

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-009
Jueves, 6 de mayo de 2021



Contenido



VARIABLES DEL SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones



EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

Análisis energético de mediano plazo
Senda de referencia
Análisis energético de largo plazo



VARIOS

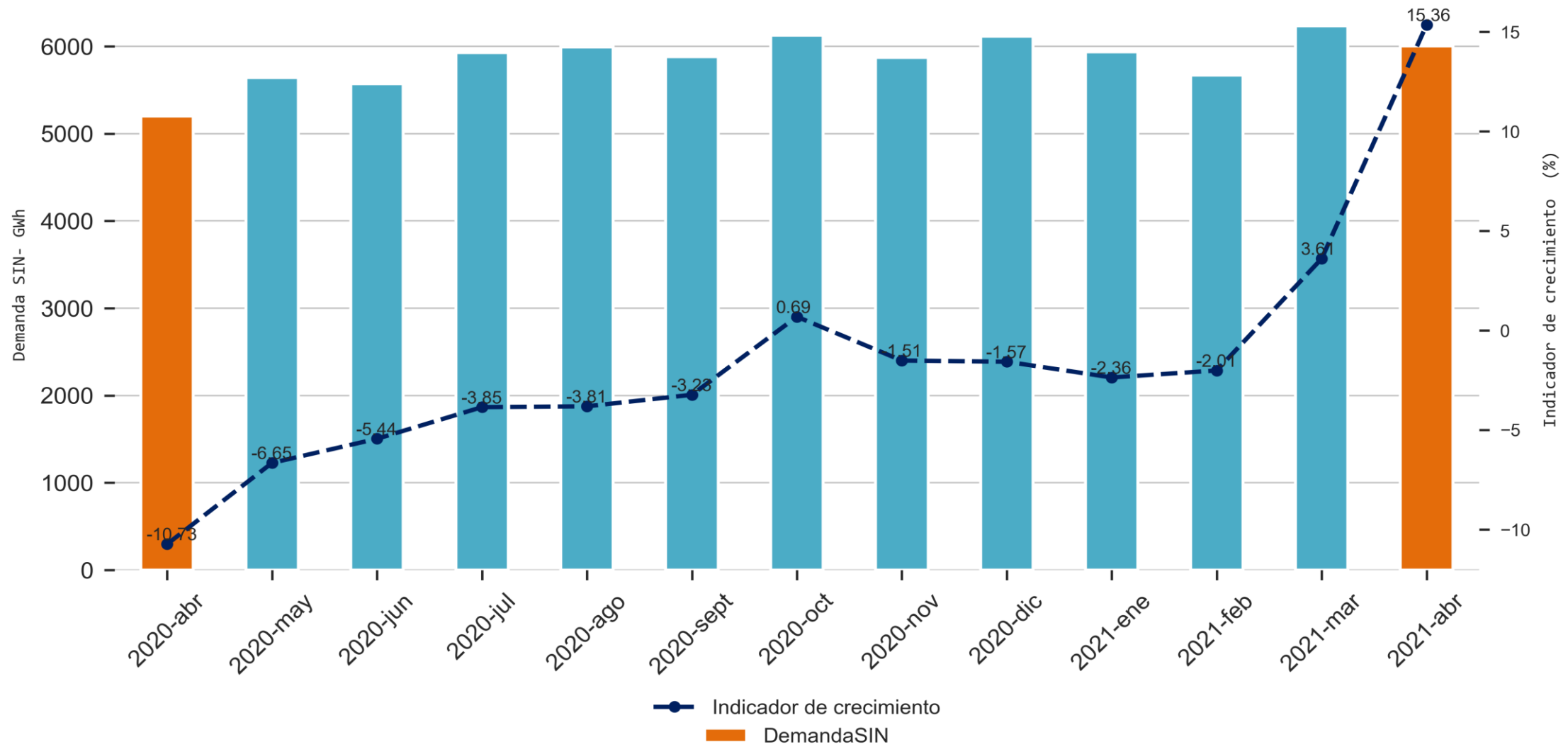
Condiciones de orden público
Informe Acuerdo CNO 696
Indicadores de Operación

1. Variables del SIN

- Demanda
- Hidrología
- Generación e importaciones
- Restricciones

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

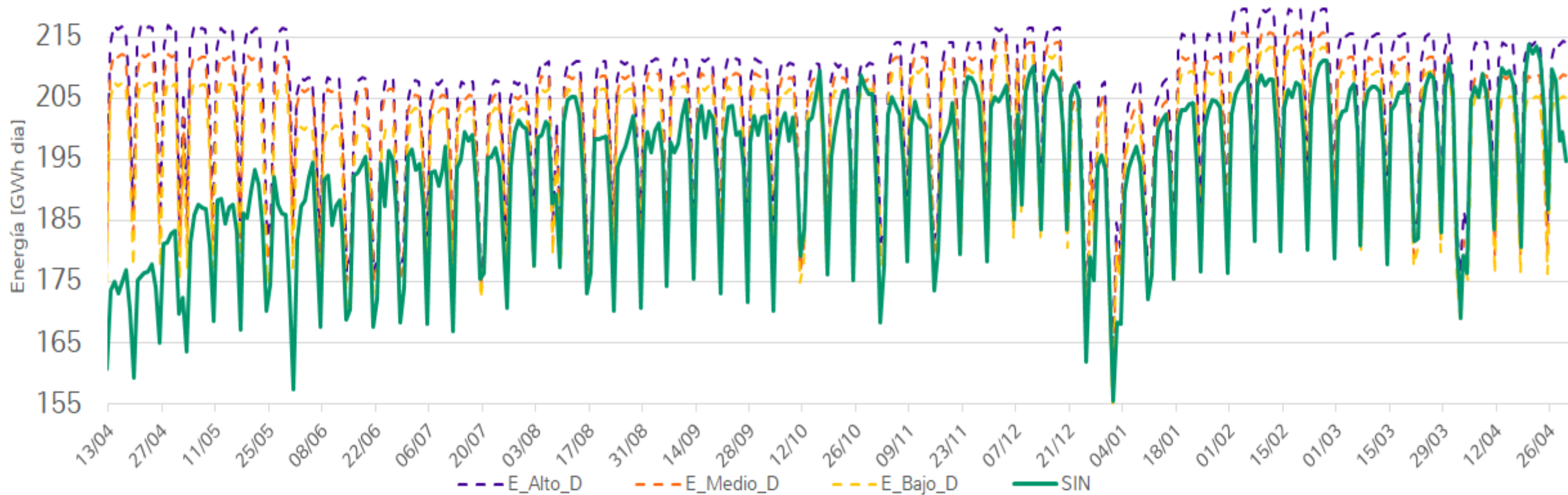
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2021-04-30
Información actualizada el 2021-05-04

