

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-001
Jueves, 13 de enero de 2022



Contenido

1

Variables del SIN

Balance 2021
Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Sensibilidades al análisis energético de mediano plazo
Seguimiento Senda de referencia del embalse del SIN

3

Situación Operativa

Jardineras – Jamondino
Resolución CREG 229 de 2021
IPOEMP IV de 2021
Indicadores operación
Radar de Proyectos
Seguimiento Acuerdo CNO 963

1. Variables del SIN

- Balance 2021
- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación e importaciones
- Restricciones



Balance 2021



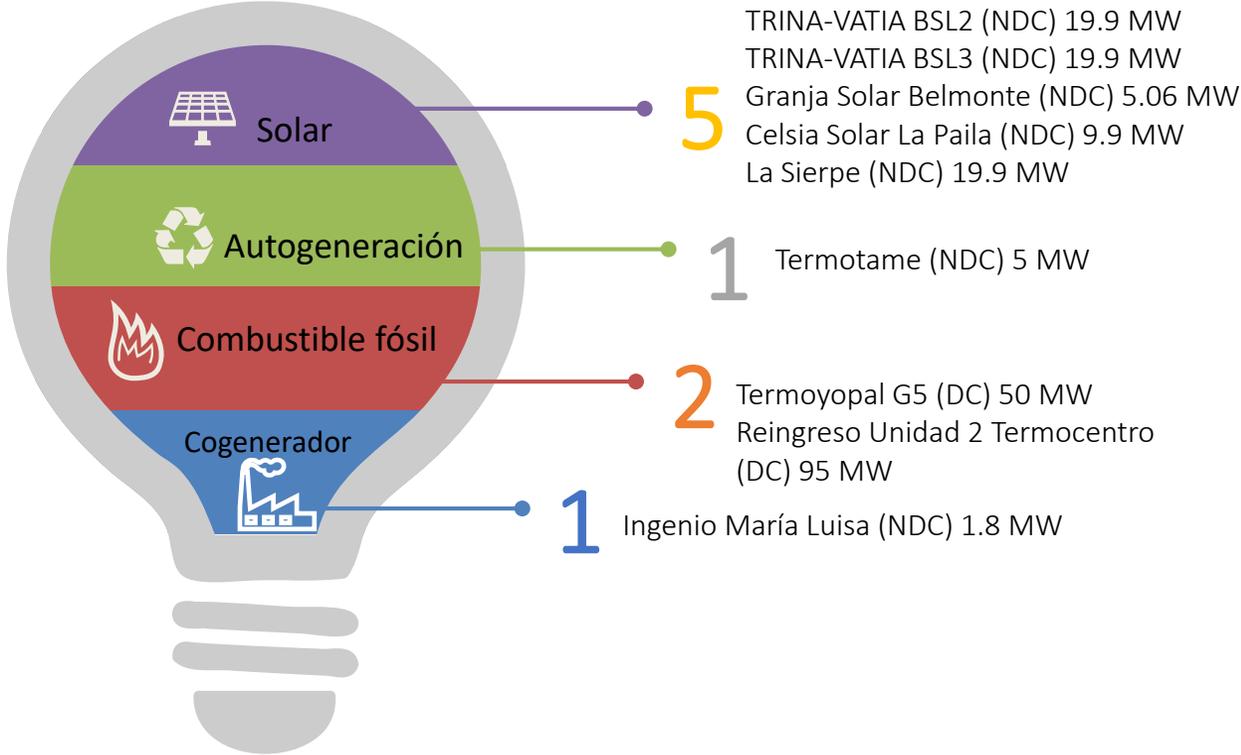
Balance 2021

Capacidad Efectiva Neta

Tipo fuente	2020 (MWh)	2021 (MWh)	Variación (%)
Hidráulica	11945	11945	→ 0%
Combustible fósil	5310	5457	↑ 3%
Biomasa	151	206	↑ 37%
Eólica	18	18	→ 0%
Solar	61	135	↑ 123%
Total	17485	17762	

Variación Total (%)
1,6%

Proyectos de generación en 2021



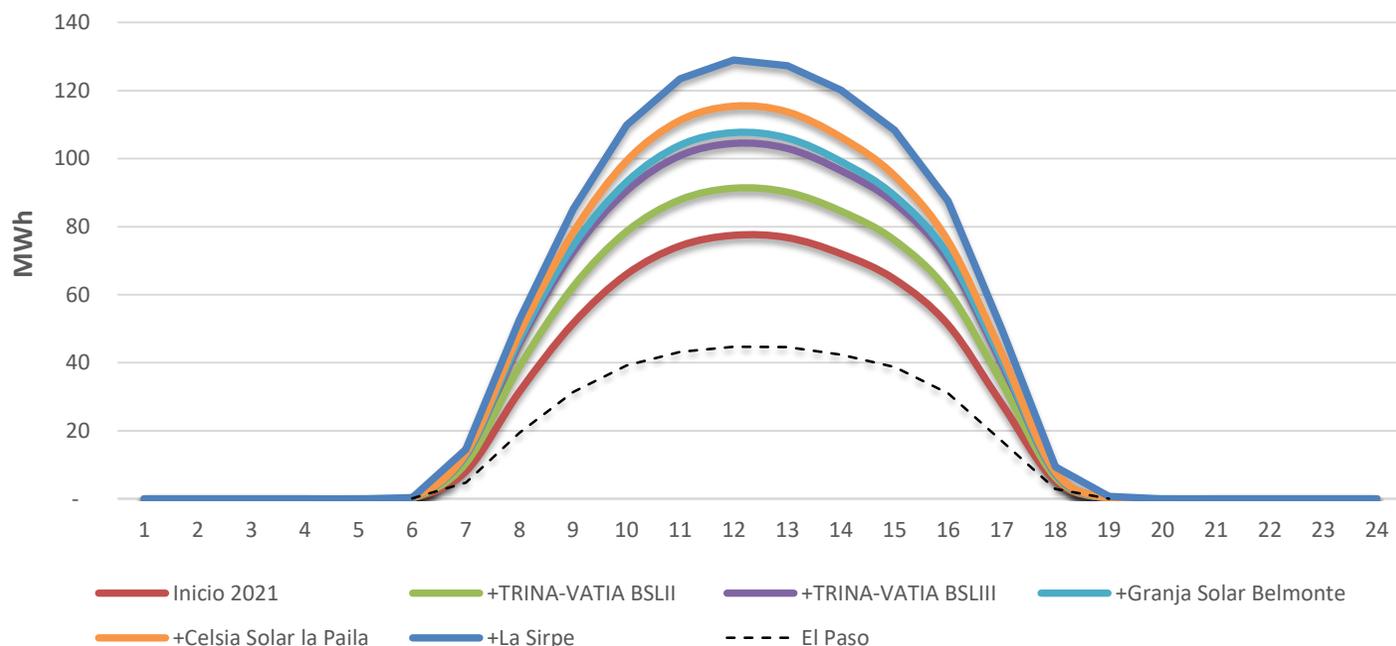
En 2021 entraron 132 MW de proyectos de generación al SIN y se tuvo el reingreso de la unidad 2 de Termocentro de 95 MW, sin embargo, se retiró del SIN 31.4 MW (Autogenerador CDS TM2500, Autogenerador Unibol, Cogenerador Coltejer, Autogenerador Familia).

Balance 2021



Aumento generación solar

Generación solar promedio en el SIN 2021



Plantas solares que ingresaron en 2021

Fecha declaración en operación	Planta	Capacidad Efectiva Neta (MW)
22/01/2021	TRINA-VATIA BSL II	19.9
30/04/2021	Granja Solar Belmonte	5.06
07/08/2021	Solar la Paila	9.9
28/08/2021	TRINA-VATIA BSL III	19.9
25/09/2021	Solar La Sierpe	19.9
	Total	74.75

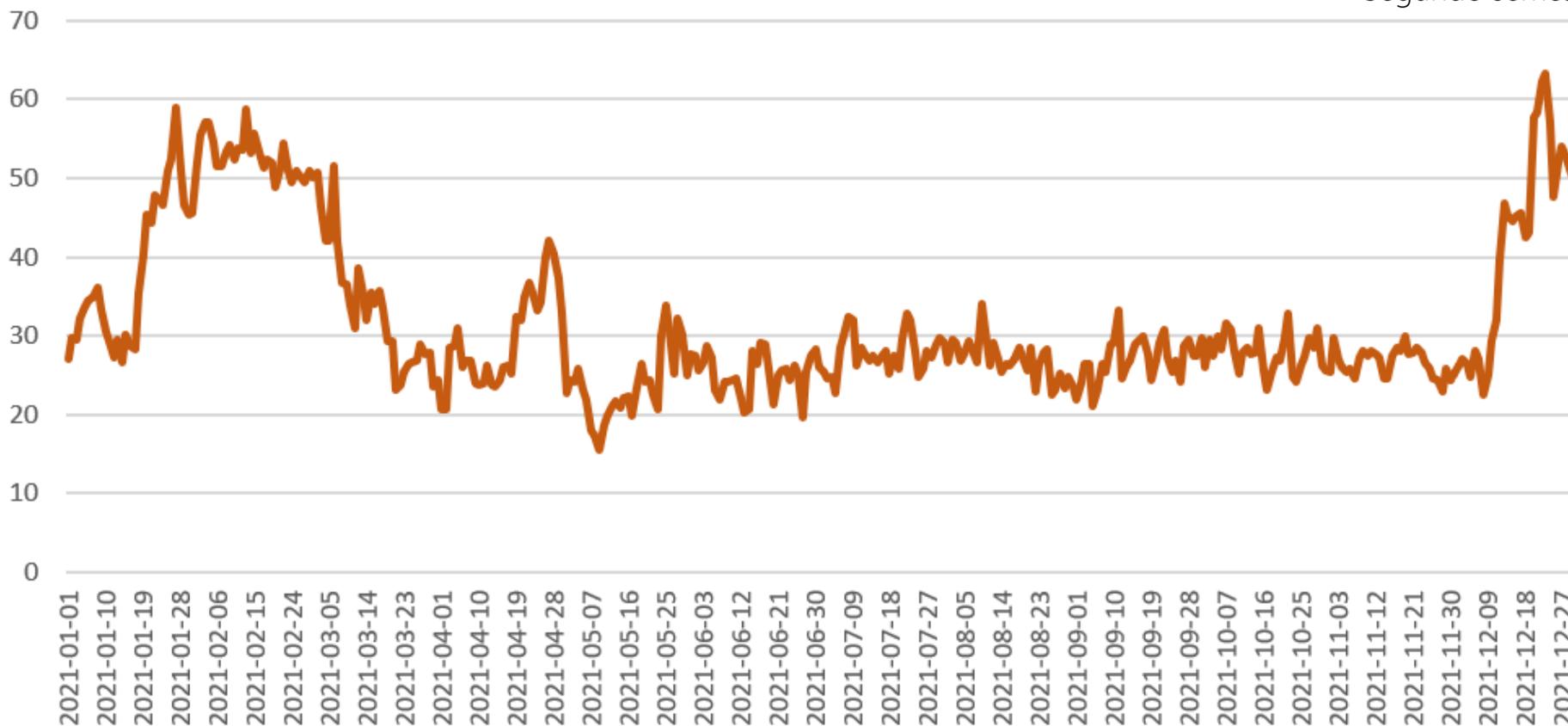
El inicio del 2021 incluye las siguientes plantas que ingresaron antes del 2021: Autog Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolivar, Cesia Solar Carmelo, Celsia Solar Espinal, Planta Solar Bayunca I, TRINA VATIA BSLI y la planta en pruebas El Paso.



Generación Térmica Despachada Centralmente

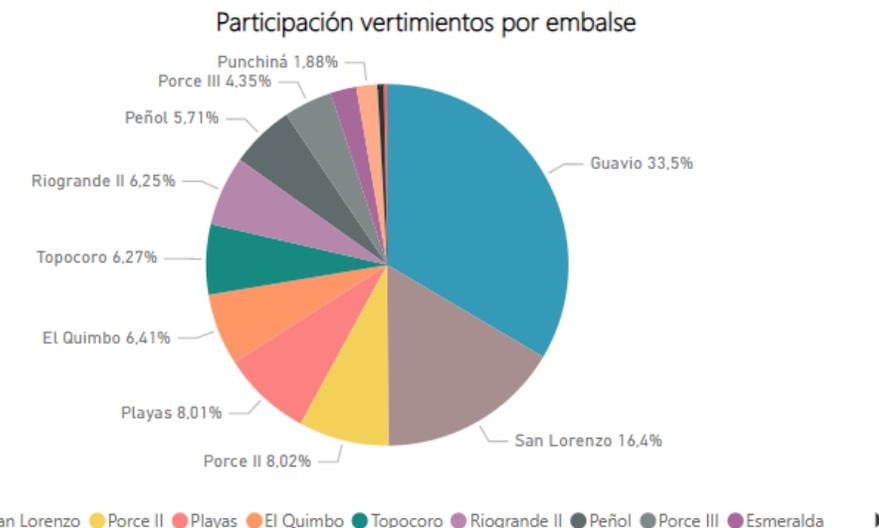
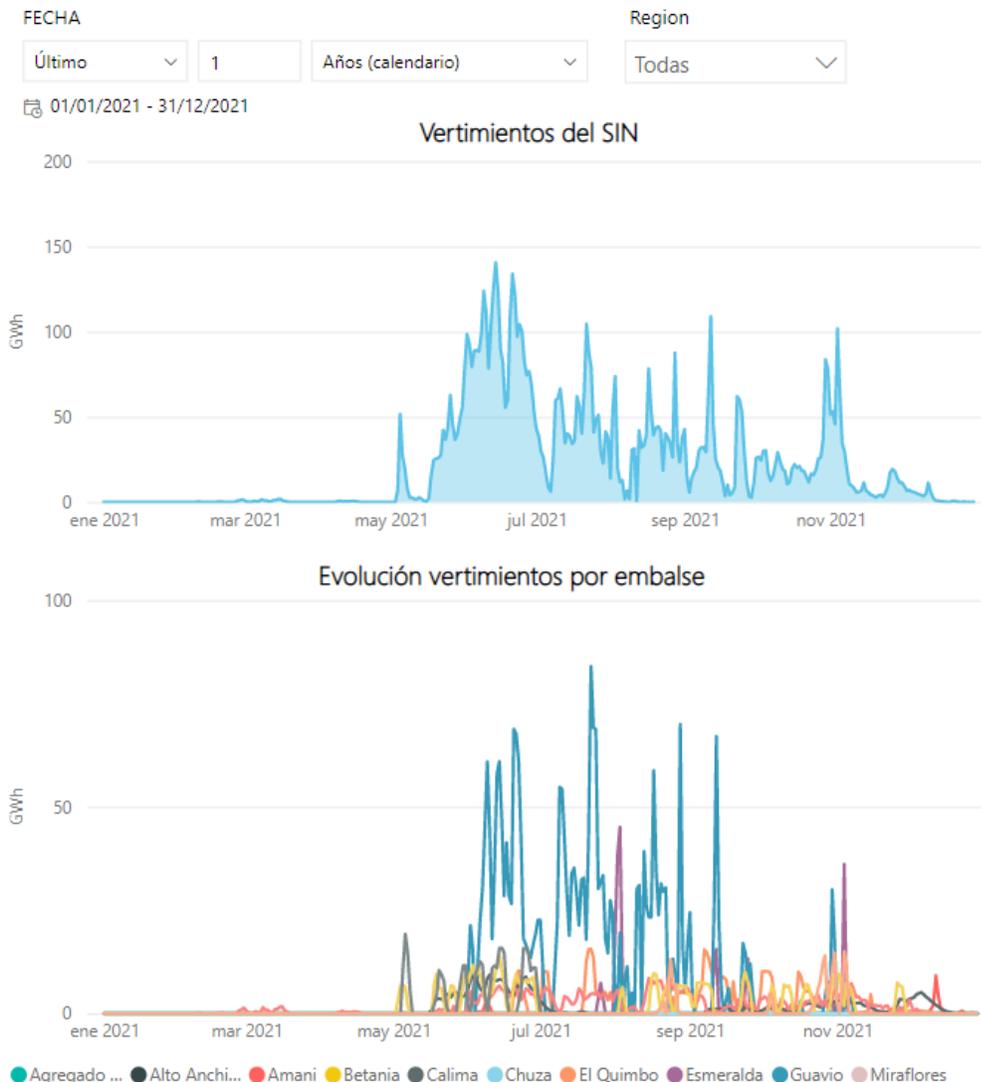
Generación promedio
Año – 31.63 GWh/día
Primer semestre – 33.63 GWh/día
Segundo semestre – 29.67 GWh/día

Generación Térmica 2021 (GWh/día)



Balance 2021

Vertimientos



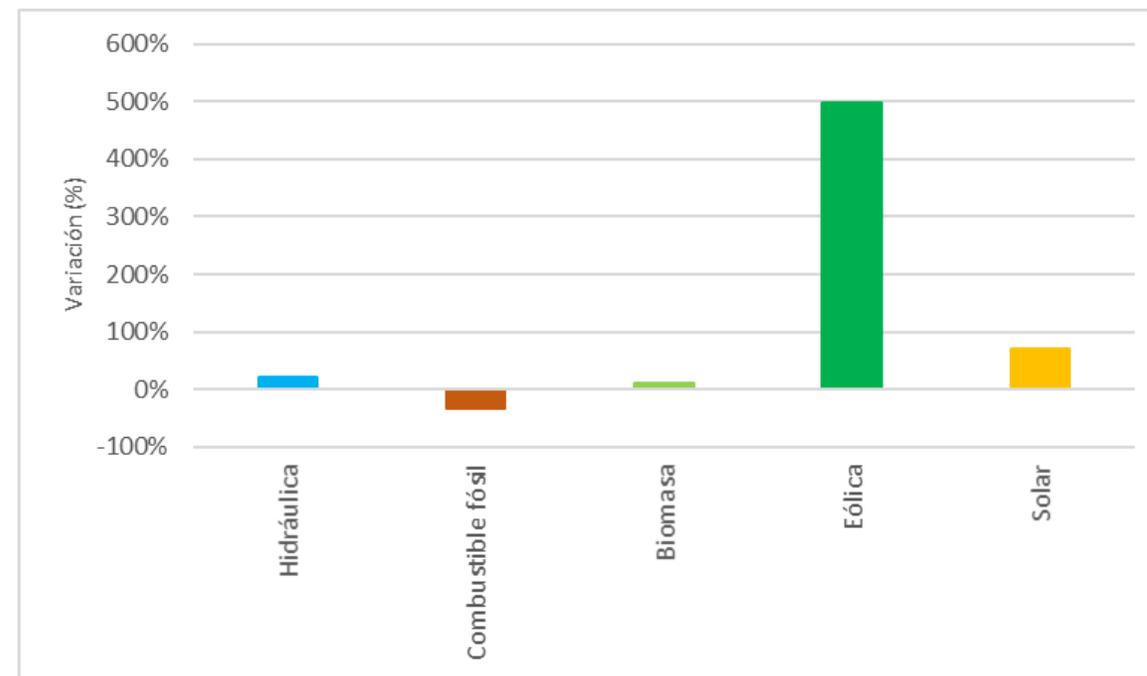
Información hasta el: 2021-12-31

Generación total

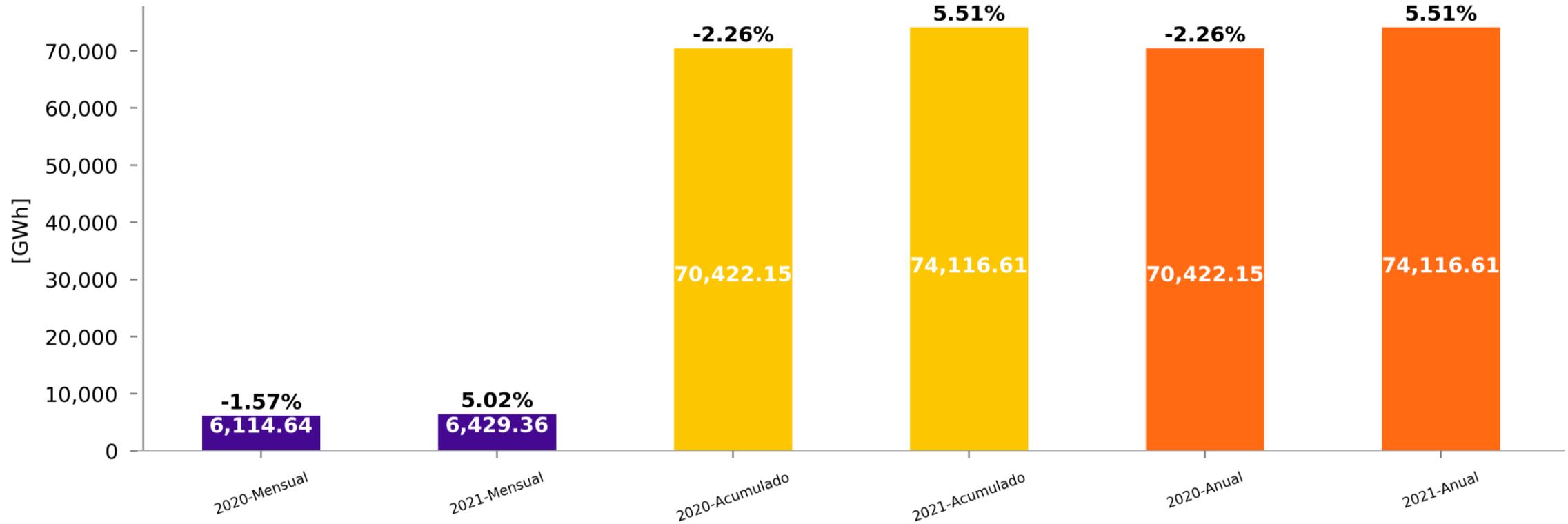
Tipo fuente	2020 (MWh)	2021 (MWh)	Variación (%)
Hidráulica	49837,35	60495,98	↑ 21,39%
Combustible fósil	18559,50	12256,94	↓ -33,96%
Biomasa	725,79	797,15	↑ 9,83%
Eólica	10,12	60,46	↑ 497,65%
Solar	190,80	323,02	↑ 69,30%
Total	69323,56	73933,55	

Variación Total (%)

6,65%



Demanda de energía del SIN - diciembre 2021

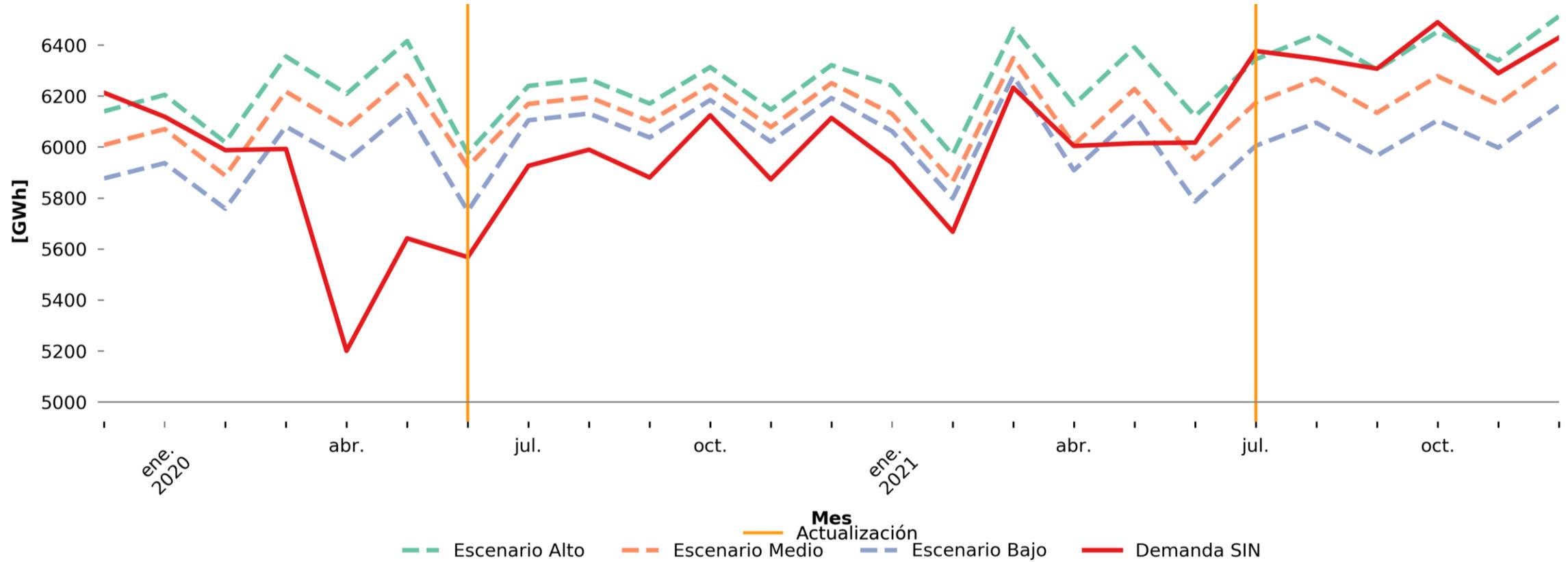


Demanda y Variaciones

Tipo día	Demanda SIN [GWh] 2020-12	#días 2020-12	Demanda SIN Promedio [GWh] 2020-12	Variación [%] 2020 vs 2019	Demanda SIN [GWh] 2021-12	#días 2021-12	Demanda SIN Promedio [GWh] 2021-12	Variación [%] 2021 vs 2020
Comercial	4256.81	21	202.71	-1.78%	4670.27	22	212.28	4.73%
Sabado	779.29	4	194.82	-1.72%	624.74	3	208.25	6.89%
Dominico y Festivo	1078.54	6	179.76	-0.74%	1134.35	6	189.06	5.17%
Total	6114.64	31	197.25	-1.57%	6429.36	31	207.4	5.02%

Información hasta el 2021-12-31
 Información actualizada el 2022-01-11

Demanda del SIN y escenarios UPME diciembre 2021



Tipo de Demanda [GWh]	2020-01	2020-02	2020-03	2020-04	2020-05	2020-06	2020-07	2020-08	2020-09	2020-10	2020-11	2020-12	2021-01	2021-02	2021-03	2021-04	2021-05	2021-06	2021-07	2021-08	2021-09	2021-10	2021-11	2021-12
Demanda SIN	6119.29	5988	5992.96	5200.81	5642.17	5568.36	5926.57	5990.05	5880.81	6124.72	5873.77	6114.64	5936.88	5667.98	6233.3	6004.43	6015.21	6017.83	6377.15	6346.91	6307.74	6490.08	6289.74	6429.36
Escenario Alto	6048.03	6018.56	6355.86	6208.92	6416.29	5976.86	6240.09	6267.07	6170.98	6313.93	6147.02	6321.7	6241.11	5970.1	6463.7	6166.67	6391.12	6121.39	6344.51	6440.21	6304.12	6453.25	6340.06	6513.31
Escenario Medio	5917.04	5888.05	6217.96	6077.45	6280.65	5924	6169.65	6196.38	6101.38	6243.37	6078.39	6251.16	6130.76	5864.47	6349.34	6009.42	6228.33	5953.47	6174.21	6267.33	6134.82	6278.47	6168.4	6337.01
Escenario Bajo	5786.93	5758.41	6080.97	5946.89	6145.93	5749.4	6105.28	6131.77	6037.77	6184.76	6021.38	6192.56	6062.52	5799.16	6278.63	5909.13	6124.51	5786.8	6005.23	6095.8	5966.83	6105	5998.01	6162.03

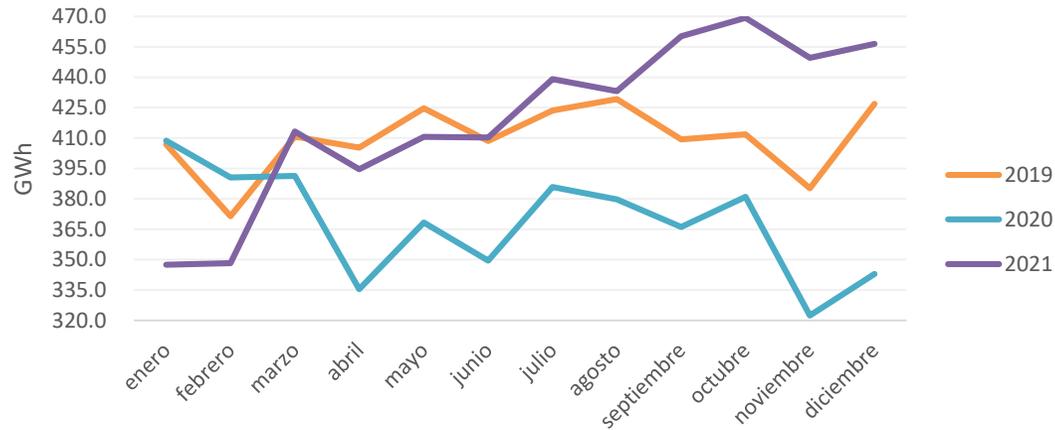
Información hasta el 2021-12-31
 Información actualizada el 2022-01-11

Balance 2021

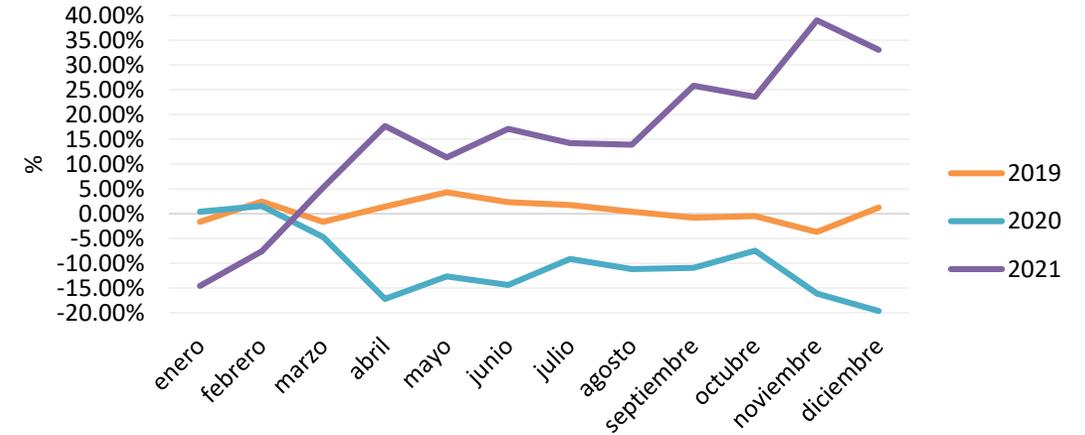
Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Caribe



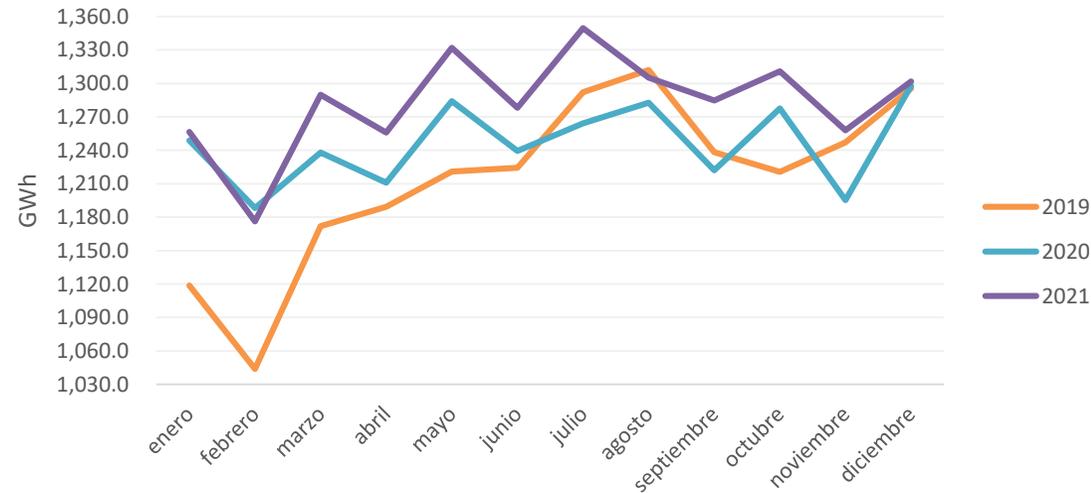
Demanda no regulada Caribe



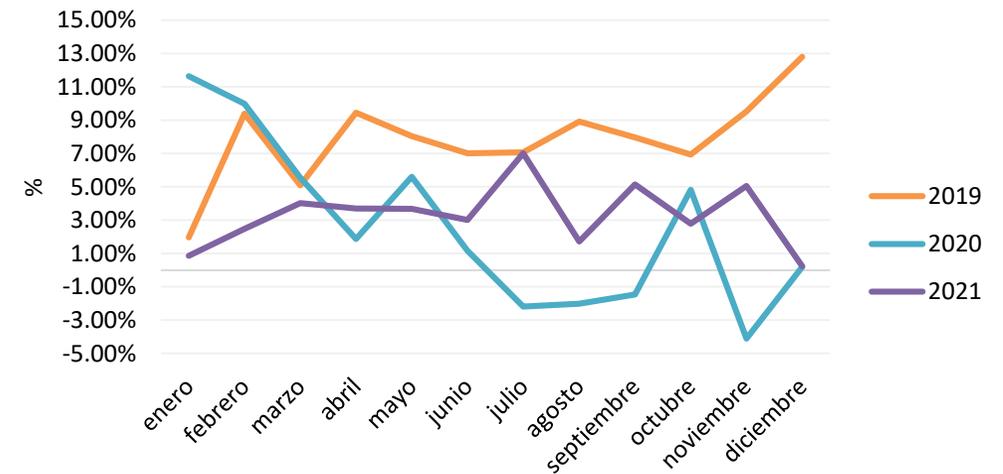
Crecimiento demanda no regulada Caribe



Demanda regulada Caribe



Crecimiento demanda regulada Caribe



Balance 2021

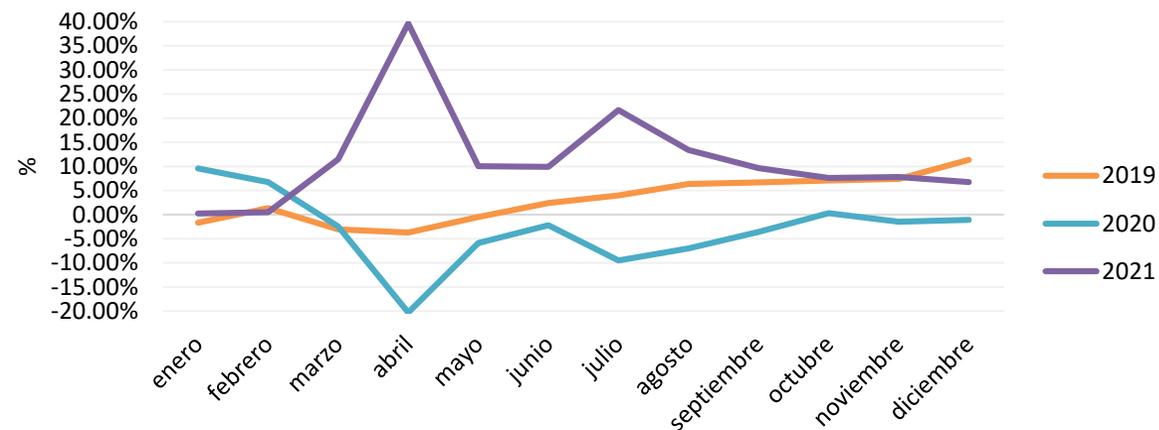
Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Antioquia



Demanda no regulada Antioquia



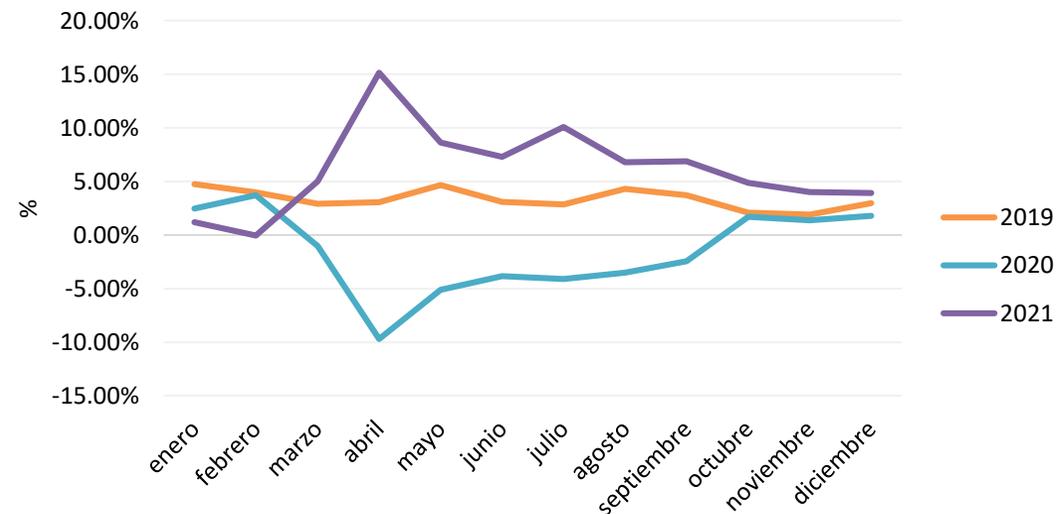
Crecimiento demanda no regulada Antioquia



Demanda regulada Antioquia



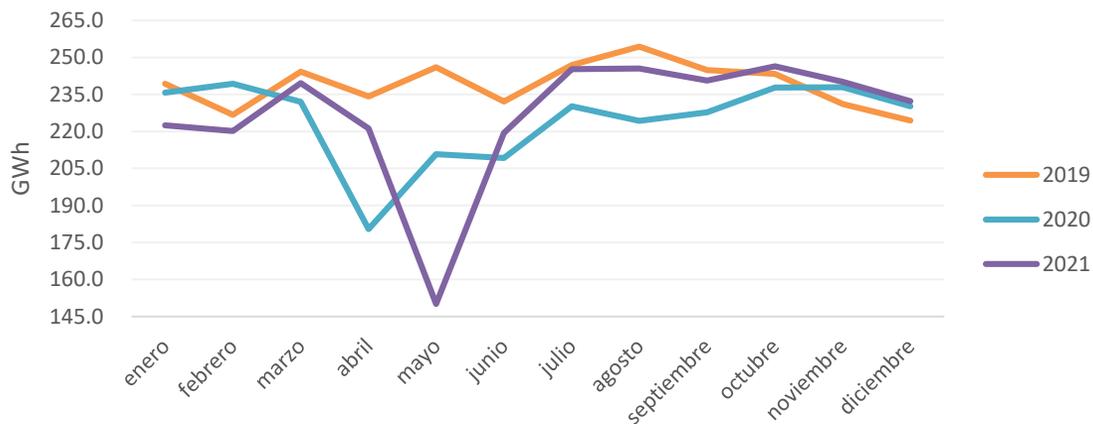
Crecimiento demanda regulada Antioquia



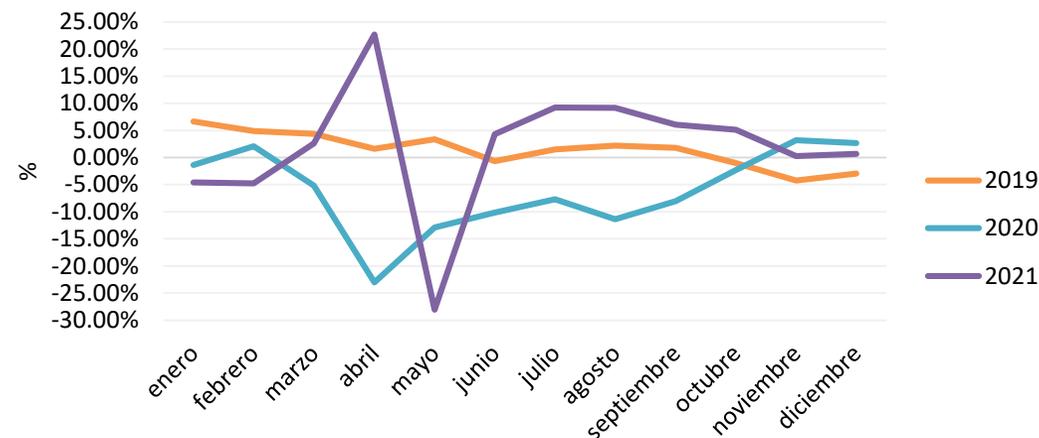
Balance 2021

Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Valle

Demanda no regulada Valle



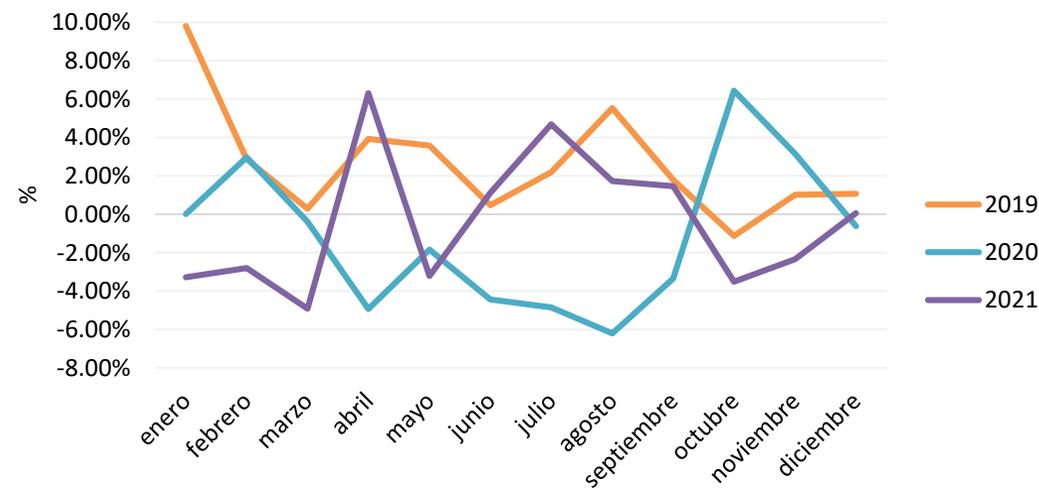
Crecimiento demanda no regulada Valle



Demanda regulada Valle



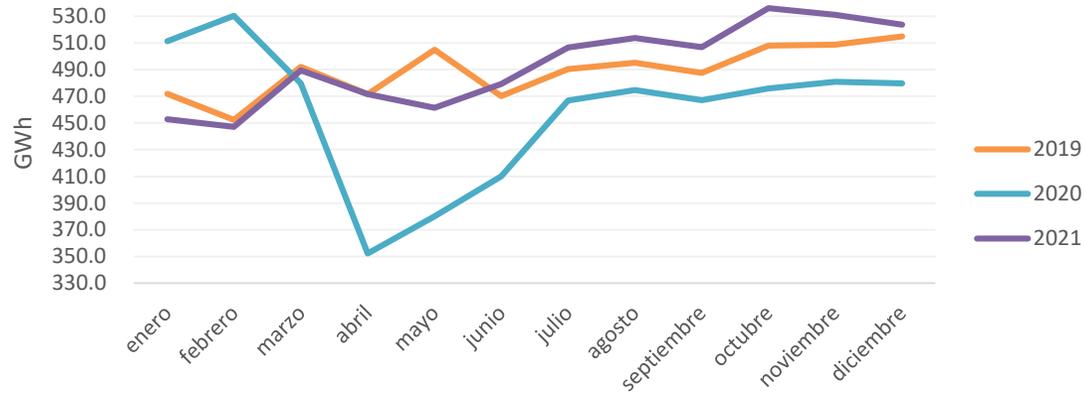
Crecimiento demanda regulada Valle



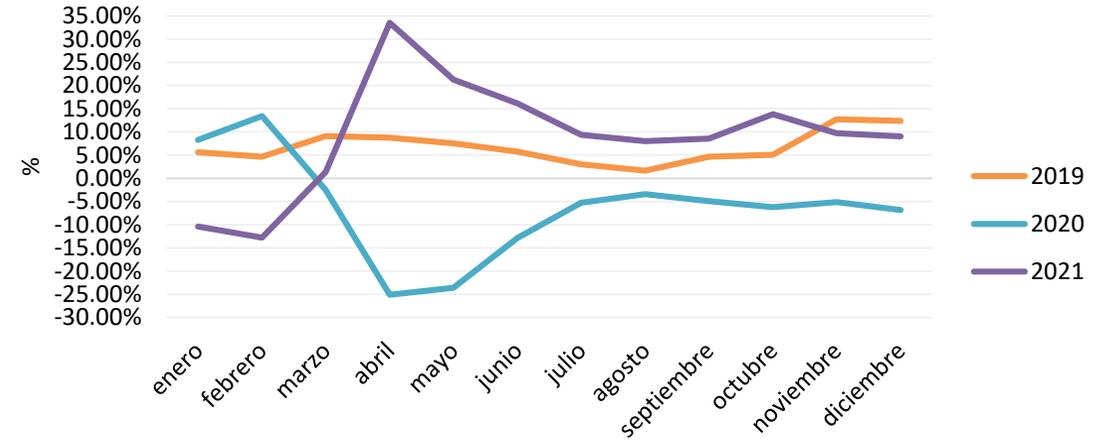
Balance 2021

Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Centro

Demanda no regulada Centro



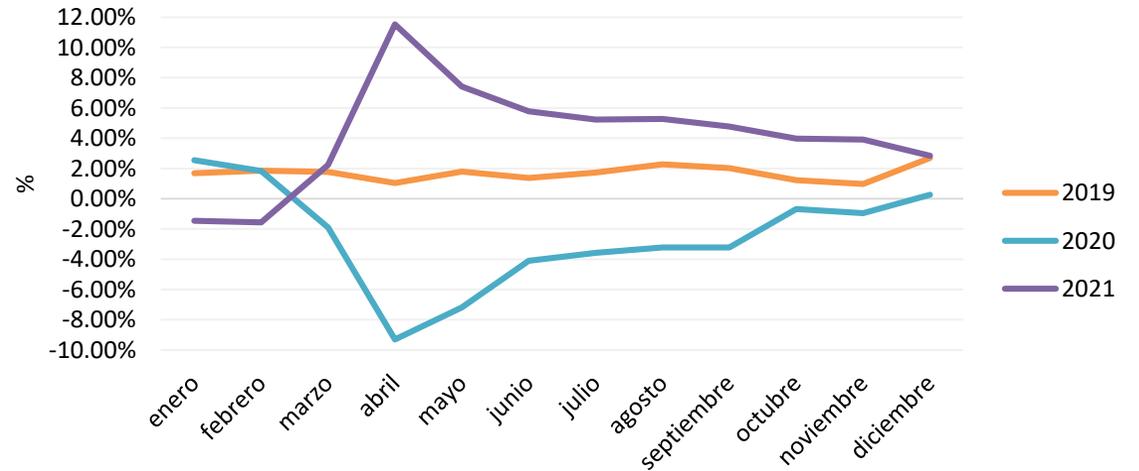
Crecimiento demanda no regulada Centro



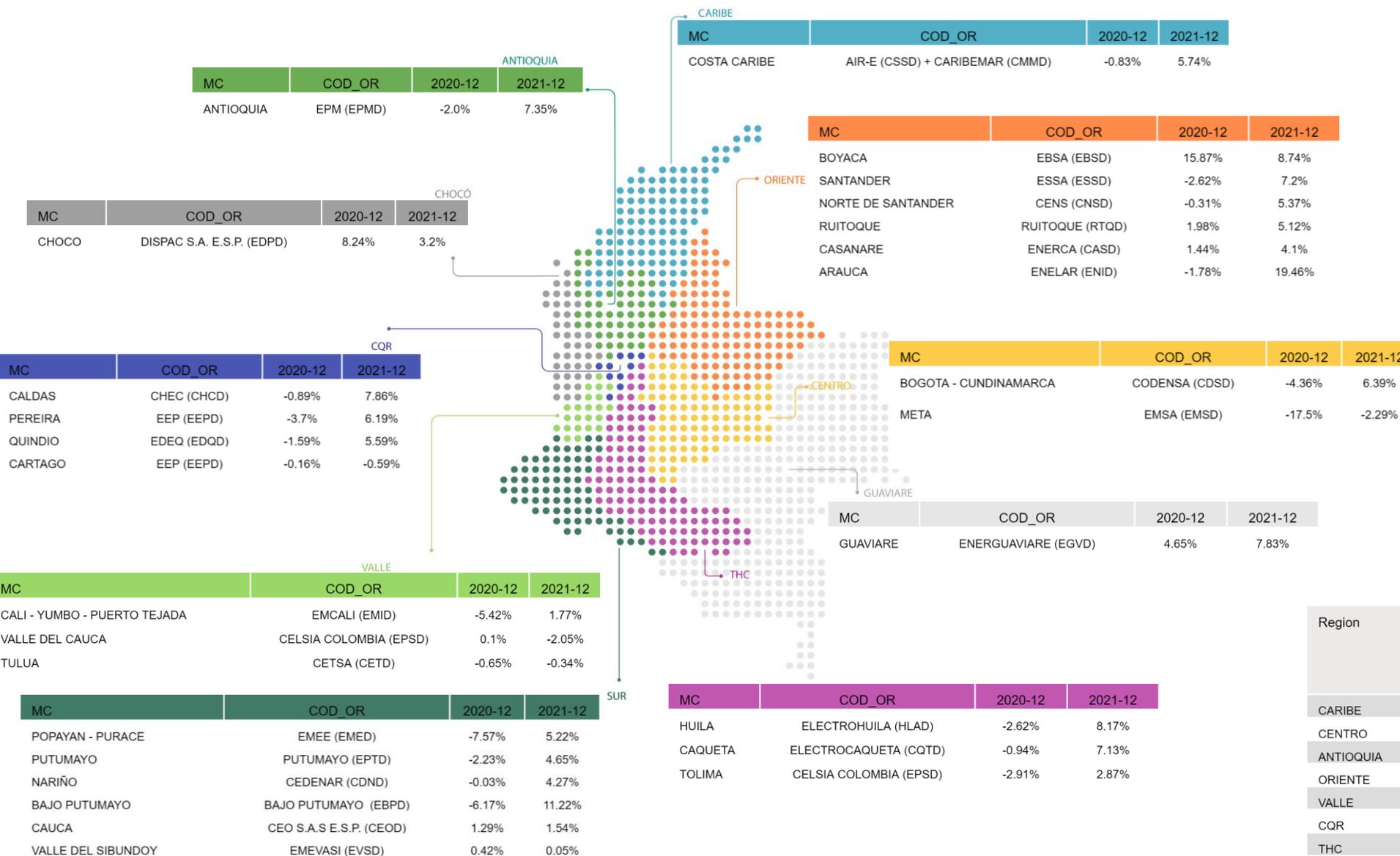
Demanda regulada Centro



Crecimiento demanda regulada Centro



Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta diciembre 2021



- 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.

