2023
§ Lalguana	19.50	31/03/2023
§ Guayacan	8.00	31/03/2023
§ Girasoles	9.50	31/03/2023
§ SanFelipe	90.00	1/04/2023
§ Sunnorte	35.00	1/04/2023
§ Colorados	9.90	30/04/2023
§ Alma1	9.90	30/04/2023
§ PetaloMagd	9.90	30/04/2023
§ Colorados2	9.90	30/04/2023
§ PoloNuevo2	9.90	30/05/2023
§ Guayepo	200.00	30/05/2023
§ Filligrana	9.90	31/05/2023
§ Paipa_I	88.00	30/06/2023
§ Paipa_II	72.00	30/06/2023
§ Union	100.00	30/06/2023
§ LaMata	80.00	30/06/2023
§ ElCampano	99.00	30/06/2023
§ Tamarindi	9.90	30/06/2023
§ TamarindII	9.90	30/06/2023
§ Cordoball	9.99	30/06/2023
§ Toluá	19.90	30/06/2023
§ TierraLind	9.99	30/06/2023
§ Suarez	8.00	30/06/2023
§ AutBavaria	6.00	30/06/2023
§ ParqueUrra	19.90	30/07/2023
§ Victoria1	19.90	31/07/2023
§ Victoria2	19.90	31/07/2023
§ PlanetaRic	19.90	31/07/2023
§ SanIsidro	19.09	31/07/2023
§ MorrosqIl1	19.50	31/08/2023
§ Guayepo2	200.00	31/08/2023
§ ElColibri	19.90	30/09/2023
§ Sandaloli	9.90	30/09/2023
§ Caracoli	50.00	23/10/2023
§ Tepuy	83.00	31/10/2023
§ Zambranoli	15.50	31/10/2023
§ Jumi	9.90	31/10/2023
§ CRLI	9.90	31/10/2023
§ PN1	9.90	31/10/2023
§ SGD	9.90	31/10/2023
§ JuanaMaria	9.40	31/10/2023
§ ParqueOLDT	9.90	31/10/2023
§ Nabusimake	99.90	30/11/2023
§ CBarbosall	9.90	1/12/2023
§ CBarbosall	9.90	1/12/2023
§ Baranoa	19.30	30/12/2023
§ Pradera	40.00	30/12/2023
§ BSBolvr500	19.90	31/12/2023
§ PetaloCesa	9.90	31/12/2023
§ PortonSol	102.00	31/12/2023
§ PSFBaranoa	19.90	31/12/2023
§ SabanaLarg	200.00	31/12/2023
§ BSBolvr503	19.90	31/12/2023
§ BSBolvr504	19.90	31/12/2023
§ AtlanPhoto	199.50	31/12/2023
§ Ubate	28.00	31/12/2023
§ Pubenza	50.00	31/12/2023
§ Cordobita	9.90	31/12/2023
§ Oicata	9.90	31/12/2023
§ Chicamoch1	19.90	31/12/2023
§ Chicamoch2	19.90	31/12/2023
§ Chicamocha	19.90	31/12/2023