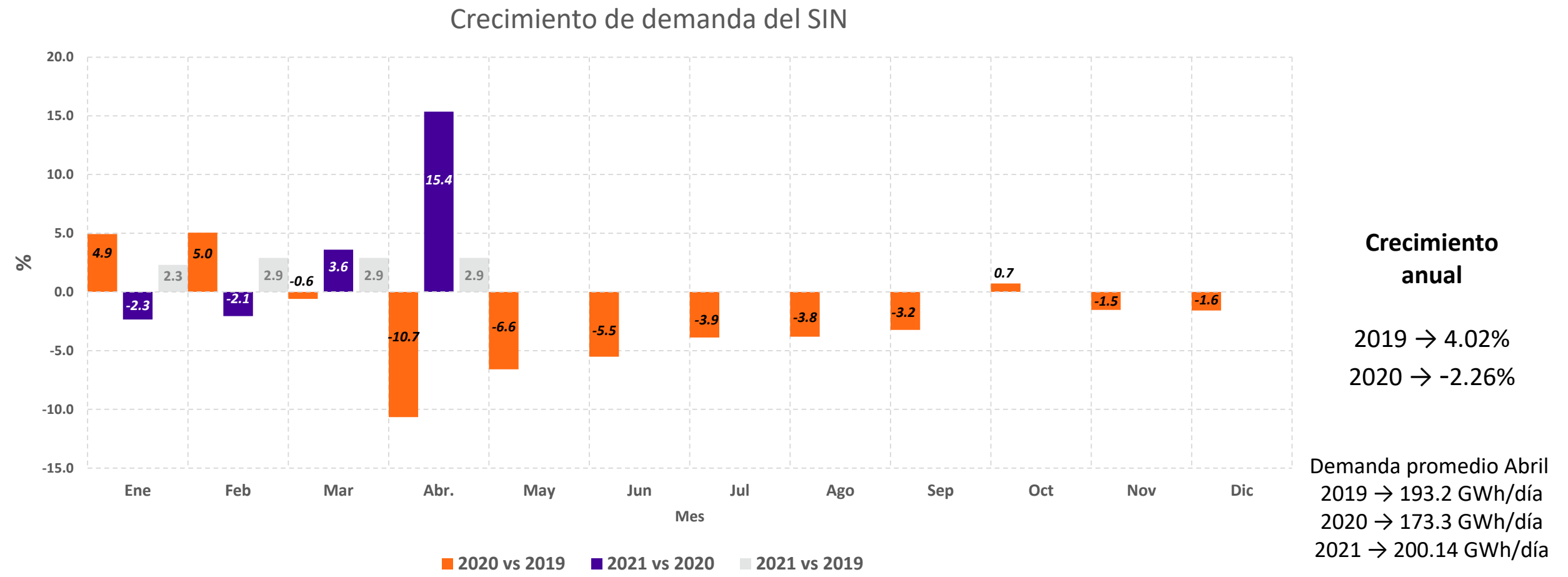
Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



Desde el 19 de marzo de 2020 la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. Para el 2020 abril se ubicó cerca de un -12.8%, en mayo cerca del -8.4%, en junio cerca de un -3.3%, julio cerca de -3.0%, agosto un -2.4%, septiembre con un -2.7%, Octubre con -1.1%, noviembre con -2.5% y diciembre cerró con un -1.3%. Para el 2021 enero está ubicado en un -2.1%, febrero con un -2.3%, marzo en un -0.8% y abril cerró con un 1.4%.