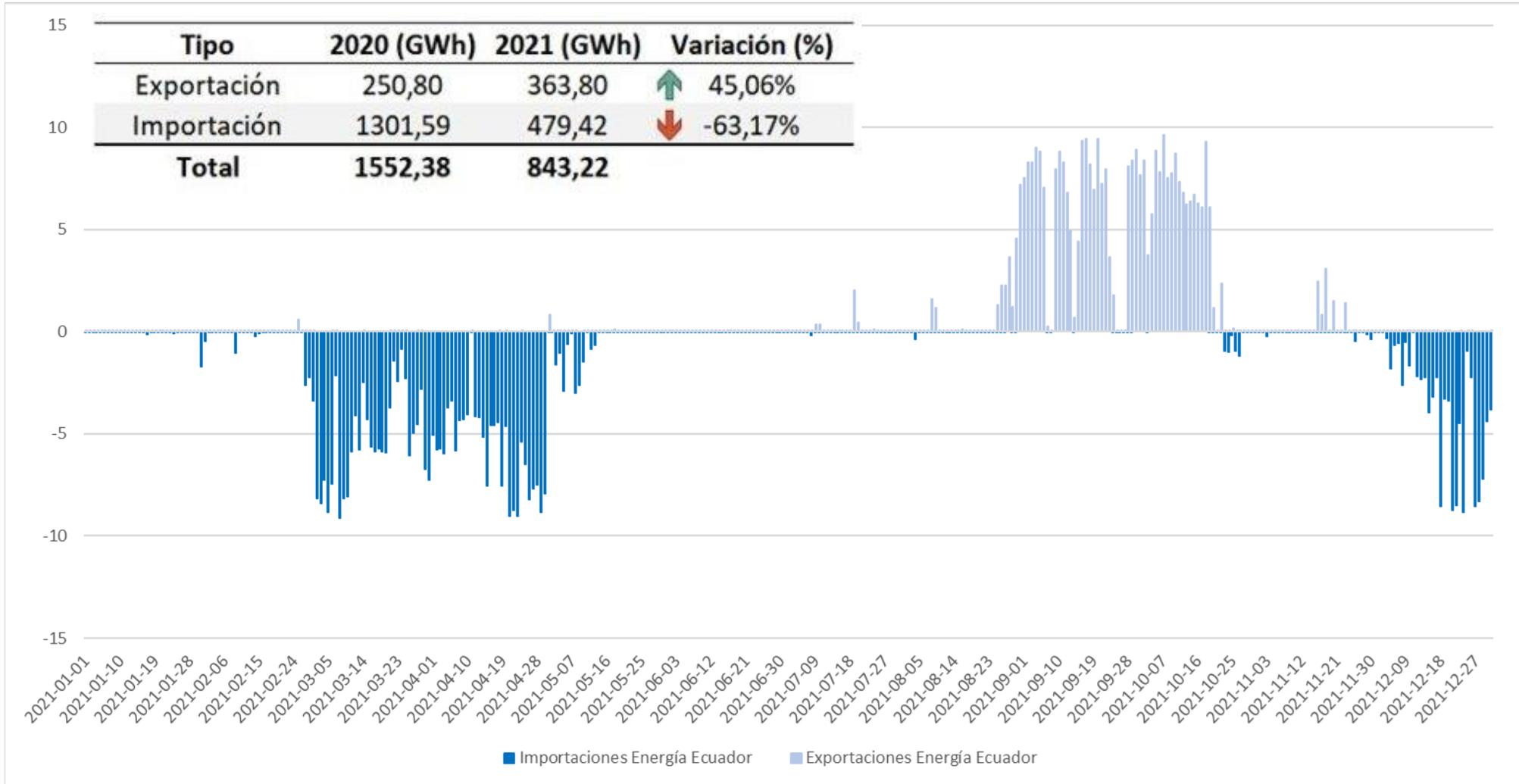
Region	Demanda Comercial [GWh] 2020-12	Demanda Comercial [GWh] 2021-12	Variación 2020-12	Variación 2021-12
CARIBE	19370.89	20430.97	-0.83%	5.74%
CENTRO	17042.01	17892.01	-6.39%	5.22%
ANTIOQUIA	9575.59	10257.37	-2.0%	7.35%
ORIENTE	9115.73	9816.22	2.9%	7.97%
VALLE	6834.74	6830.79	-3.22%	0.23%
COR	2915.6	3098.23	-1.59%	6.54%
THC	2893.37	3039.04	-2.63%	5.33%
SUR	2017.78	2075.48	0.28%	3.12%
CHOCO	251.75	259.14	8.24%	3.2%
GUAVIARE	64.57	69.45	4.65%	7.83%

Información hasta el 2021-12-31

Información actualizada el 2022-01-11

Balance 2021

Importaciones y exportaciones de energía



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

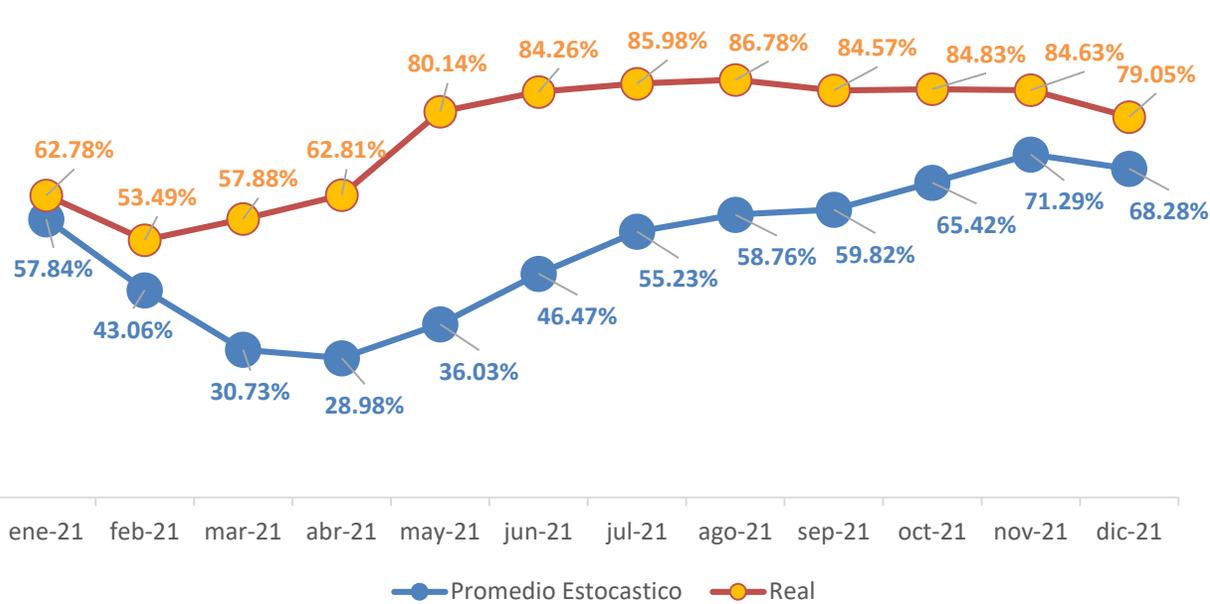
Información hasta el 2021-12-31
 Información actualizada el 2022-01-05

Balance 2021

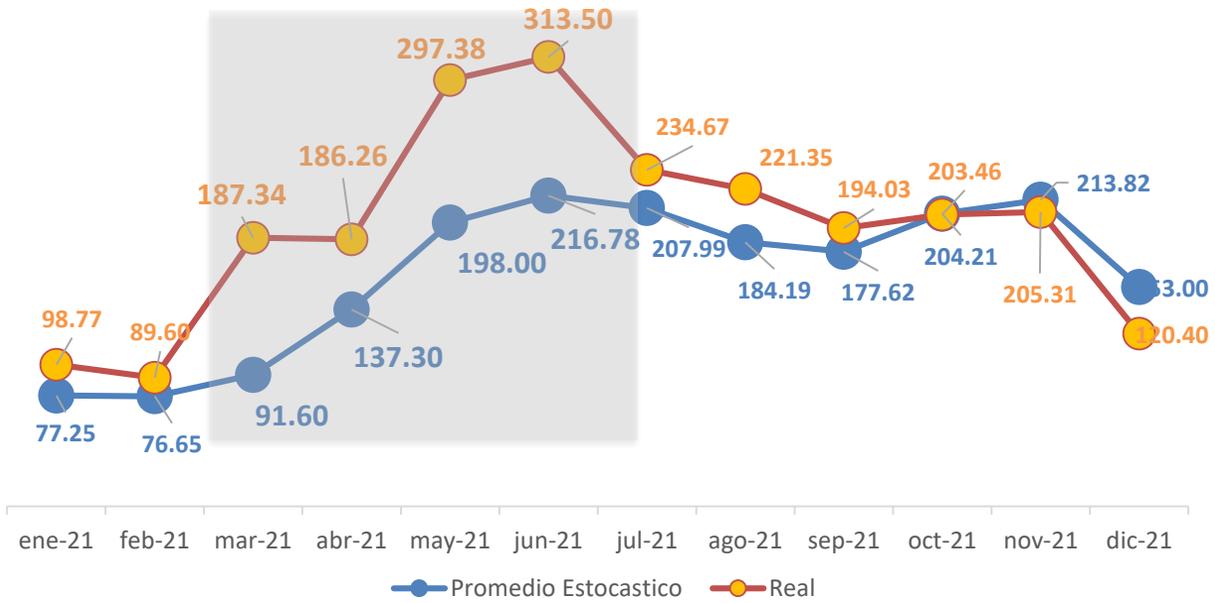
Retrospectiva Análisis Energético

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.

Embalse agregado SIN %



Aportes hidricos GWH/dia

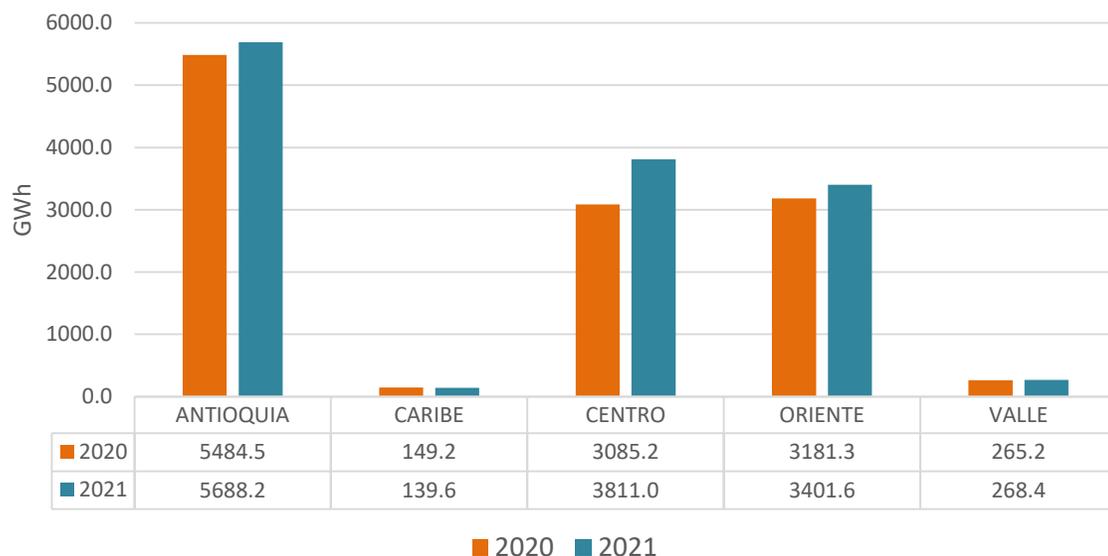


Las expectativas de escenarios hidrológicos de las primeras semanas de 2021, no contemplaban la consolidación de un fenómeno tipo La Niña 2021-2022, caracterizado por aportes hídricos por encima de la media histórica. El año 2021 presentó superávit de aportes energéticos al SIN, los cuales estuvieron en el 118.5% de la media para todo el año en conjunto.

Balance 2021

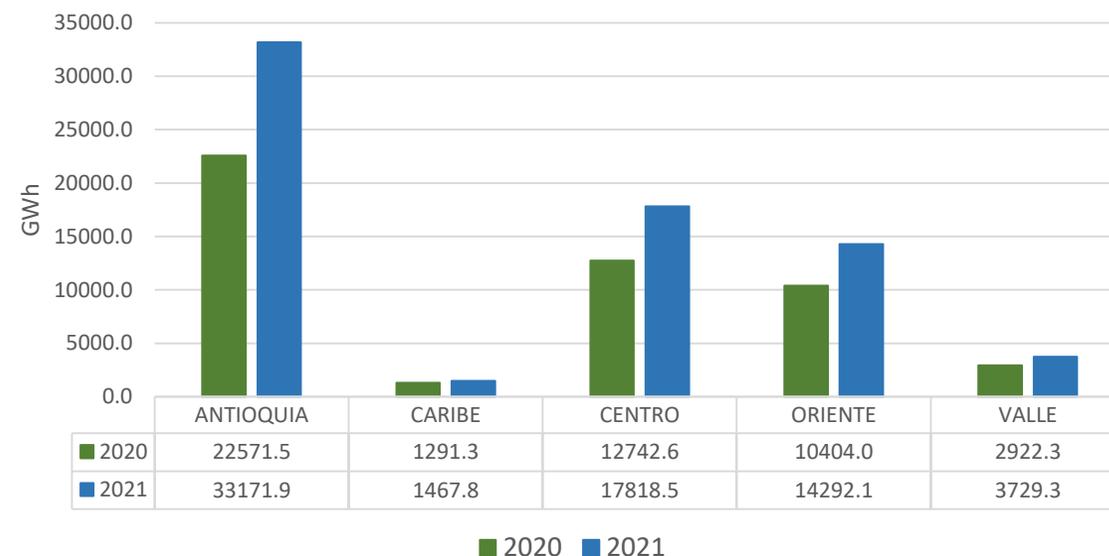
Reservas y Aportes hídricos por región

Reservas a 31 de diciembre



■ **2020-12-31:** 12165.4 GWh
■ **2021-12-31:** 13308.8 GWh

Distribución aportes por región



■ **2020:** 49931.8 GWh
■ **2021:** 70479.6 GWh

Las reservas hídricas con corte al 31 de diciembre crecieron 9.4% de 2020 a 2021 y los aportes hídricos tuvieron un alza cercana al 41% en el mismo periodo. Así mismo, Antioquia fue la región con mayores aportes y reservas en el SIN.

Balance 2021

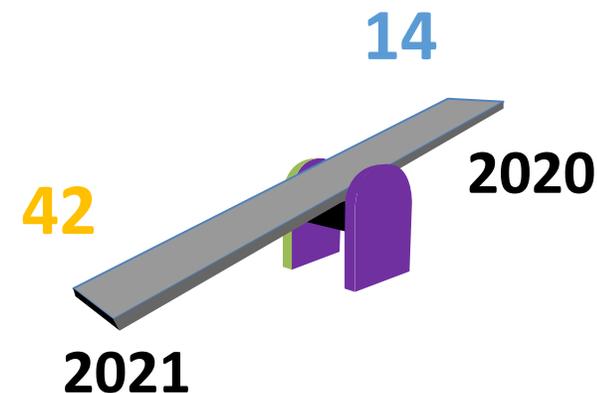
Proyectos de generación considerados a inicios de 2021

TIPO	Proyectos Esperados 2021		Proyectos ingresados 2021	
	N° Proyectos	CEN (MW)	N° Proyectos	CEN (MW)
Térmica	12	454	3	57
Solar	59	1344	5	75
Eólica	1	10	0	0
Hidráulico Menor	10	60	0	0
Total	82	1868	8	132

Balance 2021

Proyectos de transmisión

Proyectos	2020	2021
Convocatorias STN	2	3
Otros STN	0	5
Convocatorias STR	1	0
Líneas STR	1	2
Transformadores conectados al STR	10	24
Otros STR	0	3



Aumento activos de transmisión



km de líneas

2020

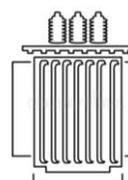
27,730.17

2021

28,841.14

Variación Total (%)

4 %



Capacidad de transformación MVA

67,948

70,202

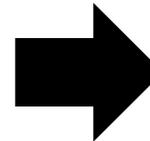
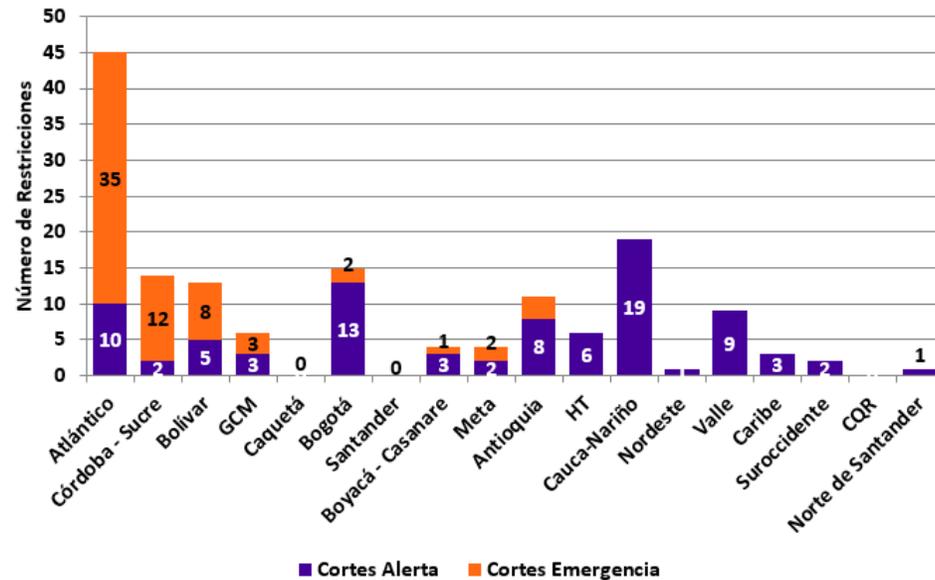
Variación Total (%)

3.32 %

Balance 2021

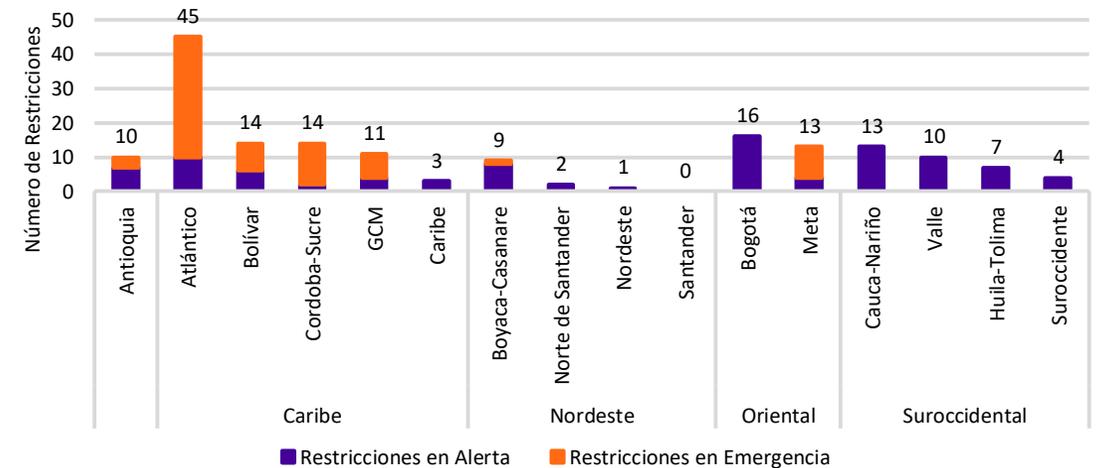
Estado restricciones

Enero 2021
Estado de cortes del SIN



Enero 2022

Estado de cortes del SIN



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

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

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

153

Cortes en alerta: 87
Cortes en emergencia: 66

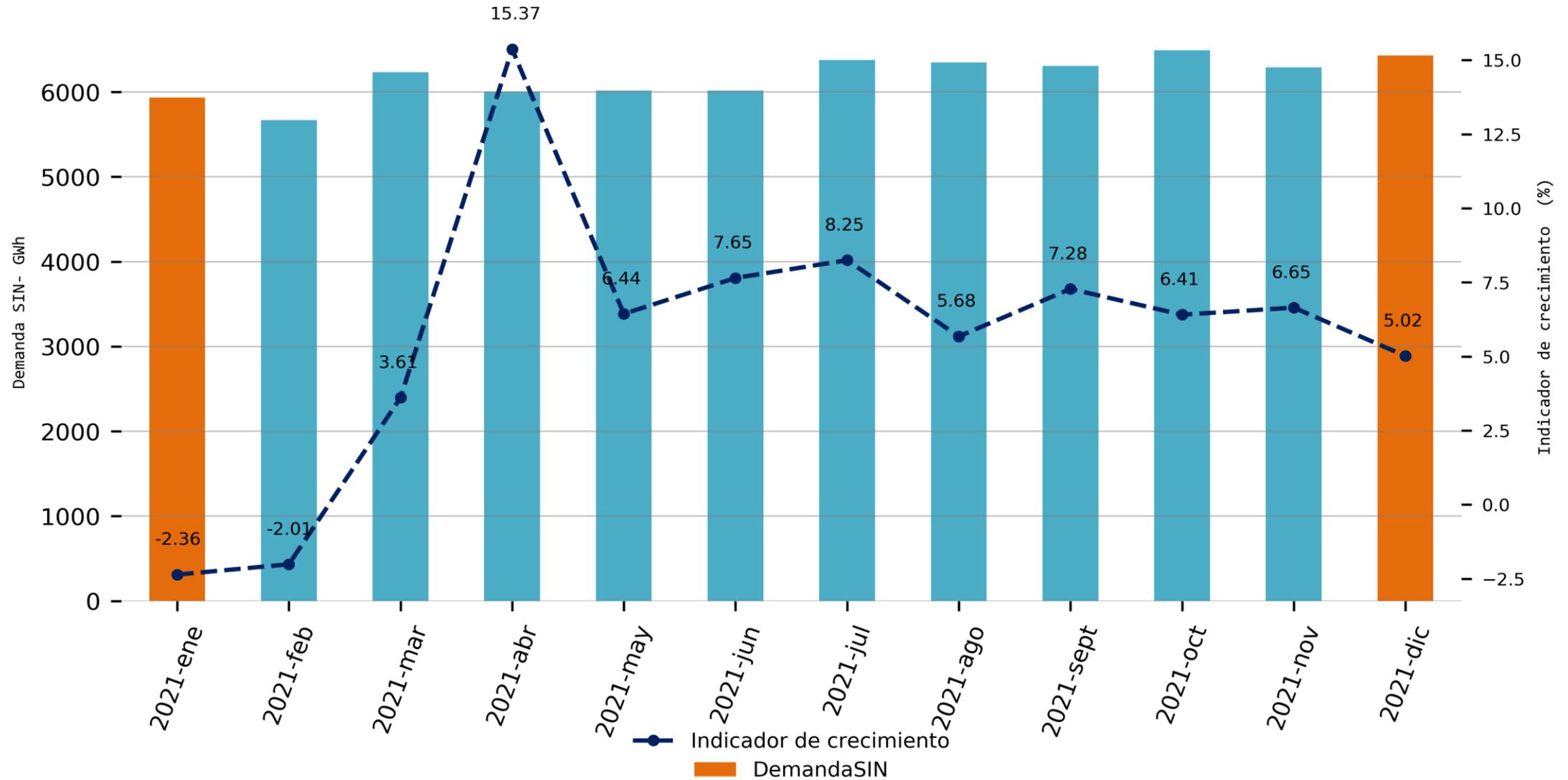
172

Cortes en alerta: 92
Cortes en emergencia: 75

El incremento de restricciones se da en las áreas Caribe (+6), Oriental (+10) y Nordeste (+6) debido principalmente a una mayor demanda del sistema. En el caso del área Suroccidental se presenta una disminución en la cantidad de restricciones (-3), donde la mayor reducción se presenta en la subárea Cauca-Nariño debido a cambios de capacidad de algunos circuitos

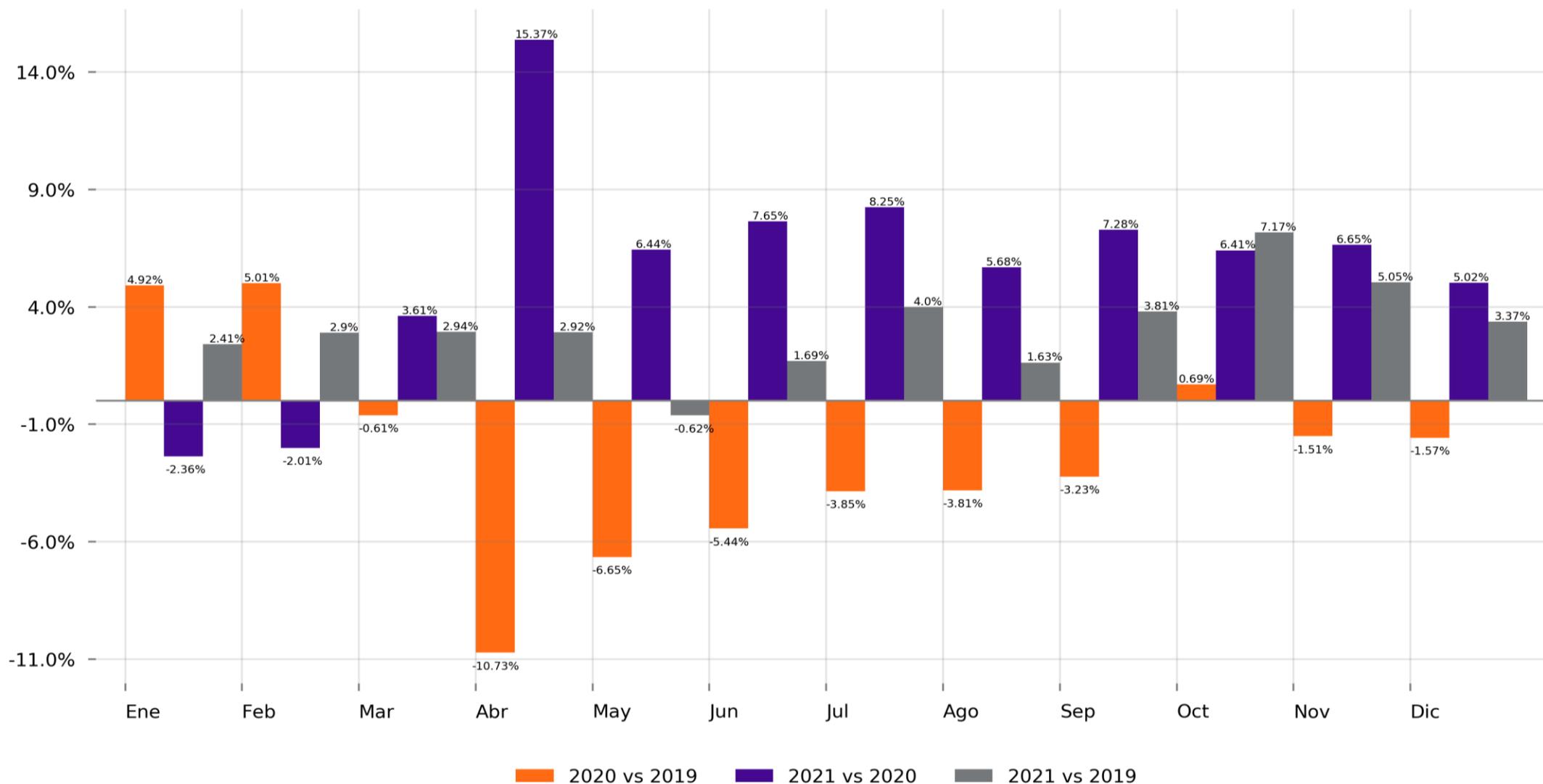
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



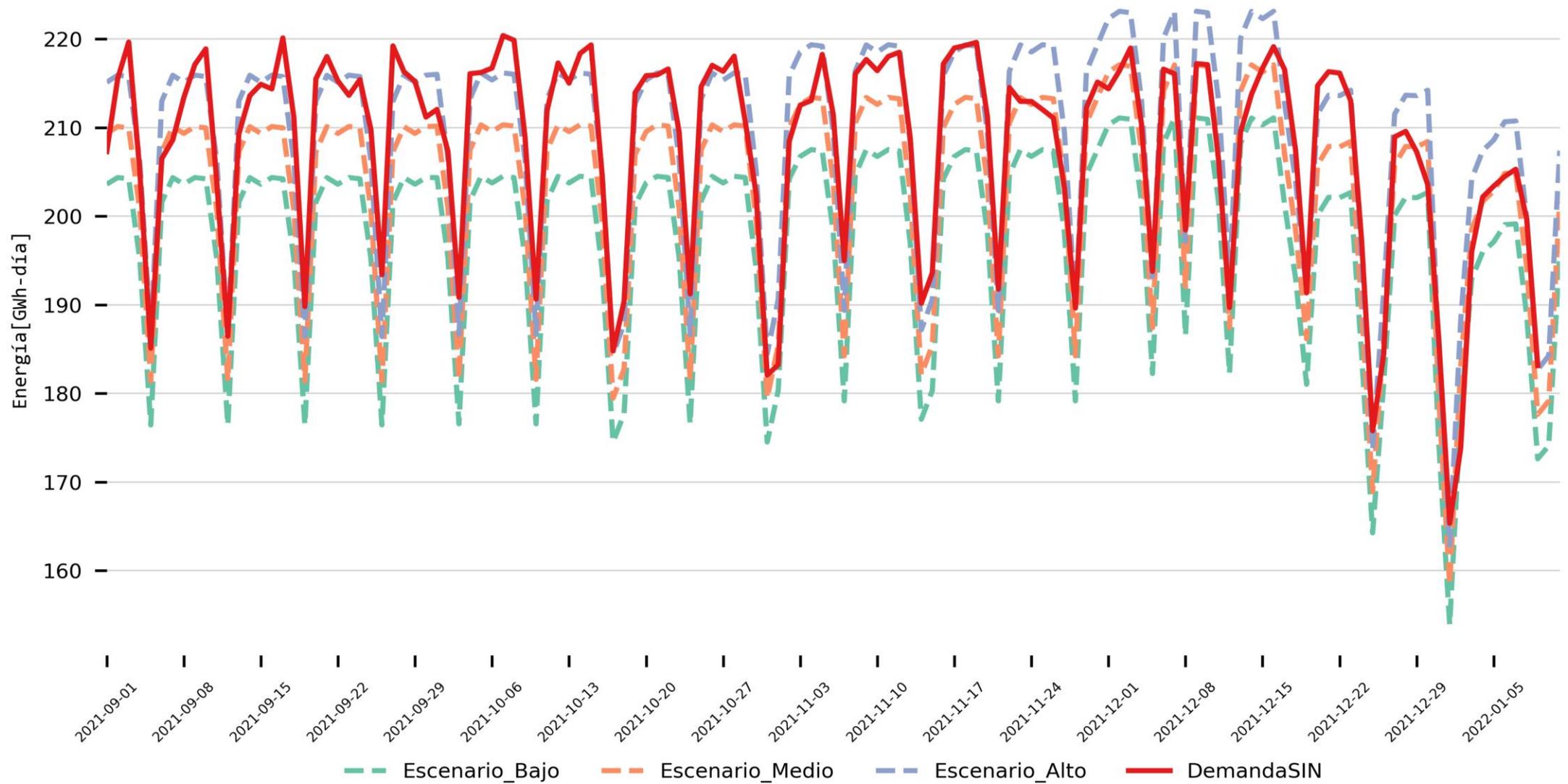
Información hasta el 2021-12-31
Información actualizada el 2022-01-11

Crecimiento Demanda del SIN



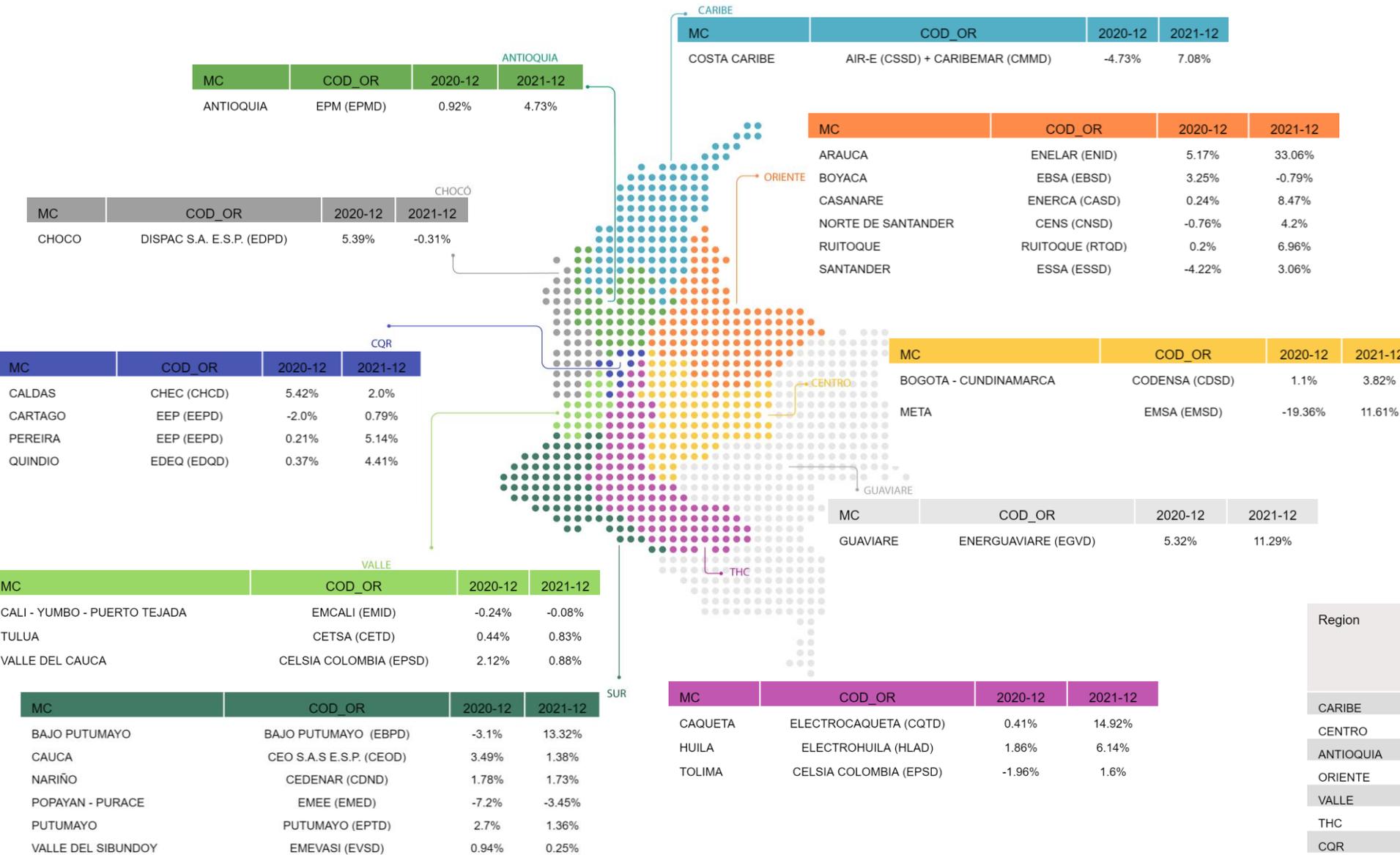
Información hasta el 2021-12-31
Información actualizada el 2022-01-11

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



Información hasta el 2022-01-11
Información actualizada el 2022-01-11

Demanda comercial de energía del SIN - diciembre 2021



•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

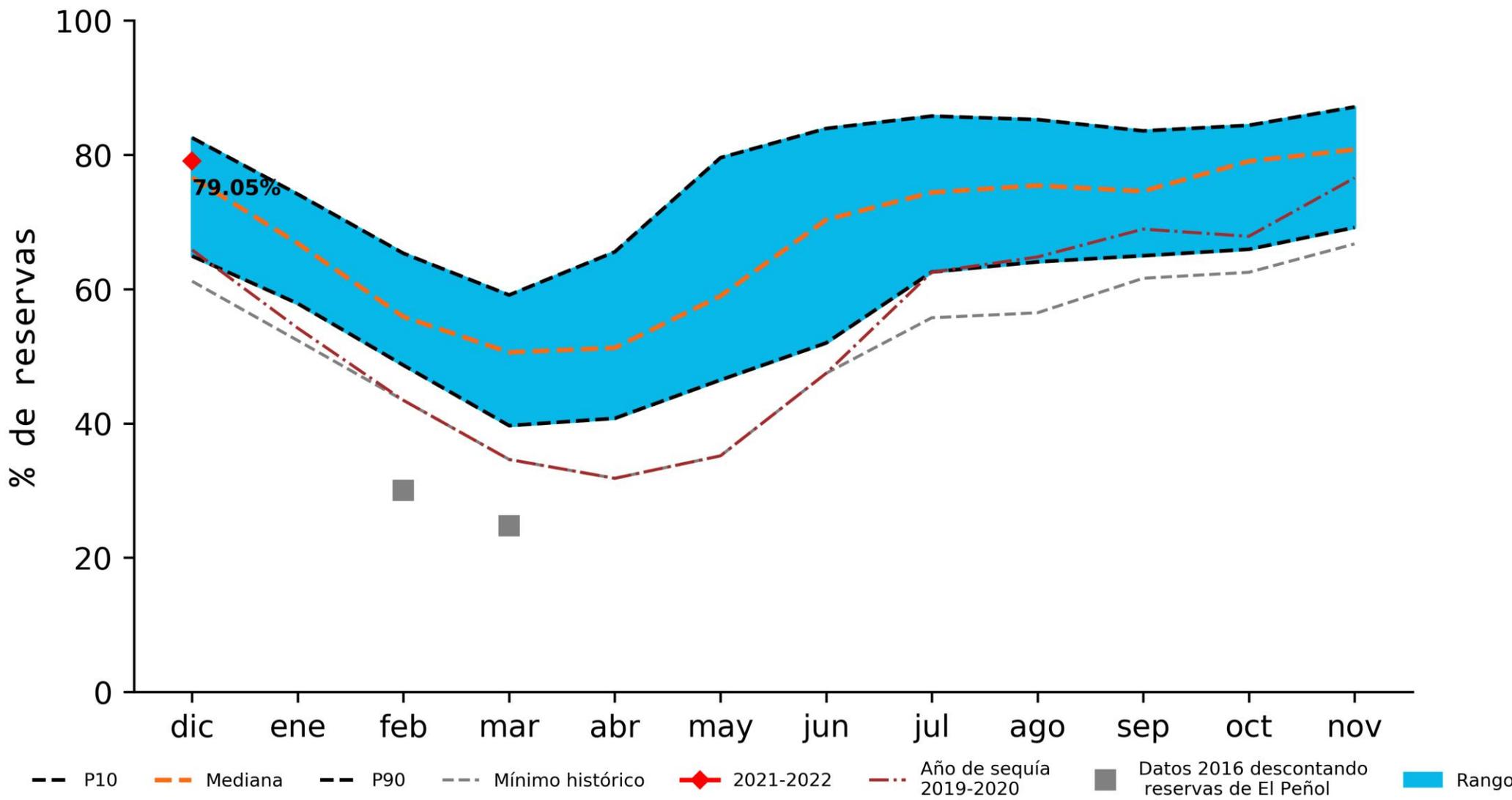
***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2020-12	Demanda Comercial [GWh] 2021-12	Variación 2020-12	Variación 2021-12
CARIBE	1640.91	1758.32	-4.73%	7.08%
CENTRO	1488.74	1563.16	-2.14%	4.83%
ANTIOQUIA	843.02	884.43	0.92%	4.73%
ORIENTE	817.31	858.22	-0.41%	4.91%
VALLE	582.5	585.2	0.64%	0.31%
THC	255.77	267.97	-0.26%	4.62%
CQR	257.64	265.64	2.88%	3.0%
SUR	175.14	178.68	2.43%	1.94%
CHOCO	21.9	21.84	5.39%	-0.31%
GUAVIARE	5.86	6.53	5.32%	11.29%

Información hasta el 2021-12-31

Información actualizada el 2022-01-11

¿Cómo está la situación energética?