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
\$ Alejandria	9.90	31/12/2023
\$ BSLanos	79.60	31/12/2023
\$ PetaloSucr	9.99	31/12/2023
\$ Yuma	9.90	31/12/2023
\$ PetaCesall	19.90	31/12/2023
\$ Bugalagr	9.90	31/12/2023
\$ Badell	8.60	31/12/2023
\$ Shangrila	160.00	31/12/2023
\$ PtrWilches	15.00	31/12/2023
\$ Escobal1	19.90	31/12/2023
\$ Escobal2	19.90	31/12/2023
\$ Escobal3	19.90	31/12/2023
\$ Escobal4	19.90	31/12/2023
\$ Escobal5	19.90	31/12/2023
\$ ElTropezon	9.99	31/12/2023
\$ Dinamarca	9.99	31/12/2023
\$ Versailles	9.99	31/12/2023
\$ Andromeda	100.00	15/04/2024
\$ Gualanday	19.90	31/12/2023
\$ Sincerin	9.90	31/12/2023
\$ SFrancisco	9.90	31/12/2023
\$ Arenal	2.00	31/12/2023
\$ Alma2	9.80	31/12/2023
\$ BSBolvr501	19.90	31/12/2023
\$ BSBolvr502	19.90	31/12/2023
\$ LasMarías	99.50	31/12/2023
\$ Sachica	9.90	31/12/2023
\$ Zapatoca	15.50	31/12/2023
\$ Barranquit	9.90	31/12/2023
\$ MataRedond	25.00	31/12/2023
\$ LaMena	9.90	31/12/2023
\$ BSLanos7	99.90	31/12/2023
\$ Piojol	9.90	31/12/2023
\$ Piojoll	9.90	31/12/2023
\$ Piojolll	9.90	31/12/2023
\$ Numbana	9.90	31/12/2023
\$ ElGuamo	9.00	31/12/2023
\$ HondaSol1	9.90	31/12/2023
\$ ApuloSol1	9.90	31/12/2023
\$ Buenavista	9.90	31/12/2023
\$ SoldeMaril	9.90	31/12/2023
\$ CentroSola	9.90	31/12/2023
\$ Morrosqll3	19.90	31/12/2023
\$ HondaSol2	9.90	31/12/2023
\$ PSColima	9.90	31/12/2023
\$ PSCondor	9.90	31/12/2023
\$ Morichal	9.90	31/12/2023
\$ Ardobelal	9.90	31/12/2023
\$ Pacande	50.00	31/12/2023
\$ PSRovira	3.20	31/12/2023
\$ PSleques	9.90	31/12/2023
\$ Ardobelall	9.90	31/12/2023
\$ ElArbolito	9.90	31/12/2023
\$ PtoTejada	19.90	31/12/2023
\$ SolyCielo1	9.90	31/12/2023
\$ BrisaSol3	9.90	31/12/2023
\$ Natagaima	5.00	31/12/2023
\$ Purificac	2.00	31/12/2023
\$ SanOro	2.50	31/01/2024
\$ ElBongo	2.50	31/01/2024
\$ SanPelayo	2.50	31/01/2024
\$ SanSerapio	2.50	31/01/2024
\$ Chinu	350.00	15/04/2024
\$ Ligustrol	99.90	30/06/2024
\$ JuanMina	19.90	30/06/2024
\$ AutMalambo	9.90	30/06/2024
\$ Malambol	50.00	30/06/2024
\$ LaMartina	9.90	30/06/2024
\$ Uraba1	9.90	31/07/2024
\$ Uraba2	19.90	31/07/2024

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
\$ LaCayena	19.90	31/08/2024
\$ Summall	200.00	31/08/2024
\$ Ligustroll	99.90	30/09/2024
\$ Santander	40.00	30/09/2024
\$ FVLizama	40.00	30/09/2024
\$ SFPWilches	19.90	30/09/2024
\$ LaFortuna	9.90	30/09/2024
\$ Charcos	99.90	30/09/2024
\$ Wimke	76.00	31/12/2024
\$ Atlantico1	30.00	31/12/2024
\$ yariguies	200.00	31/12/2024
\$ Andes	85.00	31/12/2024
\$ AtlanticIV	19.90	31/12/2024
\$ PSBochica	19.90	31/12/2024
\$ Sahagun	400.00	31/12/2024
\$ ElRoble	19.50	31/12/2024
\$ Toluvielo	150.00	31/12/2024
\$ EscobaI6	99.00	31/12/2025
\$ JacobTolu	9.90	31/12/2024
\$ EMCALI1	19.90	31/12/2024
\$ Manglares	99.90	31/12/2024
\$ Sahagun200	200.00	31/12/2024
\$ Tangara	99.90	31/12/2024
\$ Domenica	19.90	31/12/2024
\$ TolimaNort	50.00	31/12/2024
\$ Carare	200.00	31/12/2024
\$ Corocora	9.90	31/12/2024
\$ Hatogrande	9.90	31/12/2024
\$ Sue1	9.90	31/12/2024
\$ PSMinero	9.90	31/12/2024
\$ ELlago1	9.90	31/12/2024
\$ PSRockra	9.90	31/12/2024
\$ Carreto	250.00	31/03/2027
\$ Chinchina	19.90	31/12/2024
\$ GuachaI1	19.90	31/12/2024
\$ Zuba2	60.00	31/12/2024
\$ Zuba1	19.90	31/12/2024
\$ Laguna	9.90	31/12/2024
\$ Novillero	9.90	31/12/2024
\$ Primavera	57.00	31/12/2024
\$ LaMina	9.90	31/12/2024
\$ LaTabla	9.90	31/12/2024
\$ Levapan	4.90	28/02/2025
\$ Paloblanc1	9.90	28/02/2025
\$ GuachaI3	9.90	28/02/2025
\$ ELlago2	9.90	28/02/2025
\$ Paloblanc2	9.90	28/02/2025
\$ Paloblanc3	9.90	28/02/2025
\$ Macaregua	19.90	30/04/2025
\$ ElCopey	200.00	31/07/2025
\$ ElJardin	9.90	31/07/2025
\$ Valledupar	100.00	31/07/2025
\$ SabanaTorr	15.00	31/12/2025
\$ Barzalosa	100.00	31/12/2025
\$ ACSASolar	9.80	31/12/2025
\$ EMCALI2	50.00	31/12/2025
\$ ApuloSolII	9.90	31/12/2025
\$ LaOrquidea	200.00	31/12/2025
\$ LaPaloma	40.00	31/12/2025
\$ Sahagun201	200.00	31/12/2025
\$ Villavieja	200.00	31/08/2026
\$ Playitas	19.90	31/10/2026
\$ Chicamoch4	19.90	31/03/2027
\$ RomosInuan	150.00	31/12/2027
Total	8721.00	