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

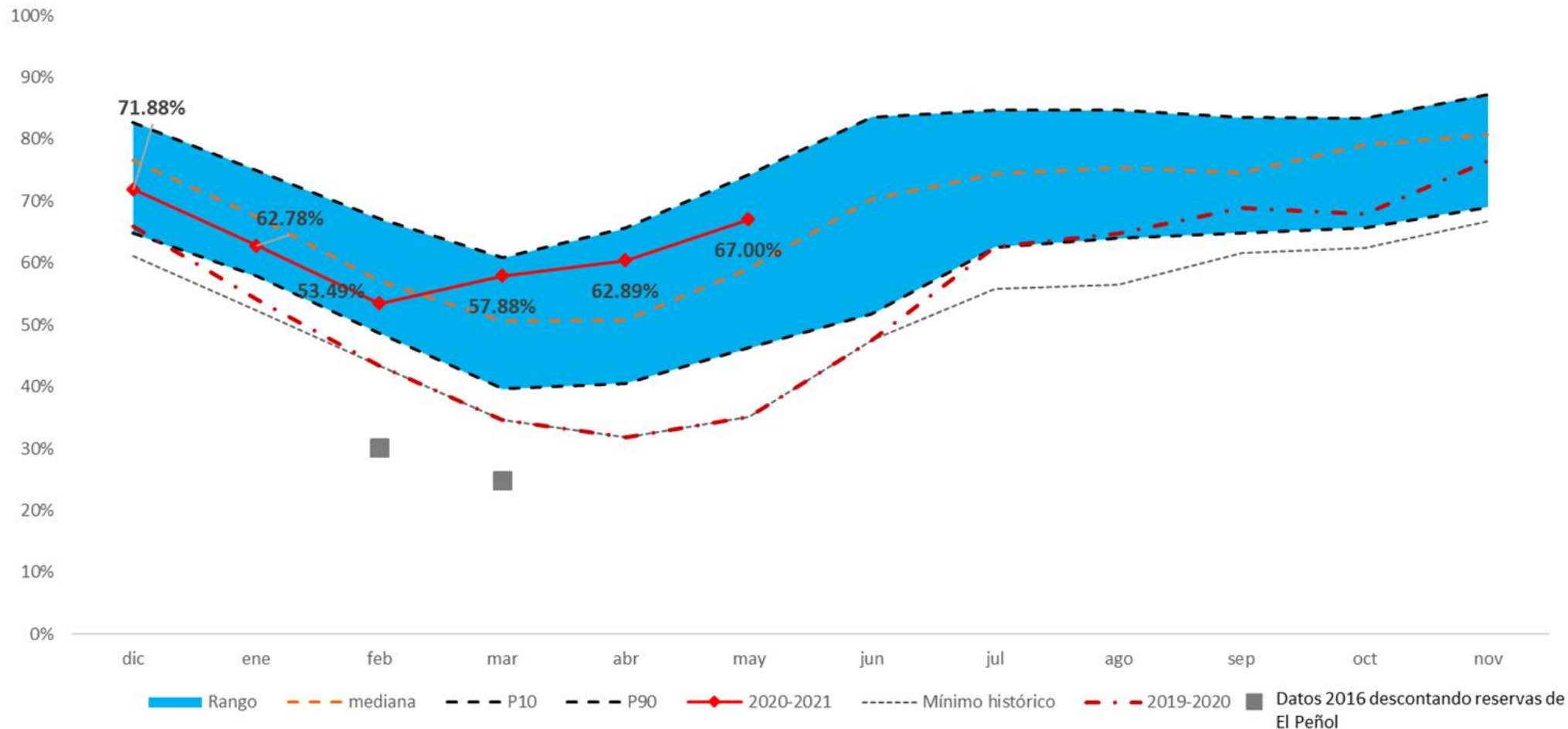


Se observa que la demanda a partir del mes de marzo de 2021, al compararla con 2019, presenta un crecimiento similar al esperado para el 2020, antes del COVID.

¿Cómo está la situación energética?



Reservas hídricas



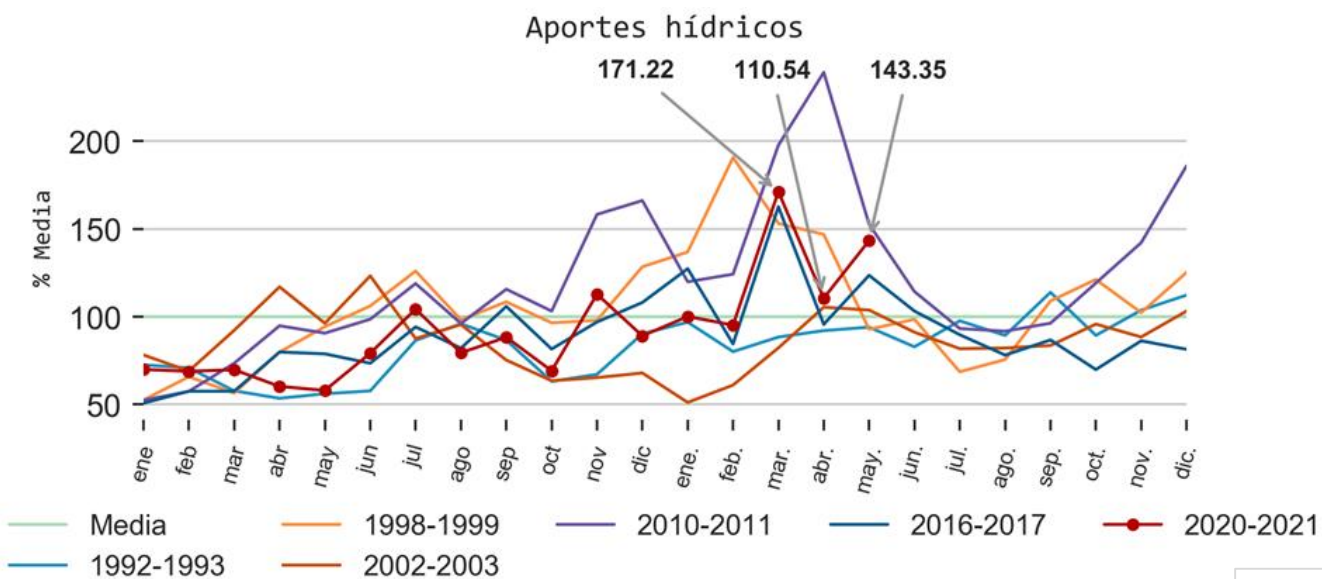
 Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000.