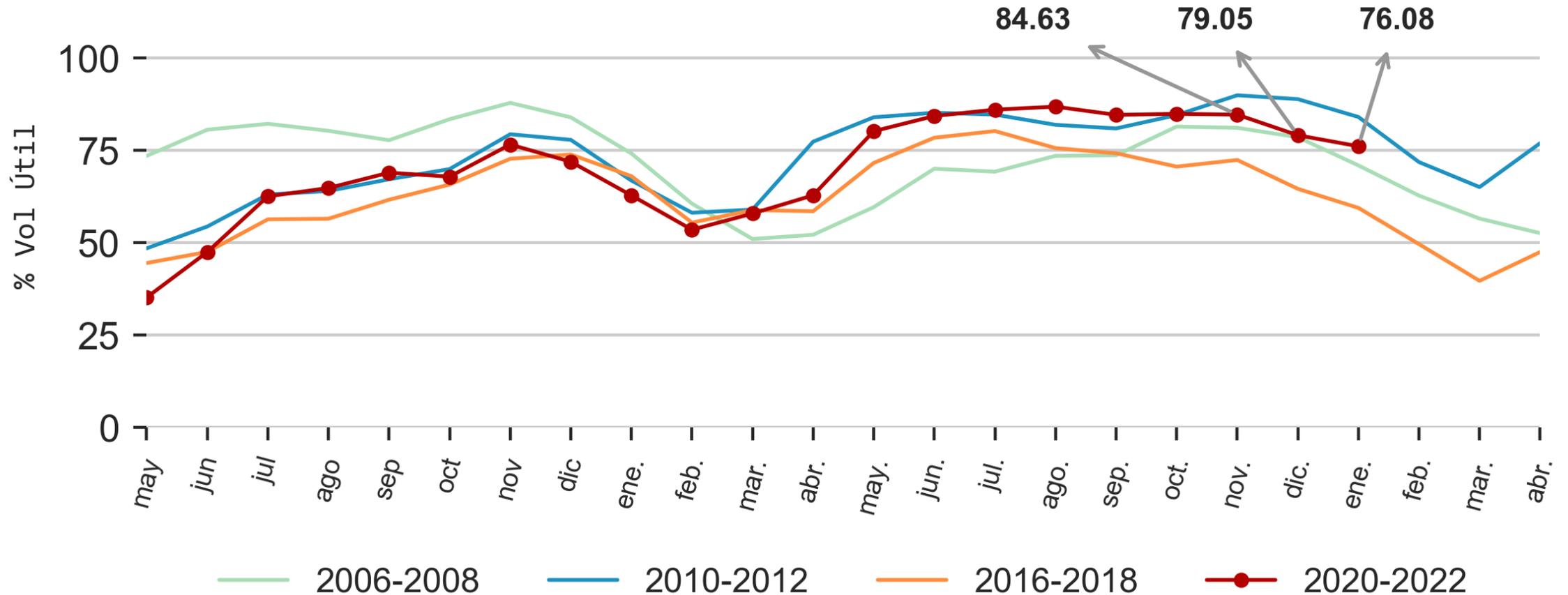


Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2020

Reservas hídricas

Cantidad de agua almacenada en los embalses

Reservas hídricas



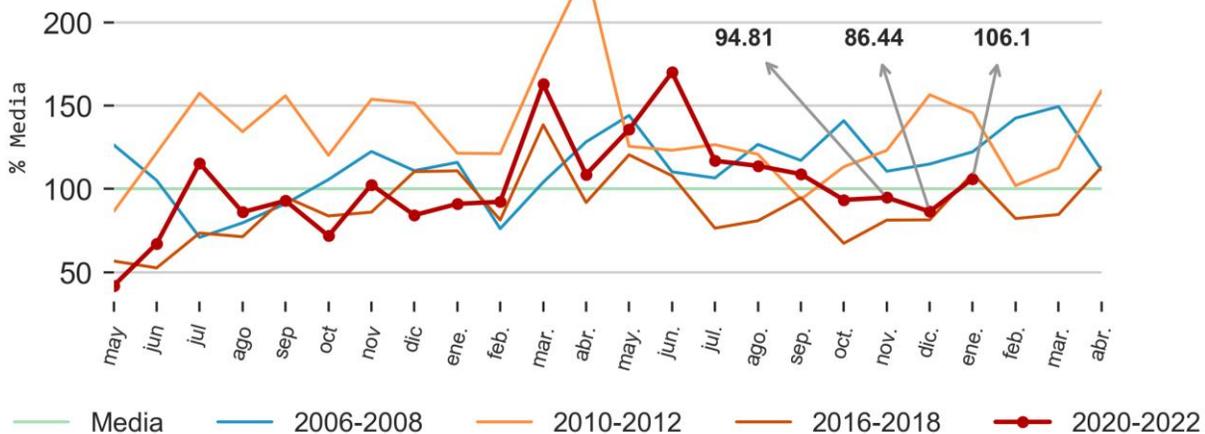
Compañía ENOC S.A. Energía

Información hasta el 2022-01-10

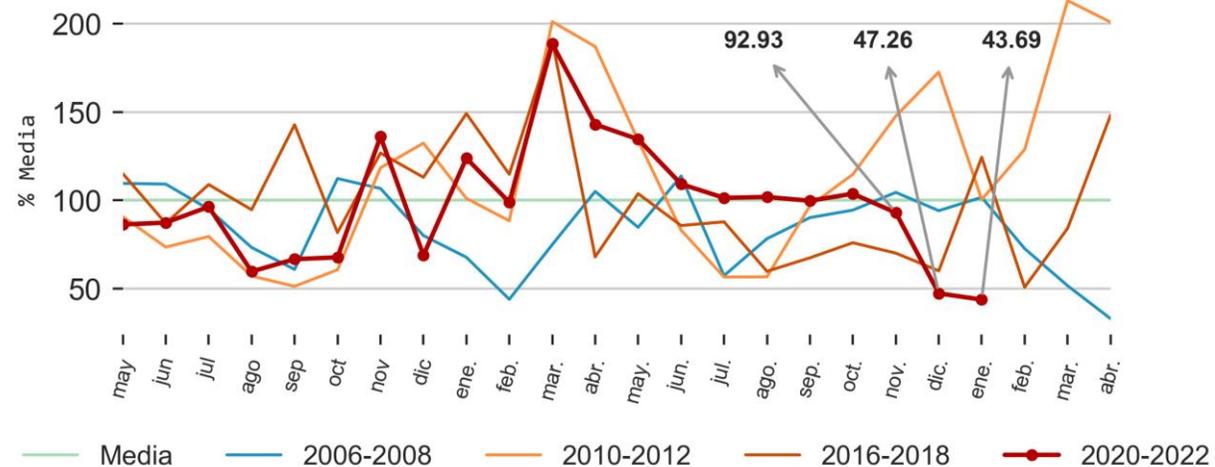
Información actualizada el 2022-01-11

Aportes por regiones

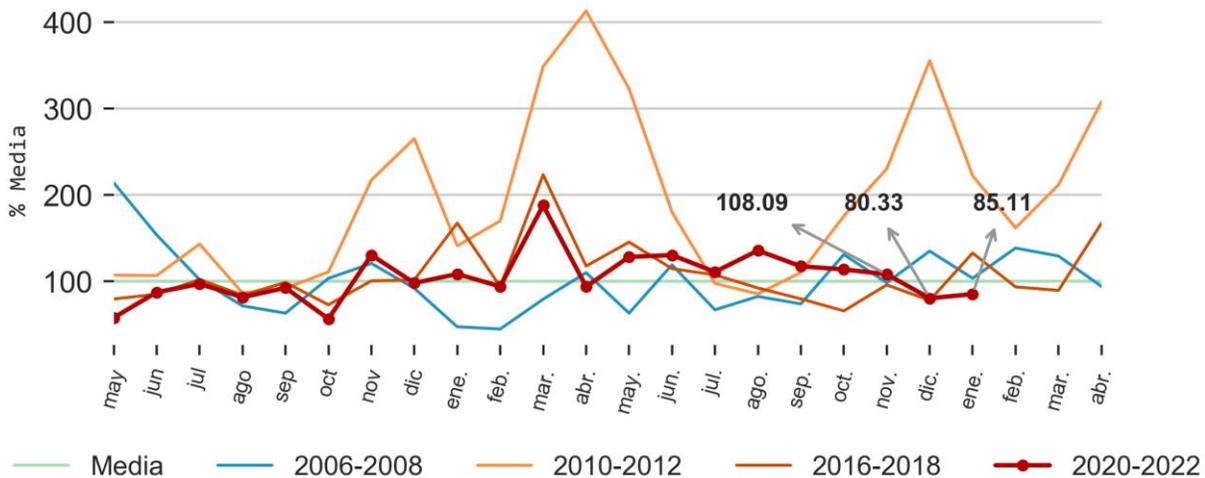
Antioquia



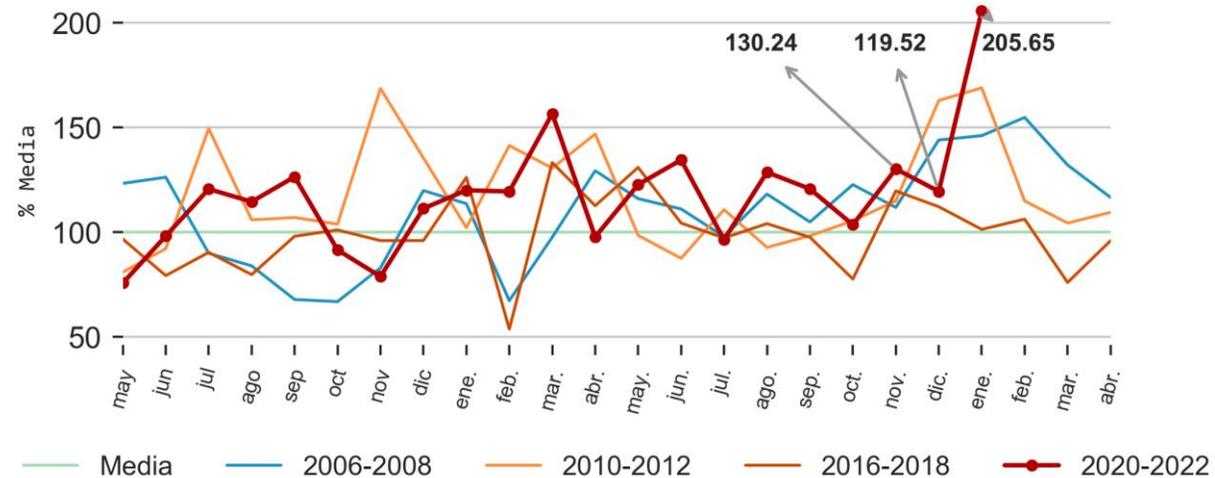
Oriente



Centro



Valle



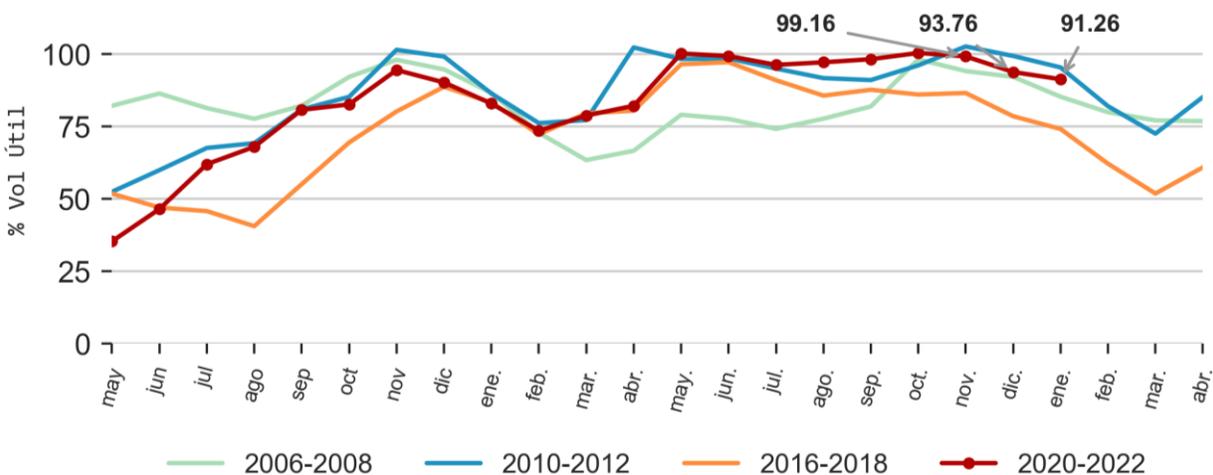
Información hasta el 2022-01-10

Similitud ENSO e hidrología

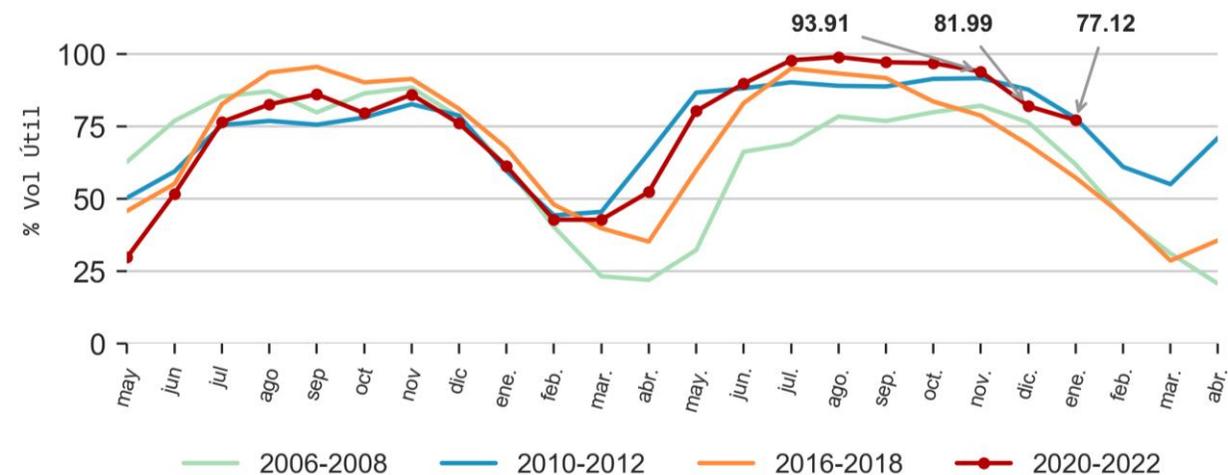
Información actualizada el 2022-01-11

Evolución de reservas por regiones

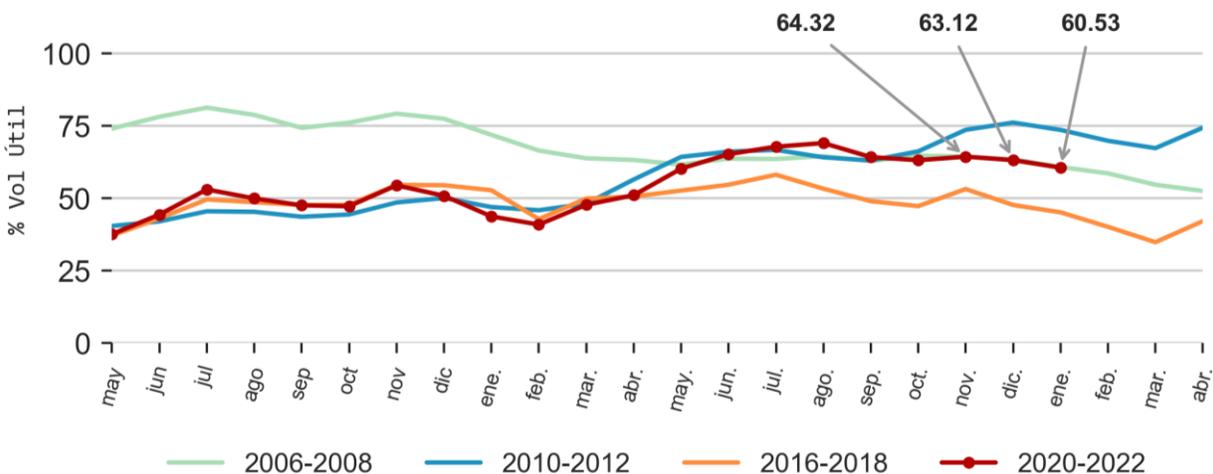
Antioquia



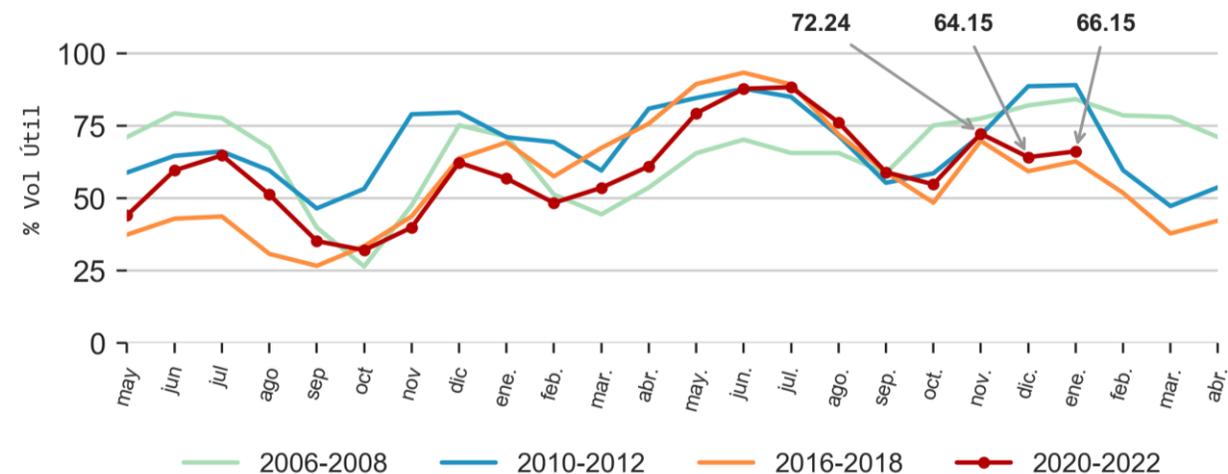
Oriente



Centro



Valle



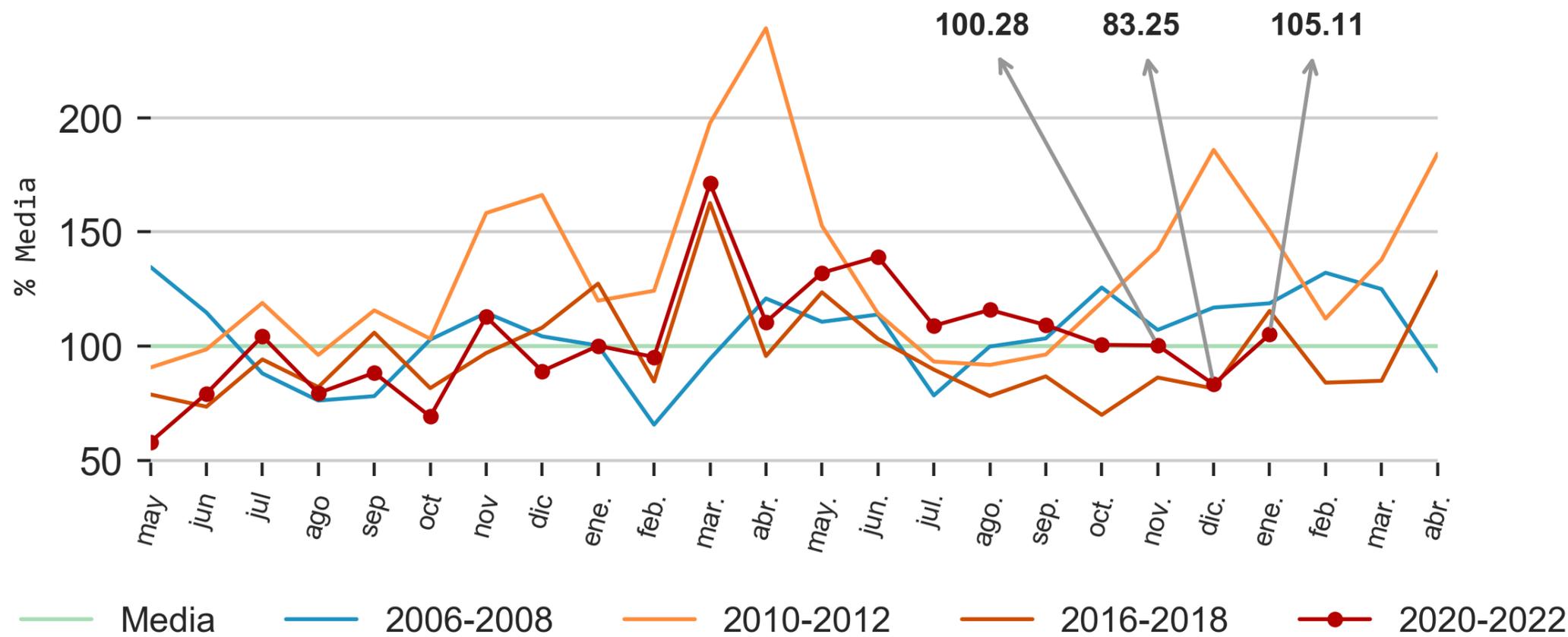
Información hasta el 2022-01-10

Información actualizada el 2022-01-11

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses

Aportes hídricos



Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-12-01

Información actualizada el 2021-12-02

Análisis vertimientos últimos 30 días

FECHA: Último 30 Días Region: Todas

13/12/2021 - 11/01/2022

Vertimientos del SIN

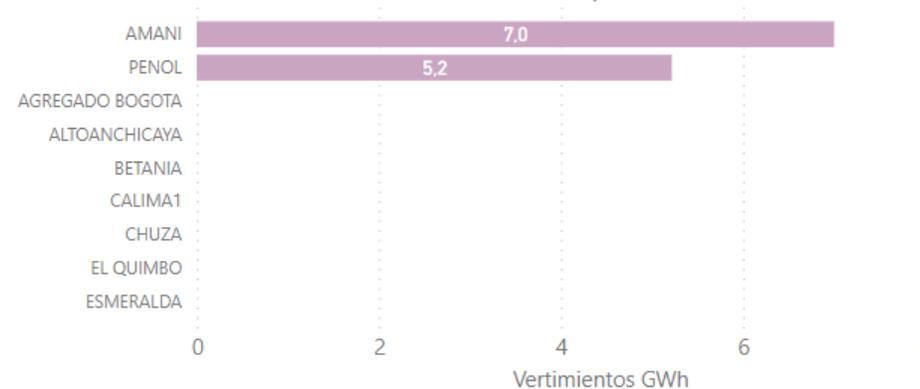


Evolución vertimientos por embalse

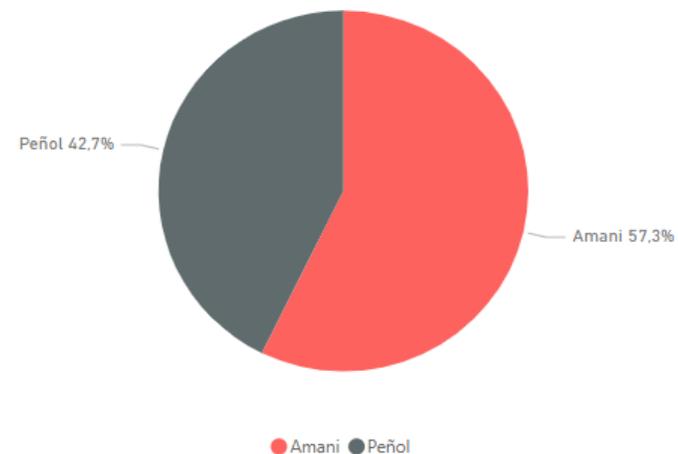


● Agregado ... ● Alto Anchi... ● Amani ● Betania ● Calima ● Chuza ● El Quimbo ● Esmeralda ● Guavio ● Miraflores ▶

Vertimientos acumulados por embalse

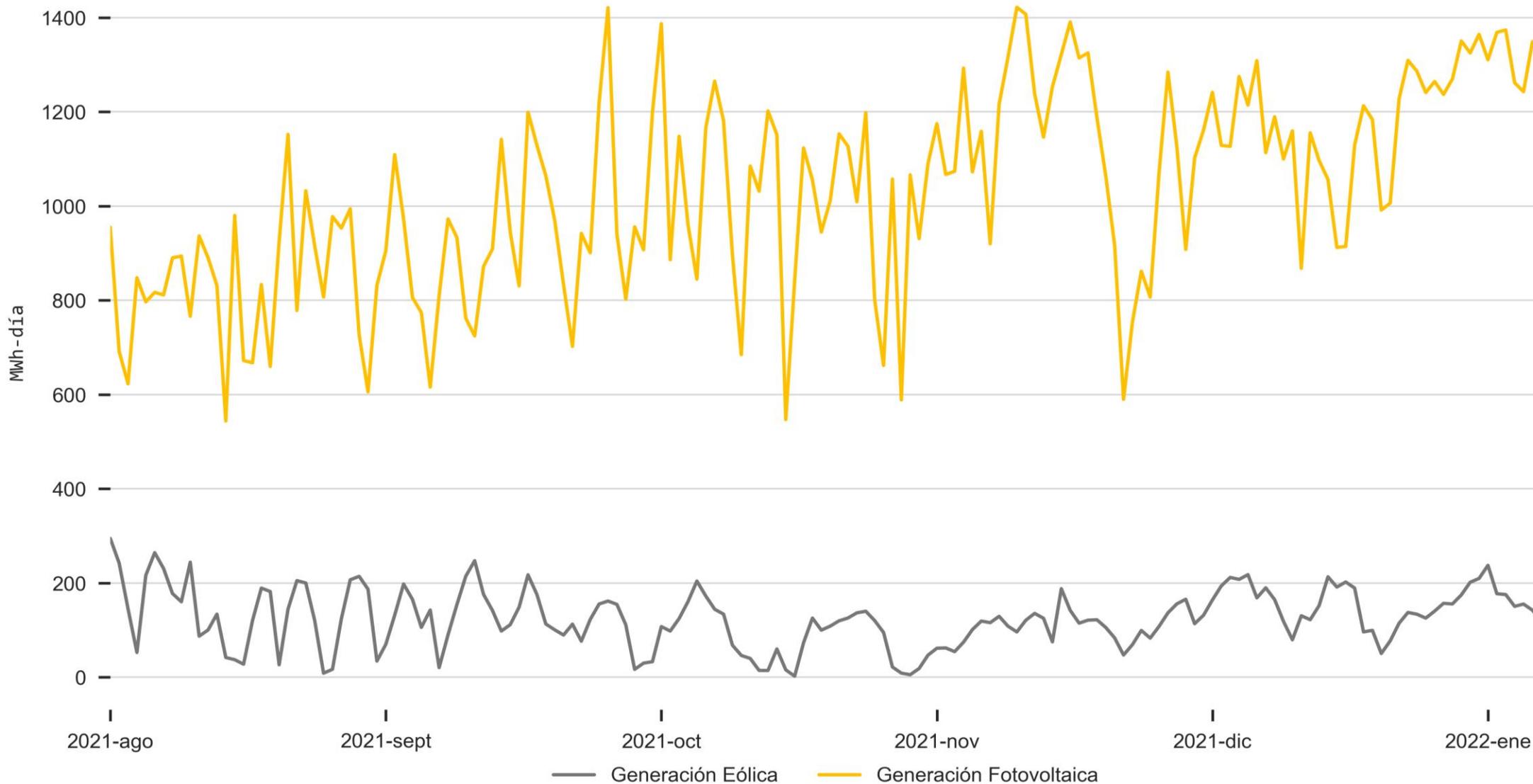


Participación vertimientos por embalse



Información hasta el: 2022-01-10

Generación FERNC



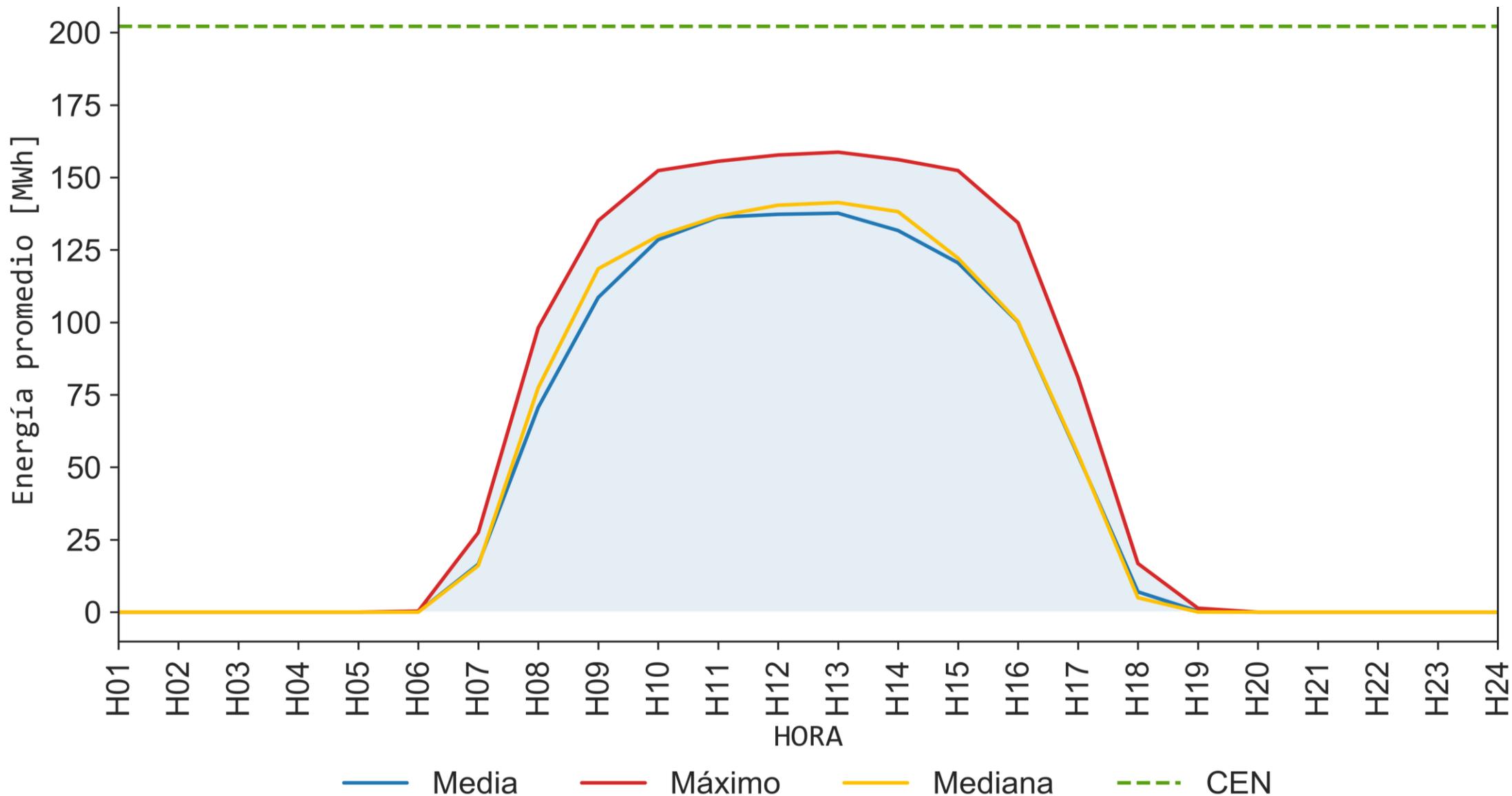
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar Carmelo, Granja Solar Belmonte, El Paso, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLII, Trina-Vatia BSLIII, Planta Solar Bayunca I

Información hasta el 2022-01-09

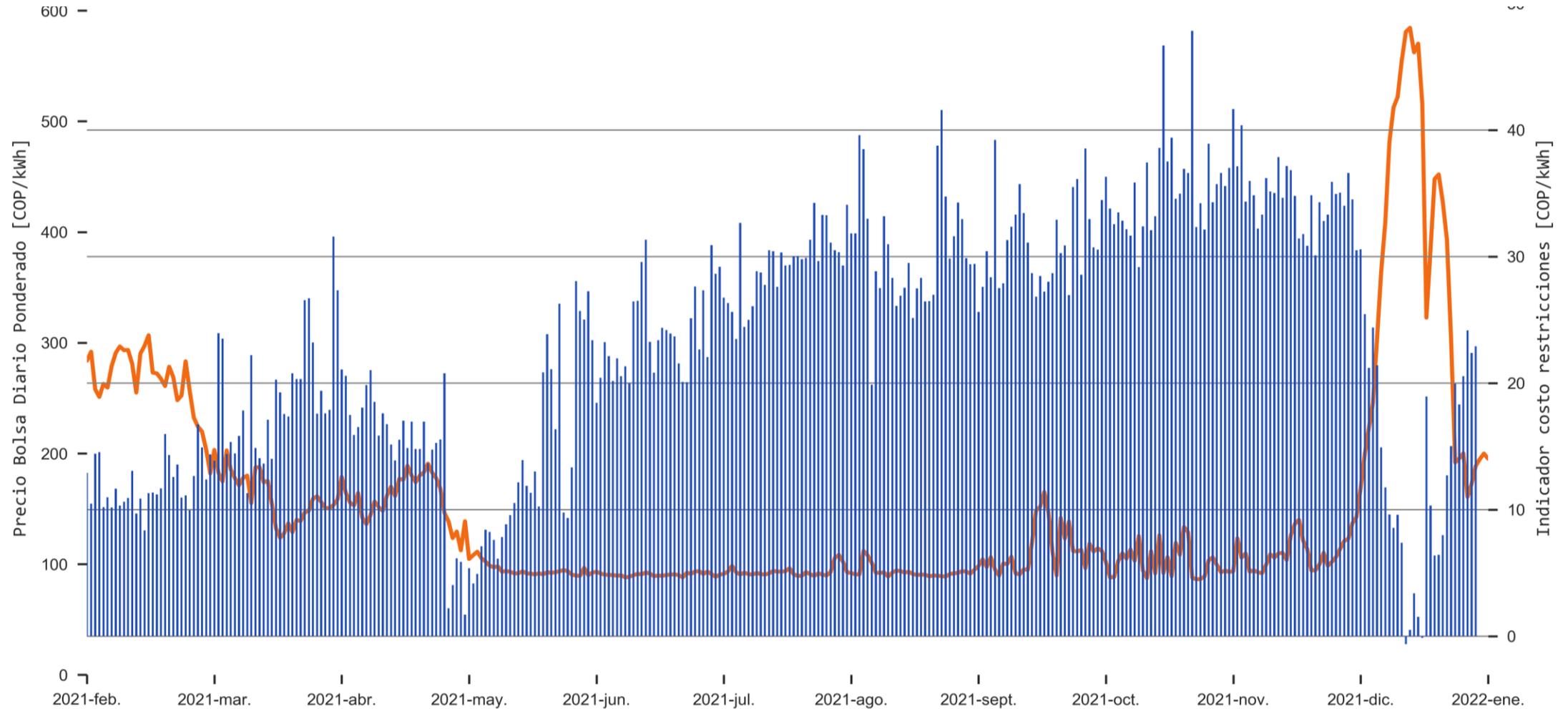
Información actualizada el 2022-01-11

Curva Generación Solar



Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de diciembre de 2021 hasta el 30 de diciembre de 2021

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



— PPPBolsaDiario

■ Indicador costo restricciones

Información hasta el 2022-01-09
Información actualizada el 2022-01-11

2. Expectativas Energéticas

Panorama energético

- 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.



Condición Inicial Embalse

Enero 09, 76.61%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte



Expansión Generación

Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para enero 2022.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 4.45 GWh/día promedio
Restricciones de embalse de El Quimbo informada por EMGESA



Información combustibles

Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2021).

Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.



Parámetros del SIN

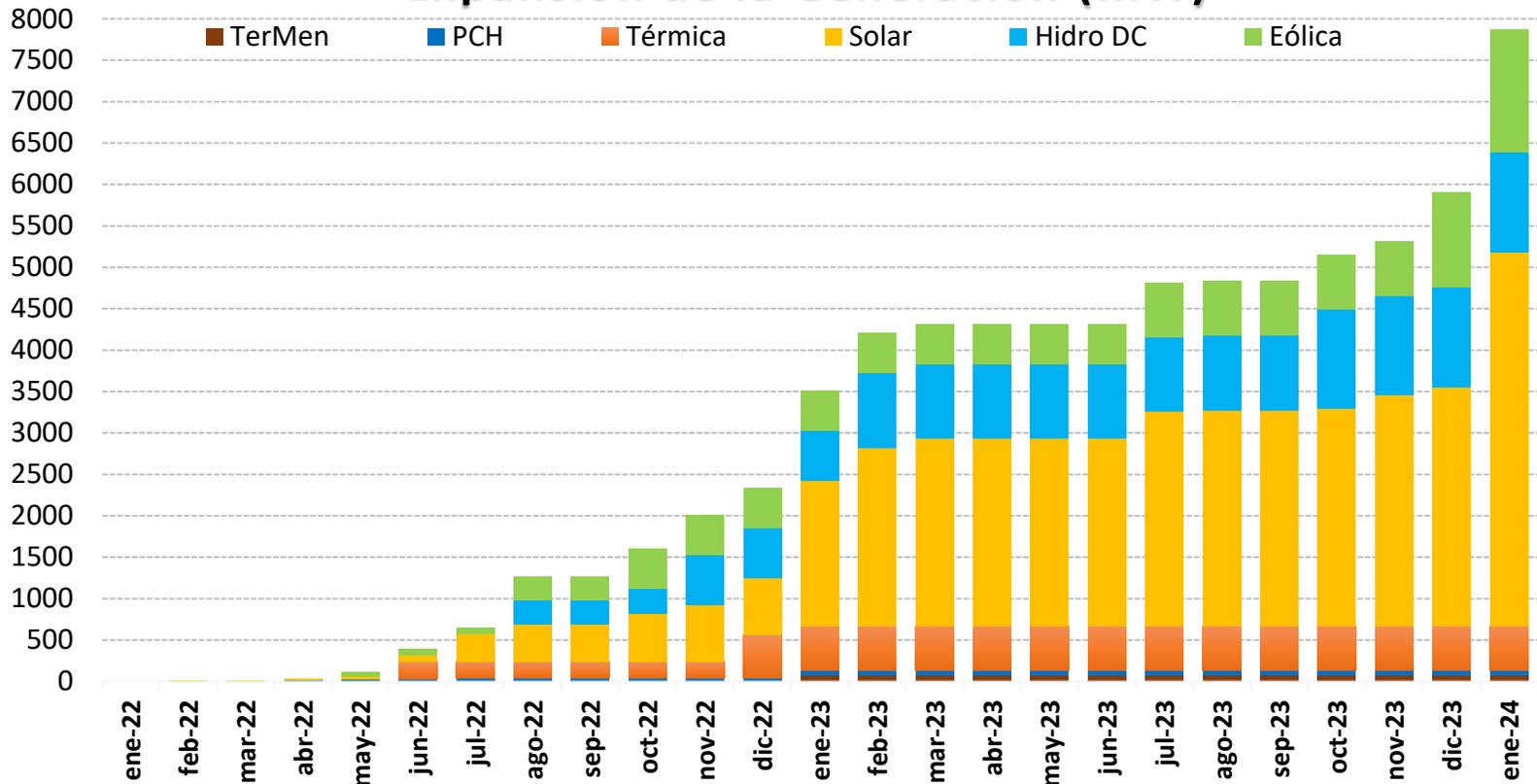
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados

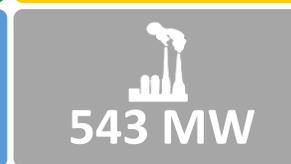
Expansión de la Generación (MW)



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

- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

Detalle de proyectos de generación a enero del 2024:



**Total:
7893 MW**

Proyectos con garantías bancarias



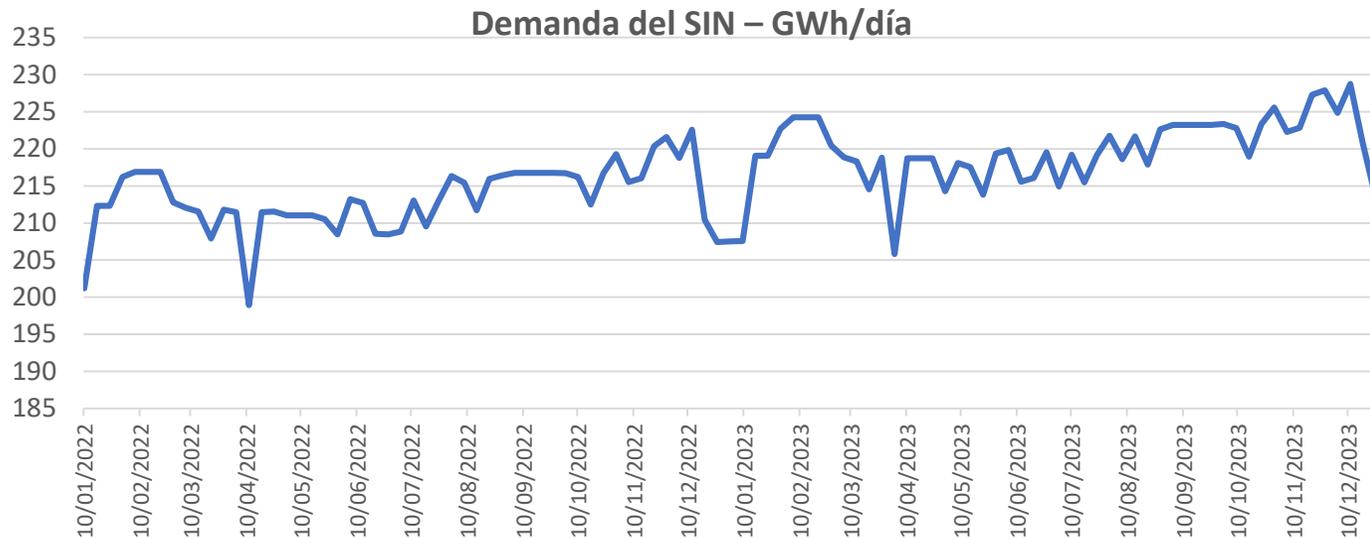
**Total:
4171 MW**

Proyectos con OEF y CLPE

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

Escenario **Alto** de la UPME



Hidrología

1 **H 2005-2007:**
hidrología histórica del periodo ene de 2006 a dic de 2007

4 **Caso Esperado CNO:**
hidrología del escenario esperado del CNO.

2 **H 1993-1995:**
hidrología histórica del periodo ene de 1994 a dic de 1995

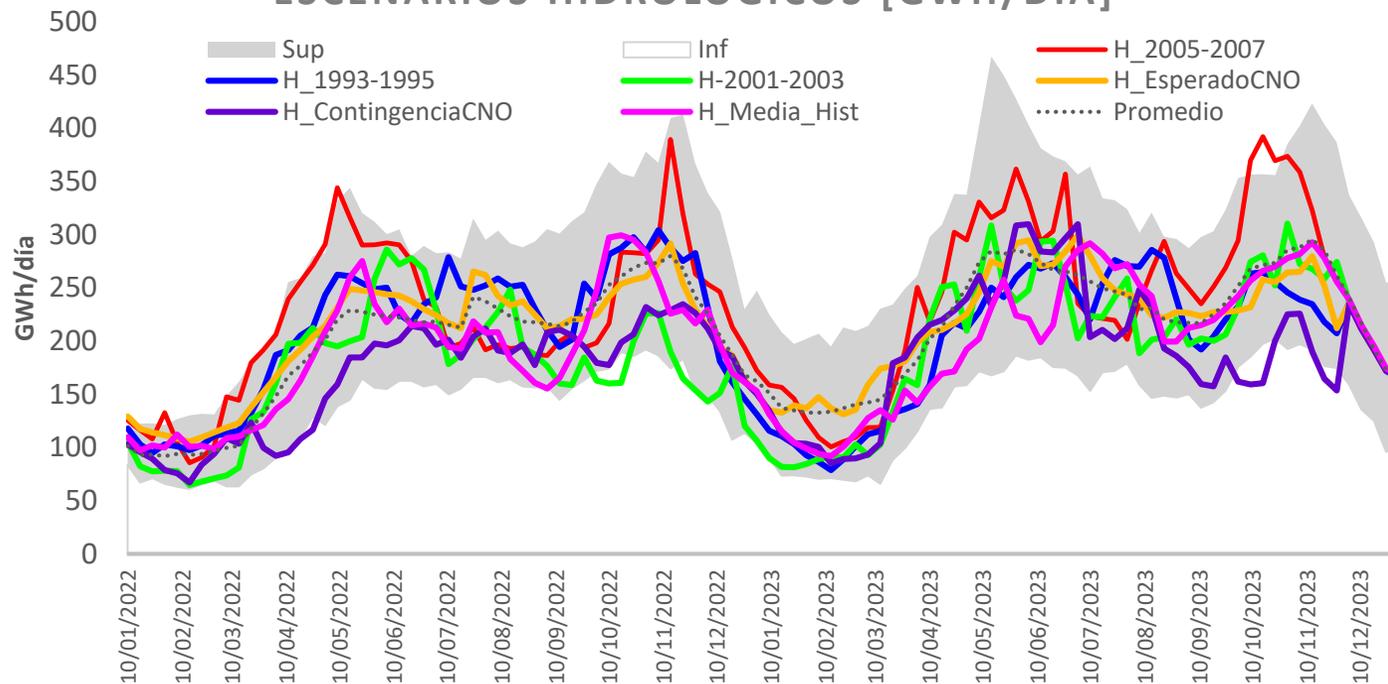
5 **Caso Contingencia CNO:**
hidrología del escenario contingencia del CNO.

3 **H 2001-2003:**
hidrología histórica del periodo ene de 2002 a dic de 2003

6 **H Media histórica:**
hidrología media histórica.

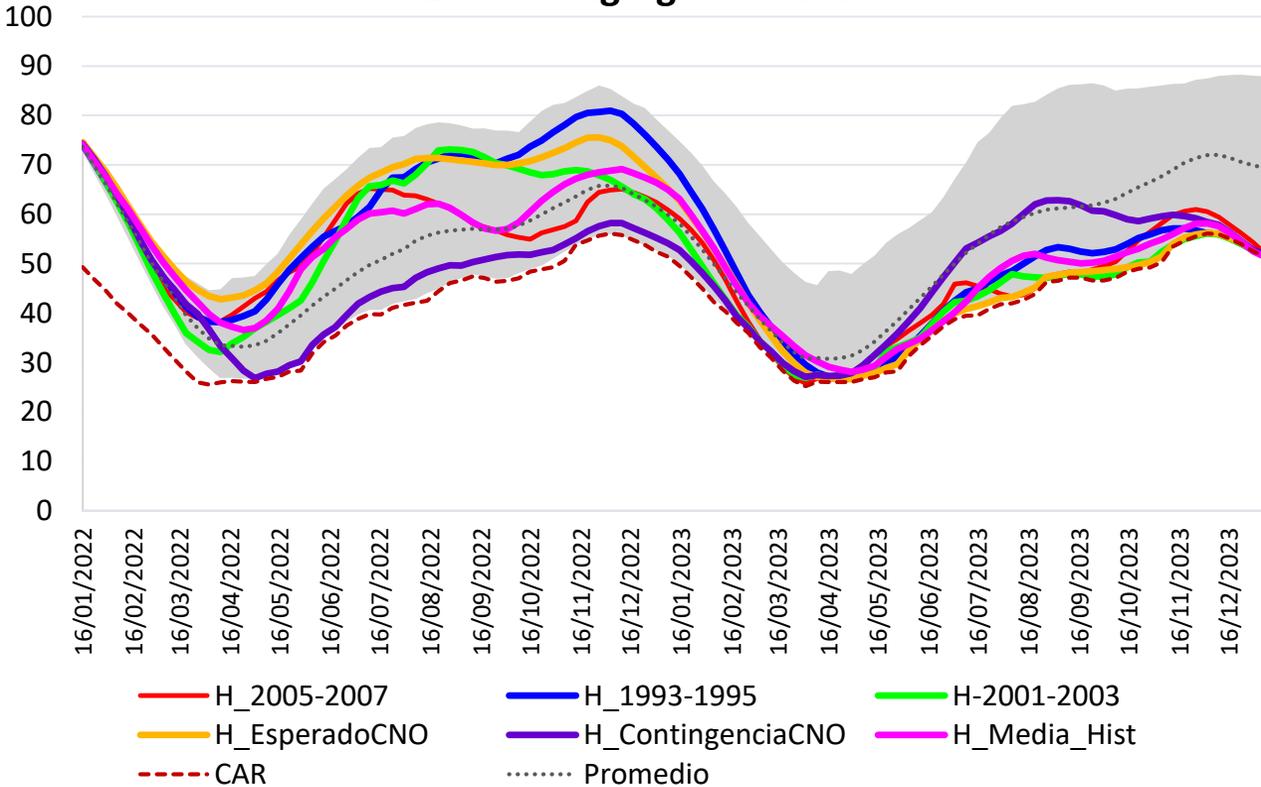
Estocástico 100 Series Sintéticas:
Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

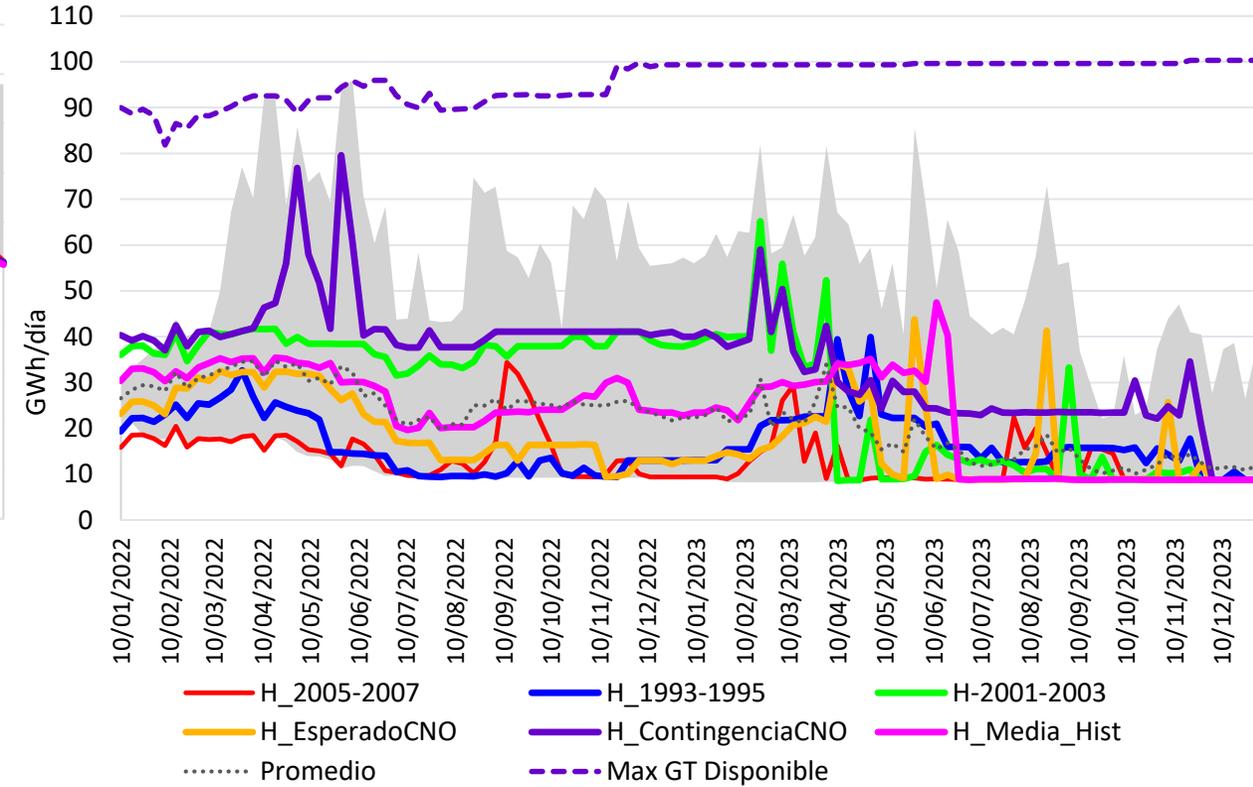


Escenario Estocástico

Embalse agregado SIN %



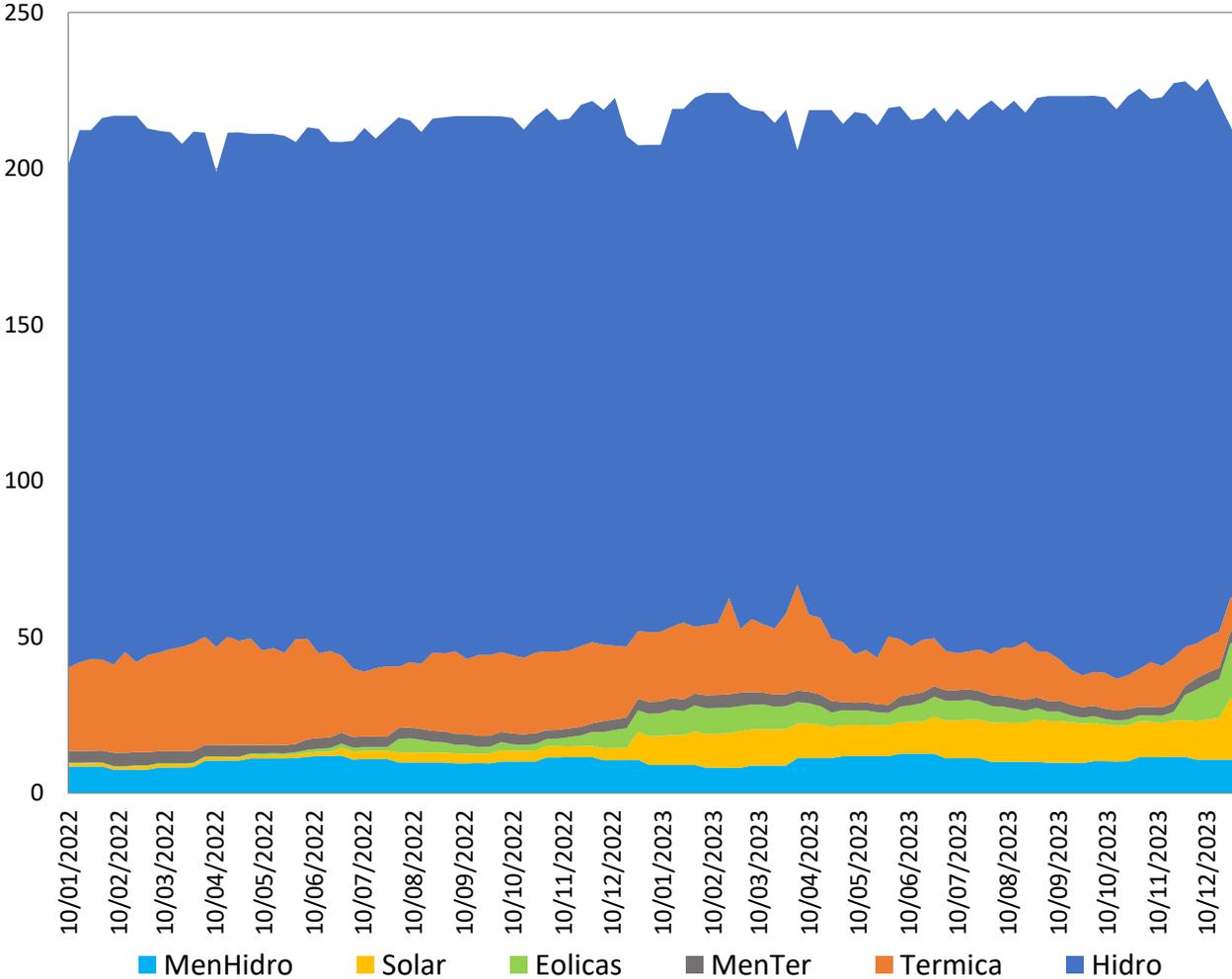
Generación Térmica [GWh/día]