Anexo Proyectos Considerados con OEF

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_Acacias2	80.00	31/12/2023
E_Windpeshi	200.00	15/01/2024
E_ParqueAlpha	212.00	31/03/2024
E_ParqueBeta	280.00	31/03/2024
E_JK2	75.00	22/10/2025
E_JK1	180.00	22/10/2025
Total	1027.00	

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
ITUANGO*	300.00	12/08/2023
ITUANGO*	600.00	10/09/2023
Total	600.00	

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

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_LatamSolar	150.00	28/02/2023
S_Guayepo	200.00	30/05/2023
S_Guayepo2	200.00	31/08/2023
S_LaMata	80.00	30/06/2023
Total	630.00	

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOCARIBE3	42.00	3/11/2023
C_CANDELARIA	241.00	21/03/2023
Total	283.00	

Anexo radar proyecto: Proyectos del STN en etapa I

1. Análisis las alternativas de expansión identificados por la UPME que permitirán eliminar las restricciones eléctricas u operativas

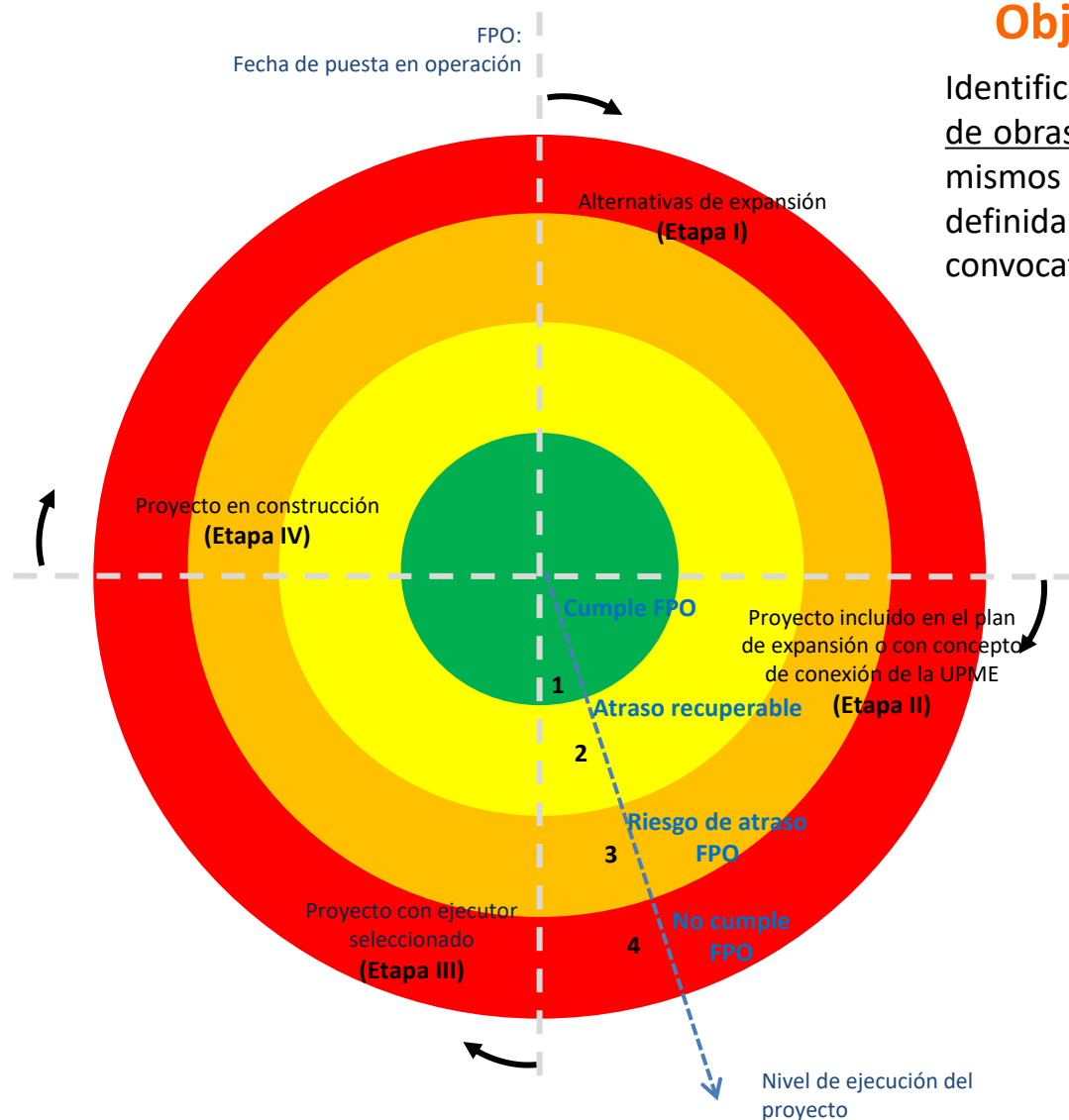
ÁREA / SUB ÁREA	RESTRICCIÓN	ETAPA	ESTADO	OBSERVACIONES	Fecha preliminar (Estimada)
Antioquia	Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	1.1	Pendiente aclaración por parte OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2017
Casanare	Agotamiento en la red a 115 kV	1.2	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2015
Arauca	Atención radial de la demanda	1.1	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2017
Suroccidental - Valle	Sobrecargas en estado estacionario; se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV	1.1	Analizado por la UPME. Pendiente aclaraciones por parte del OR		2017
Nariño	Agotamiento de la red a 115 kV de Cauca - Nariño	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2015
	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Cauca	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Tolima – Huila - Caquetá	Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda	1.1	En análisis UPME		2017