Información hasta el: 2021-05-03

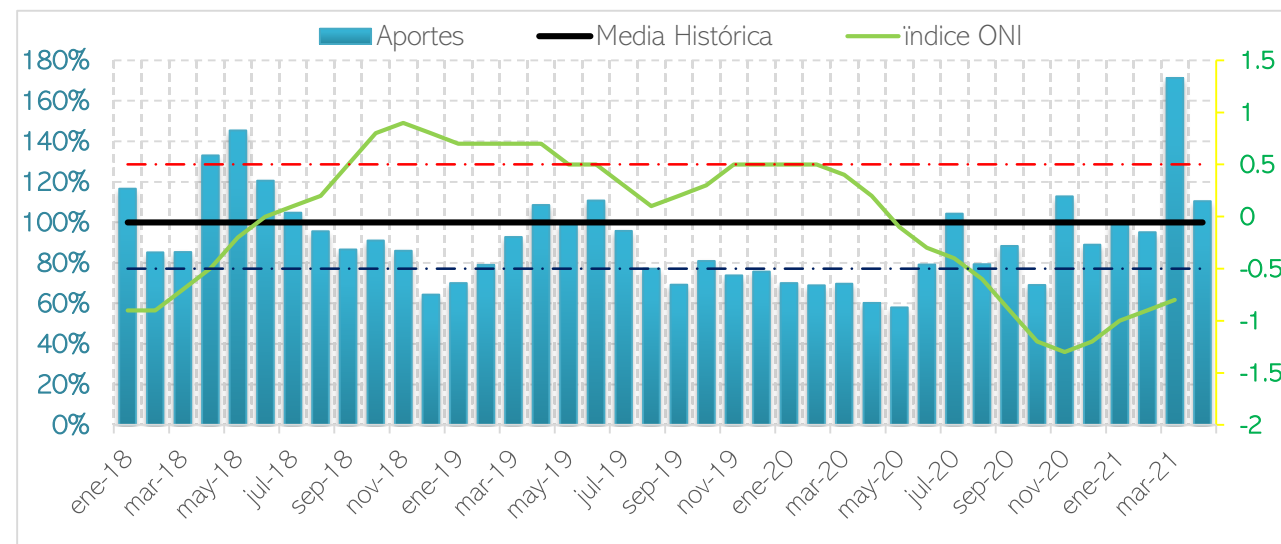
Información actualizada el: 2021-05-04

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses



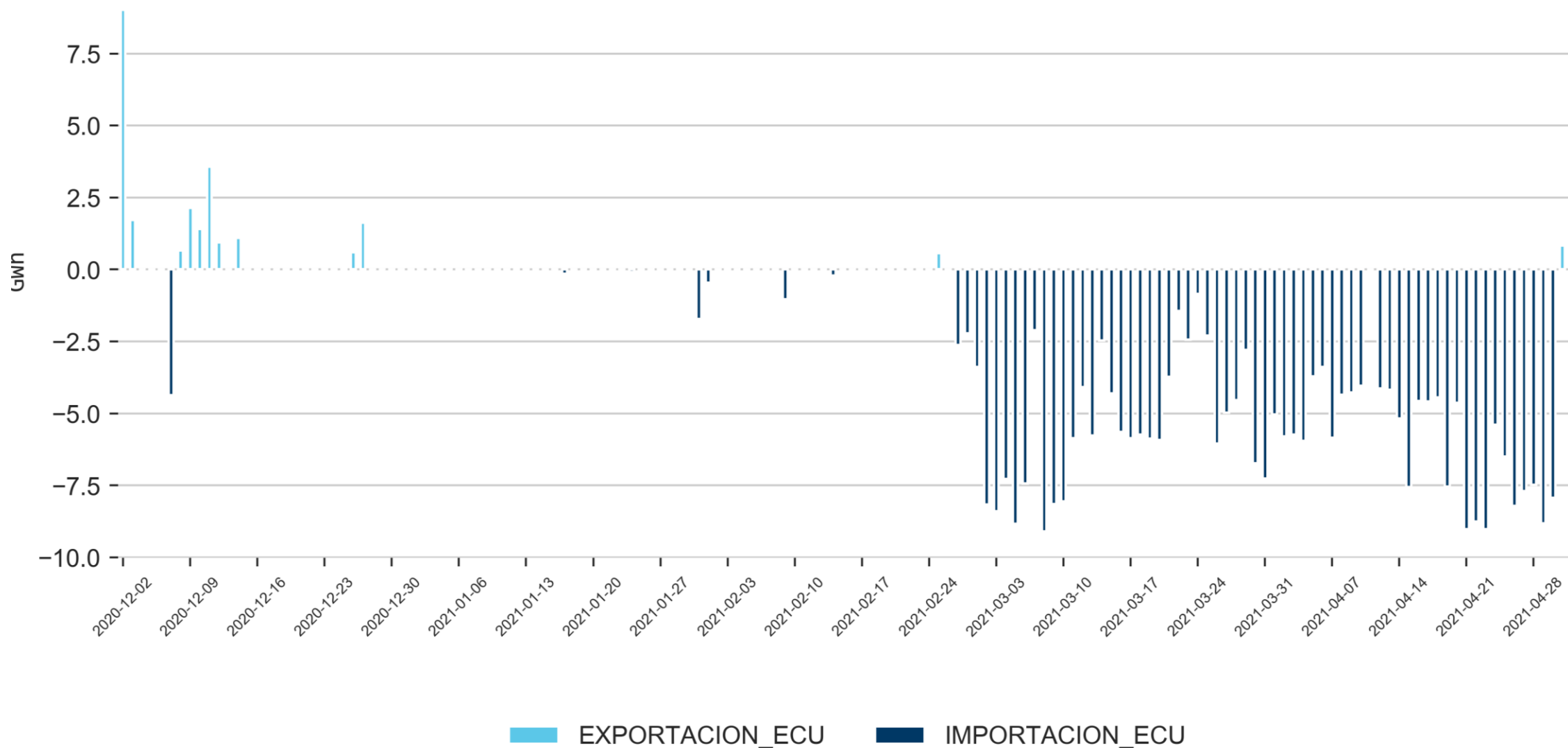