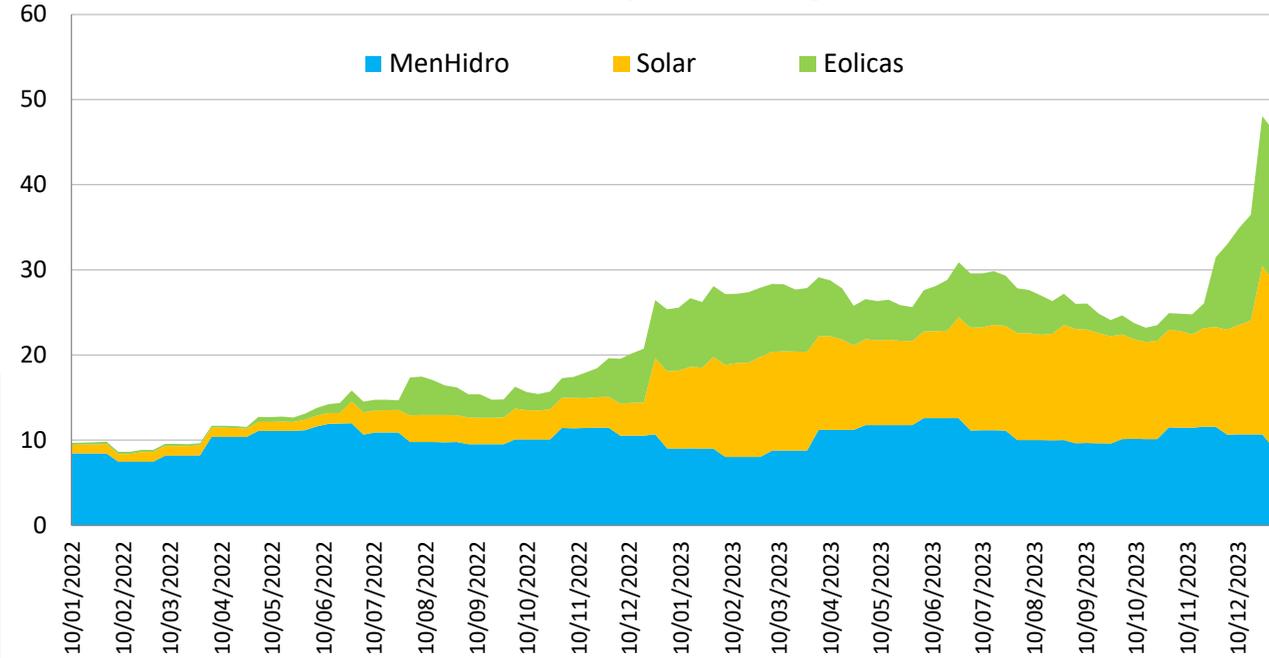
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario Estocástico

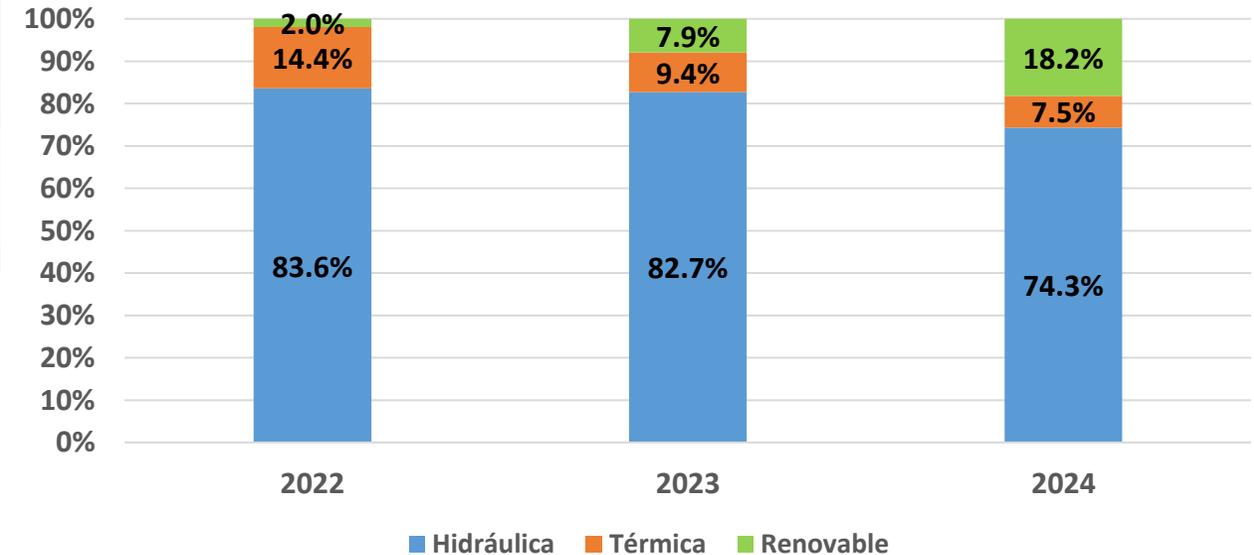
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



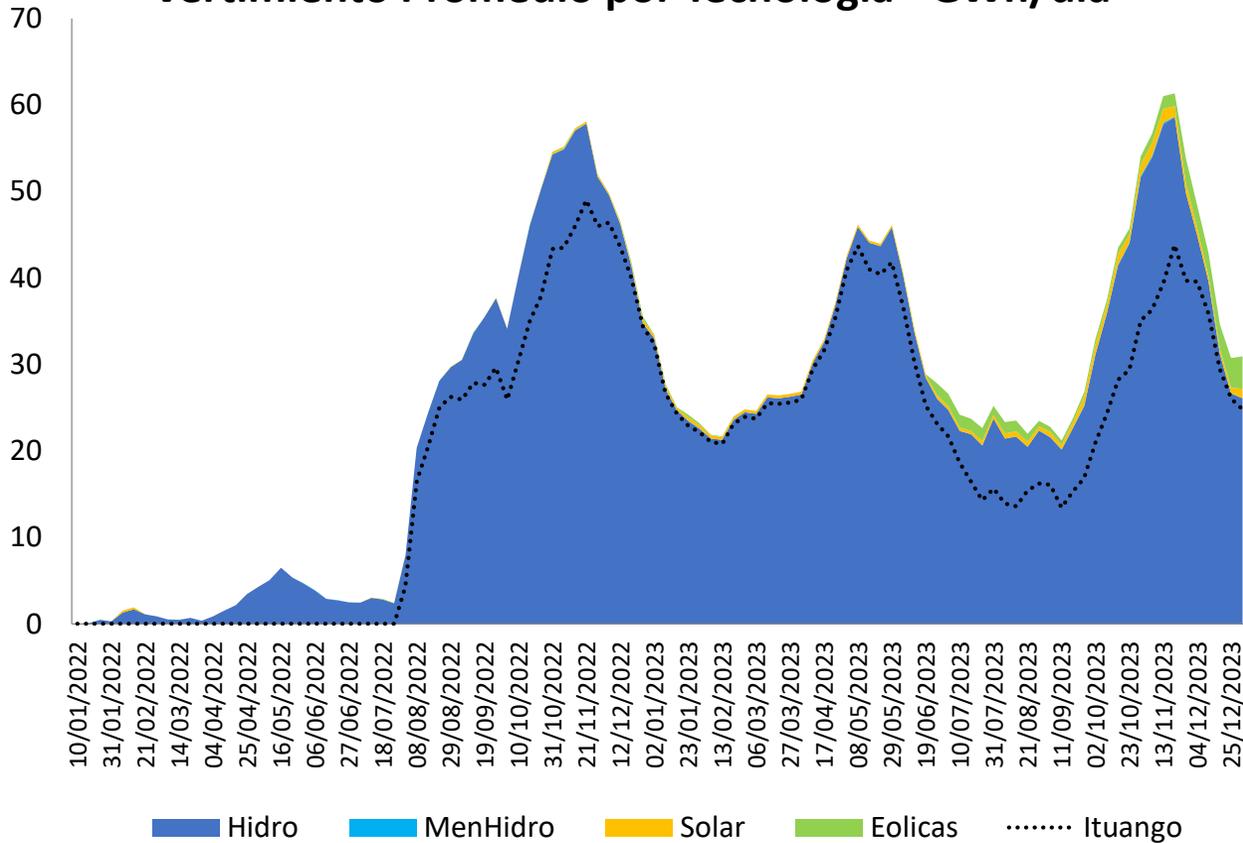
Participación de la generación en la atención de la demanda



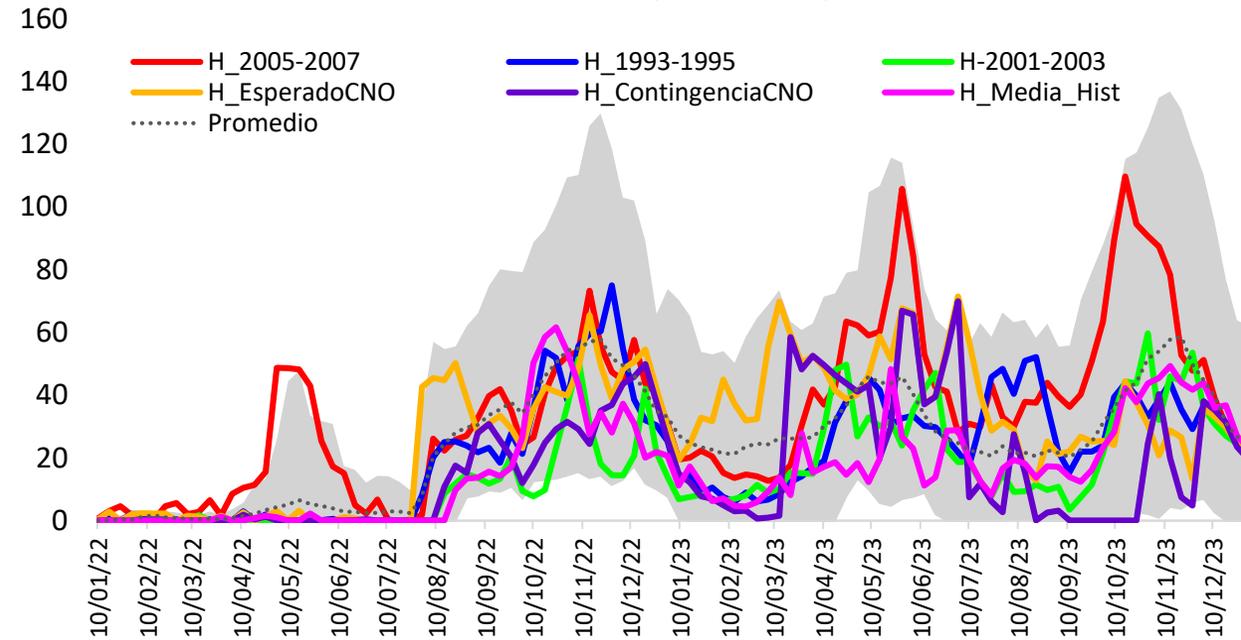
Escenario Estocástico

Vertimientos eólicos y solares: Energía no aprovechada ya sea por la abundancia de recurso primario solar y eólico cuyo potencial de generación junto con otra generación del SIN, superan la demanda, o por razones técnicas operativas como las congestiones de red, o la falta de almacenamiento en el sistema.

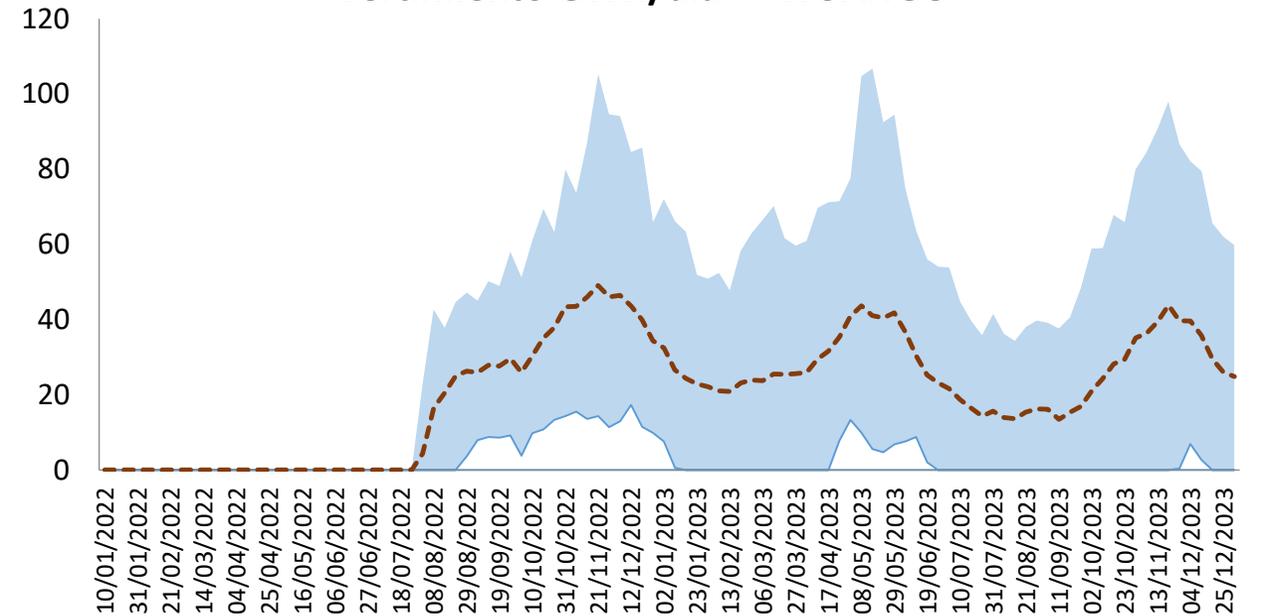
Vertimiento Promedio por Tecnología - GWh/día



Vertimientos (GWh/día)



Vertimiento GWh/día - ITUANGO



A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and blue. Several wind turbines are visible in the distance. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. The image is framed by a dark blue border that tapers to a point on the right side.

Sensibilidades

PROYECTOS CON OEF Y CLPE

The logo for 'xm Sumando energías'. The 'x' is stylized with multiple parallel lines to its left, and the 'm' is a simple, rounded font. Below the 'xm' is the text 'Sumando energías' in a smaller font, with 'Sumando' in white and 'energías' in orange.

xm
Sumando energías

Panorama Energético - Sensibilidades



Simulación tipo Estocástica

100 series hidrológicas

Horizonte: 2 años, resolución semanal



Condición inicial

79.01%



Demanda

Escenario Alto UPME – May 2021



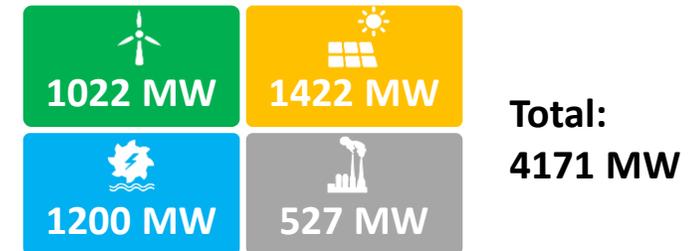
Expansión Generación

Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

Escenario evaluado

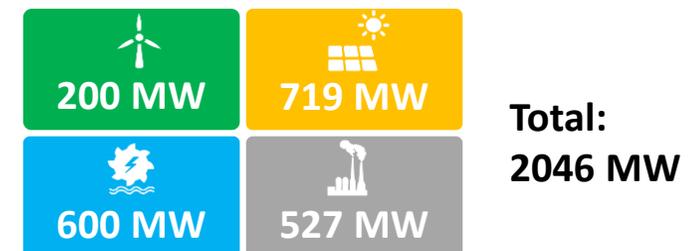
1

Caso Proyectos OEF: Se considera únicamente la entrada de los proyectos con OEF y CLPE en el horizonte del estudio



2

Caso Proyectos OEF con atraso: Se considera únicamente la entrada de los proyectos con OEF y CLPE en el horizonte del estudio todos con un año de atraso

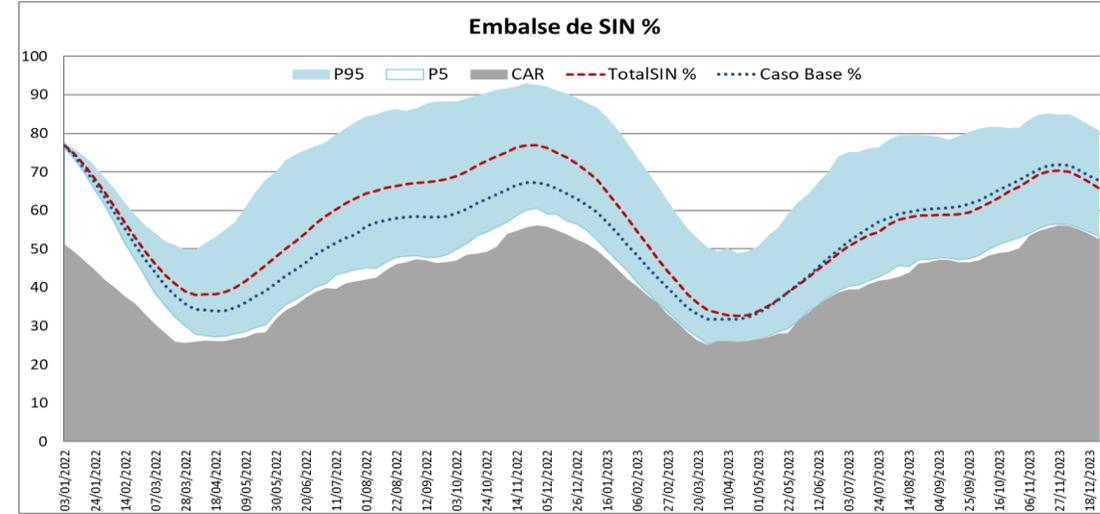
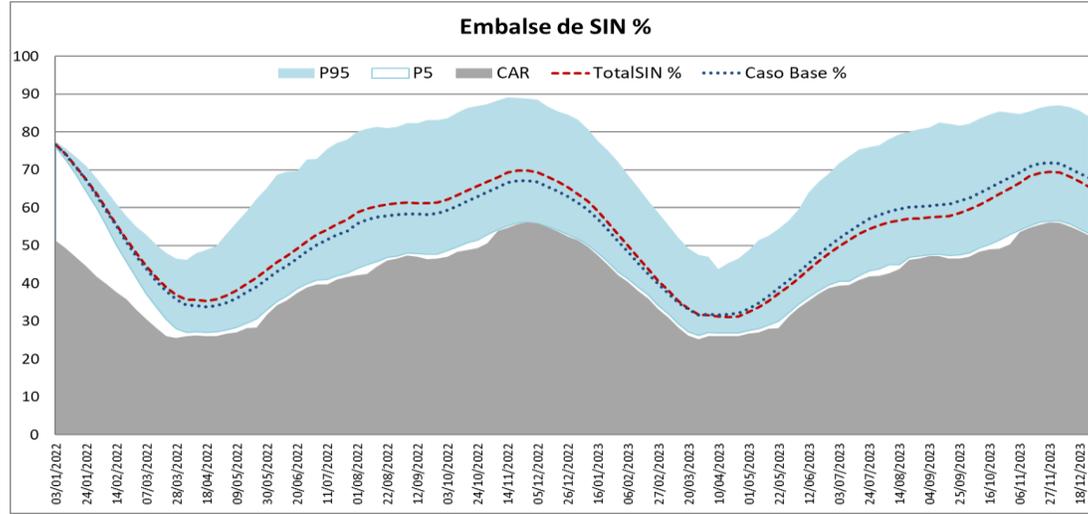


Resultados Análisis Energéticos Sensibilidades

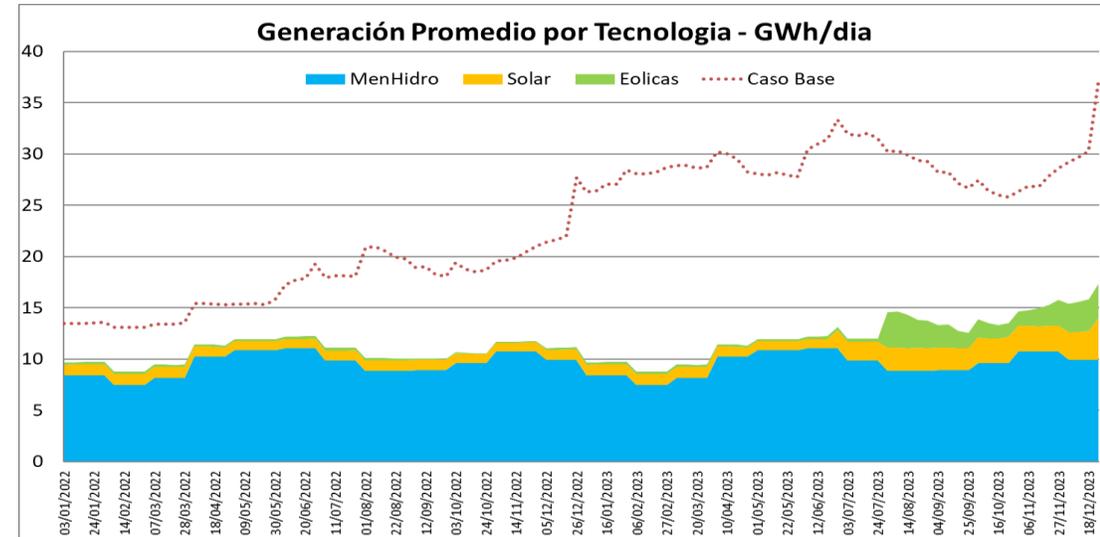
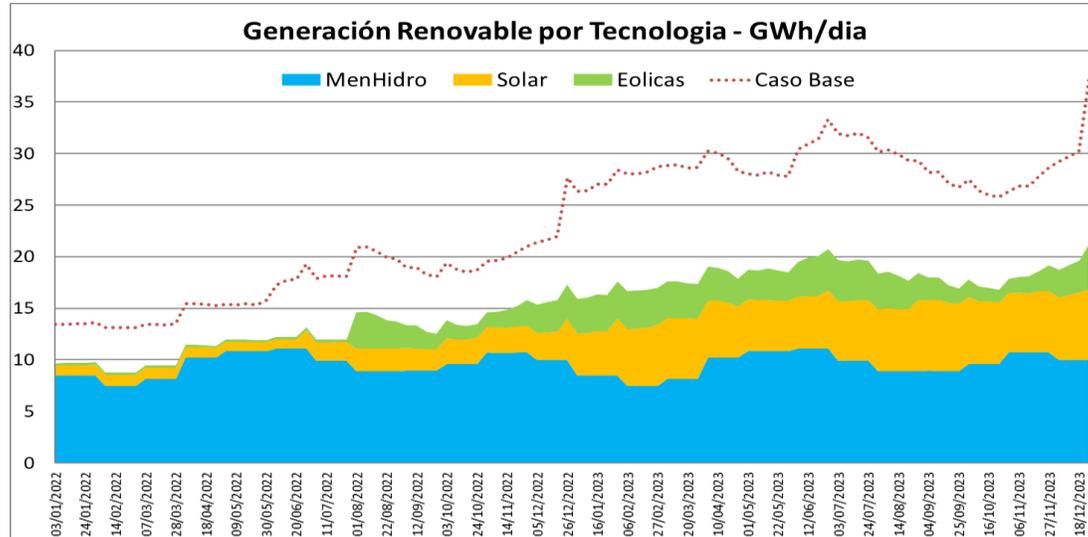
Caso con proyectos OEF y CLPE

Caso con un año de atraso de proyectos OEF y CLPE

Embalse agregado

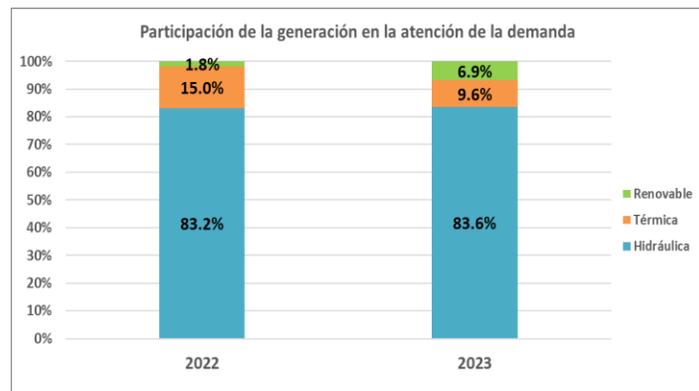
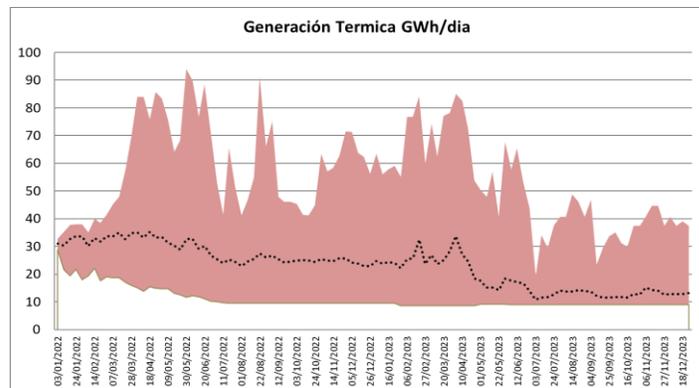
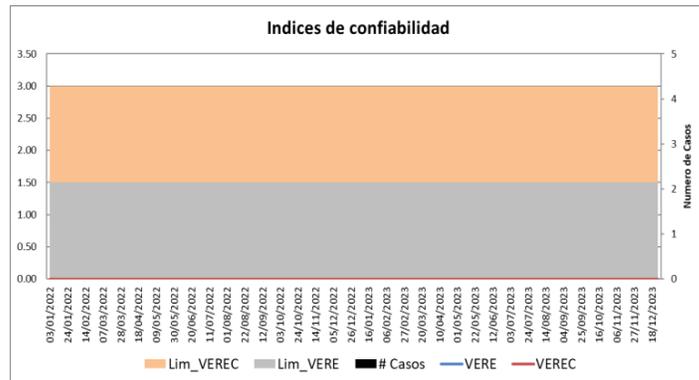


Generación Renovable

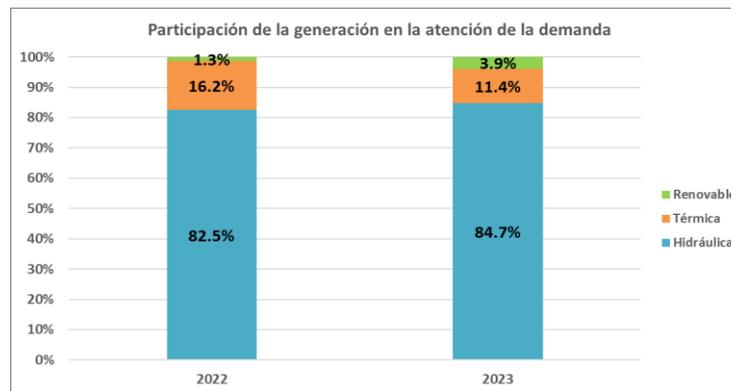
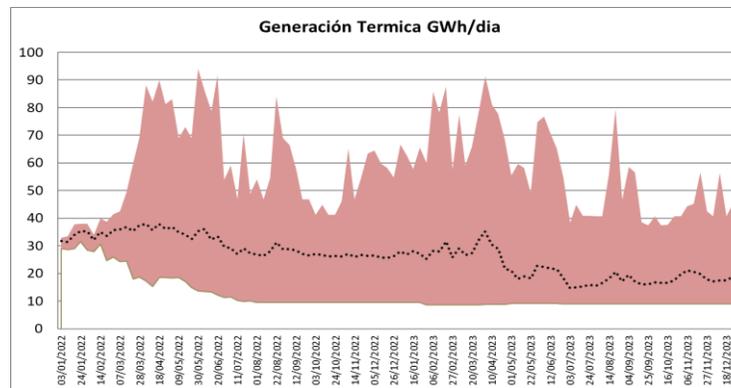
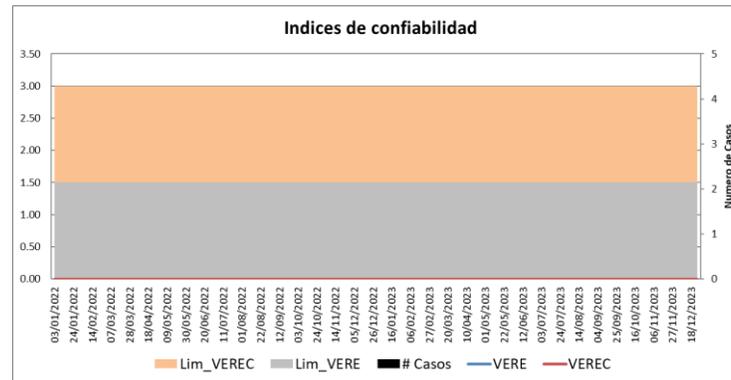


Resultados Análisis Energéticos Sensibilidades

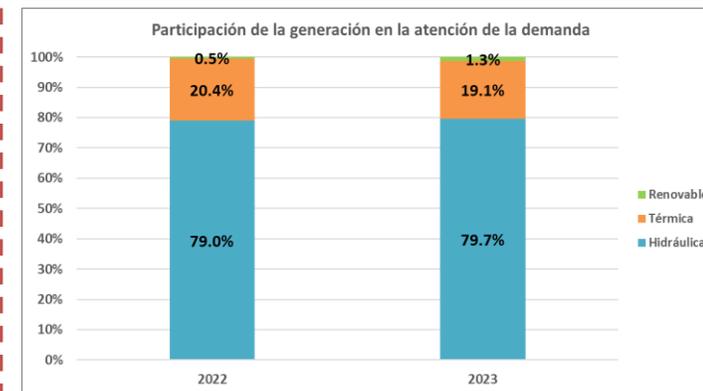
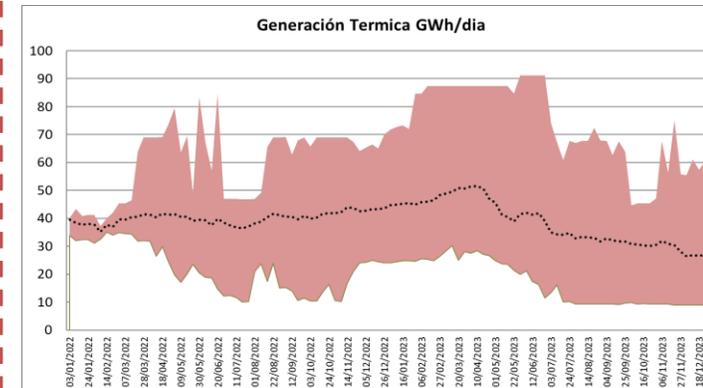
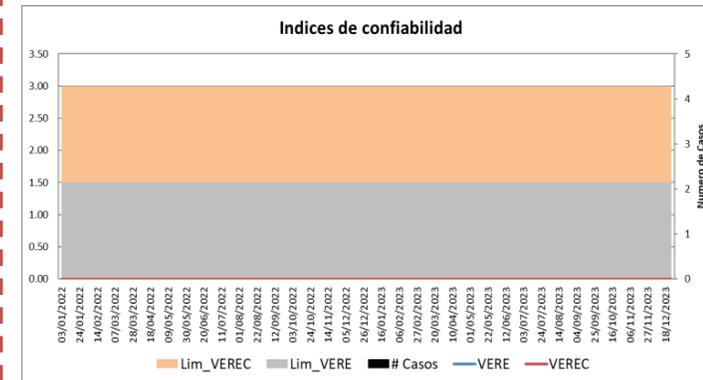
Caso base



Caso con proyectos OEF y CLPE



Caso con un año de atraso de proyectos OEF y CLPE



Índices de Confiabilidad

Generación Térmica GWh/día

Participación de en la atención de la demanda



Conclusiones y recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.



La entrada progresiva de los proyectos de generación renovable supone una reducción en la generación térmica promedio en los próximos años y una reducción en los costos marginales de demanda.



El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación 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.



Seguimiento a la senda de
referencia del embalse del SIN
Verano 2021-2022

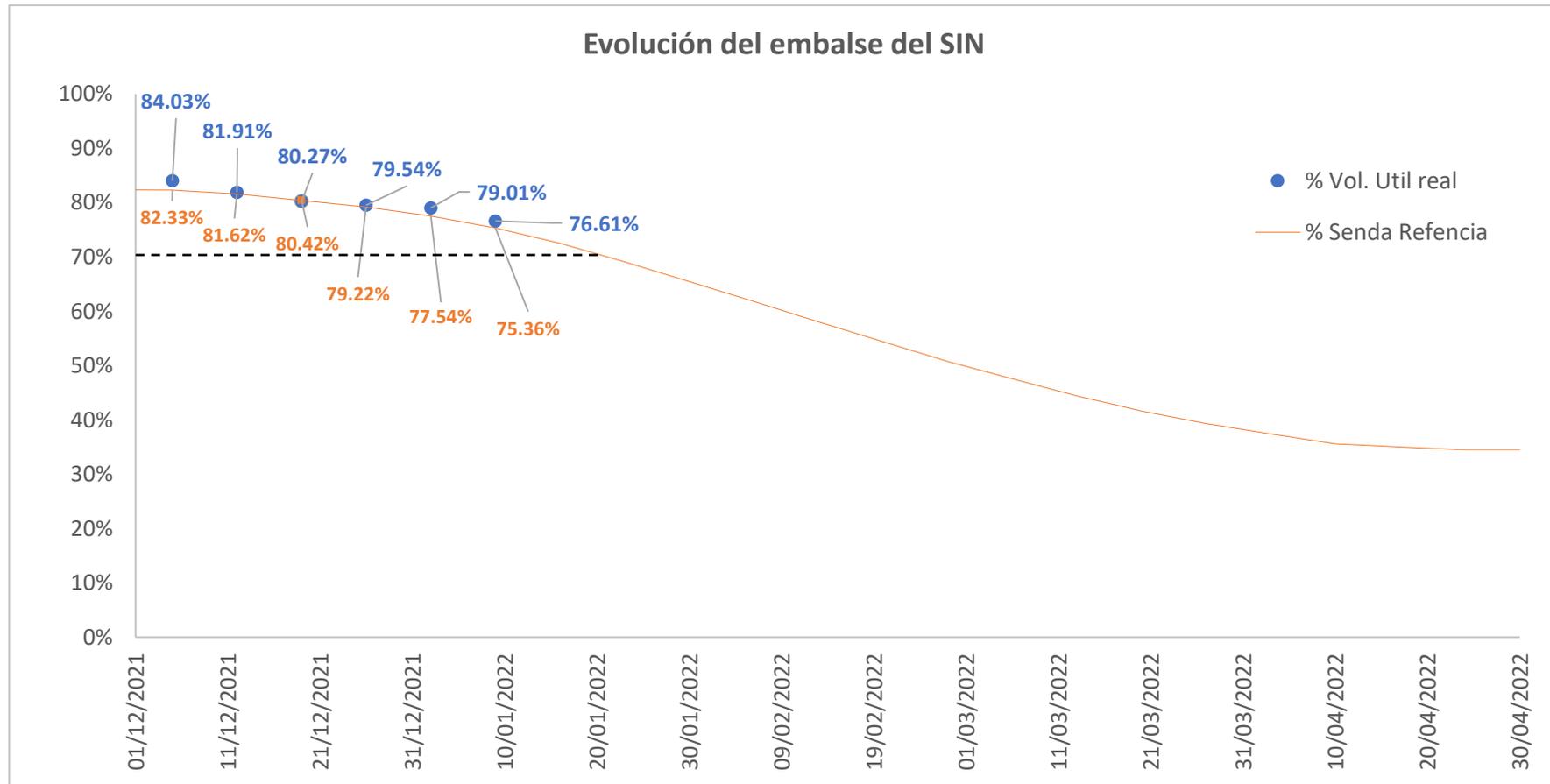


Senda de Referencia del embalse del SIN

Estación de verano 2021 -2022

Se considera lo dispuesto en la Resolución CREG 210 DE 2021, la cual entró en vigencia a partir del 17 de diciembre de 2021, donde se establece para el calculo del índice NE:

- ❖ *Si el embalse útil real es mayor o igual que la senda de referencia, o mayor al 70% del volumen útil agregado del SIN, se entenderá que el índice está en un nivel superior.*



Seguimiento Senda de Referencia del embalse del SIN

Estación de verano 2021-2022

SEGUIMIENTO INDICADORES RESOLUCIÓN CREG 209 DE 2020



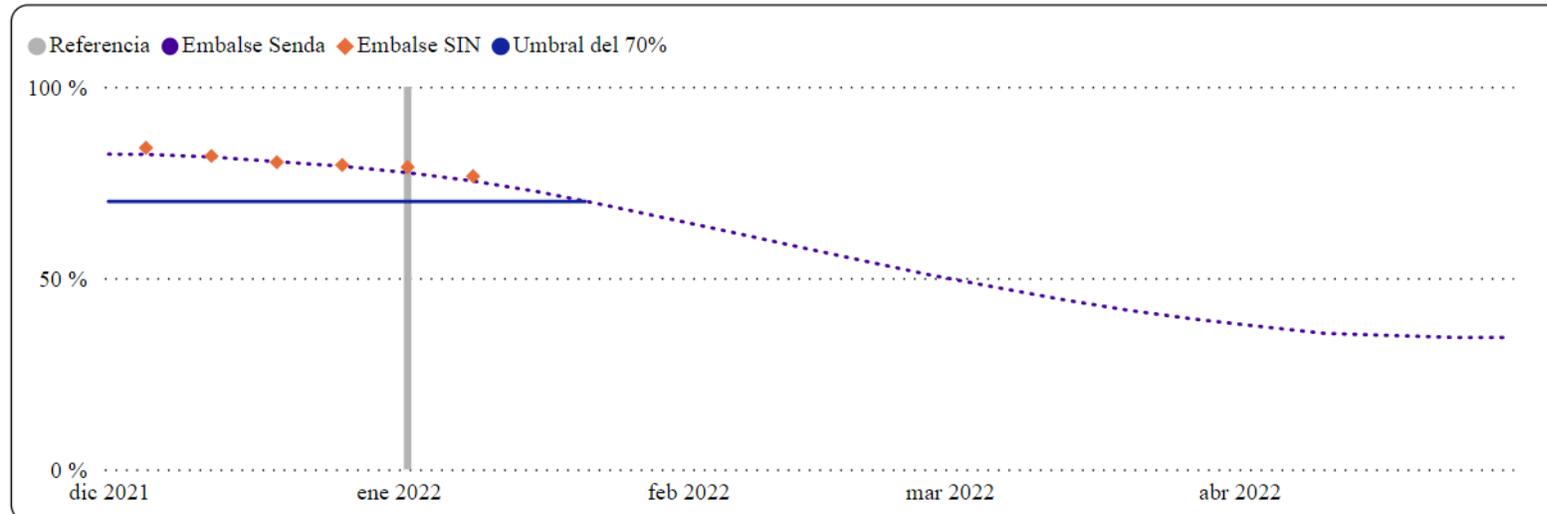
INFORMACIÓN HISTÓRICA

Año

Todas

Año	Semana	Fecha Cálculo	Condición	Embalse Real SIN	Embalse Senda	NE	PBP	HSIN
2022	1	lunes, 03 de enero de 2022	Normal	79,01 %	77,54 %	Superior	Bajo	83,37 %
2021	48	lunes, 29 de noviembre de 2021	Normal	84,79 %	71,75 %	Superior	Bajo	104,76 %
2021	44	lunes, 01 de noviembre de 2021	Normal	84,84 %	67,06 %	Superior	Bajo	104,81 %
2021	40	lunes, 04 de octubre de 2021	Normal	84,55 %	63,78 %	Superior	Bajo	112,75 %
2021	35	lunes, 30 de agosto de 2021	Normal	86,60 %	64,56 %	Superior	Bajo	120,64 %
2021	31	lunes, 02 de agosto de 2021	Normal	85,84 %	64,01 %	Superior	Bajo	112,62 %

1. 2020 - 2021 Verano
 2. 2021 Invierno
 3. 2021 - 2022 Verano



3. Situación Operativa

Jardinera - Jamondino



Sobrecarga línea Jardinera – Jamondino 115 kV

En la elaboración del despacho económico diario realizado a partir del 20 de diciembre de 2021, se encontró que la línea de transmisión Jardinera - Jamondino 115 kV presentaba cargabilidad cercana al 100%.

A raíz de lo anterior se adelantaron las siguientes gestiones:

- ❖ *El centro de control de XM se comunicó con el operador de CEDENAR y este último indicó que no se han presentado alarmas de sobre carga en tiempo real en el circuito Jardinera - Jamondino 115 kV, ni en la subestación Jamondino 115 kV".*
- ❖ *Desde Demandas operativas de XM se comunicó con CEDENAR y el agente indicó que: "el límite de la cargabilidad de la línea está asociado a la conexión de los CTs y se tiene programado para el 12 de enero de 2022 la consignación Nacional C0204289 donde se actualizará la conexión de los equipos de medida y aumente la capacidad de carga de la línea".*

Esta situación no implicó programación de DNA en el despacho ni desatención de demanda en tiempo real.

A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and blue. Several wind turbines are visible in the distance. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. The image is framed by a dark blue border with a white outline that tapers to a point on the right side.

Resolución CREG 229 de 2021

The logo for 'xm Sumando energías'. The 'x' is formed by several parallel lines of varying lengths, creating a sense of motion or energy. The 'm' is a simple, rounded, white letter. Below the 'xm' is the text 'Sumando energías' in a white sans-serif font, with 'energías' in a slightly smaller size.

xm
Sumando **energías**

Resolución CREG 229 de 2021 - Por la cual se adiciona un inciso al final del literal b) del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019



Para la aplicación de la curva P-Q anterior el C.N.O., con apoyo del CND, deberá determinar **mediante simulaciones de la operación del sistema** una curva Q-V o equivalente en el **punto de conexión**, que conjuntamente con la curva P-Q permitan **determinar los requisitos que deben cumplir las plantas en el punto de conexión.**

Adoptar la Curva Q-V o su equivalente será opcional; en todo caso, de no optar por ella, la planta deberá cumplir las disposiciones respecto a la curva P-Q en el punto de conexión. En caso de adoptarse, la curva P-Q en el **punto de conexión** debe entenderse como una curva ajustada en función de los requisitos operativos de potencia reactiva y tensión resultantes de aplicar la curva Q-V o su equivalente.

Periodo de transición. Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que tengan proyectado conectarse al STN o STR, y que tenían concepto de conexión aprobado por la UPME al 15/07/2020 (65 proyectos), podrán entrar en operación cumpliendo con la **curva P-Q en los terminales de alto voltaje del transformador elevador del generador.** Transcurrido un plazo de 36 meses a partir de la fecha de puesta en operación de la planta, esta deberá cumplir con la curva P-Q ajustada de acuerdo con la curva Q-V o su equivalente en el punto de conexión. En ambos casos deberá verificarse el cumplimiento de los requisitos realizando las pruebas respectivas.

Para dar cumplimiento a lo anterior el CND y el CNO solicitaron a los promotores de los proyectos, información necesaria para el adecuado modelamiento de los proyectos y así determinar el impacto de la aplicación de la Resolución en el SIN. El plazo para el envío de la información es el lunes 17 de enero de 2022.

IPOEM IV de 2021



Alcance IPOEMP IV-2021



Topología Proyectos a 31/12/2022

Situación Final

- Análisis de corto circuito en nodos del SIN

Entrada Progresiva de Proyectos

- Impacto en disminución de restricciones
- Recomendaciones ante posibles restricciones
- Análisis de fortaleza de red con métricas SCR
- Re evaluación de ESPS

Topología a 01/02/2022

Situación Actual

- Estado actual de restricciones y recomendaciones operativas
- Límites de importación
- Requerimiento de unidades por área para el soporte de tensión
- Análisis de corto circuito en nodos del SIN

Proyectos Generación 2022 con CEN > 20 MW



Colombia	
Hidráulico	600 MW
Eólico	450 MW
Térmico	587 MW
Solar	1064 MW
Total	2761 MW

Antioquia	
Hidráulico	600 MW
Solar	200 MW
Total	800

Suroccidental	
Térmico	60 MW
Solar	185 MW
Total	245 MW



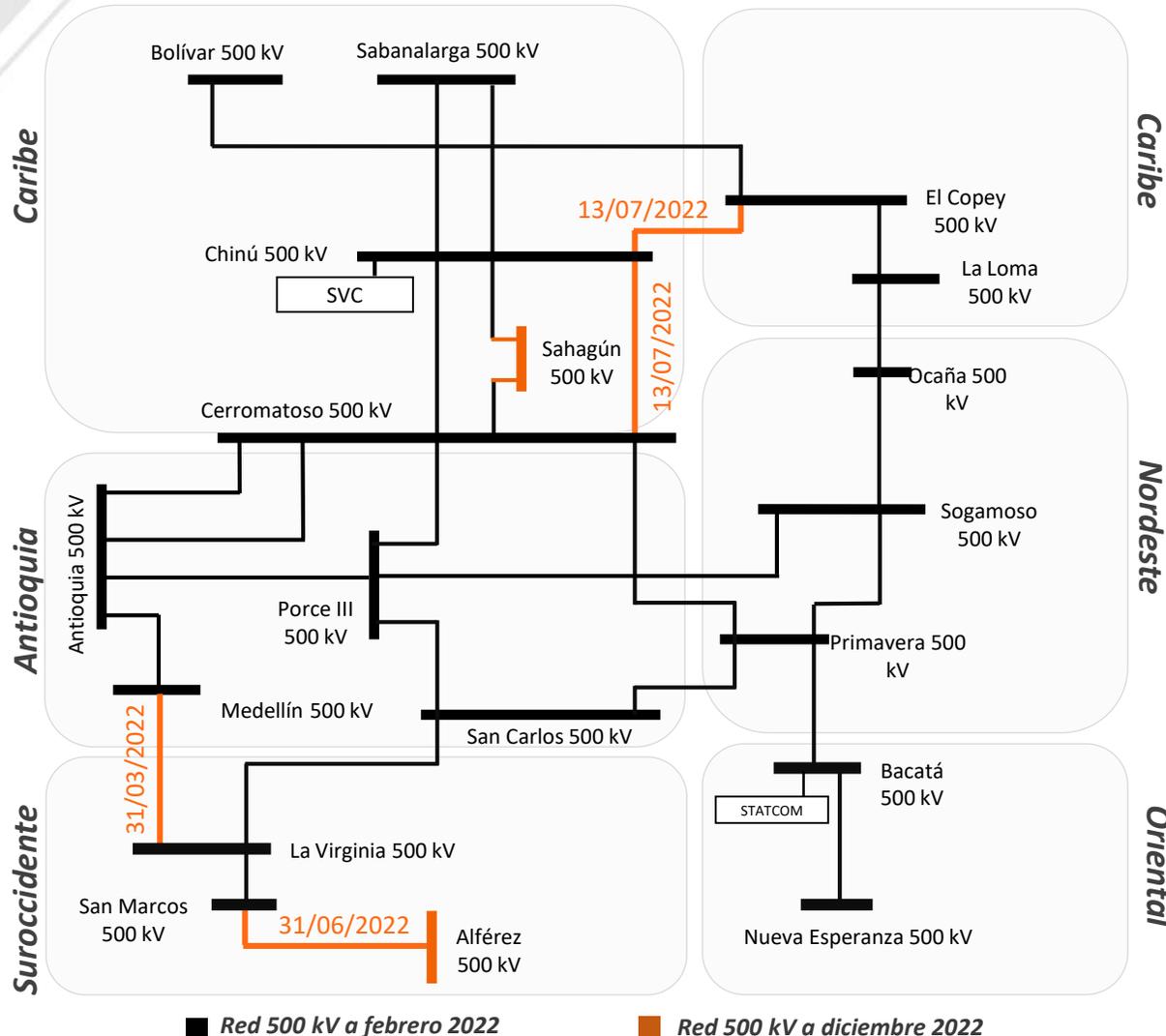
Caribe	
Eólico	450 MW
Térmico	483 MW
Solar	367 MW
Total	1200

Nordeste	
Solar	105 MW
Total	105 MW

Oriental	
Térmico	44 MW
Solar	207 MW
Total	305 MW

Ante la esperada alta penetración de recursos FERNC en el SIN, se incluyó en el IPOEMP una sección en la que se presentan los resultados de fortaleza de la red a partir de las métricas de Short Circuit Ratio – SCR. Se resalta la naturaleza indicativa de estos valores y la recomendación a los promotores de proyectos FERNC de realizar estudios de detalle pertinentes, que permitan validar la operación segura y confiable de los recursos a conectar y gestionar de ser el caso las acciones necesarias para el fortalecimiento de la red.

Impacto proyectos en el SIN para el 2022



Proyecto	L km	FPO
Medellín – La Virginia 500 kV	158	31/03/2022
San Marcos – Alférez 500 kV	35	31/06/2022
Cerromatoso – Chinú 3 500 kV	136	06/07/2022
Chinú – El Copey 500 kV	232	06/07/2022

Impacto área Caribe

- La entrada de Cerromatoso – Chinú 3 500 kV y Chinú – El Copey 500 kV, aumenta el límite de importación del área de 1650 MW a 2200 MW y el límite Caribe 2 de 1100 – 1300 MW a un valor entre 1450 - 1500 MW, además de disminuir hasta en 4 el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.

Impacto área Suroccidente

- La entrada de Medellín – La Virginia 500 kV, aumenta el límite de importación del área (a través de la red de 500 kV) de 500 MW a 560 MW, además de disminuir (1) unidad el requerimiento de unidades para el soporte de tensión.
- Con la entrada de San Marcos – Alférez 500 kV, la capacidad segura de importación por la red 500 kV aumentará de 560 MW a 600 MW, siendo la limitante sobrecarga en la transformación San Marcos o La Virginia 500/220 kV ante contingencia sencilla.