Putumayo	Atención Radial de la demanda	1.1	Conceptuado 2 TRF Mocoa 220/115 kV - 50 MVA		2017
Meta	Atención radial de la demanda San José del Guaviare.	1.2	Conceptuado eliminación de radialidad hasta Granada		2017
	Sobrecarga circuito Ocoa - Barzal 115 kV ante N-1 Reforma - Barzal 115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	-

Anexo radar de proyectos: Proyectos del STN en etapa II

2. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa II

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO - anterior	FPO – actual
1	UPME 05-2021 Subestación Pasacaballos 220 kV	ago-26	ene-27
2	UPME 06 -2021 Carreto 500 kV	oct-26	mar-27
3	UPME 10-2021 Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	oct-26	mar-27
4	UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV	feb-27	jul-27
5	UPME 01-2022 Subestación Huila 230 kV	ago-26	ago-26
6	UPME 08-2021 La Paz 230 kV	Ene-28	jun-28
7	UPME 09- 2021 S/E Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	oct-26	mar-27
8	Subestación Salamina 230 kV	dic-26	may-27
9	Subestación Estambul 230 kV	ago-26	ago-26
10	Reactor 120 MVar en San Marcos 500 kV	jun-24	jun-24
11	Cuarto Transformador Sogamoso 500/230 kV – 450 MVA	jun-24	jun-24
12	Segundo Transformador Primavera 500/230 kV – 450 MVA	jun-24	jun-24
13	Bahía de alta del segundo transformador 500/115 kV en subestación Nueva Esperanza	dic-23	dic-23
14	Fase 2.B Renovables: Colectora 3 en 500 kV en AC, Colectora 2 en 500 kV en AC, Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV, Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV	Por definir	Por definir
	UPME 04 -2021 Atrato 230 kV	Suspendido	

Radar de seguimiento proyectos de expansión



Objetivo

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

Metodología

Clasificación proyectos: en etapas
Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.

Impacto Operativo

- ▲ Aumento de Confiabilidad - A
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
- ▲ Disminución DNA - D

GRACIAS