Similitud ENSO e hidrología



Información hasta el 2021-05-03

Información actualizada el 2021-05-04

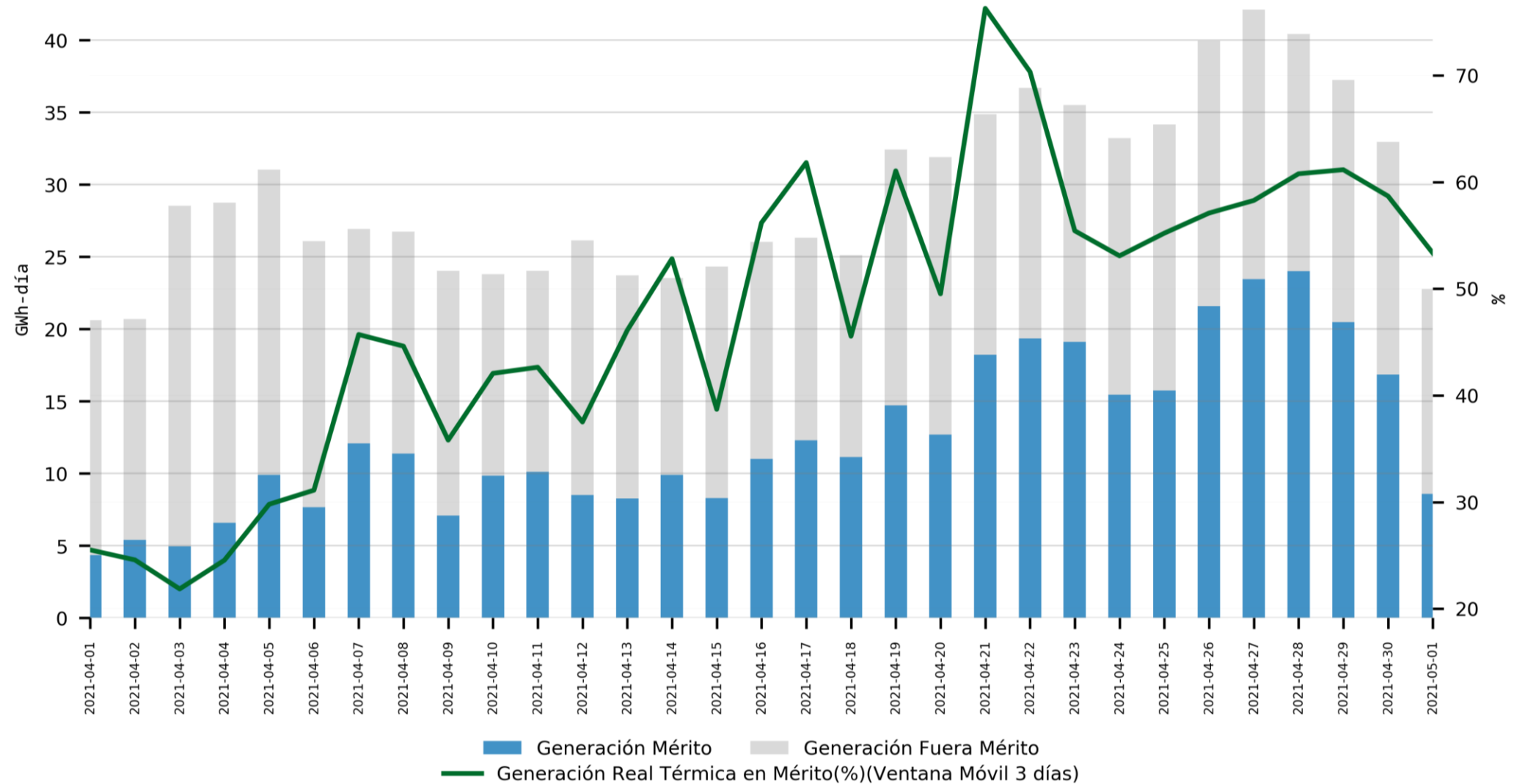
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2021-05-02
Información actualizada el 2021-05-04