Impacto proyectos en el SIN para el 2022

Área Caribe



FACTS Guajira - Santa Marta 220 kV y
Termocol (Bonda) - Santa Marta 220 kV
FPO: 31/07/2022

Ante el crecimiento de generación instalada en la subárea GCM, podrá darse un escenario de exportación de potencia de la subárea al resto del sistema, en cuyo caso puede activarse la restricción por sobrecarga de un circuito Santamarta – Termoguajira 220 kV o Santamarta – Termocol 220 kV ante contingencia del otro, por lo que para mantener una condición segura de operación ante contingencia sencilla, se instalarán dispositivos SSSC en serie en ambos circuitos.

Proyecto La Loma 110 kV
Circuitos La Loma – El Paso y La Loma –
La Jagua 110 kV
FPO: 30/11/2022

Eliminan la condición radial de La Jagua y el Paso 110 kV. Aumenta la fortaleza y magnitud de tensión en nodos del área, elimina la restricción por baja tensión en El Banco y La Jagua 110 kV y la necesidad de sus ESPS de sub tensión. Disminuye hasta 1 unidad el requerimiento de unidades para soporte de tensión. Mitiga las restricciones por contingencia sencilla de un transformador Valledupar 2 u 11 220/110 kV y un circuito Copey – Valledupar 220 kV, eliminando la necesidad sus ESPS de sobrecarga. Disminuye el impacto en tensión de la contingencia de los circuitos Chinú – El Copey 500 kV y Ocaña – La Loma 500 kV (contingencia crítica en tensión), permitiendo aumentar el límite de importación de potencia del área hasta 2250 MW y para Caribe 2 hasta 1550 MW.

Puede activarse la restricción de sobrecarga de La Jagua – Codazzi 110 kV ante la contingencia del circuito EL Copey – La Loma 500 kV; por tanto, previo a la entrada de este proyecto, se recomienda el aumento de capacidad de corriente del circuito La Jagua – Codazzi 110 kV (propuesta UPME dentro del concepto de conexión del recurso solar LATAM)

Área Antioquia

Generación Ituango
Unidad 1 300 MW **FPO** 27/07/2022
Unidad 2 300 MW **FPO** 2/10/2022

Se evidencia aumento en el valor de carga del circuito Barbosa - Guatapé 220 kV, condición a tener presente por el agente dado el esperado aumento de capacidad efectiva neta de este recurso. Las unidades de Ituango pasan a ser las de mayor capacidad en el sistema.

Impacto proyectos en el SIN para el 2022



Área Oriental

Transformadores Santa Helena 1 y 2
230/115 kV **FPO:** 30/06/2022

Subestación Catama 115 kV
FPO: 30/12/2022

Bosques Solares de los Llanos
Unidad 4 19,9 MW **FPO** 01/06/2022
Unidad 5 17,9 MW **FPO** 01/06/2022
Unidad 6 17,9 MW **FPO** 31/12/2022

- Elimina restricciones asociadas a la importación de potencia del Meta. Sobrecarga Villavicencio 1 230/115 kV ante N-1 de Villavicencio 2 o 3 230/115 kV, Sobre carga en estado normal de operación de Ocoa - Santa Helena 115 kV, Sobrecarga Villavicencio – Ocoa 1 y 2 115 kV ante N-1 Villavicencio – Barzal 115 kV y Sobrecarga Villavicencio – Ocoa 1 y 2 115 kV ante la contingencia de uno de ellos. Además mejora el control de tensión en nodos de la subárea, con lo que se reduce el requerimiento y uso de bancos capacitivos en la red de 115 kV.
- Hasta la entrada de la subestación Catama 115 kV puede activarse restricción por sobrecarga del circuito Santa Helena - Ocoa 1 115 kV ante N-1 de un ATR de Villavicencio 230/115 kV

- Disminuye los requerimientos de importación de potencia del Meta, disminuyendo el impacto de restricciones existentes, mejora el control y perfil de tensión de la red 115 kV. Sin embargo, pueden activarse nuevas restricciones como: Puerto Gaitán - Puerto Lopez 1 115 kV / Campobonito - Puerto Lopez 1 115 kV, Suria - Santa Helena 1 115 kV / Suria - Santa Helena 2 115 kV, Puerto Lopez - Suria 1 115 kV / Puerto Lopez - Suria 2 115 kV y Puerto Lopez - Suria 2 115 kV / Puerto Lopez - Suria 1 115 kV, las cuales se gestionan principalmente con limitación de generación conectada a Puerto Gaitán, Suria y Campo Bonito, finalmente, hasta la entrada de la subestación Catama 115 kV y obras asociadas, se activa la restricción Reforma – Suria 230 kV / Ocoa - Santa Helena 115 kV.

Área Suroccidental

Doble circuito Alférez - Tesalia 230 kV
FPO: 26/05/2022

Subestación Renacer 230 kV Etapa final
FPO: 31/12/2022

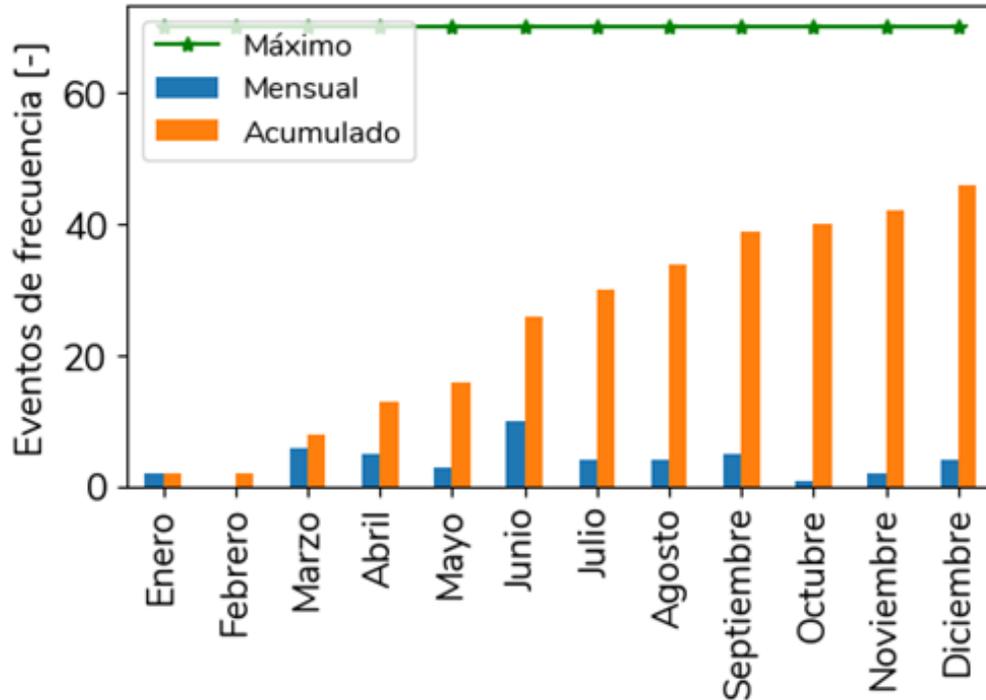
El flujo de potencia en la red de Cauca – Nariño y Huila – Tolima aumenta a través de la red 230 kV y disminuye en la red a 115 kV, lo que reduce la criticidad de restricciones como Jamondino – Pasto 115 kV / Jamondino – Catambuco 115 kV, Pasto – San Martín 115 kV / Catambuco – San Martín 115 kV y Betania – El Bote 115 kV / Betania – Seboruco 115 kV

Mejora la confiabilidad de la carga del Putumayo, al eliminar la radialidad de su alimentación. En escenarios de importación y exportación de potencia Colombia - Ecuador, la conexión Jamondino – Renacer 230 kV representa un camino adicional a la potencia mitigando restricciones asociadas a sobrecarga por contingencia sencilla en la red de Cauca-Nariño

Indicadores de Operación



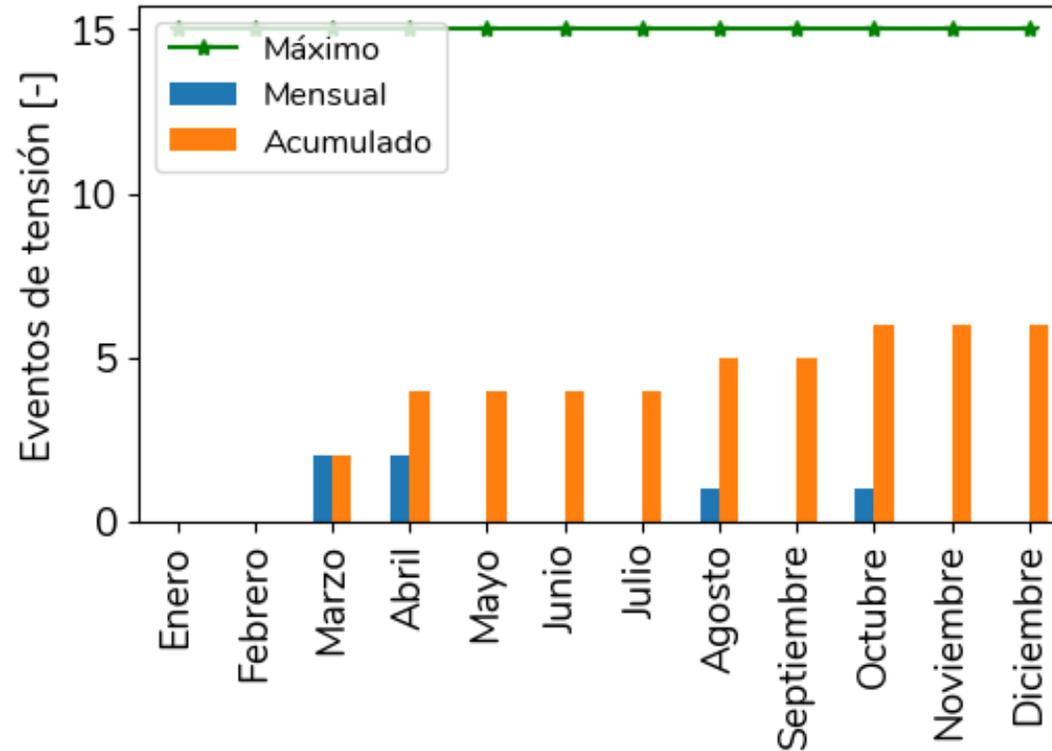
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Diciembre de 2021 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

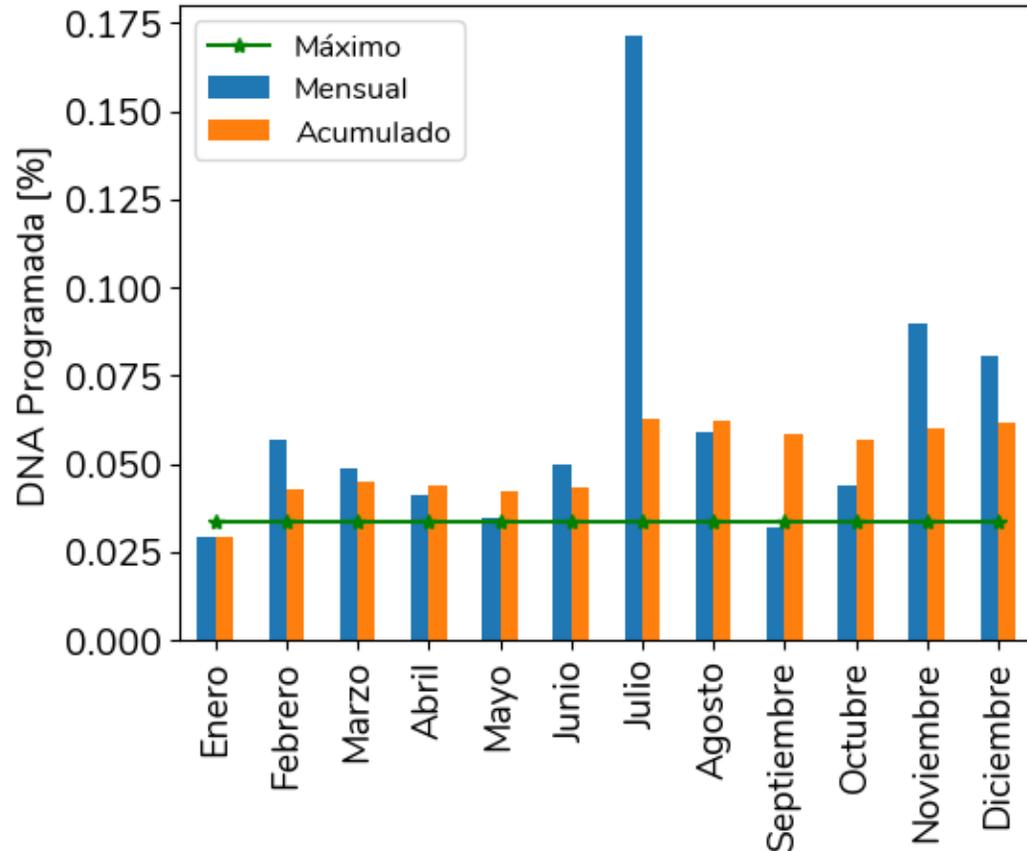
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2021-12-04 04:48	1.0	59.7	Evento de frecuencia por pérdida de 306MW de generación. La frecuencia alcanza un valor máximo de 59,74 Hz. Se presenta disparo escalonado de las unidades de LA TASAJERA 1, 2 y 3.	No
2021-12-22 15:18	1.0	59.8	Evento de frecuencia alcanzando un valor de 59.748 Hz por disparo de las unidades 2, 3, 4 y 5 de TERMOYOPAL con 173 MW, unidades 4, 5 y 6 de TERMOMECHERO con 58 MW. En el momento del evento se realizaban pruebas de rechazo carga de la unidad 3 de PORCE II con 135 MW, en total se tuvo una perdida de generación de 366 MW. simultáneamente se presentó disparo de los circuitos San Antonio a Yopal 1 y 2 115 kV.	No
2021-12-05 10:37	1.0	59.8	Disparo de la unidad 3 de PORCE III con 175 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.774 Hz.	No
2021-12-14 01:20	1.0	59.8	Disparo de la unidad 2 de PORCE 3 con 170 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta falla operativa en la turbina.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Diciembre de 2021 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

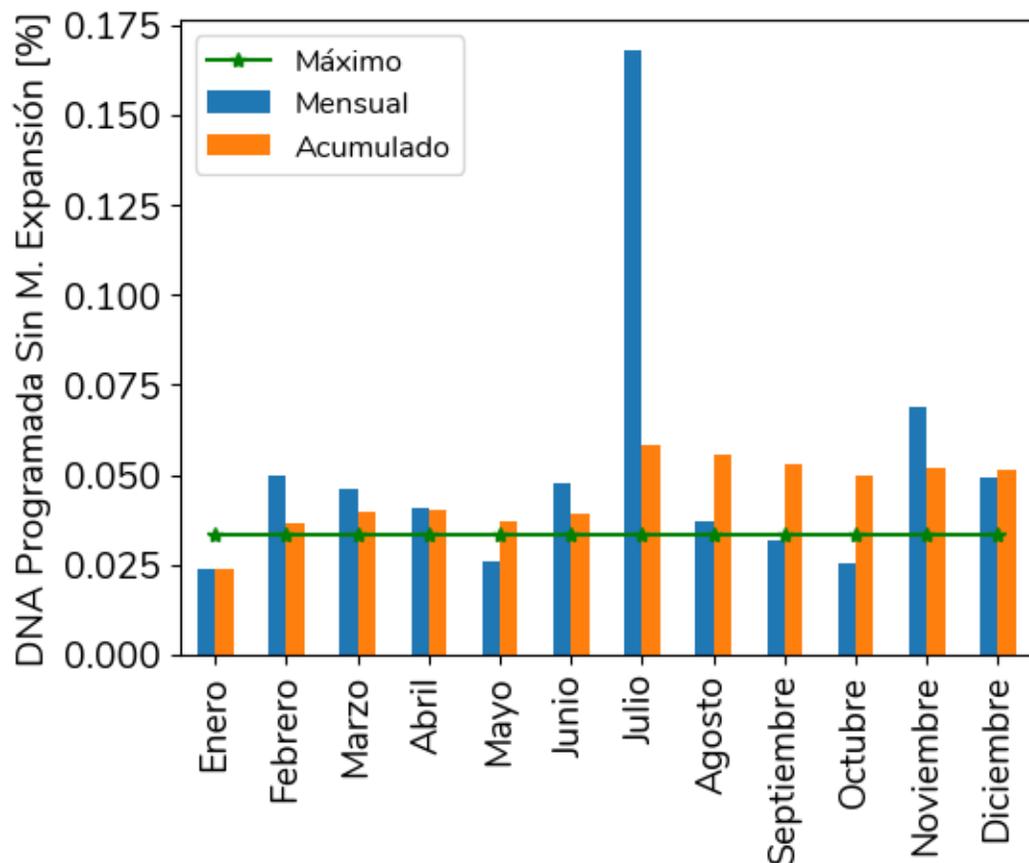
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 5.086 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2021-12-13 05:05	847.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0203374 del activo TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV.
2021-12-19 05:08	462.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0202806 del activo BL1 ALTAMIRA A CENTRO (FLORENCIA) 115 kV.
2021-12-13 05:10	447.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0203355 y C0203356 de los activos CHINU - COVEÑAS 1 110 kV y COVEÑAS - TOLUVIEJO 1 110 kV, respectivamente.
2021-12-17 05:06	447.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0203958, C0203952 y C0203922 de los activos BARRA LIBERTADOR 110 kV, LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV y BL1 SANTA MARTA A LIBERTADOR 110 kV, respectivamente.
2021-12-13 06:36	369.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0199137 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV.
2021-12-11 05:00	342.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0203161 y C0203384 de los activos BT MAICAO 1 25 MVA 110 kV y BARRA MAICAO 110 kV, respectivamente.
2021-12-15 05:31	296.2	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0202508 sobre el activo BT CIENAGA 1 67.2 MVA 110 kV.
2021-12-13 06:45	222.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0203576 del activo BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV.
2021-12-31	206.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0202768

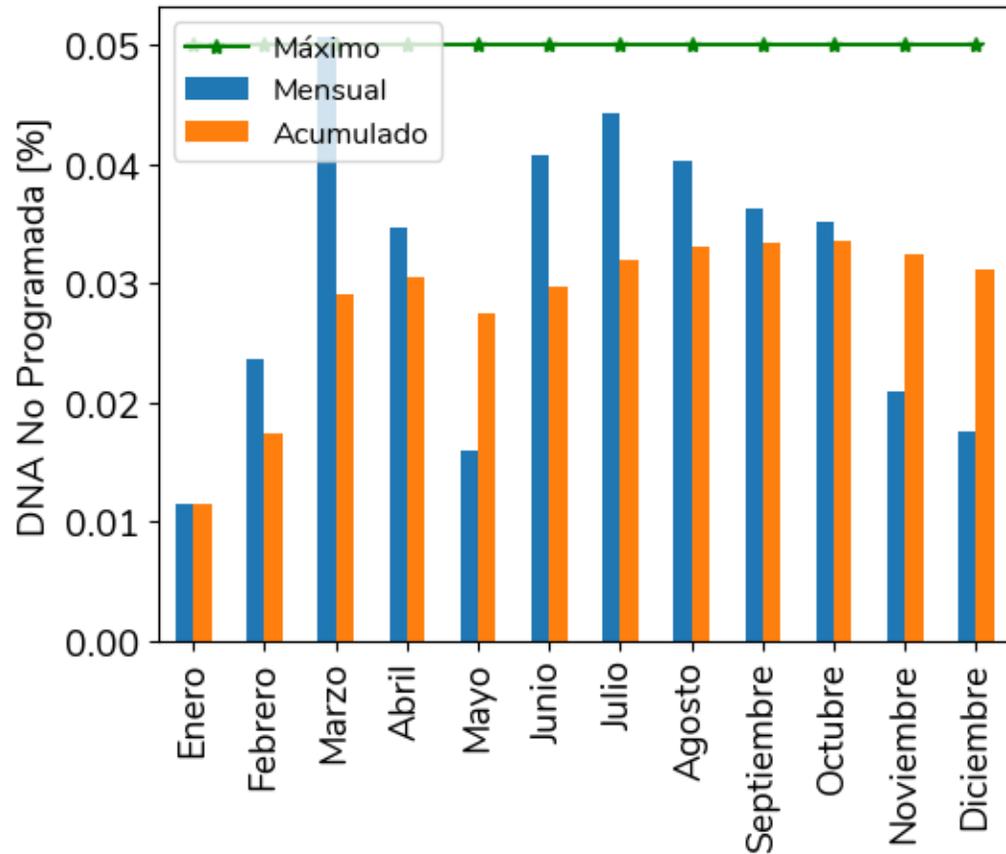
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 3.102 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripción
2021-12-13 05:05	847.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0203374 del activo TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV.
2021-12-17 05:06	447.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0203958, C0203952 y C0203922 de los activos BARRA LIBERTADOR 110 kV, LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV y BL1 SANTA MARTA A LIBERTADOR 110 kV, respectivamente.
2021-12-13 06:36	369.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0199137 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV.
2021-12-13 06:45	222.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0203576 del activo BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV.
2021-12-01 07:15	180.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0202978 del activo BT SAN JUAN 2 50 MVA 110 KV.
2021-12-01 05:00	179.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0203020 del activo BL1 MAGDALENA A UNION 34.5 kV.
2021-12-15 07:07	176.4	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0203540 sobre el activo BT MALAMBO 3 60 MVA 110 KV.
2021-12-19 07:09	174.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0203529 y C0203530 de los activos CERETE - CHINU 1 110 kV y CERETE - NUEVA MONTERIA 1 110 kV, respectivamente.
2021-12-14 06:52	147.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0199419 y C0203172 de los activos BT SIERRA ELOR 1 60 MVA 110 kV y

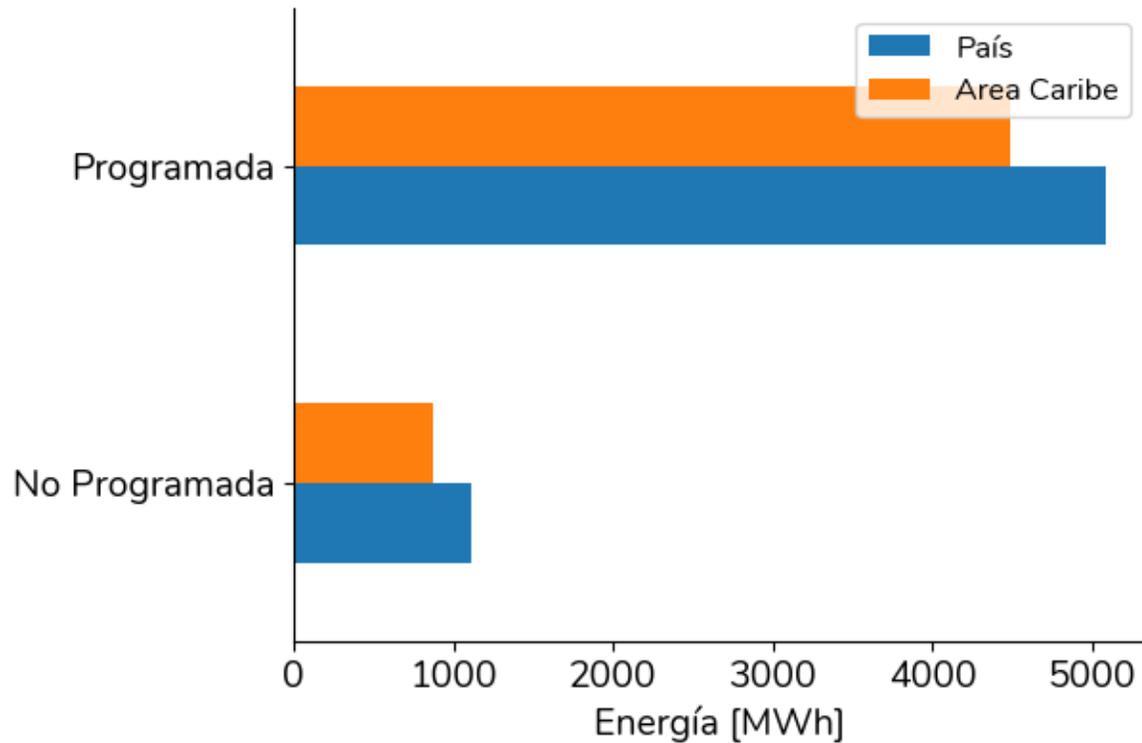
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.109 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2021-12-12 02:45	187.8	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2021-12-22 01:31	171.6	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
2021-12-06 02:11	147.3	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación GAMBOTE 66 kV temporalmente radial por condición del sistema.
2021-12-31 01:39	110.3	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
2021-12-17 01:17	102.9	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2021-12-21 00:00	40.8	Continúa demanda no atendida por la indisponibilidad del activo GUAPI - OLAYA HERRERA 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial OLAYA HERRERA 115 kV.
2021-12-07 12:33	39.4	Demanda no atendida por disparo del activo SUBA - MORATO 1 115 kV, dejando sin tensión el Transformador 2 115/11.4 kV en la S/E MORATO 115 kV, temporalmente radial por mantenimiento.
2021-12-22 00:00	30.3	Continúa demanda no atendida por la indisponibilidad del activo GUAPI - OLAYA HERRERA 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial

DNA Caribe vs. País



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 4.479 GWh, siendo un 88.07% de la demanda no atendida programada nacional (5.086 GWh) para el mes de Diciembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 0.877 GWh, siendo un 79.04% de la demanda no atendida no programada nacional (1.109 GWh) para el mes de Diciembre.

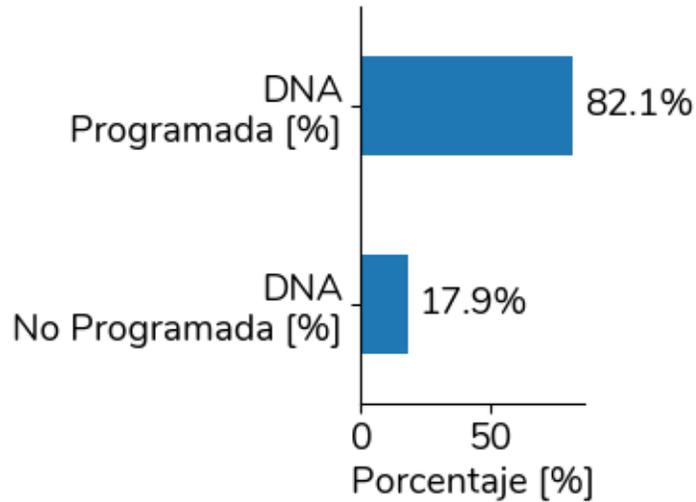
Resumen – Demanda no atendida



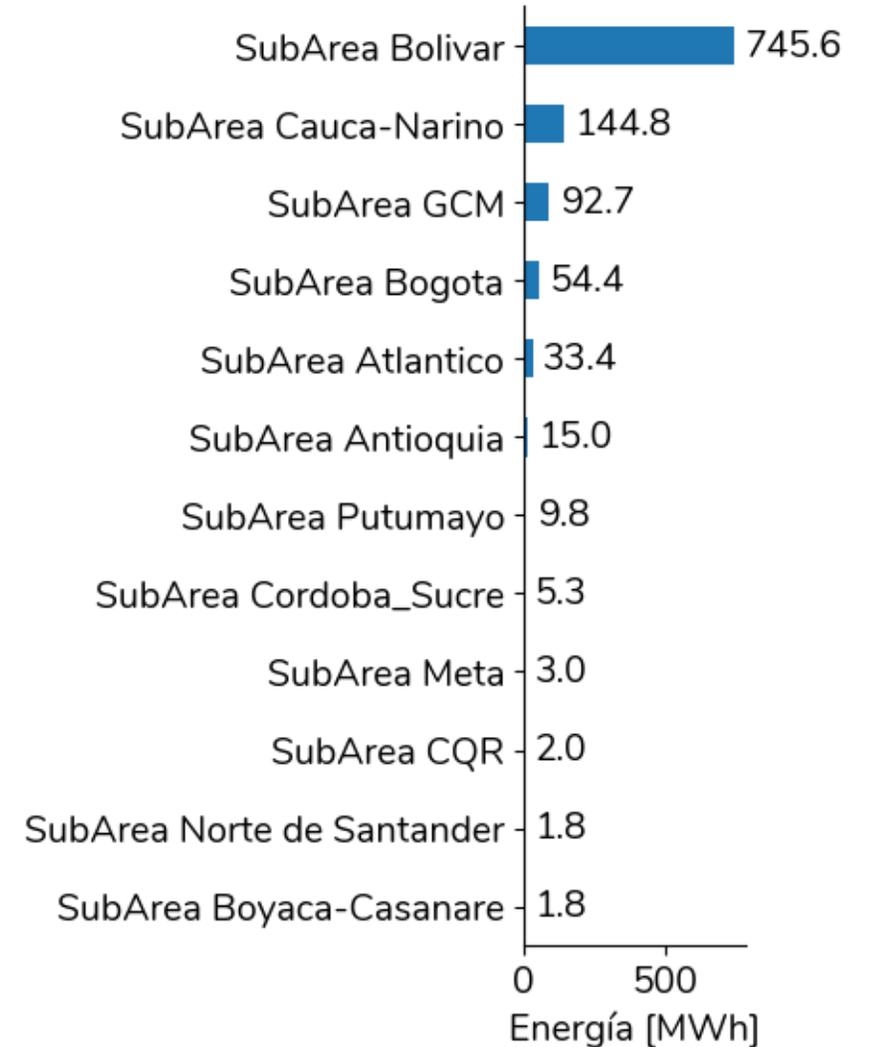
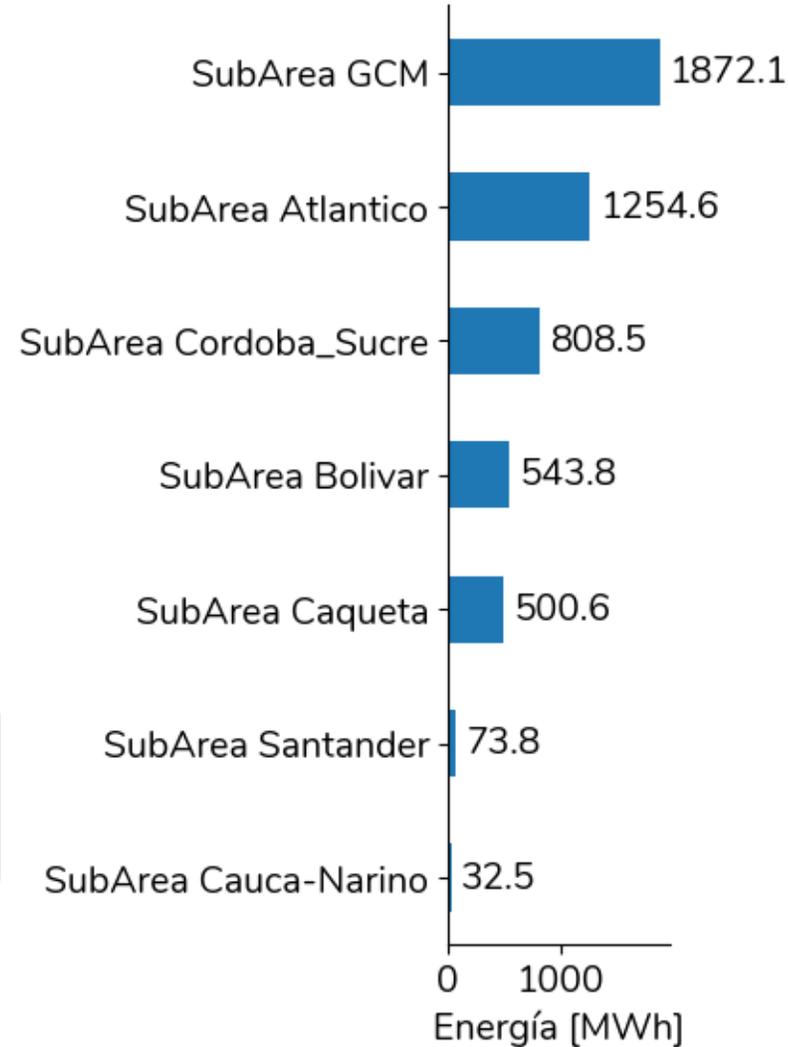
DNA Programada

DNA No Programada

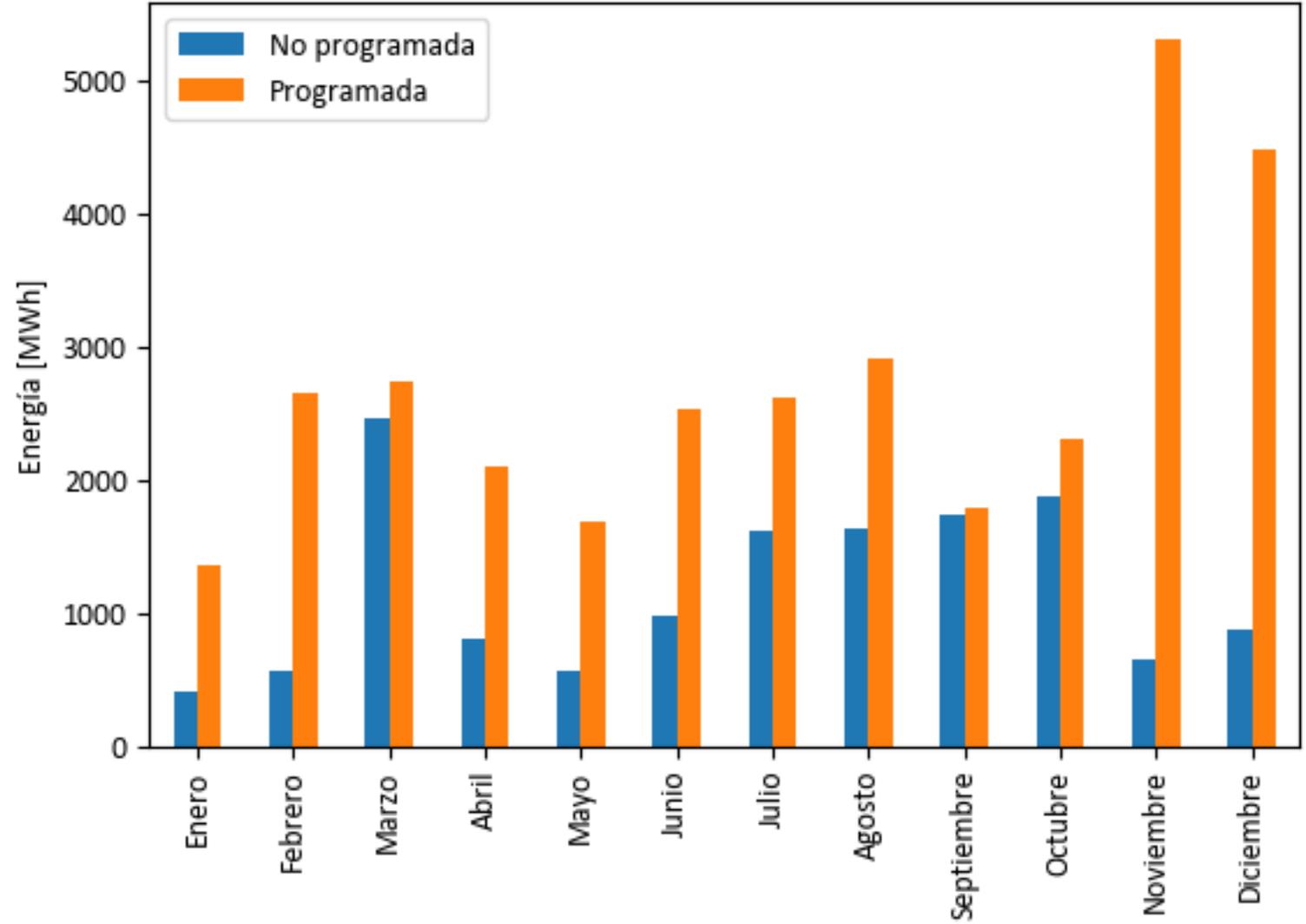
% DNA



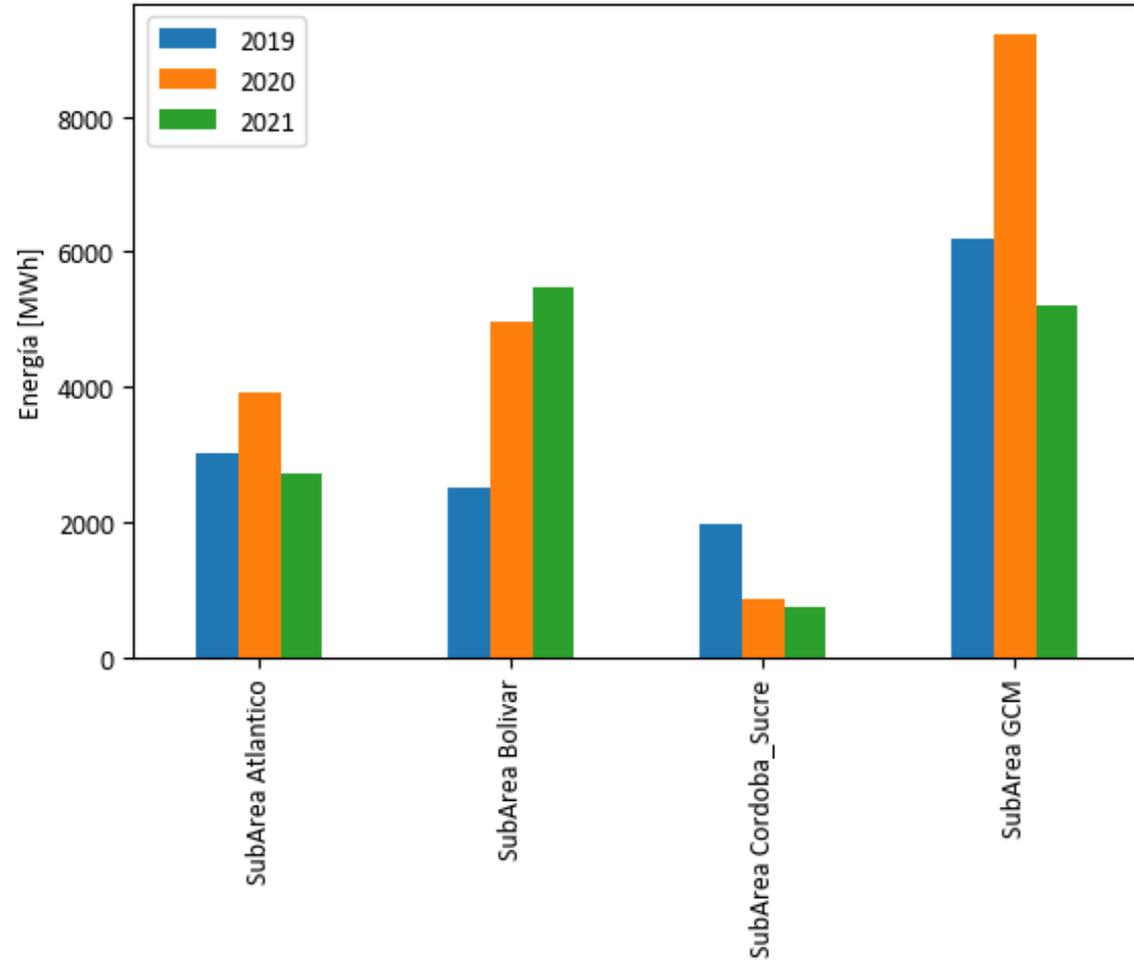
El total de demanda no atendida en Diciembre fue 6.2 GWh



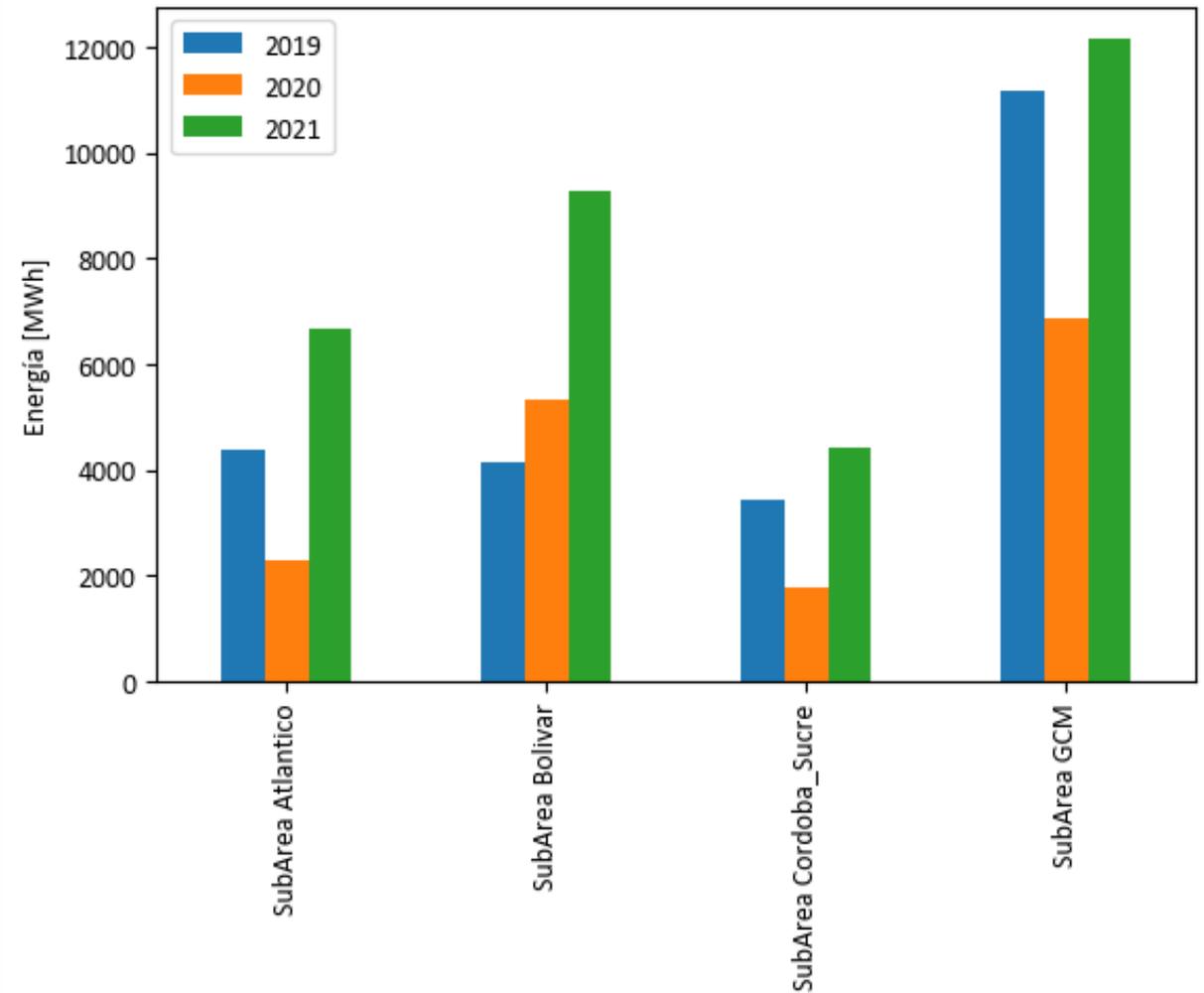
DNA Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Diciembre



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



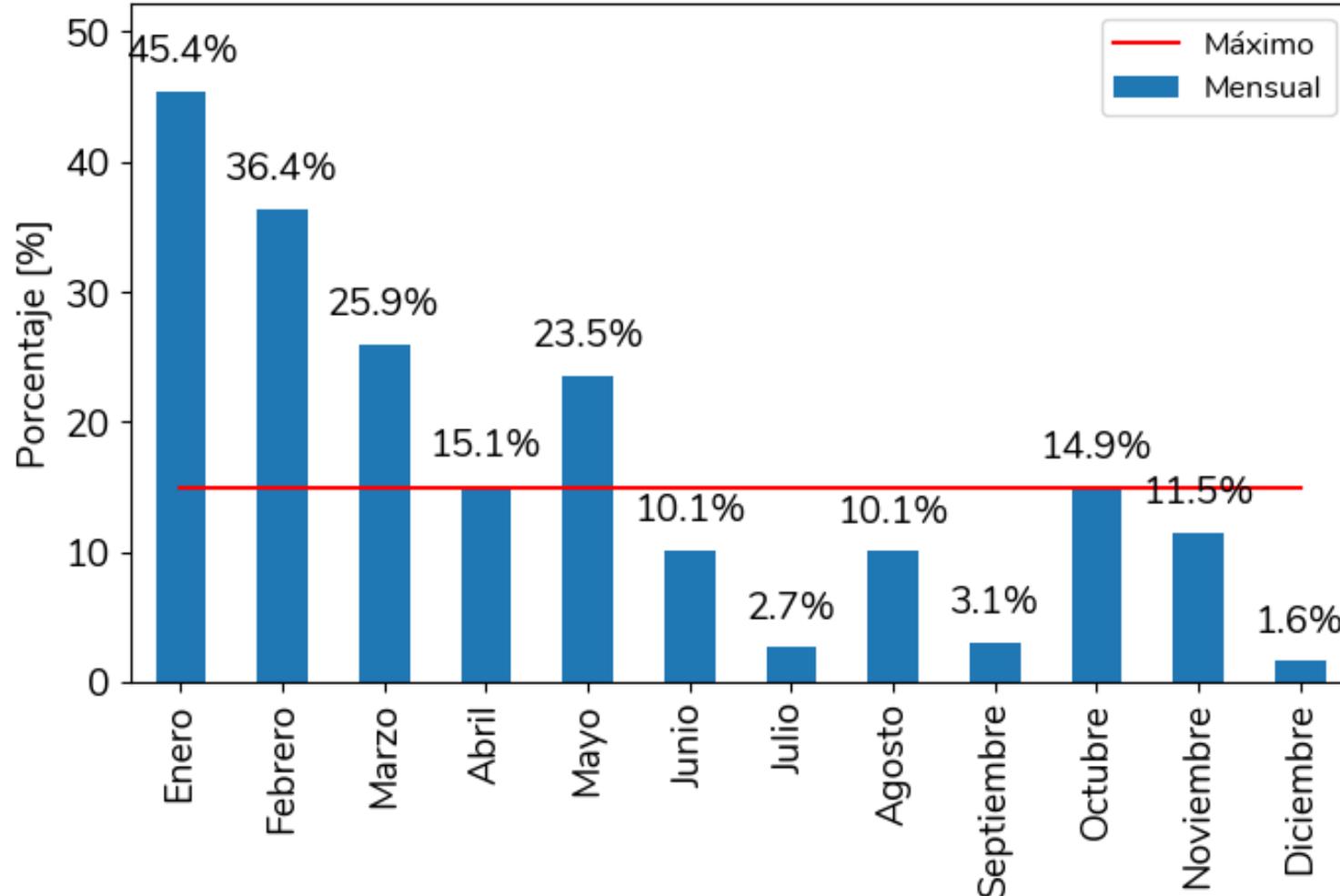
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Diciembre



Desviación Plantas Menores



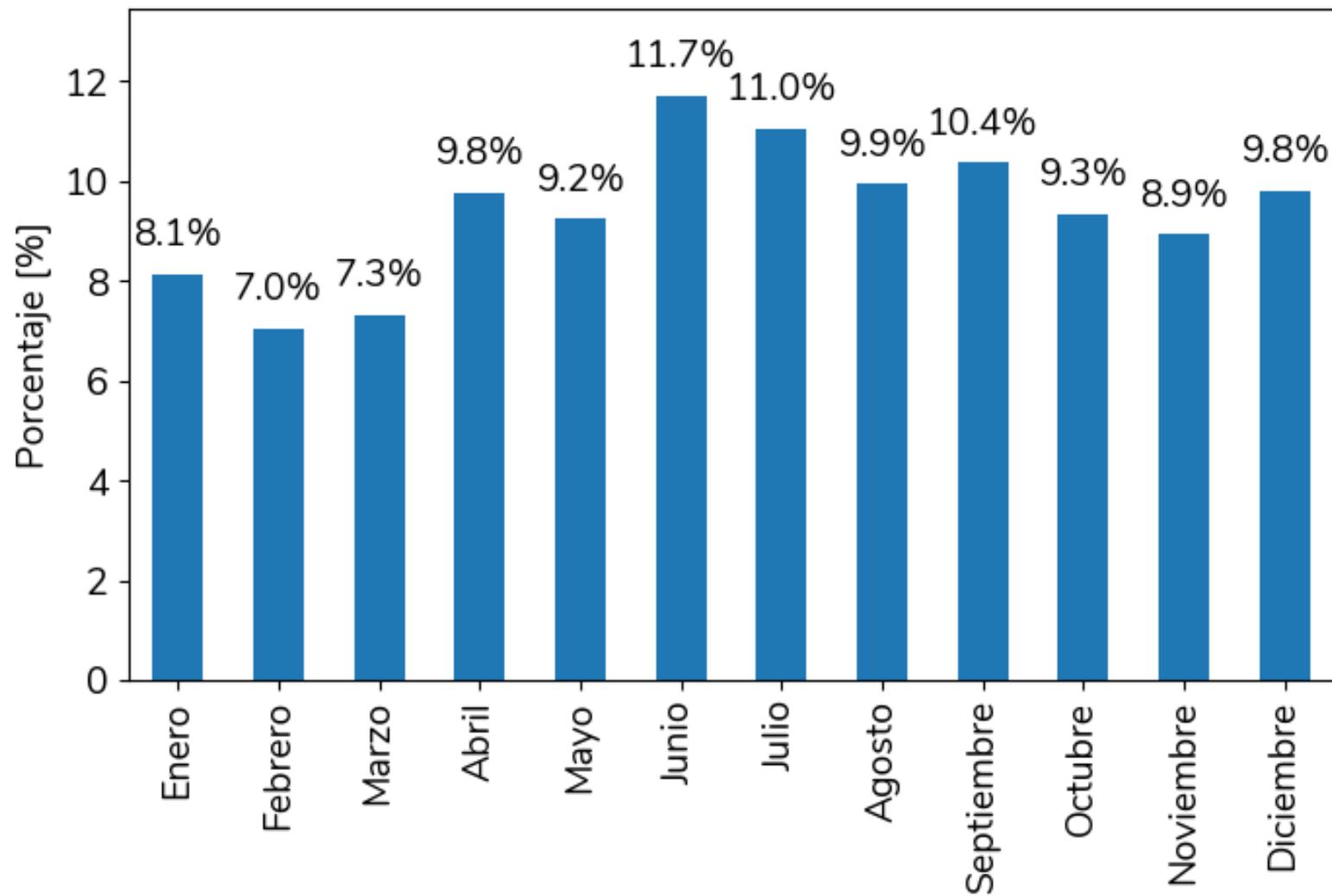
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
Horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

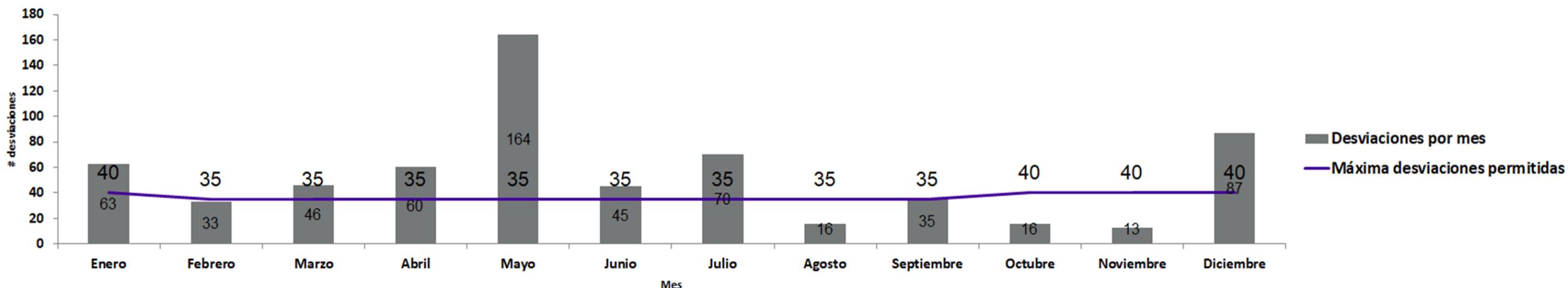


Participación PNDC en la generación total del SIN

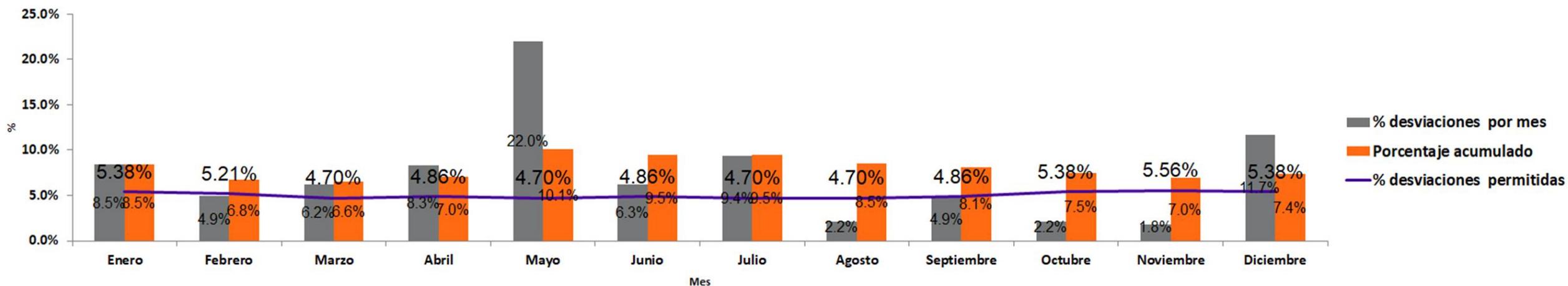


Indicador de calidad del pronóstico oficial diciembre 2021

Número de desviaciones mayores al 5%



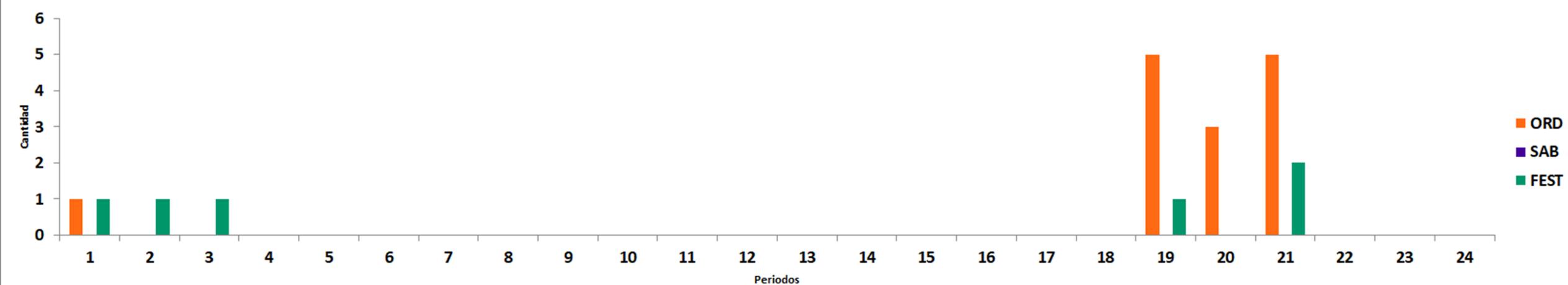
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



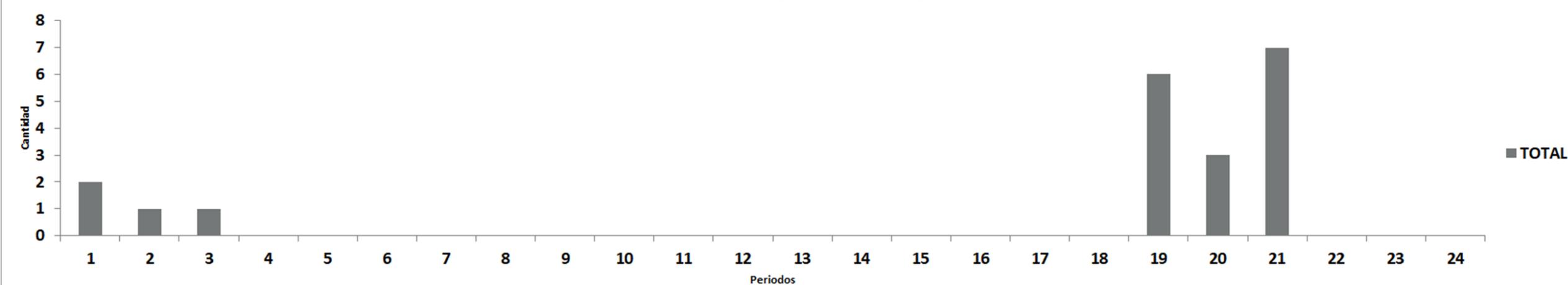
*Información hasta el 31 de diciembre de 2021

Indicador de calidad del pronóstico oficial diciembre 2021

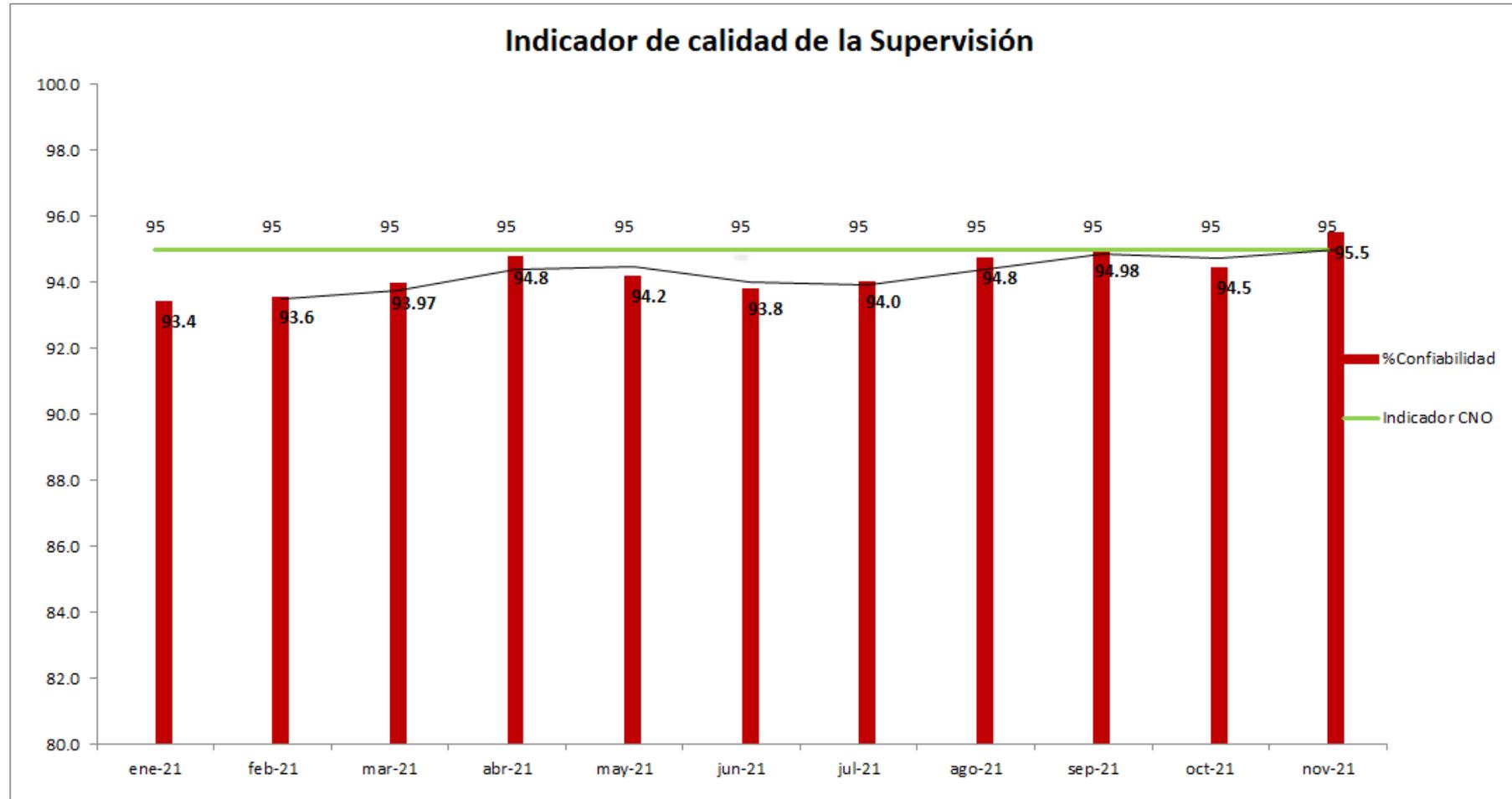
Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la Supervisión



Nota: el indicador corresponde al mes de noviembre de 2021

Radar de proyectos



Proyectos del STN por convocatoria

7 proyectos

Dic/21:
UPME 04-2018 San Juan 220 kV

May/22:
UPME 05-2009 LT Tesalia - Alférez 230 kV
Jul/22:
UPME 05-2014 Refuerzo Costa Atlántica 500 kV
Ene/25:
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente
Mar/25:
UPME 03-2010 SE Chivor II

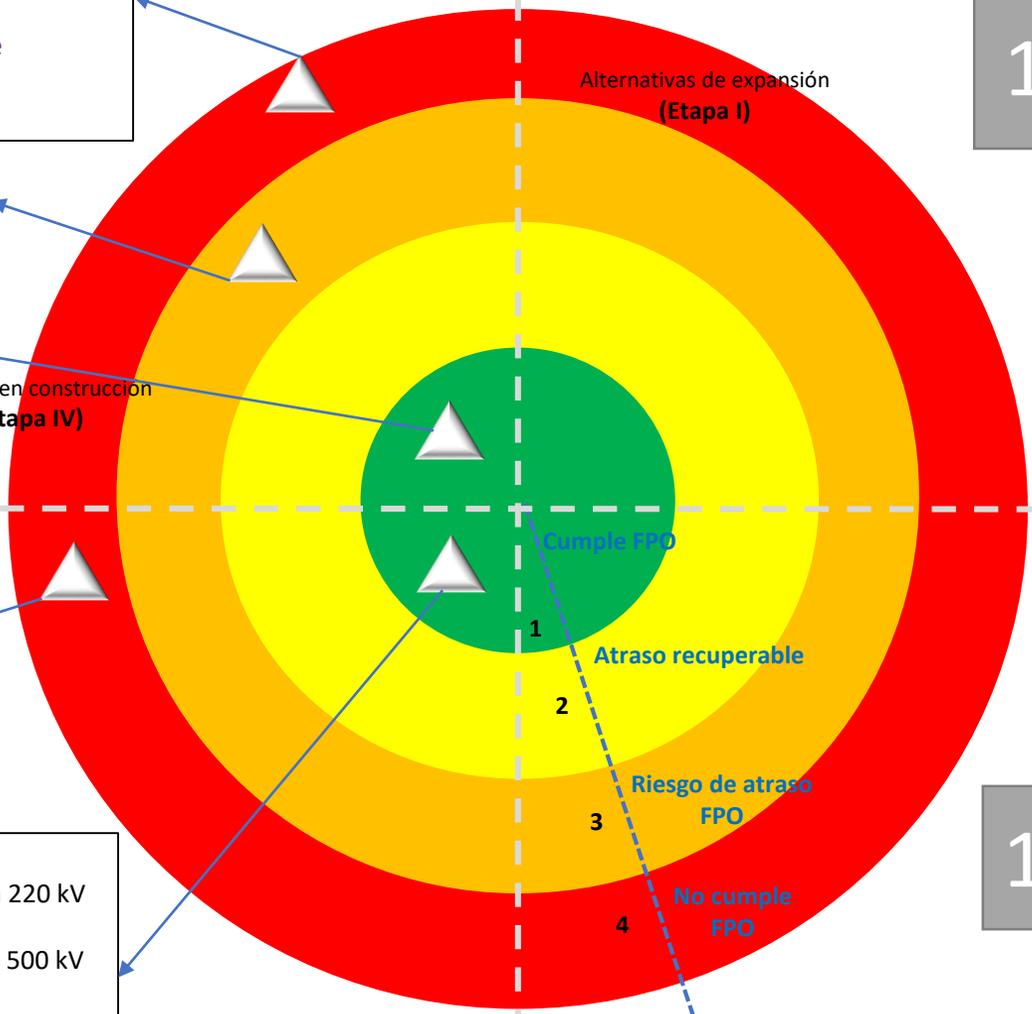
11 alternativas

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

33

Ene/23:
UPME 07-2017 Sabanalarga-Bolívar 500 kV

Ago/22:
UPME 06-2018 El Rio 220 kV
Jun/23:
UPME 09-2019 Sahagún 500 kV



May/23:
UPME 09-2016 LT Copey-Cuestecitas 500 kV y Copey-Fundación 220 kV
Oct/23:
UPME 05-2018 Tolviejo 220 kV
Oct/24:
UPME 06-2017 SE Colectora 500 kV
Oct/24:
UPME 07-2016 LT Virginia-Nueva Esperanza
Mar/25:
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza

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

9 proyectos

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

17 proyectos

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

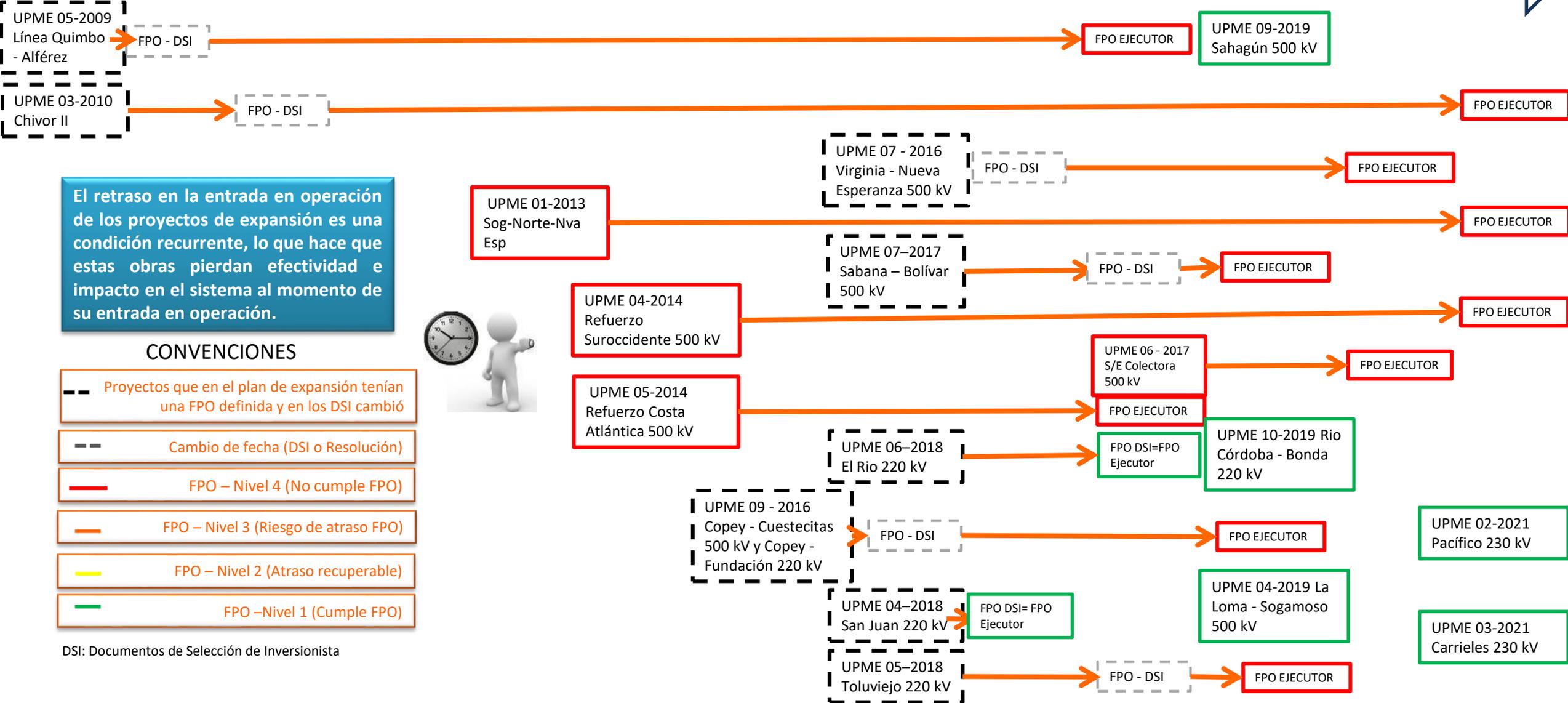
Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME al 30 de noviembre de 2021

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 05-2009	LT Tesalia - Alférez 230 kV	4 ↑	31/08/2014	31/12/2021	31/05/2022	Trámites con comunidades
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	4 ↑	30/09/2018	31/12/2021	31/07/2022	Licencia ambiental
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Medellín – La Virginia	↑	30/09/2018	30/12/2021	30/05/2022	A la espera de la llegada de la línea
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Alférez – San Marcos	4		30/05/2022	30/05/2022	A la espera de la llegada de la línea
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: La Virginia – Alférez	↑		05/06/2024	30/05/2025	Licencia ambiental Oposición comunidades
UPME 09-2016	Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	4 ↑	30/11/2020	28/03/2023	31/05/2023	Licencia ambiental
UPME 05 - 2018	Toluviejo 220 kV	4 ↑	30/06/2022	30/06/2023	31/10/2023	Licencia ambiental
UPME 06 - 2017	Subestación Colectora 500 kV	4 ↑	30/11/2022	30/12/2023	31/10/2024	Consulta Previa Licencia ambiental
UPME 07-2016	Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	4 ↑	30/11/2021	30/05/2024	31/10/2024	Licencia ambiental Oposición comunidades
UPME 03-2010	Chivor II	4 ↑	31/10/2015	31/09/2024	31/03/2025	Avanza elaboración del DAA
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	4 ↑	30/09/2017	30/02/2025	31/03/2025	En análisis conexión a Nueva Esperanza Socialización con autoridades y comunidades

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

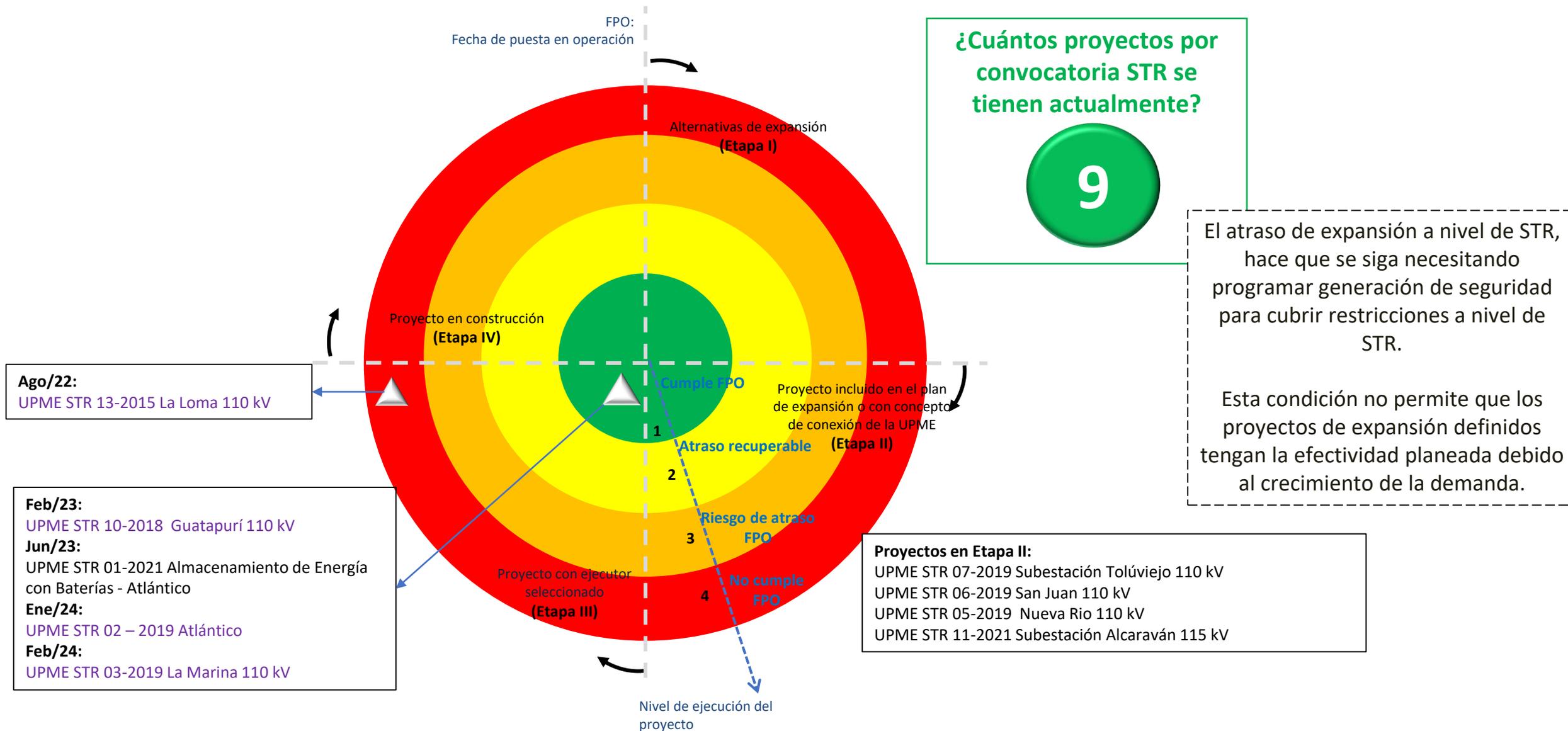
- Proyectos que en el plan de expansión tenían una FPO definida y en los DSI cambió
- Cambio de fecha (DSI o Resolución)
- FPO – Nivel 4 (No cumple FPO)
- FPO – Nivel 3 (Riesgo de atraso FPO)
- FPO – Nivel 2 (Atraso recuperable)
- FPO – Nivel 1 (Cumple FPO)

DSI: Documentos de Selección de Inversionista

Proyectos del STN por Ampliación

Transmisor	Proyecto	Nivel	FPO concepto UPME	FPO actual prevista por el ejecutor	Causa Retraso
INTERCOLOMBIA	Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	3	31/08/2022	11/08/2023	Licencia Ambiental
GEB	Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	1	30/12/2023	30/12/2023	
GEB	Dispositivos tipo FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Ternera – Candelaria 220 kV.	4	31/10/2021	31/01/2022	Efecto mundial de suministros
TRANSELCA	FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Santa Marta – Termocol (Bonda) – Termoguajira 220 Kv	1	31/07/2022	31/07/2022	

Proyectos del STR por convocatoria

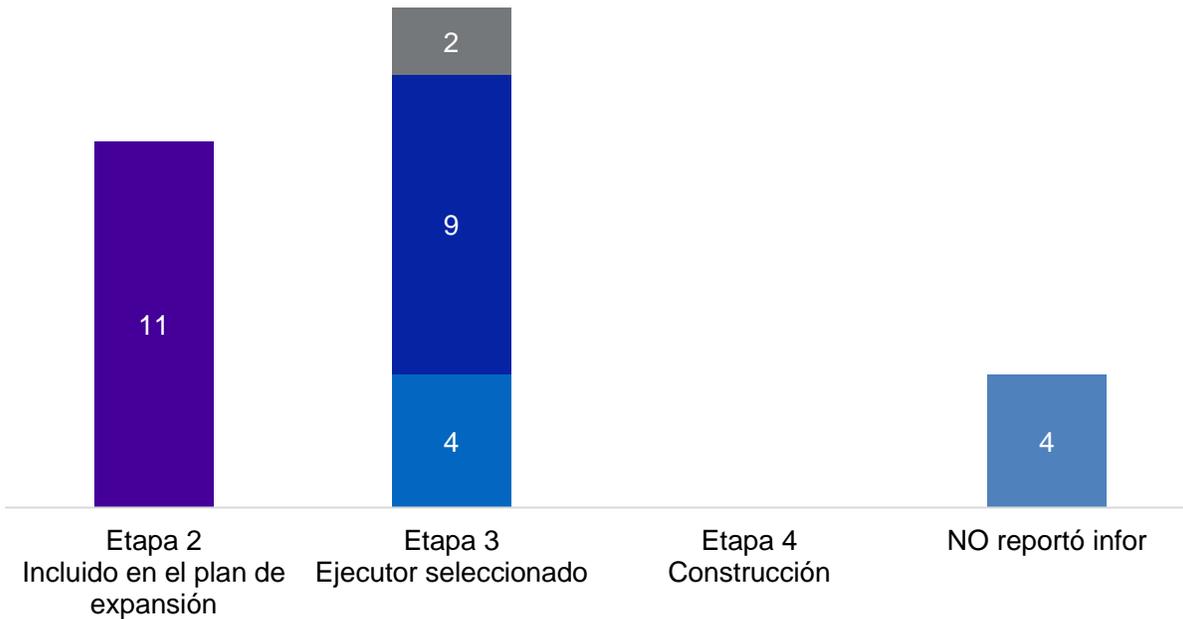


Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME al 30 de noviembre de 2021

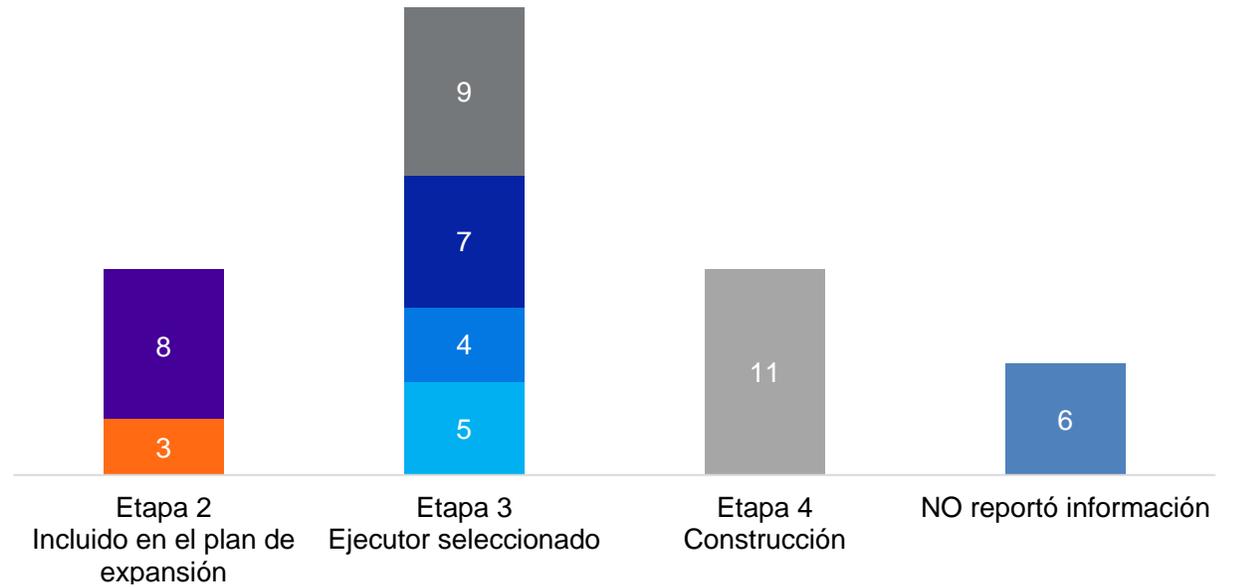
Los proyectos en este color cambiaron de fecha del radar anterior*
 Los proyectos en este color cambiaron de etapa o nivel*

Proyectos del STR

Proyectos STR en cronograma por etapa: 30



Proyectos atrasados STR por etapa: 53



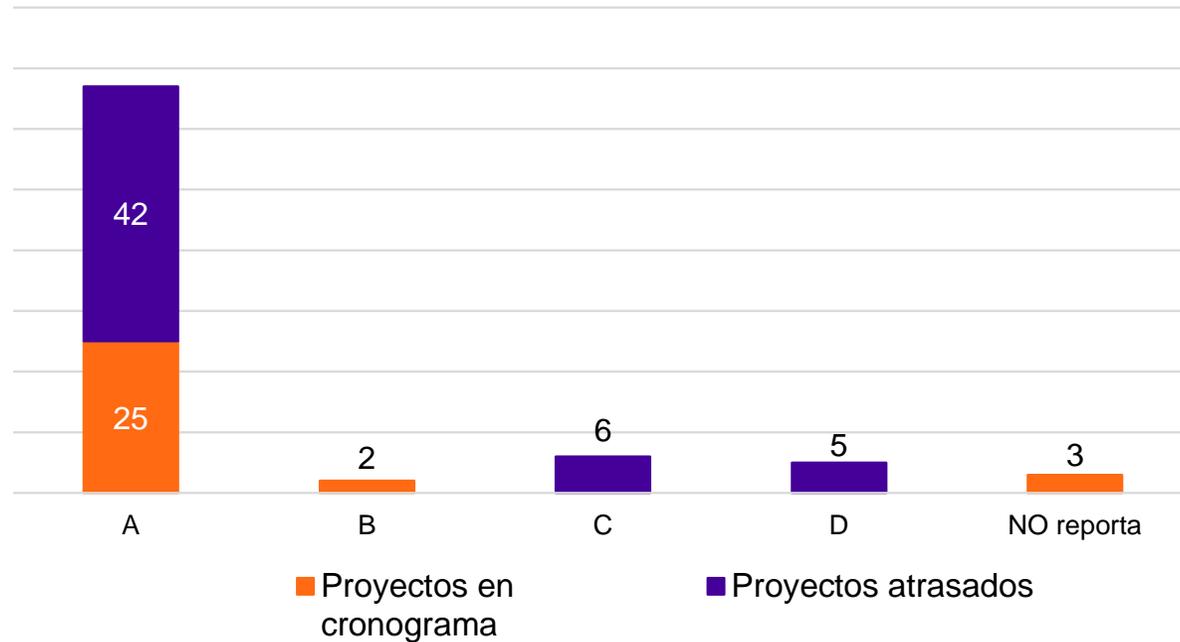
¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **83**

- 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

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

Proyectos del STR

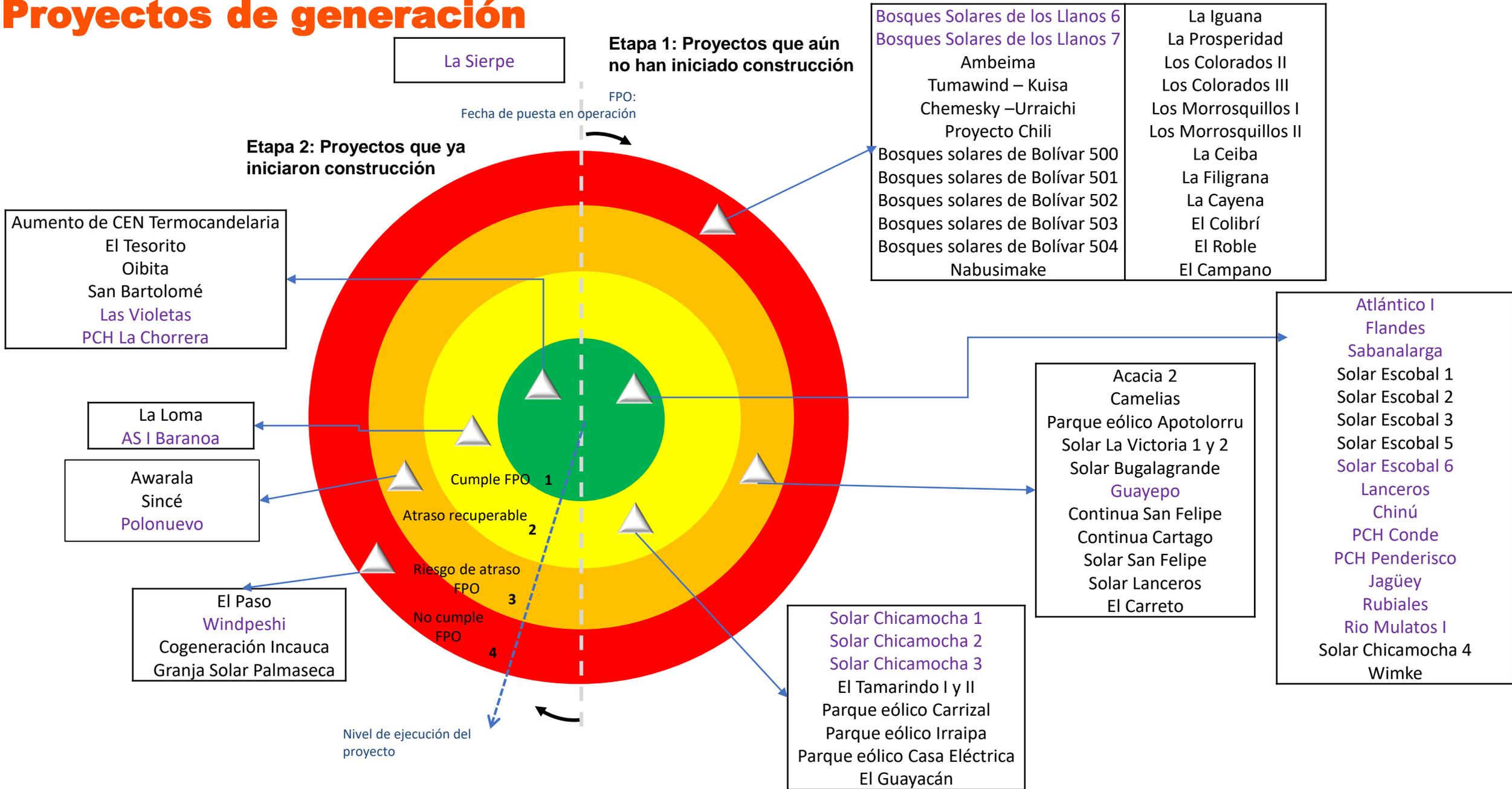
Impacto de Proyectos STR



- 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? **83**

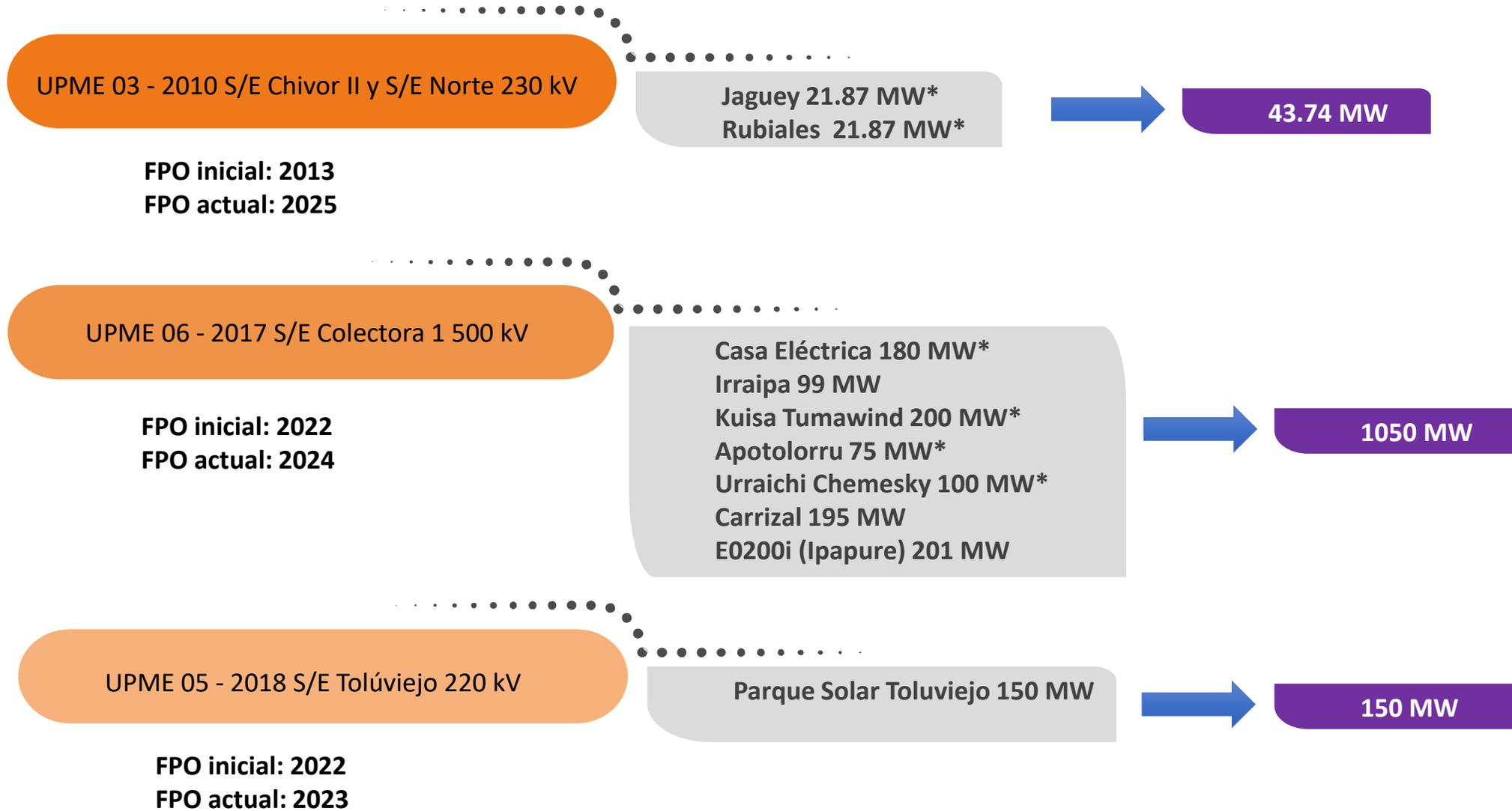
Proyectos de generación



Los proyectos en este color cambiaron con respecto al radar anterior*

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por el CNO el 07 de diciembre de 2021

Proyectos de generación Supeditados a proyectos con atrasos



*Proyectos con cargo por confiabilidad

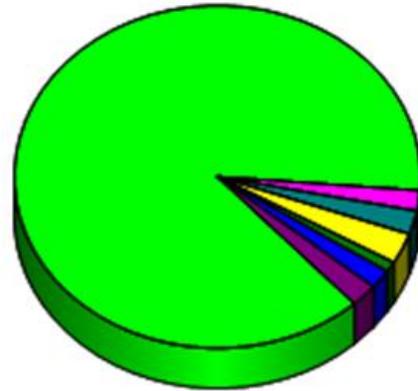
**Indicadores Mantenimientos Acuerdo
CNO 963 (Seguimiento Semestral julio
1 2021 – diciembre 31 de 2021)**



Porcentaje de adelanto y atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan



Desde: 01/07/2021 Hasta: 31/12/2021 Resolución: Trimestral



- Adelanto > 50%
- Adelanto entre 30% y 50%
- Adelanto entre 20% y 30%
- Ajustado entre el 80% y 120%
- Atrasado entre 20% y 30%
- Atrasado entre 30% y 50%
- Atrasado > 50%

Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	0,97
Adelanto entre 20% y 30%	2,16
Adelanto entre 30% y 50%	1,79
Ajustado entre el 80% y 120%	88,02
Atrasado > 50%	2,9
Atrasado entre 20% y 30%	1,93
Atrasado entre 30% y 50%	2,23

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.