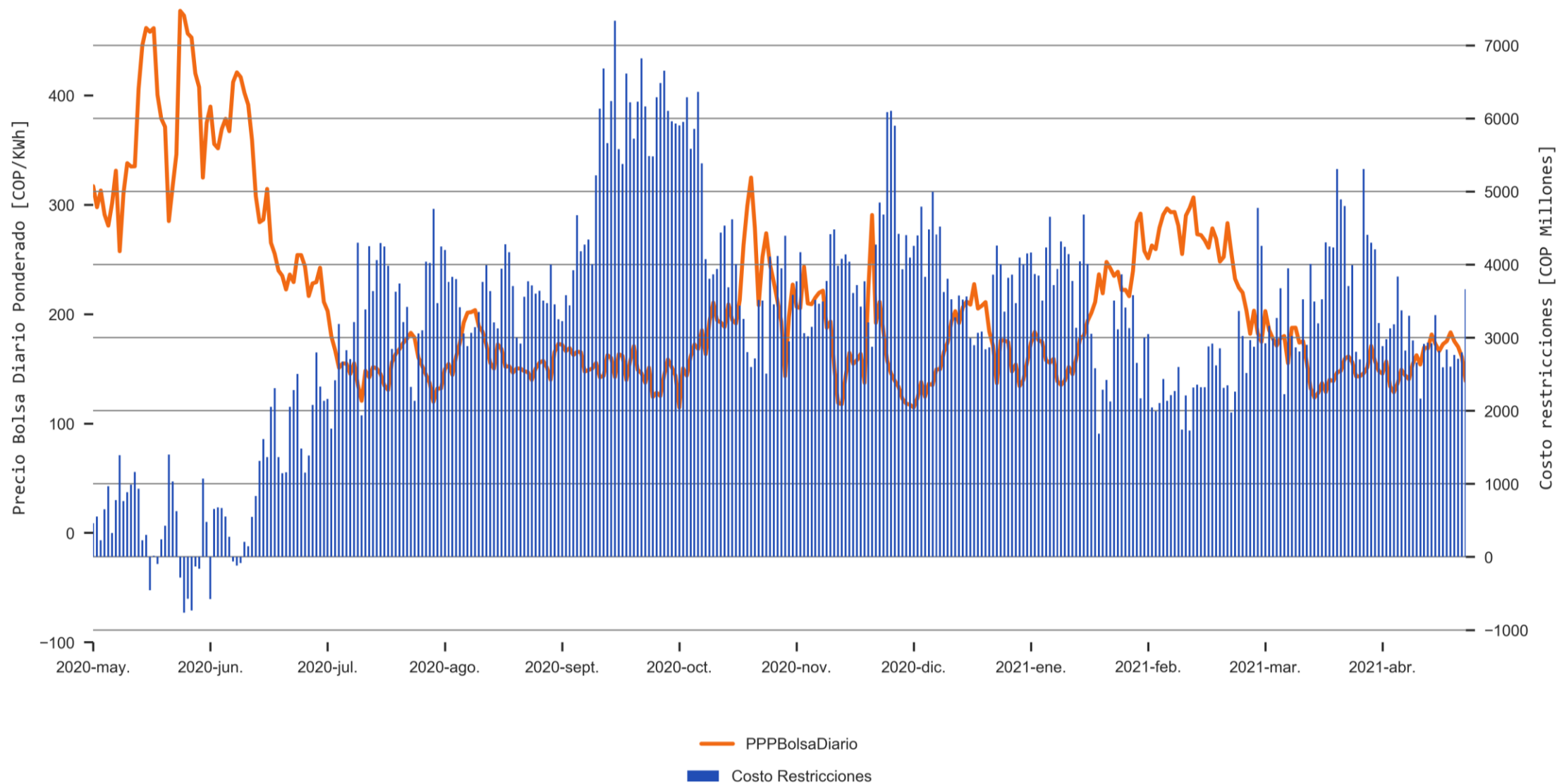
Generación térmica



Información hasta el 2021-05-01

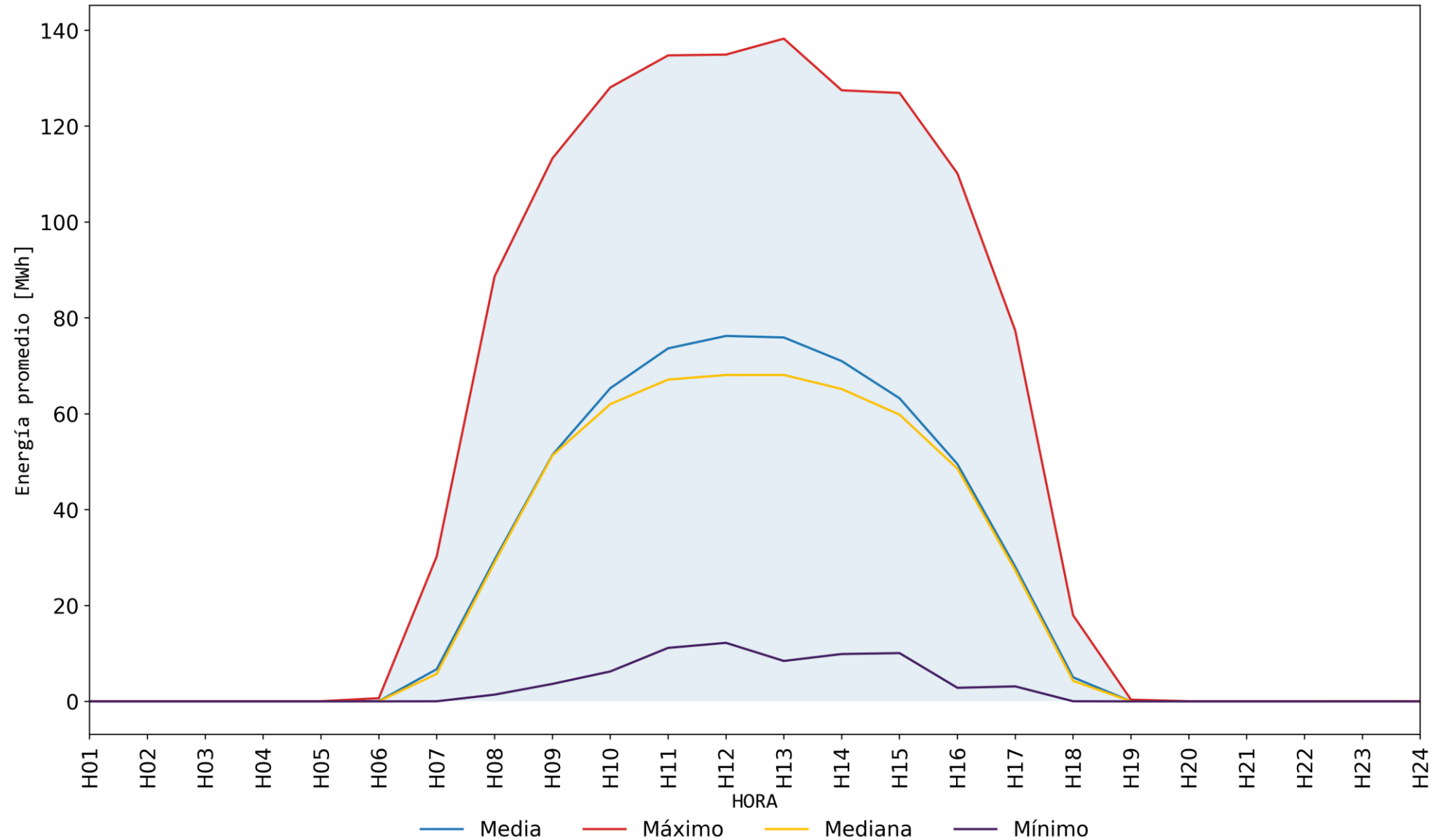
Información actualizada el 2021-05-03

Costo Restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2021-04-30
Información actualizada el 2021-05-04