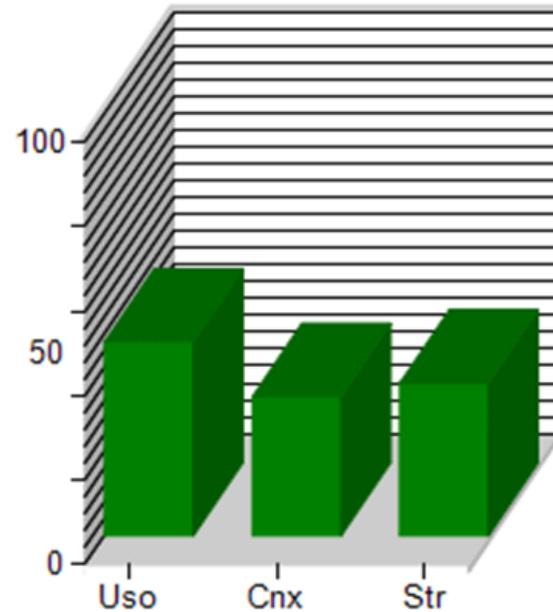
Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Desde: 01/07/2021 Hasta: 31/12/2021 Resolución: Trimestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan:Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	32,99	161	488
Str	36,24	781	2155
Uso	45,97	479	1042

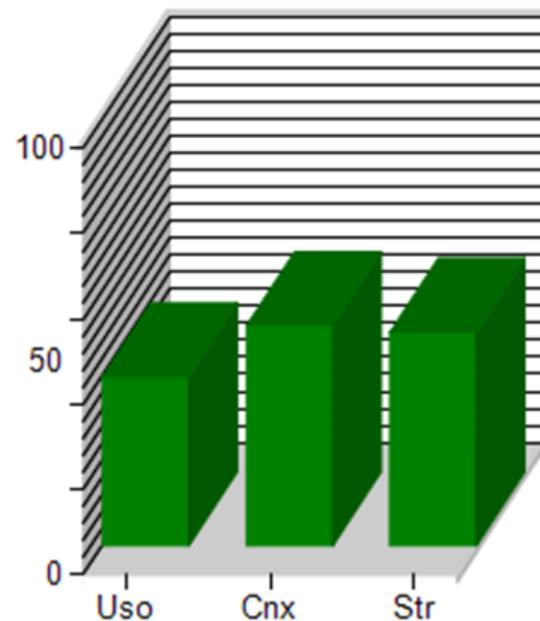
El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Desde: 01/07/2021 Hasta: 31/12/2021 Resolución: Trimestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	51,64	252	488
Str	50,21	1082	2155
Uso	39,64	413	1042

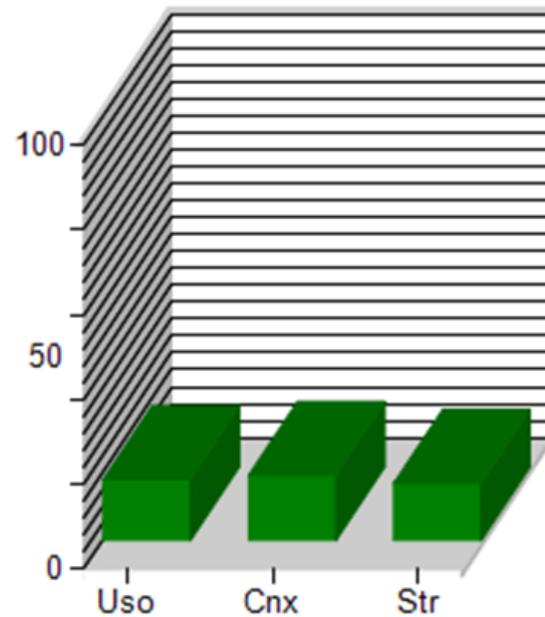
El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Desde: 01/07/2021 Hasta: 31/12/2021 Resolución: Trimestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	15,37	75	488
Str	13,55	292	2155
Uso	14,4	150	1042

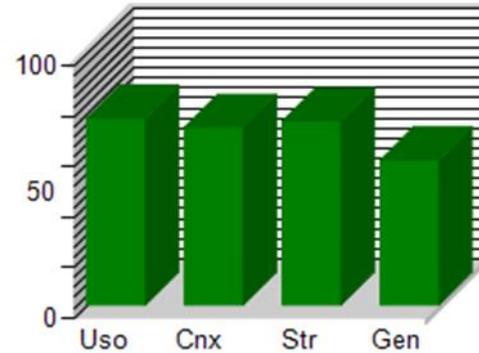
El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de Mantenimientos

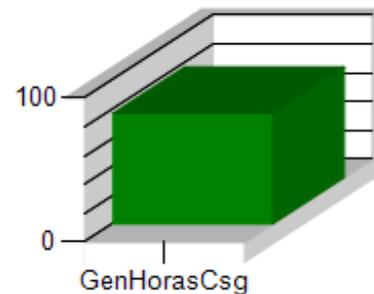


Desde: 01/072021 Hasta: 31/12/2021 Resolución: Trimestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	74,29	474	638
Cnx	70,67	159	225
Str	73,18	775	1059
Gen	57,6	197	342



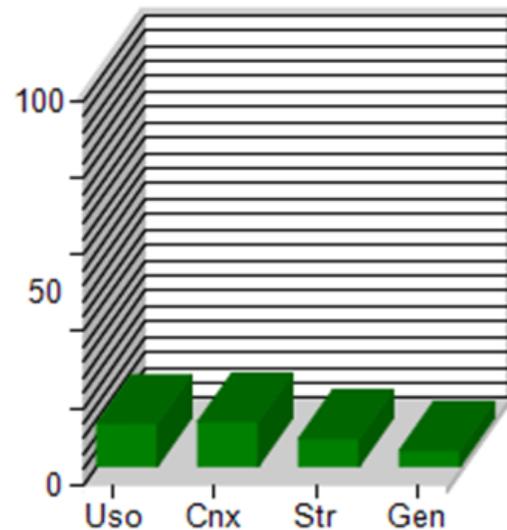
Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	76,8	40130	52254

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: 01/07/2021 Hasta: 31/12/2021 Resolución: Trimestral



Activo	Índice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	11,13	71	638
Cnx	11,56	26	225
Str	7,18	76	1059
Gen	4,09	14	342



**Seguimiento Histórico
Indicadores Mantenimientos
Acuerdo CNO 963
Semestre julio 01 2021 –
diciembre 31 2021**

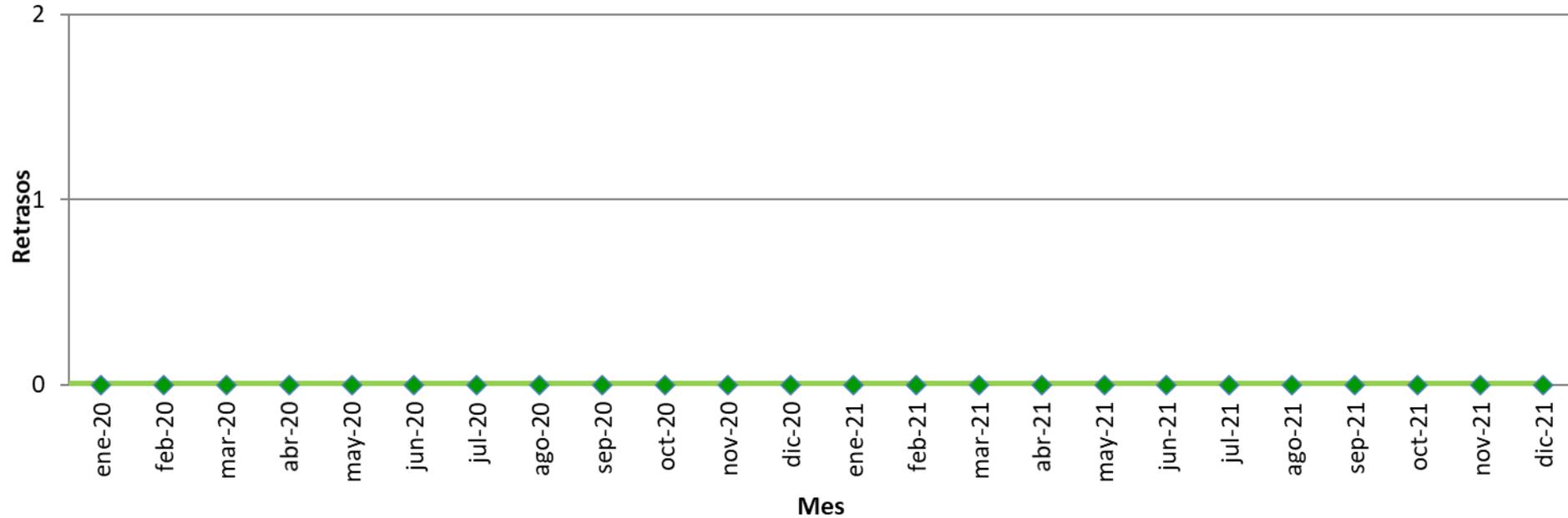


Sumando energías

Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)



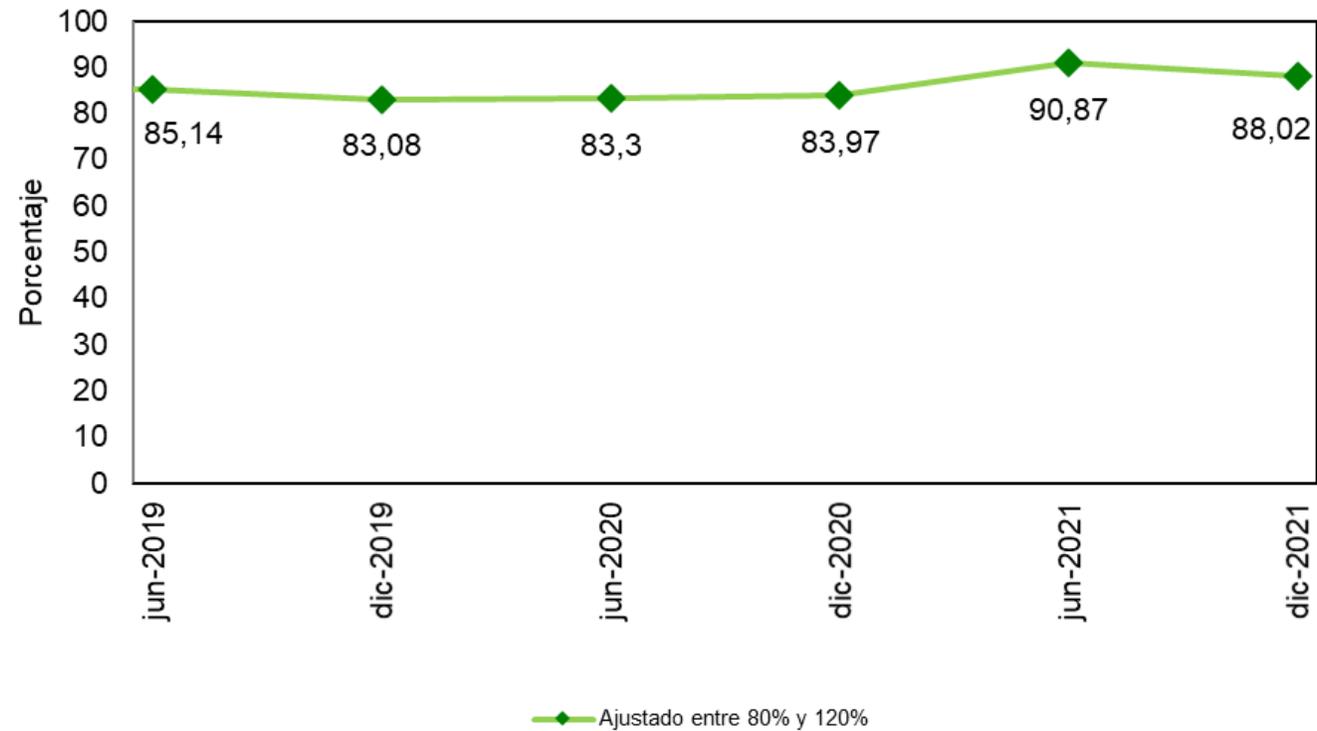
No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



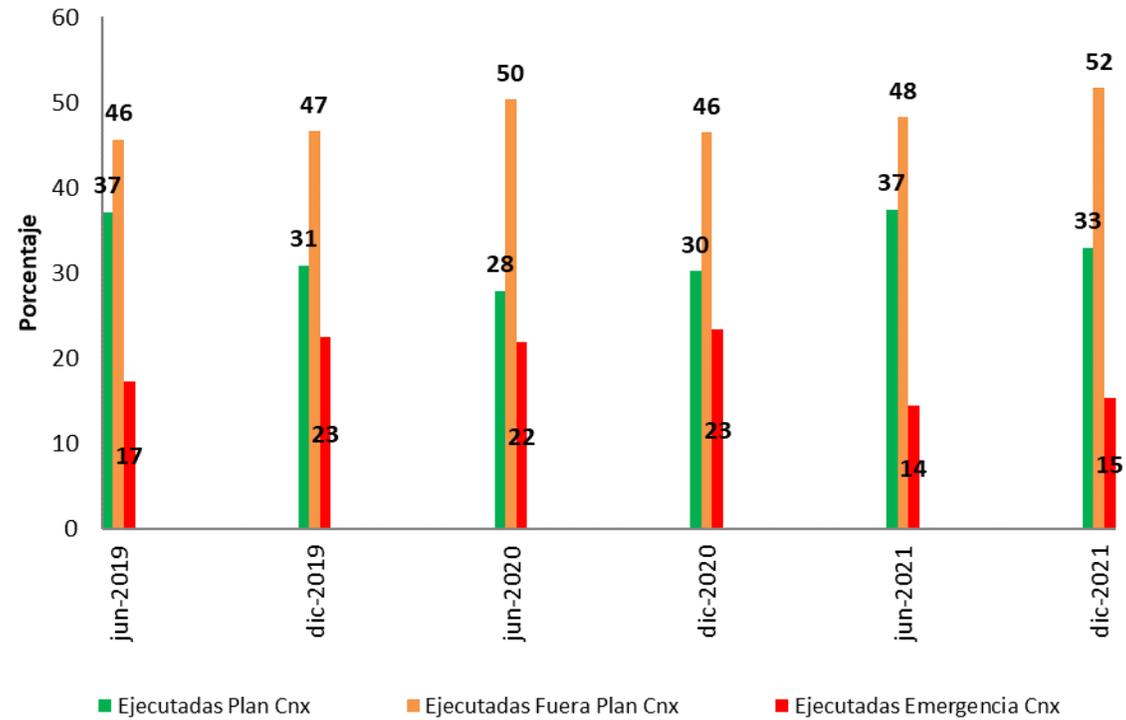
Cuando la duración de la desconexión esta entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas



Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



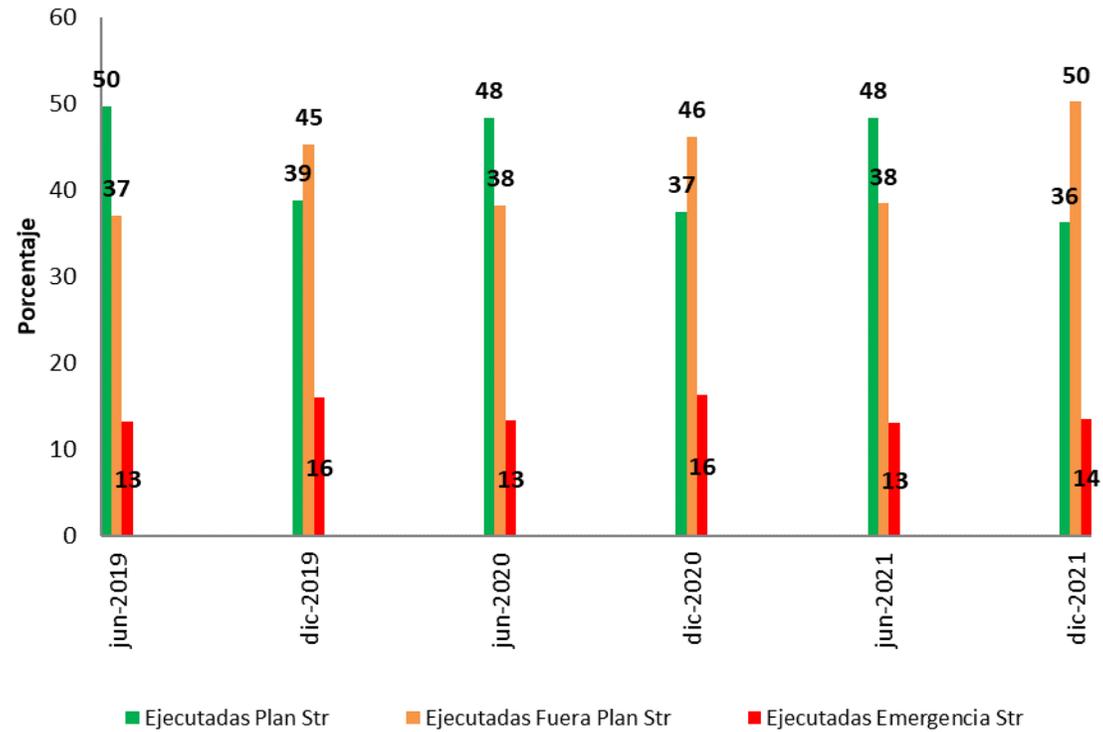
Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



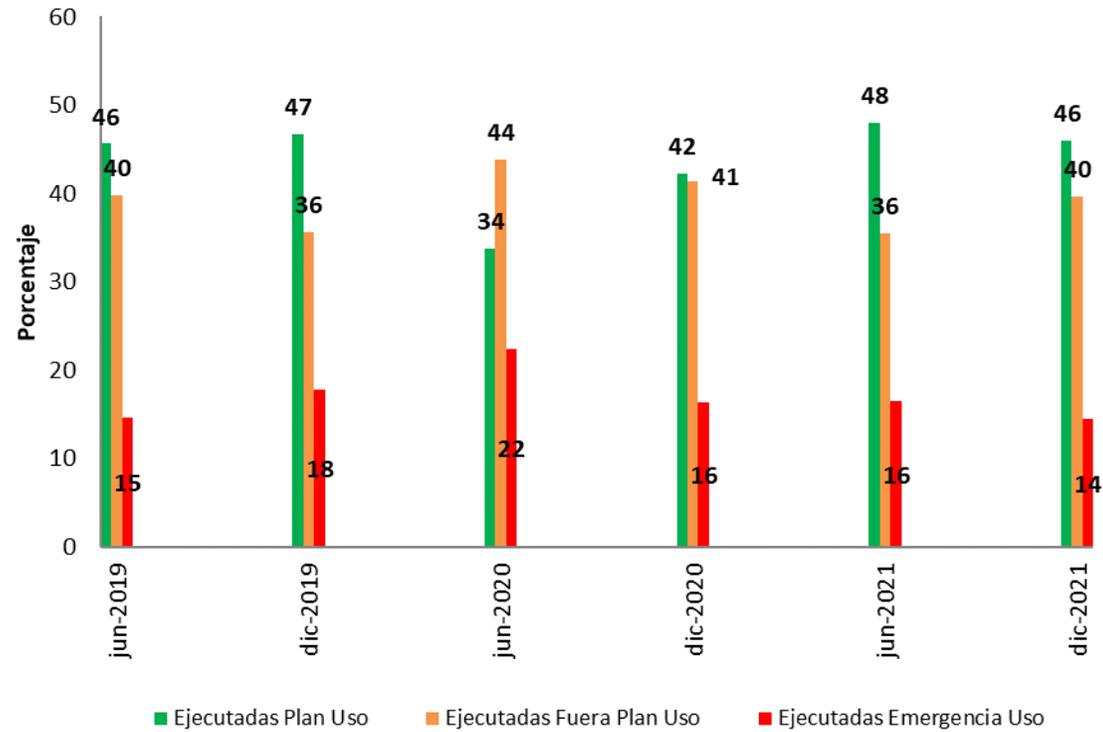
Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



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 88%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 90,1% evidenciándose una disminución del 2% aproximadamente en este indicador, manteniéndose en el rango el cual se considera que la duración de las desconexiones estuvieron ajustadas.

Para los activos de conexión, STR y uso, el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 33%, 36% y 46% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 37%, 48% y 48%, evidenciándose una disminución en este indicador para los tres tipos de activos.

Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 52%, 50% y 40% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 48%, 38% y 36%, evidenciándose un aumento para los tres tipos de activos, con un aumento significativo en activos del STR.



Indicadores Acuerdo CNO 963



- Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 15%, 14% y 14% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 14%, 13% y 16%, evidenciándose un leve aumento en este indicador 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 4% y 12% dependiendo del tipo de activo. El valor de este indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 1,15% y 5,36%, por tanto se aprecia un aumento en este indicador para este semestre comparado con el anterior.

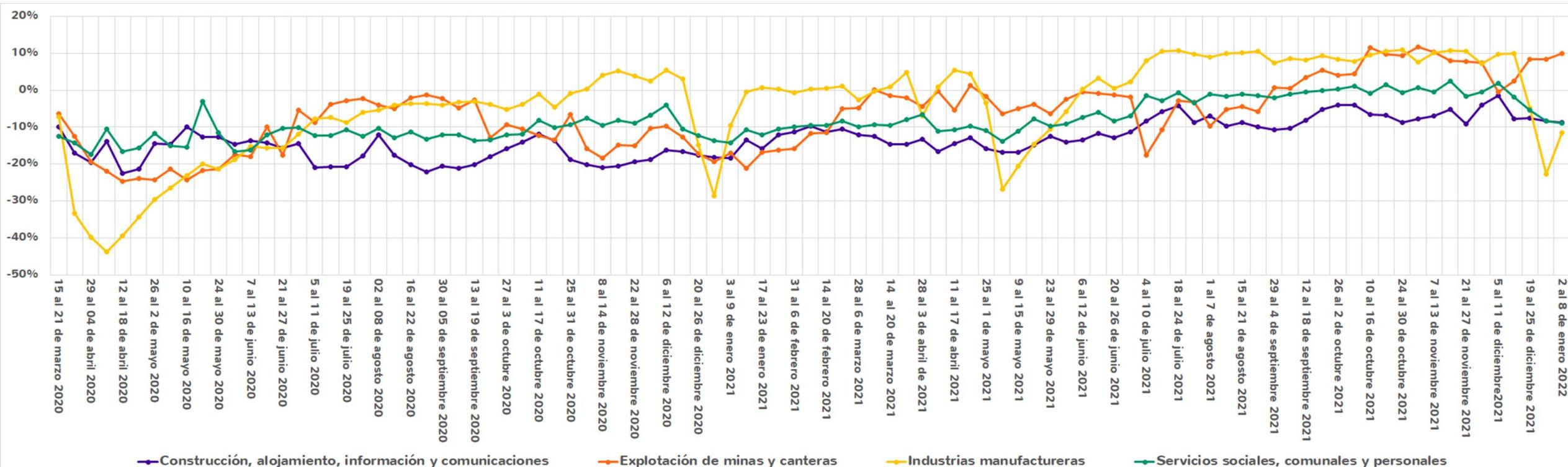
Anexos

Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2020-12	Demanda [GWh] 2021-12	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	1816.58	2013.01	10.71%	31.5%
Regulado	4272.22	4376.97	2.32%	68.5%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2020-12	Demanda [GWh] 2021-12	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	426.22	517.78	21.44%	25.72%
Transporte y almacenamiento	36.23	43.51	20.15%	2.16%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	114.99	131.76	14.58%	6.55%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	99.24	113.86	14.41%	5.66%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	66.8	73.09	9.19%	3.63%
Servicios sociales, comunales y personales	125.46	135.68	7.97%	6.74%
Industrias manufactureras	806.35	849.68	5.17%	42.21%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	31.93	33.57	5.1%	1.67%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	109.36	114.08	4.26%	5.67%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*



La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 25 de octubre de 2021 fue del 43.7% del sector de industrias manufactureras; el 24.6% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

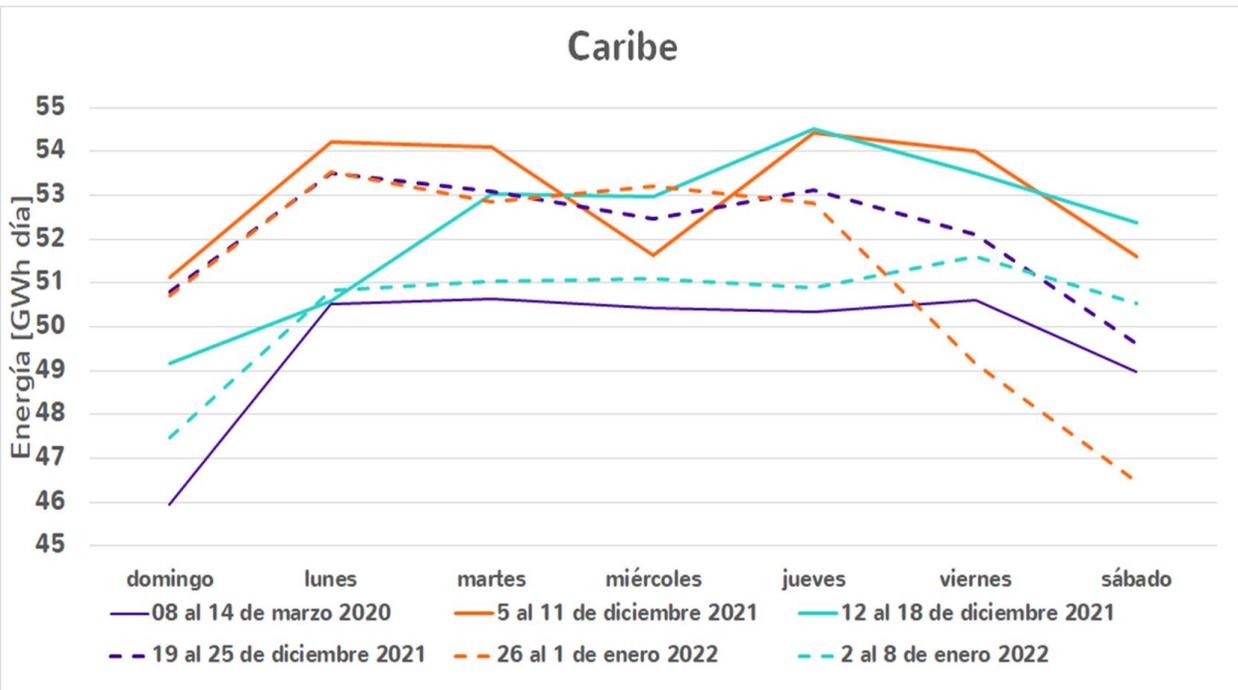
Para la **semana del 12 al 18 de diciembre de 2021** las **industrias manufactureras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 10 % y contra la demanda base (8 al 14 de marzo 2020). Sin embargo, para las últimas semanas de diciembre se ve un decrecimiento de hasta un 22.67% comparado con la semana PRE-COVID debido al comportamiento social derivado de las actividades de diciembre. Las otras actividades económicas a lo largo del año han tenido una recuperación lenta; las cuales, se vieron también afectadas por las actividades de diciembre.

*Información hasta el 31 de diciembre de 2021

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

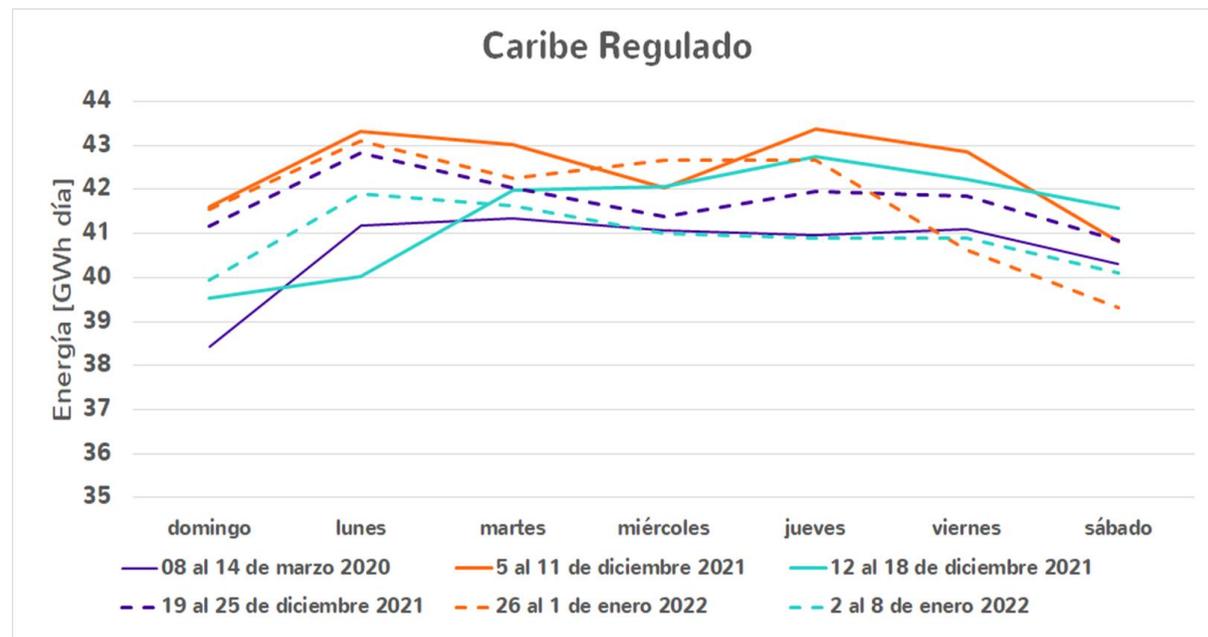
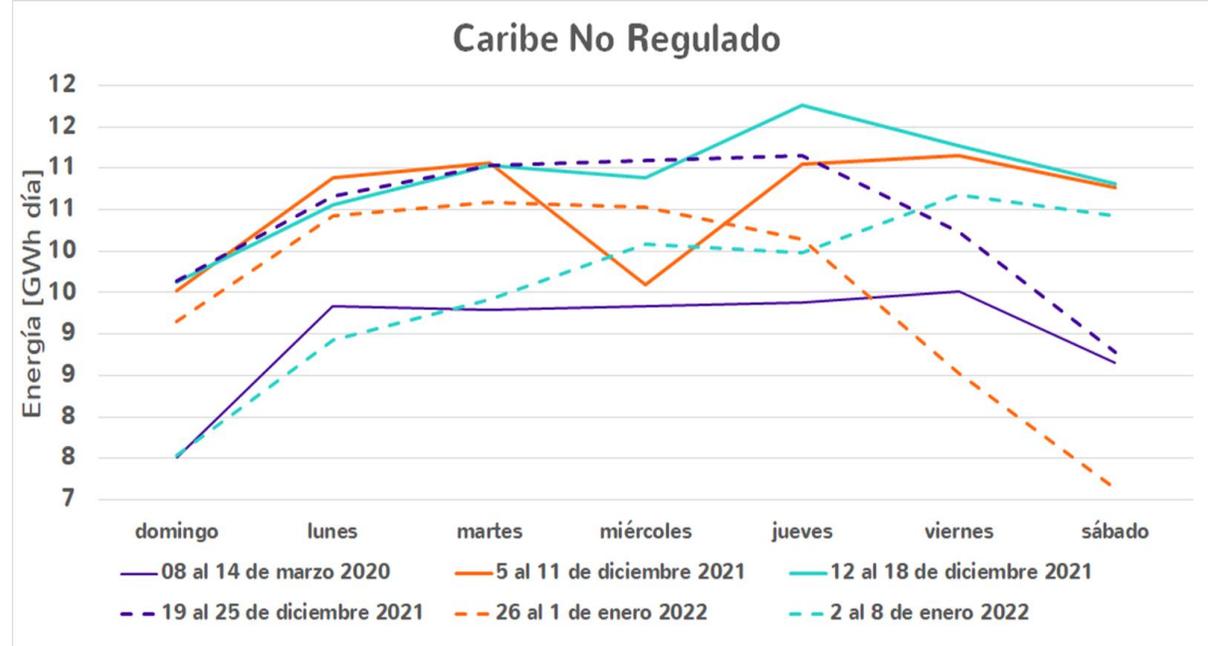


Caribe*



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

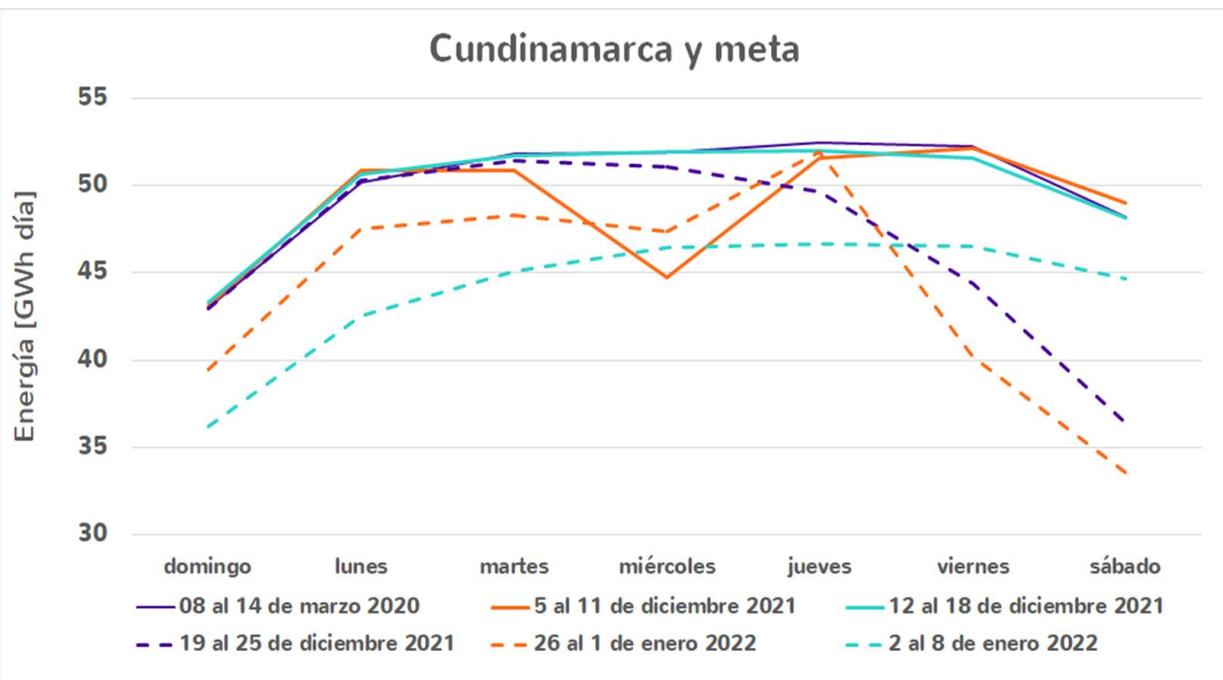
Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 5.2 % para la semana del 2 al 8 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.



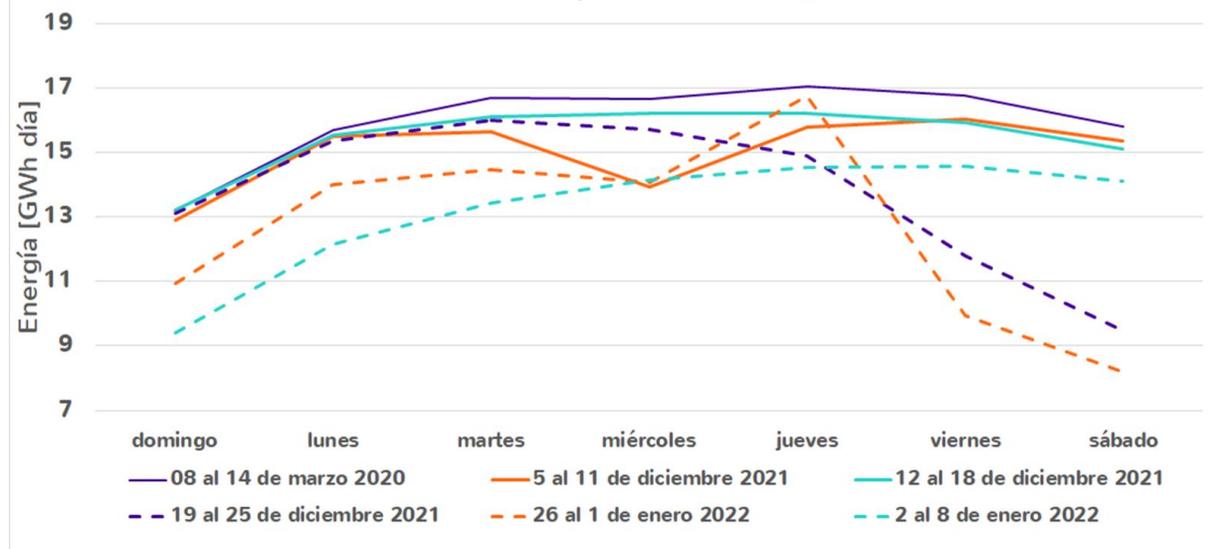
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Cundinamarca y Meta*

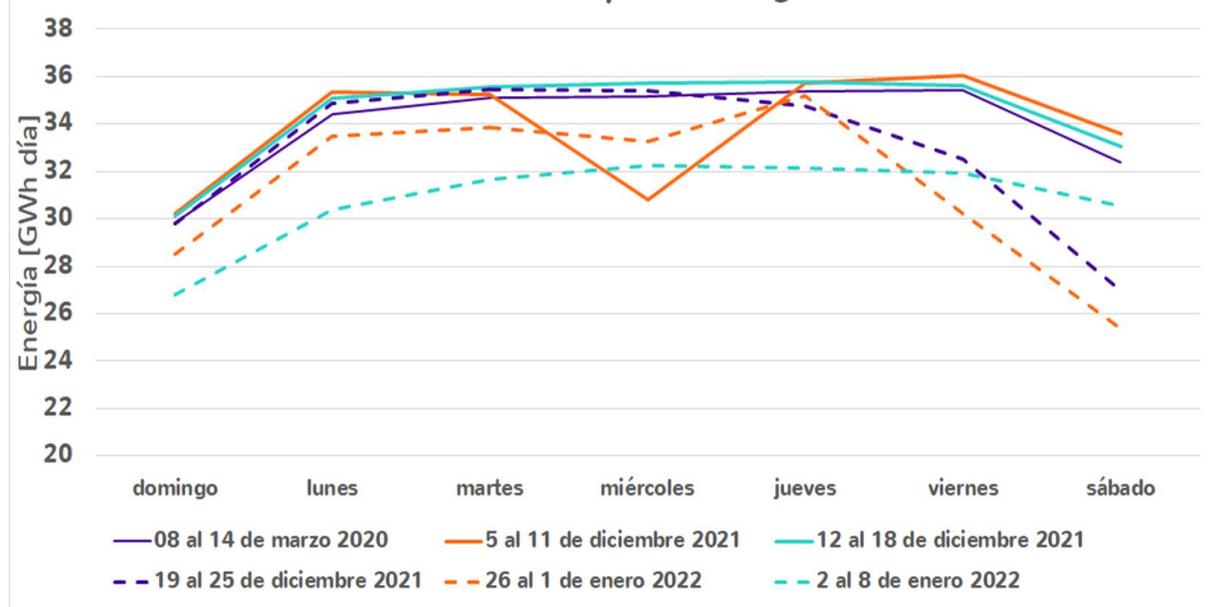
Cundinamarca y meta



Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado



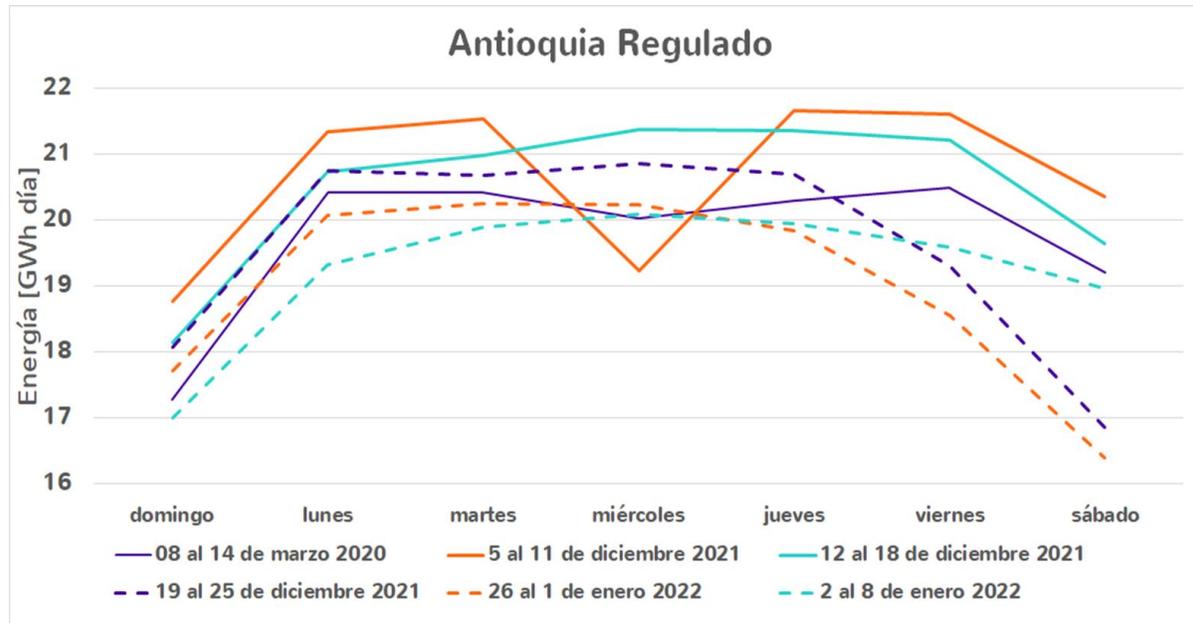
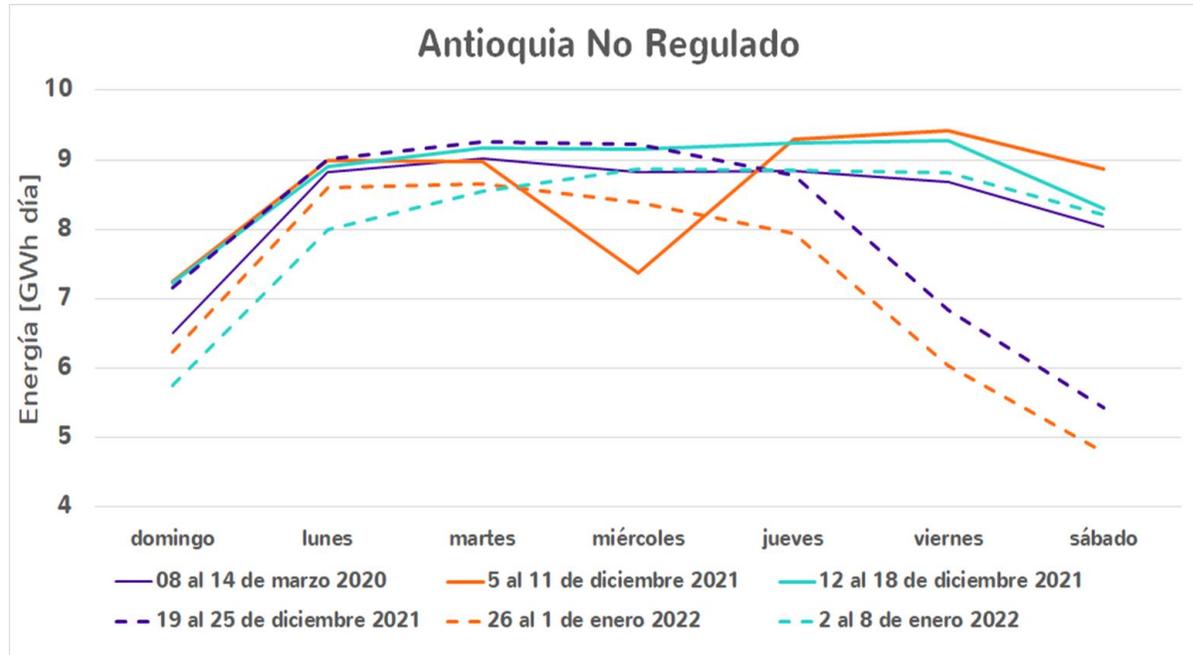
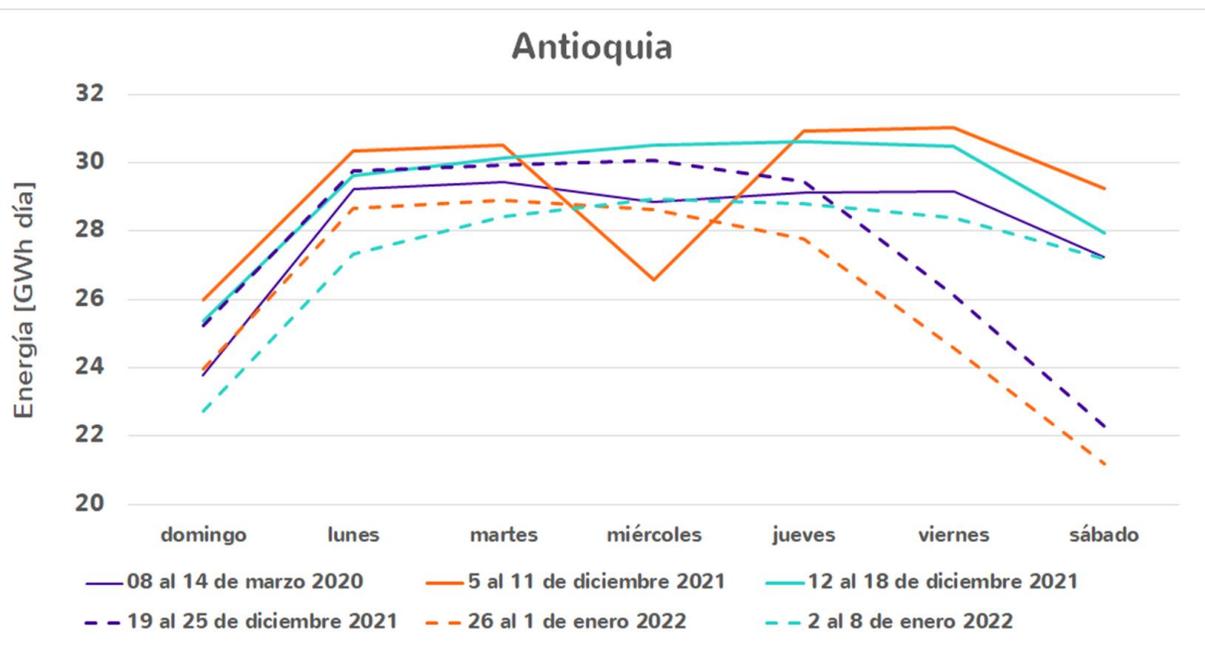
Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 9.9 % para la semana del 2 al 8 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020. Esto se debe al comportamiento social de la demanda por las actividades de diciembre y las vacaciones de enero.

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



Antioquia*

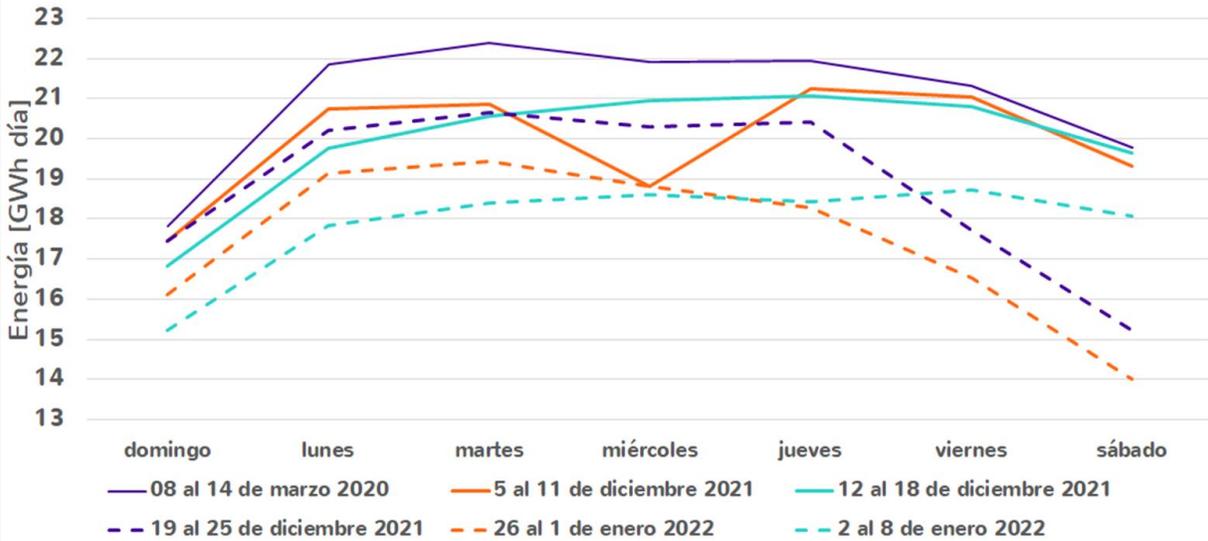


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Antioquia en un 0.6 % para la semana del 2 al 8 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020. Esto se debe al comportamiento social de la demanda por las actividades de diciembre y las vacaciones de enero.

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

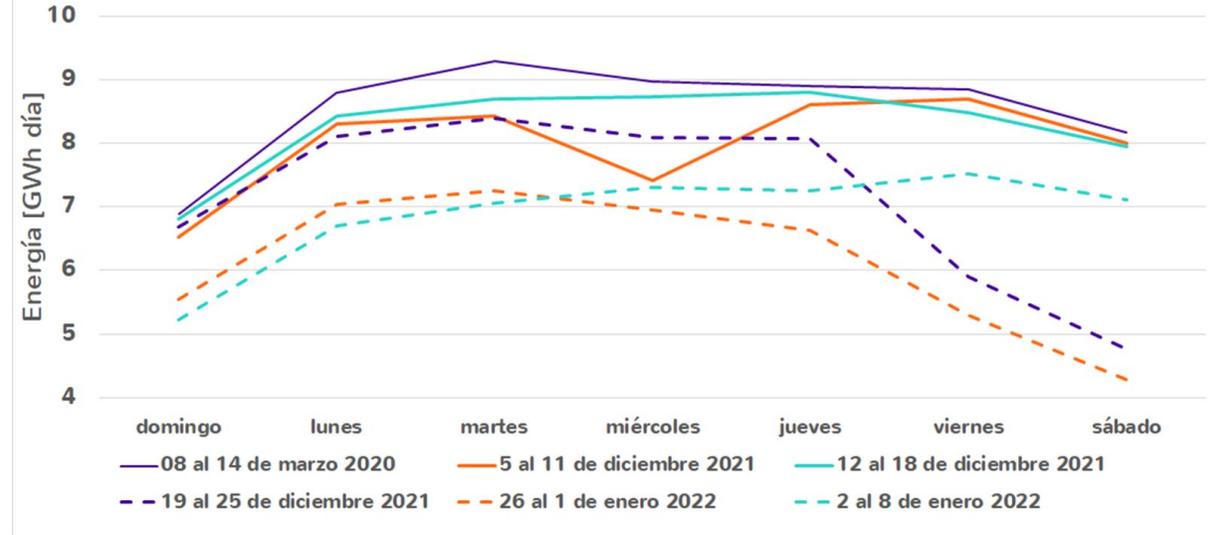
Valle*

Valle

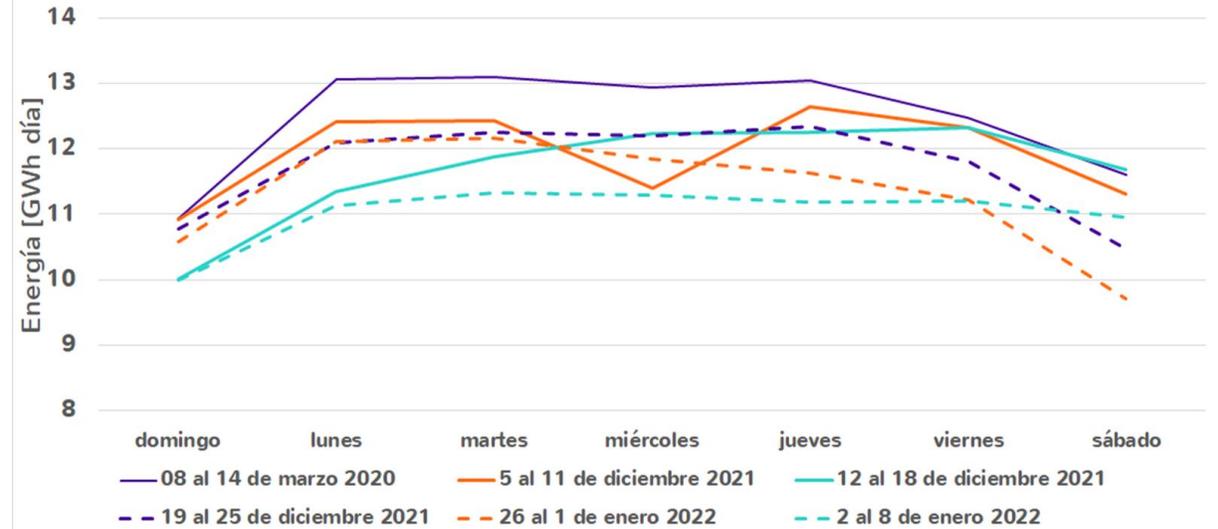


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 13.2% para la semana del 2 al 8 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020. Esto se debe al comportamiento social de la demanda por las actividades de diciembre y las vacaciones de enero.