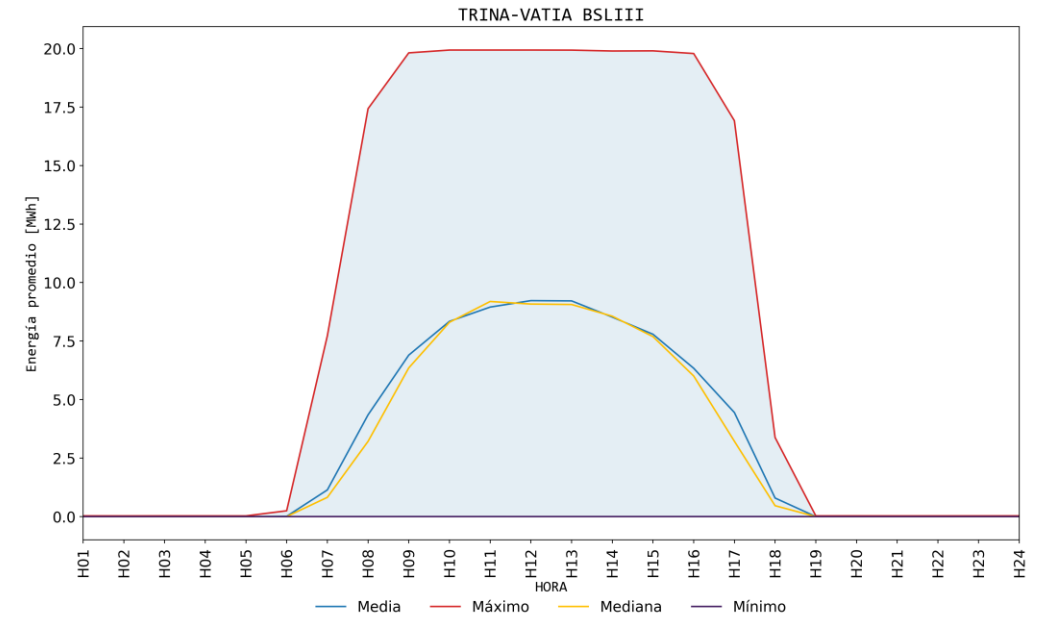
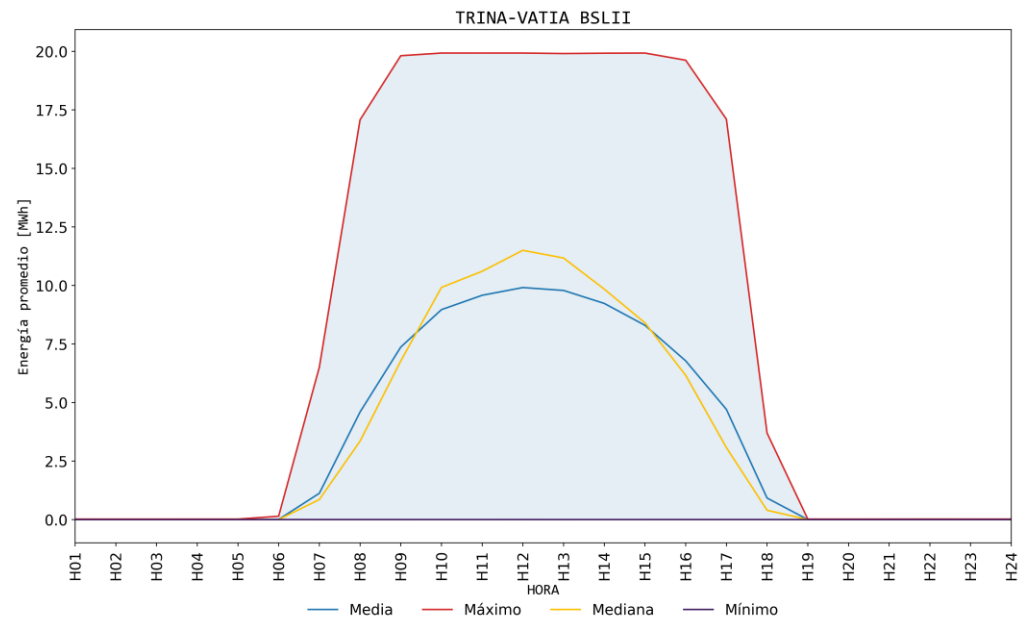
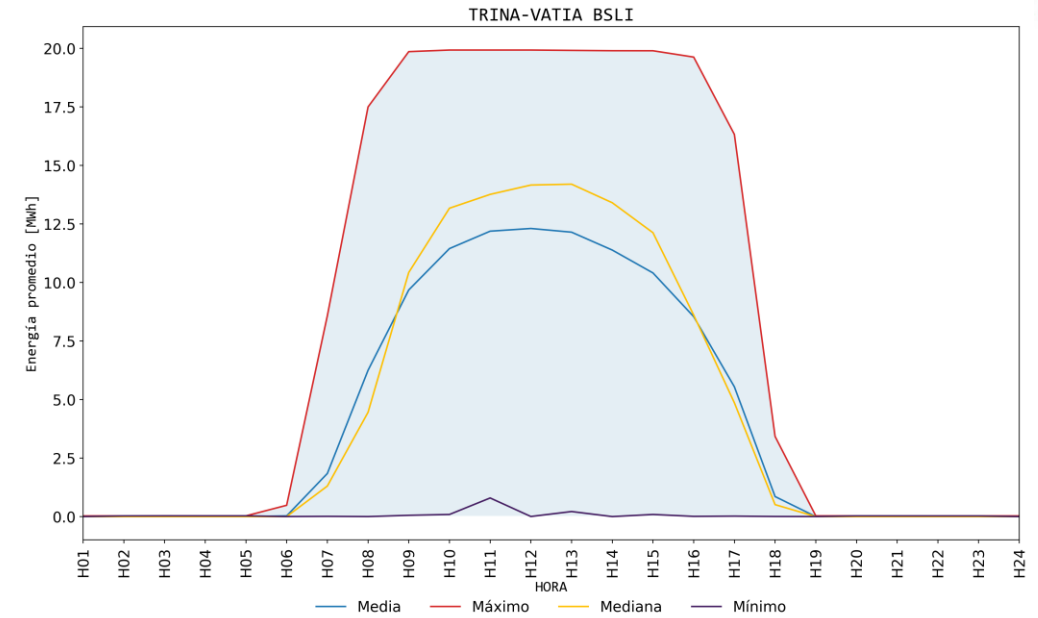
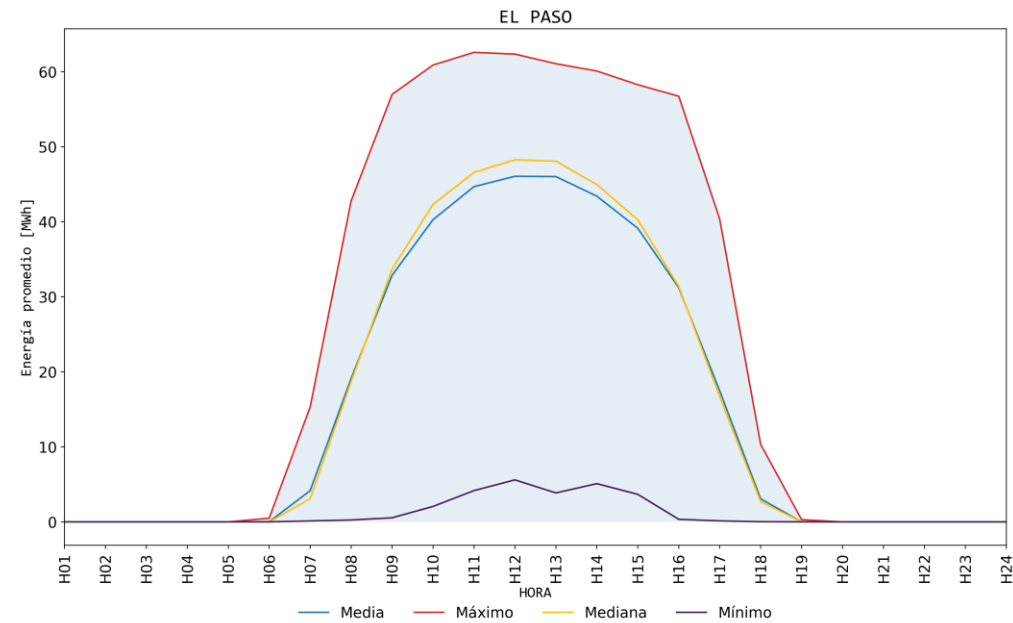
Curva Generación Solar



Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de enero de 2020 hasta el 30 de abril de 2021