Valle No Regulado



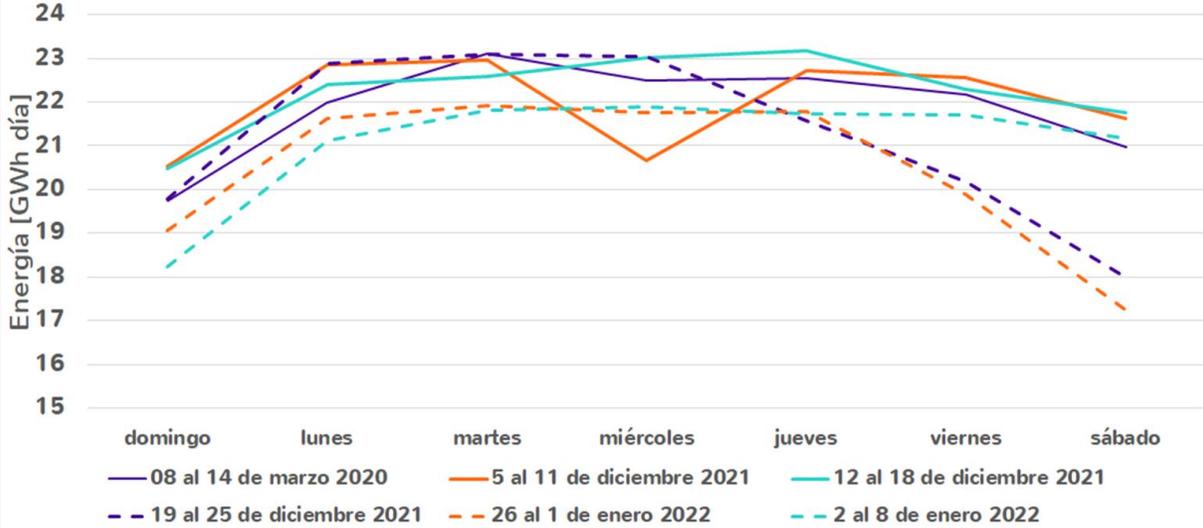
Valle Regulado



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

Oriente*

Oriente

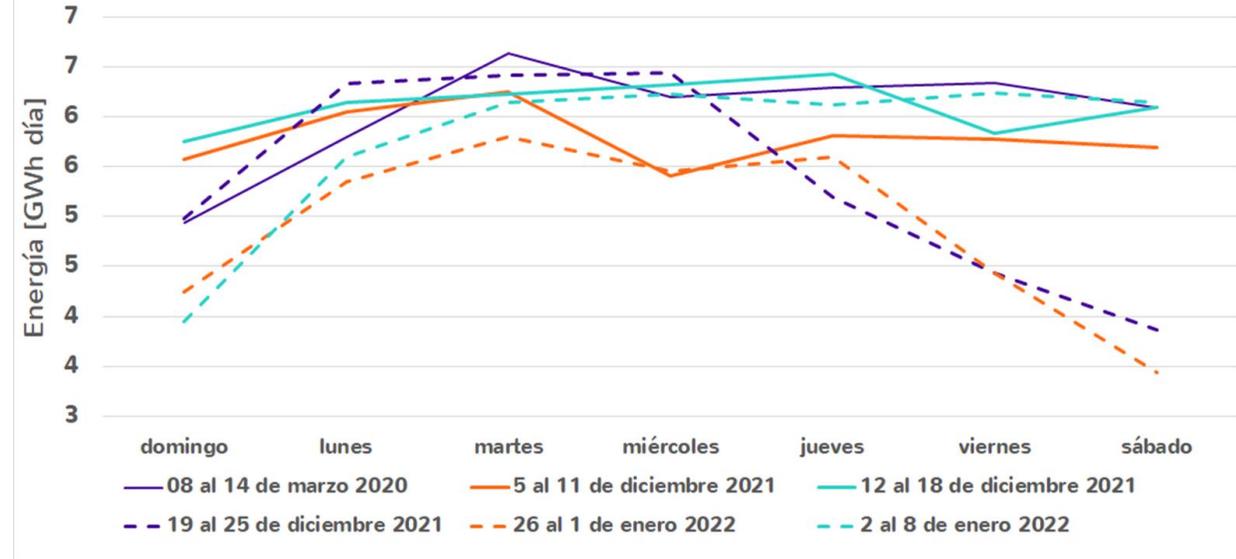


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

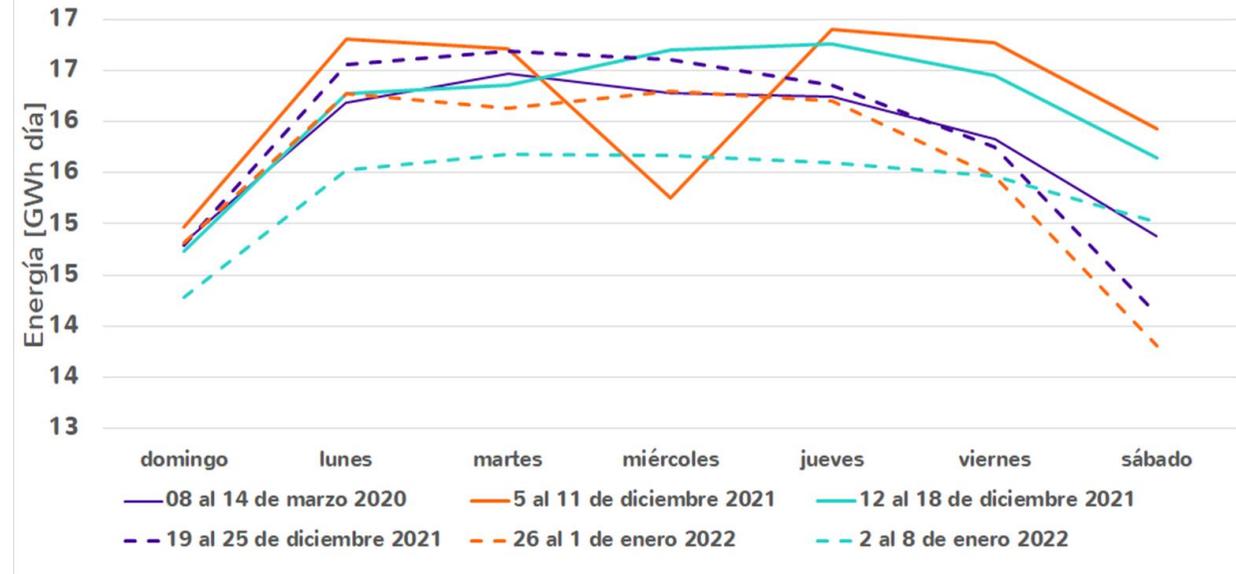
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 2.1% para la semana del 2 al 8 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020. Esto se debe al comportamiento social de la demanda por las actividades de diciembre y las vacaciones de enero.

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

Oriente No Regulado

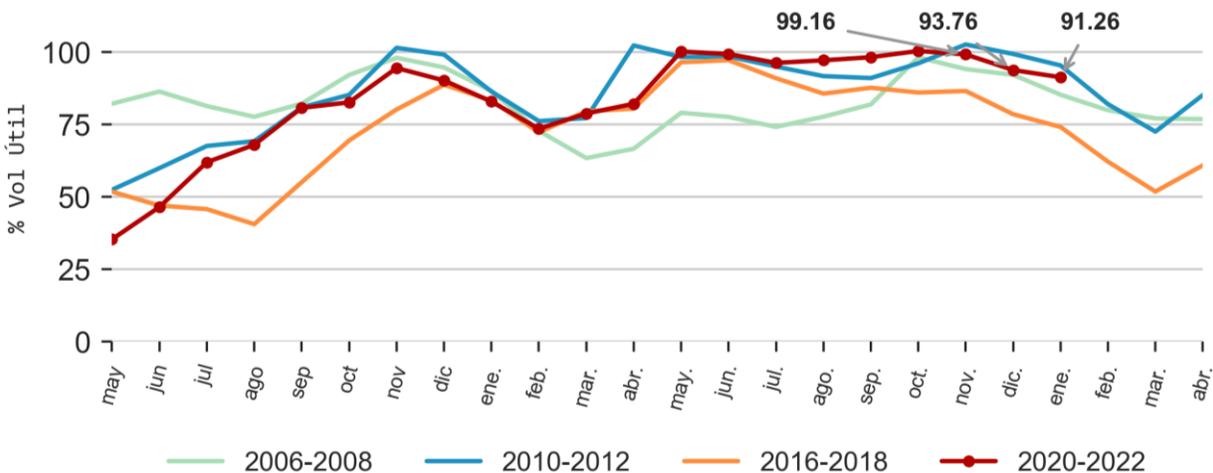


Oriente Regulado

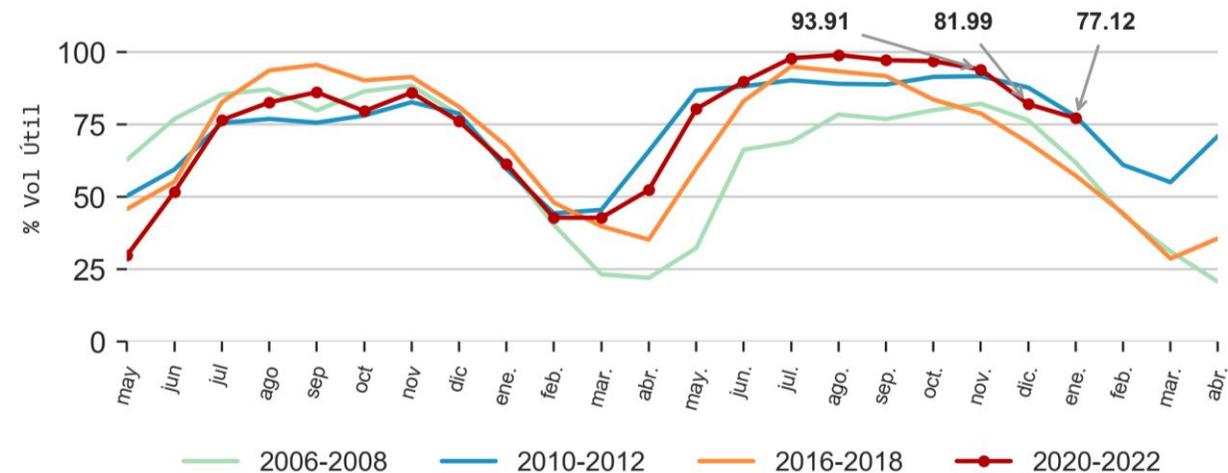


Evolución de reservas por regiones

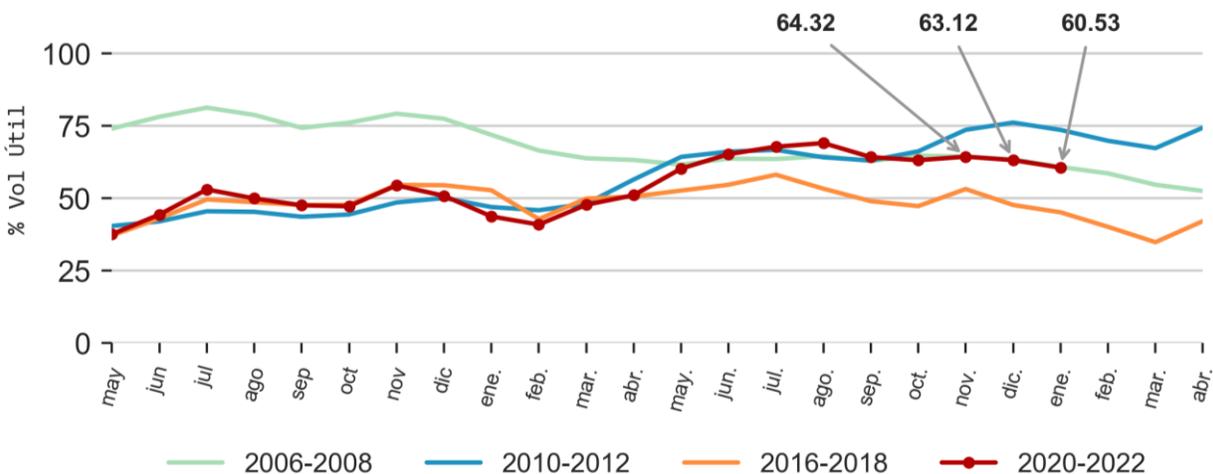
Antioquia



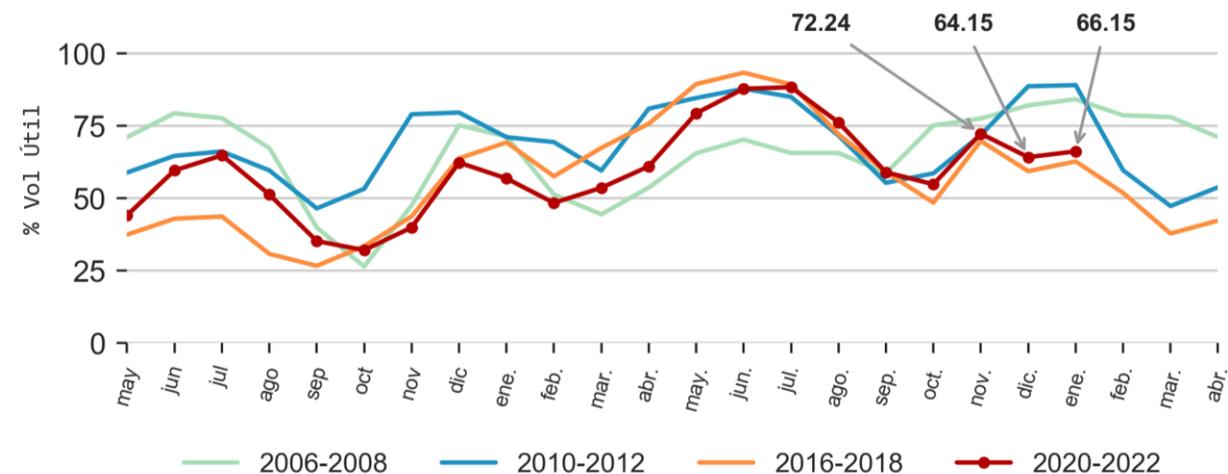
Oriente



Centro



Valle

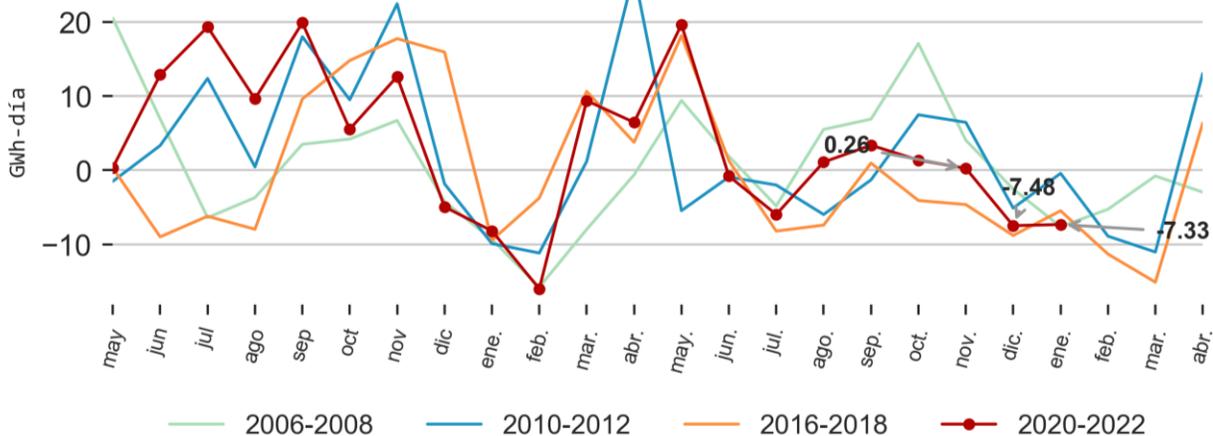


Información hasta el 2022-01-10

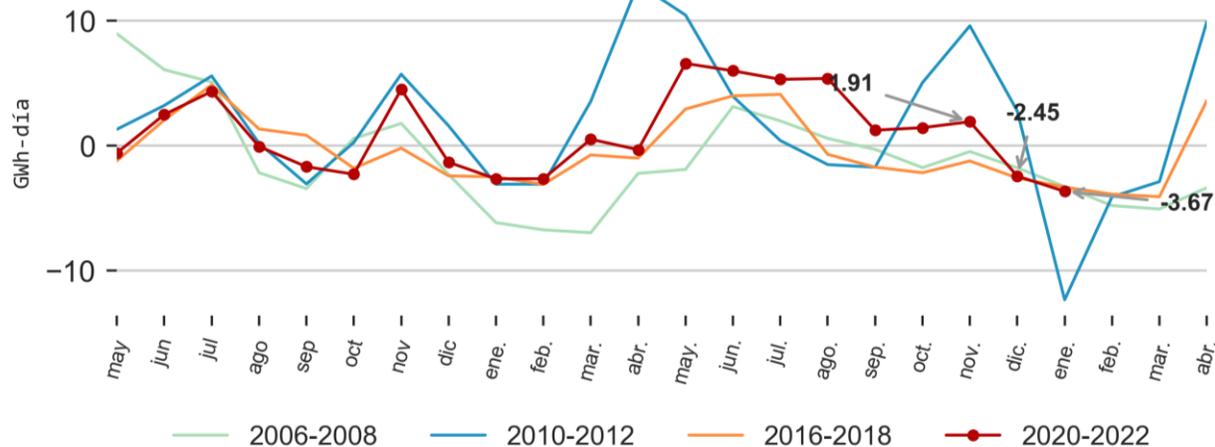
Información actualizada el 2022-01-11

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

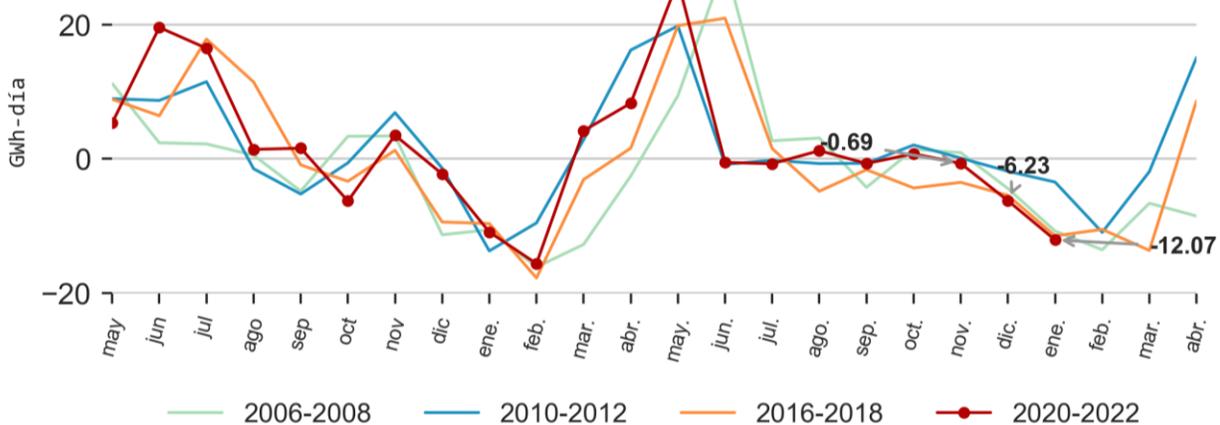
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



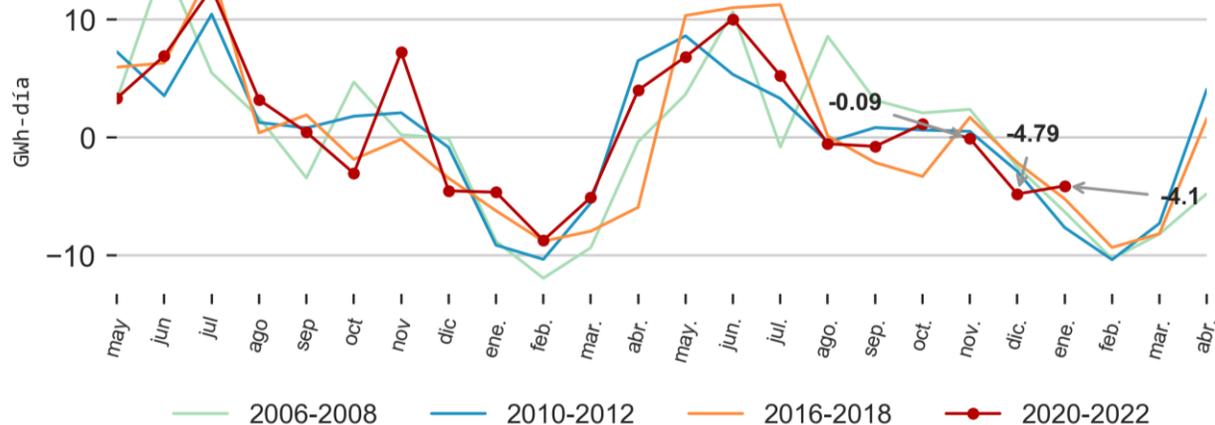
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



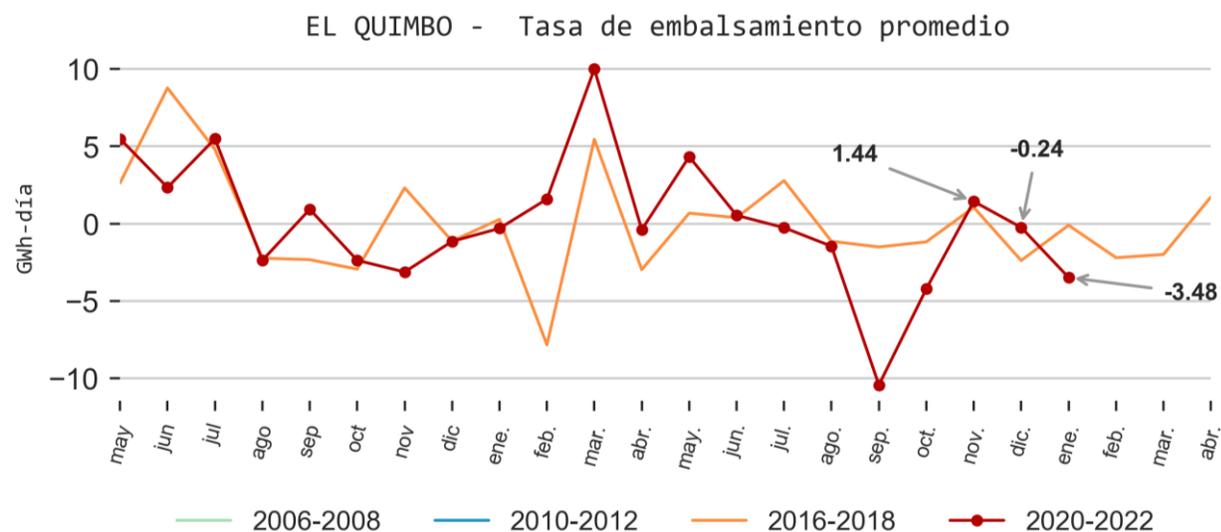
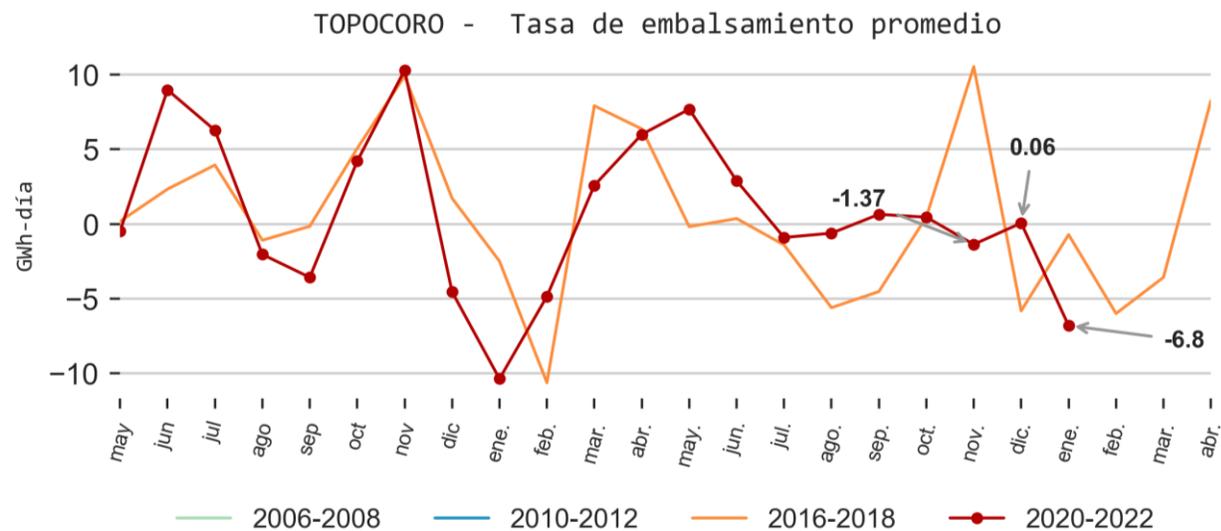
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2022-01-10

Información actualizada el 2022-01-11

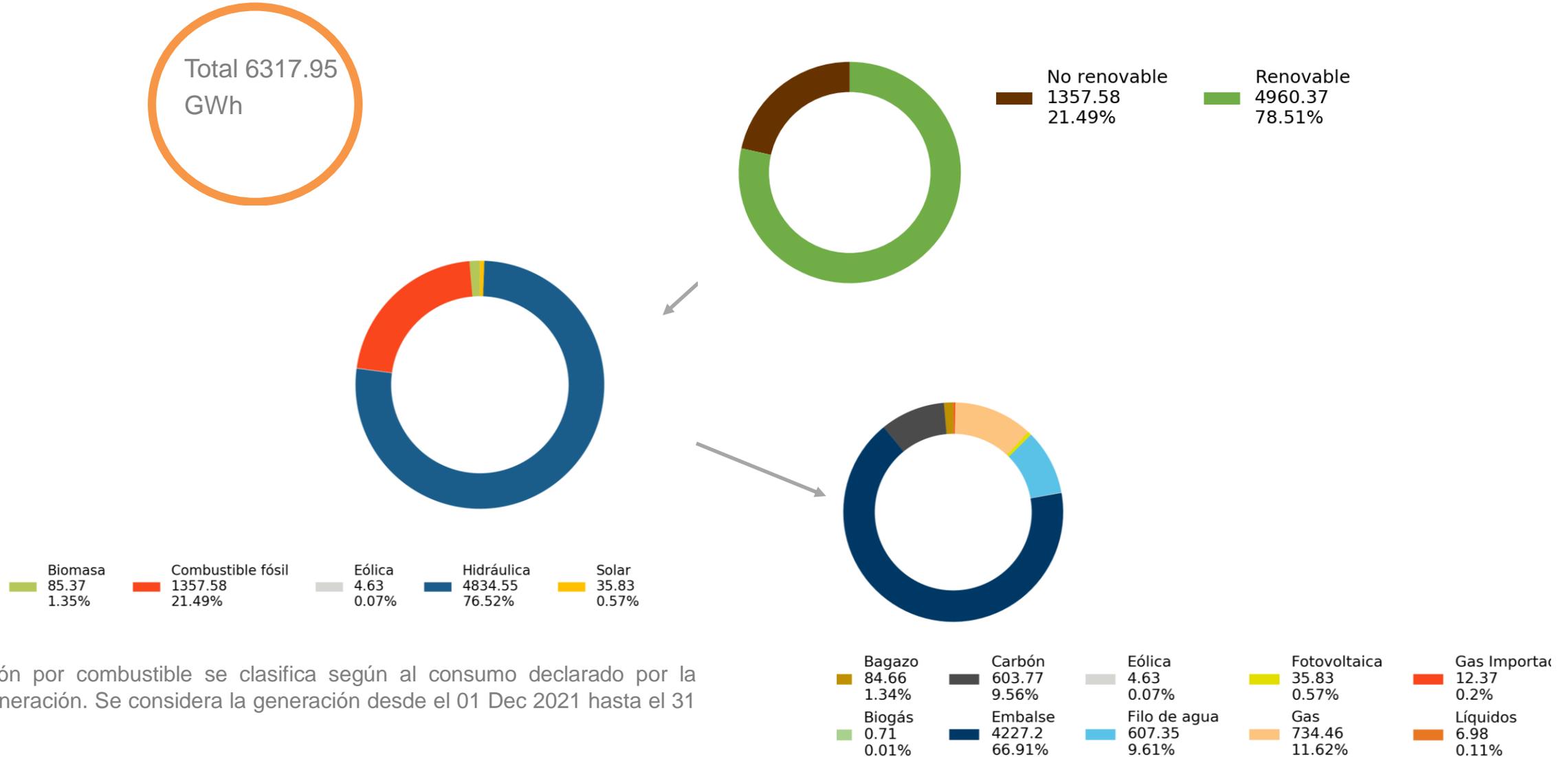
Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2022-01-10

Información actualizada el 2022-01-11

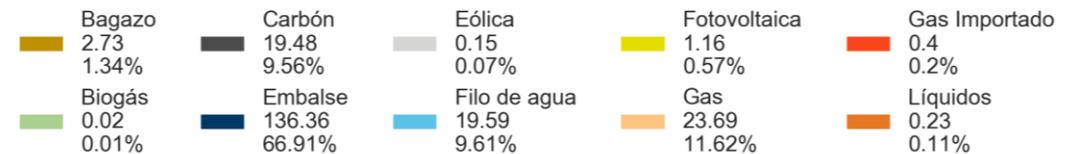
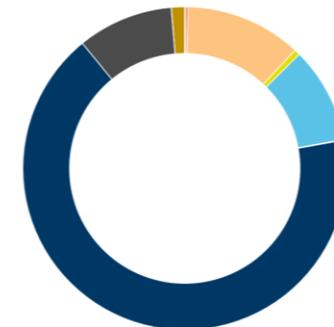
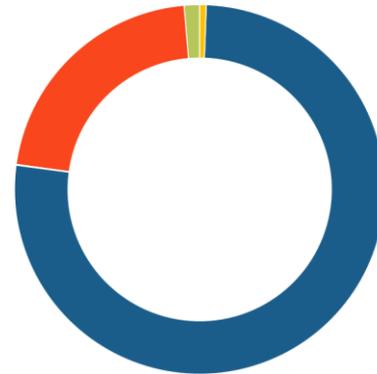
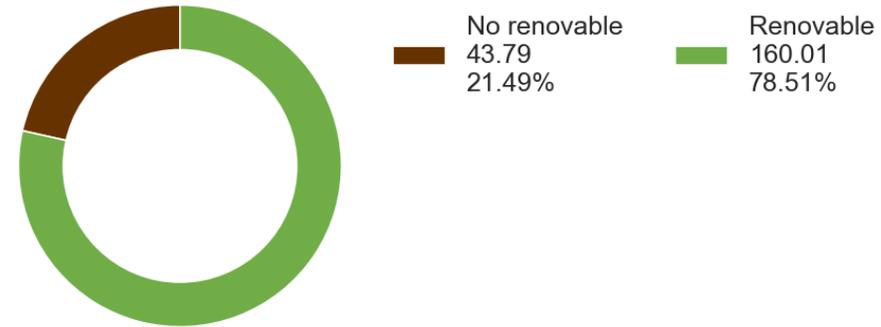
Participación por tipo de la generación total del SIN en GWh



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01 Dec 2021 hasta el 31 Dec 2021

Generación promedio diaria en GWh-día

Total 203.8 GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-dic.-2021 hasta el 31-dic.-2021



Anexos

Estudio Mediano Plazo

Proyectos Considerados Escenarios Regulados

Nombre Planta	Tipo	CEN (MW)	FPO
S_Sfrancisco	Solar	9.9	30/01/2022
S_Arenal	Solar	2	30/01/2022
H_DonaTere	PCH	1	01/03/2022
H_TZII	PCH	10.5	30/03/2022
H_Violetas	PCH	0.945	31/03/2022
S_Girasoles	Solar	9.5	31/03/2022
H_Chorrera	PCH	15	30/04/2022
S_Cordobal	Solar	9.9	30/04/2022
S_CSBuga1	Solar	9.9	20/05/2022
ELTESORITO	Termico	200	30/05/2022
H_Zeus	PCH	9.9	31/05/2022
S_Tucanes	Solar	9.9	31/05/2022
S_BSLlanos5	Solar	17.9	01/06/2022
S_BSLlanos4	Solar	19.9	01/06/2022
H_SBartolome	PCH	20	15/06/2022
H_CascadaGra	PCH	2.09	30/06/2022
S_PoloNuevo2	Solar	9.9	30/06/2022
S_Alma1	Solar	9.8	30/06/2022
S_Baranoa	Solar	19.3	30/06/2022
S_TerTasajer	Solar	4	30/06/2022
S_Cerrito	Solar	9.9	30/06/2022
S_Medin	Solar	9.9	30/06/2022
S_PlanetaRic	Solar	19.9	30/06/2022
S_LatamSolar	Solar	150	30/06/2022
S_Cabelleros	Solar	9.9	30/06/2022
H_Oibita	PCH	20	13/07/2022
ITUANGO	Hidro	300	27/07/2022
S_DelphiHeli	Solar	16	30/07/2022
S_Cartago	Solar	99	01/08/2022
S_Since	Solar	19.99	30/09/2022
S_CBarbosal	Solar	9.9	01/10/2022
S_CBarbosall	Solar	9.9	01/10/2022
S_SanFelipe	Solar	90	01/10/2022
ITUANGO	Hidro	600	02/10/2022
S_Caracoli	Solar	50	27/10/2022
S_JuanaMaria	Solar	9.4	31/10/2022
S_Jumi	Solar	9.9	31/10/2022

Nombre Planta	Tipo	CEN (MW)	FPO
S_CRLI	Solar	9.9	31/10/2022
S_PN1	Solar	9.9	31/10/2022
S_SGD	Solar	9.9	31/10/2022
S_ParqueOLDT	Solar	9.9	31/10/2022
TERMOCARIBE3	Termico	42	24/11/2022
C_CANDELARIA	Termico	546	25/11/2022
CANDELARIA1	Termico	0	25/11/2022
CANDELARIA2	Termico	0	25/11/2022
TERMO_JAGUEY	Termico	21.87	01/12/2022
TERMORUBIALE	Termico	21.87	01/12/2022
S_LaSierra	Solar	200	30/12/2022
T_MilpaSamac	Ter. NDC	18	31/12/2022
H_Caracoli	PCH	1.15	31/12/2022
H_Piendamo	PCH	3	31/12/2022
H_RioHondo	PCH	19.9	31/12/2022
S_Oicata	Solar	9.9	31/12/2022
S_Guayacan	Solar	8	31/12/2022
S_Ceiba	Solar	8	31/12/2022
S_Badell	Solar	8.6	31/12/2022
S_TamarindI	Solar	9.9	31/12/2022
S_TamarindII	Solar	9.9	31/12/2022
S_Cordobita	Solar	9.9	31/12/2022
S_Colorados	Solar	9.9	31/12/2022
S_Lanceros	Solar	9.9	31/12/2022
S_GrSFelipe	Solar	9.9	31/12/2022
S_Alejandria	Solar	9.9	31/12/2022
S_Bugalagr	Solar	9.9	31/12/2022
S_Colorados2	Solar	9.9	31/12/2022
S_Sachica	Solar	9.9	31/12/2022
S_Cordoball	Solar	9.99	31/12/2022
S_TierraLind	Solar	9.99	31/12/2022
S_Zambranoll	Solar	15.5	31/12/2022
S_Zapatoca	Solar	15.5	31/12/2022
S_Lalguana	Solar	19.5	31/12/2022
S_Chicamoch1	Solar	19.9	31/12/2022
S_Chicamoch2	Solar	19.9	31/12/2022
S_Chicamocho	Solar	19.9	31/12/2022

Proyectos Considerados Escenarios Regulados

Nombre Planta	Tipo	CEN (MW)	FPO
S_Tolua	Solar	19.9	31/12/2022
S_Victoria1	Solar	19.9	31/12/2022
S_Victoria2	Solar	19.9	31/12/2022
S_Macaregua	Solar	19.9	31/12/2022
S_PSBochica	Solar	19.9	31/12/2022
S_MataRedond	Solar	25	31/12/2022
S_Ubate	Solar	28	31/12/2022
S_BSLlanos	Solar	79.6	31/12/2022
S_LaMata	Solar	80	31/12/2022
S_Tepuy	Solar	83	31/12/2022
S_Union	Solar	100	31/12/2022
S_PortonSol	Solar	102	31/12/2022
S_Filigrana	Solar	9.9	31/12/2022
ITUANGO	Hidro	900	14/01/2023
S_Guayepo	Solar	200	01/02/2023
S_Guayepo	Solar	200	01/02/2023
S_Proesperida	Solar	19.5	28/02/2023
S_Morrosqll1	Solar	19.5	28/02/2023
S_Morrosqll2	Solar	19.5	28/02/2023
S_Pubenza	Solar	50	28/02/2023
S_ElCampano	Solar	99	30/06/2023
S_Suarez	Solar	8	30/06/2023
S_Paipa_II	Solar	72	30/06/2023
S_Paipa_I	Solar	88	30/06/2023
S_BSBoliva	Solar	19.9	01/07/2023
S_BSBolvr503	Solar	19.9	01/07/2023
S_BSBolvr504	Solar	19.9	01/07/2023
S_ParqueUrra	Solar	19.9	30/07/2023
ITUANGO	Hidro	1200	10/09/2023
S_ElColibri	Solar	19.9	30/09/2023
S_JacobTolu	Solar	9.9	31/10/2023
S_Toluviejo	Solar	150	31/10/2023
E_ParqueAlph	Eólica	212	30/11/2023
E_ParqueBeta	Eólica	280	30/11/2023
S_BSLlanos7	Solar	99.9	01/12/2023
E_Acacias2	Eólica	80	31/12/2023
E_Camelia	Eólica	250	31/12/2023

Nombre Planta	Tipo	CEN (MW)	FPO
E_Ahumado	Eólica	50	31/12/2023
S_PetaloCesa	Solar	9.9	31/12/2023
S_PetaloMagd	Solar	9.9	31/12/2023
S_PetaloSucr	Solar	9.99	31/12/2023
S_Escobal1	Solar	19.9	31/12/2023
S_Yuma	Solar	9.9	31/12/2023
S_Flandes	Solar	19.9	31/12/2023
S_Escobal3	Solar	19.9	31/12/2023
S_Escobal4	Solar	19.9	31/12/2023
S_Dulima	Solar	19.9	31/12/2023
S_Escobal5	Solar	19.9	31/12/2023
S_Sunnorte	Solar	35	31/12/2023
S_Alma2	Solar	9.8	31/12/2023
S_Sincerin	Solar	9.9	31/12/2023
S_Barranquit	Solar	9.9	31/12/2023
S_LaMena	Solar	9.9	31/12/2023
S_ElTropezon	Solar	9.99	31/12/2023
S_Dinamarca	Solar	9.99	31/12/2023
S_Versalles	Solar	9.99	31/12/2023
S_PtrWilches	Solar	15	31/12/2023
S_PSFBaranoa	Solar	19.9	31/12/2023
S_PetaCesall	Solar	19.9	31/12/2023
S_Gualanday	Solar	19.9	31/12/2023
S_Pradera	Solar	40	31/12/2023
S_LasMarias	Solar	99.5	31/12/2023
S_Nabusimake	Solar	99.9	31/12/2023
S_Escobal2	Solar	19.9	31/12/2023
S_Andromeda	Solar	100	31/12/2023
S_Shangrila	Solar	160	31/12/2023
S_AtlanPhoto	Solar	199.5	31/12/2023
S_SabanaLarg	Solar	200	31/12/2023
S_Piojol	Solar	9.9	31/12/2023
S_PiojoII	Solar	9.9	31/12/2023
S_PiojoIII	Solar	9.9	31/12/2023
S_Numbana	Solar	9.9	31/12/2023
S_ElGuamo	Solar	9	31/12/2023

Proyectos que entraron en operación el 2021

Proyectos STN

Item	Código	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	PTRA00479	S/E Renacer 230 Kv - etapa 1	1/02/2021	GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P.
2	PTRA00682	Modernización diámetros 3 y 4 de Termocandelaria	24/05/2021	TERMOCANDELARIA S.C.A. - E.S.P.
3	PTRA00071	UPME 03 - 2014 S/E Antioquia 500 kV y S/E Medellín y activos asociados	5/06/2021	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.
4	PTRA00064	UPME 05 - 2013 S/E Suria 230 kV	13/06/2021	DESARROLLO ELÉCTRICO SURIA
5	PTRA00679	S/E Pimampiro 230/138 kV, secciona las líneas de interconexión con Ecuador Jamondino - Pomasqui 1, 2, 3 y 4 230 kV.	25/07/2021	CENACE
6	PTRA00317	Carga San Fernando 230 kV en La Reforma	08/10/2021	GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P.
7	PTRA00455	Ampliación Termocandelaria: Completar el diametro 5 S/E Termocandelaria	12/12/2021	TERMOCANDELARIA S.C.A. - E.S.P.
8	PTRA00319	UPME 04 - 2018 S/E San Juan 220 kV	31/12/2021	CONSORCIO SAMPI

Proyectos que entraron en operación el 2021

Proyectos del STR

Item	Código	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	PTRA00694	Ampliación SE Termoyumbo 115 kV	24/02/2021	CELSIA COLOMBIA
2	PTRA00206	SE Conucos 115/13.2 kV, reconfigura la LT Principal - Florida 115 kV	01/03/2021	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
3	PTRA01522	Ampliación SE San Jacinto 66/34.5/13.8 kV 8MVA	03/03/2021	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
4	PTRA01535	Ampliación SE La Jagua 110/34.5/13.8 kV 30 MVA	03/03/2021	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
5	PTRA02055	Ampliación SE Cereté 110/34.5 kV 30 MVA	03/03/2021	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
6	PTRA01752	Ampliación SE Noroeste 115 kV	12/03/2021	CODENSA
7	PTRA01164	Trafo Morro 10 MVA 115/34.5/13.8 kV	01/06/2021	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.
8	PTRA01818	SE La Unión 115 kV - Ampliación	01/06/2021	CELSIA COLOMBIA
9	PTRA01720	Transformador Mosquera D3 40 MVA 115/11.4 kV	06/08/2021	CODENSA
10	PTRA00358	Segundo circuito Calizas - San Lorenzo 110 kV	13/08/2021	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
11	PTRA03392	Transformador S/E Campobonito 115/34.5 kV 11-13.7 MVA	26/08/2021	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
12	PTRA01659	Ampliación SE Sauces 115 kV	31/08/2021	CODENSA
13	PTRA02416	Ampliación SE Nueva Montería 110 kV	14/09/2021	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
14	PTRA01821	Modernización SE Zarzal 115 kV	07/10/2021	CELSIA COLOMBIA
15	PTRA00291	Proyecto Corredor 115 kV EMCALI (Meléndez - Sur - Diesel II 115 kV)	29/10/2021	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
16	PTRA02411	Ampliación SE Fontibón	03/11/2021	CODENSA
17	PTRA00293	Subestación Ladera 115 kV secciona la línea Pance - San Antonio 115 kV.	25/11/2021	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
18	PTRA02313	Ampliación SE Codazzi (Valle)	30/11/2021	CELSIA COLOMBIA

Proyectos que entraron en operación el 2021

Proyectos del STR

Item	Código	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
19	PTRA02637	Ampliación SE Compartir	30/11/2021	CODENSA
20	PTRA02314	2do TR SE Maicao 110/13.8kV 30MVA	11/12/2021	AIR- E S.A.S. E.S.P.
21	PTRA03191	Normalización de Clientes Industriales HOLCIM	22/12/2021	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.
22	PTRA03191	Normalización de Clientes Industriales SIDENAL	24/12/2021	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.
23	PTRA00474	Ampliación subestación Florencia 115 kV	27/12/2021	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.
24	PTRA03438	Segundo Trafo Codazzi 25 MVA 110/34.5/13.8 kV	29/12/2021	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
25	PTRA03442	Segundo Trafo Gambote 20 MVA 66/13.8 kV	29/12/2021	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
26	PTRA00351	Línea Ocaña - San Alberto 115 kV	30/12/2021	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
27	PTRA03191	Nueva Subestación Toquilla 115/34,5 kV	30/12/2021	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.
28	PTRA02311	Ampliación Subestación Manzanillo	30/12/2021	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
29	PTRA00463	Subestación Vijos 115 kV	31/12/2021	CELSIA COLOMBIA
30	PTRA03028	Transformador 115/34.5 kV en Subestación Jamundí	31/12/2021	CELSIA COLOMBIA
31	PTRA00449	Cambio de nivel de tensión de la San José 57.5 kV a 115 kV	31/12/2021	CODENSA
32	PTRA02310	Ampliación S/E Mirolindo 115/34.5 kV	31/12/2021	CELSIA COLOMBIA
33	PTRA02633	Ampliación SE Victoria	31/12/2021	CODENSA
34	PTRA02636	Ampliación SE Usme	31/12/2021	CODENSA

Proyectos que entraron en operación el 2021

Proyectos de Generación

Código	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	CEN [MW]	Promotor del Proyecto
PROG00444	TRINA-VATIA BSL2	22/01/2021	19,90	TRINA SOLAR COLOMBIA S.A.S.
PROG00742	Ingenio María Luisa	28/01/2021	1,80	INGENIO MARÍA LUISA S.A.
PROG00297	Termoyopal G5	11/02/2021	50,00	TERMOYOPAL GENERACION 2
PROG00567	Granja Solar Belmonte	30/04/2021	5,06	SOLARGREEN
PROG00612	Solar la Paila	07/08/2021	9,90	CELSIA COLOMBIA
PROG00445	TRINA-VATIA BSL3	28/08/2021	19,90	TRINA SOLAR COLOMBIA S.A.S.
PROG02381	Termotame	02/09/2021	5,00	GENERSA
PROG00458	Solar La Sierpe	25/09/2021	19,90	ATLÁNTICA COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
			131,46	

ANEXOS RADAR



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	Análizado 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

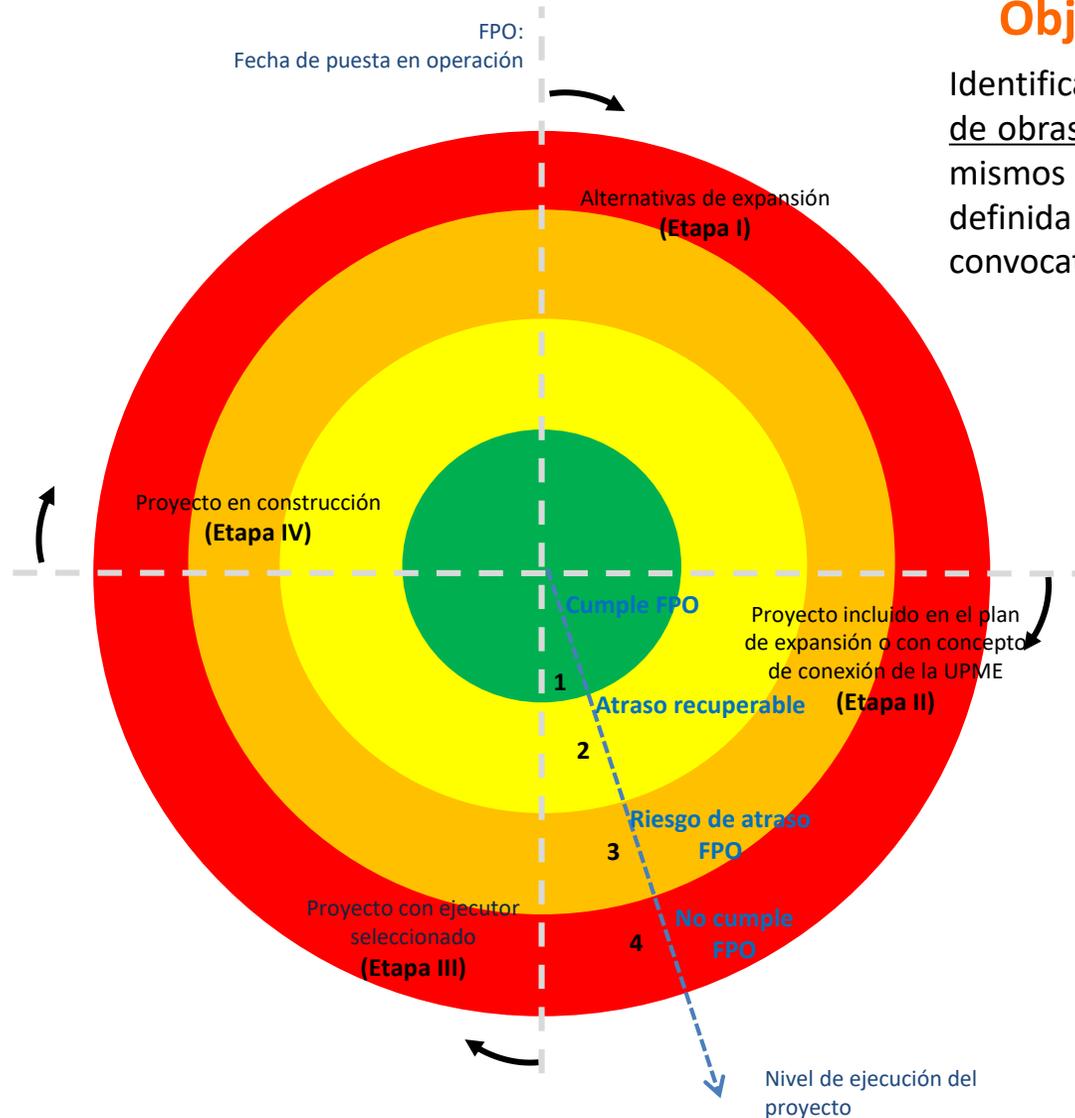
#	Proyectos del STN en etapa II	FPO - anterior	FPO – actual
1	UPME 05-2021 Subestación Pasacaballos 220 kV	jun-24	ago-24
2	UPME 06 -2021 Carreto 500 kV		sep-24
3	UPME 10-2021 Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	ene-25	ene-25
4	S/E Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	ene-25	ene-25
5	Subestación Salamina 230 kV	mar-25	mar-25
6	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV	jun-25	jun-25
7	UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV	jun-25	jun-25
8	UPME 04 -2021 Atrato 230 kV	jun-25	jun-25
9	UPME 08-2021 La Paz 230 kV	jun-25	oct-26
10	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

Anexo radar de proyectos: Proyectos del STN en etapa II

2. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa II – Plan Expansión 2020-2034

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO
1	Subestación Huila 230 kV	ago-26
2	Subestación Estambul 230 kV	ago-26
3	Reactor 120 MVAr en San Marcos 500 kV	jun-24
4	Cuarto Transformador Sogamoso 500/230 kV – 450 MVA	jun-24
5	Segundo Transformador Primavera 500/230 kV – 450 MVA	jun-24
6	Dispositivos FACTS Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 220 kV, Nueva Barranquilla – Flores 1 y 2 220 kV y Caracolí – Sabanalarga 220 kV	dic-23
7	Bahía de alta del segundo transformador 500/115 kV en subestación Nueva Esperanza	dic-23

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



xm
Sumando energías