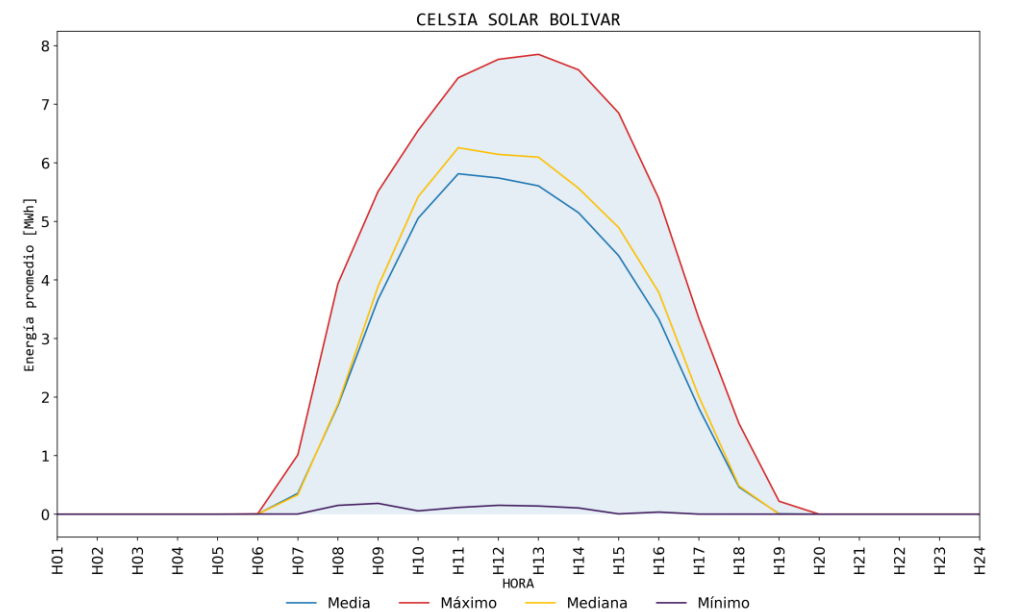
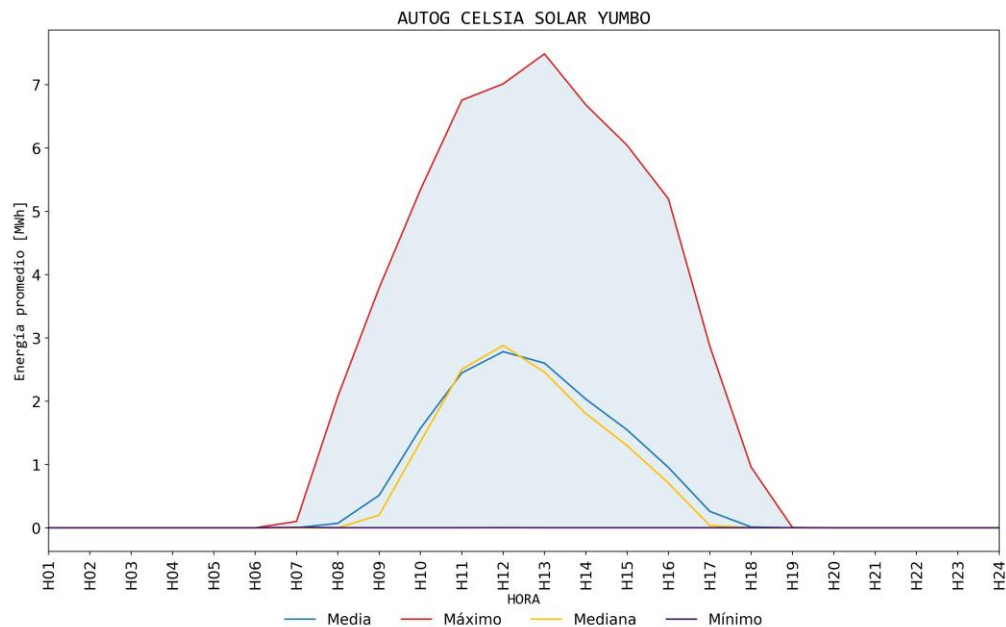
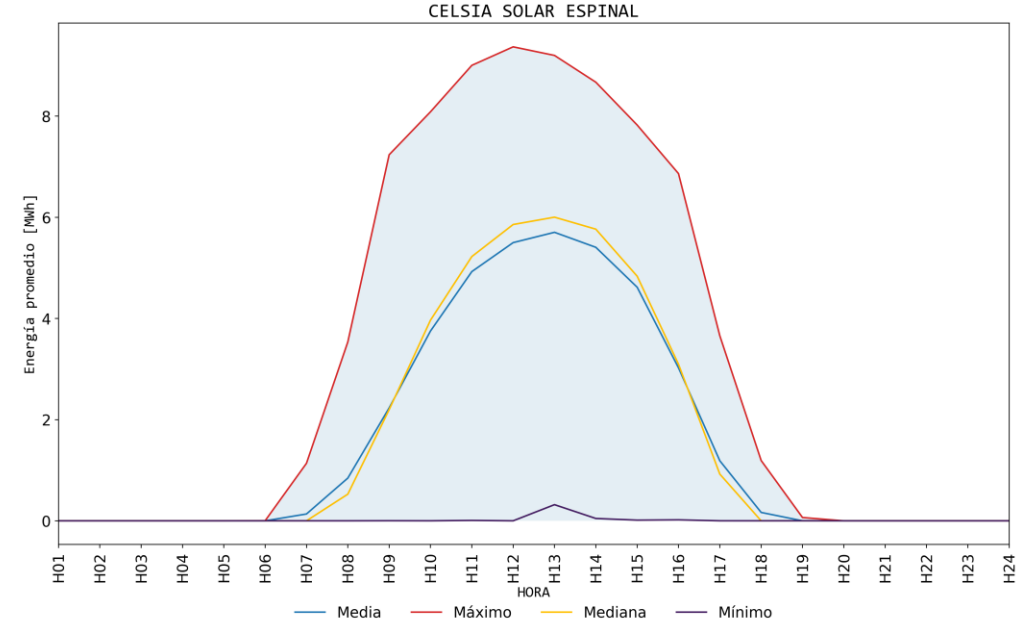
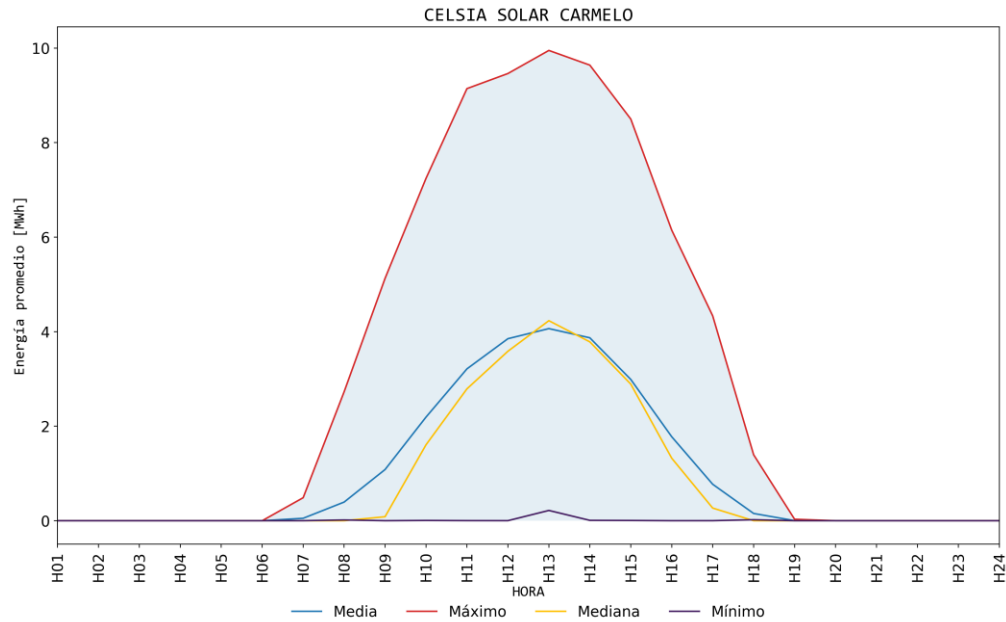
Información hasta el 2021-04-30
Información actualizada el 2021-05-04

Curva Generación Solar por Recurso



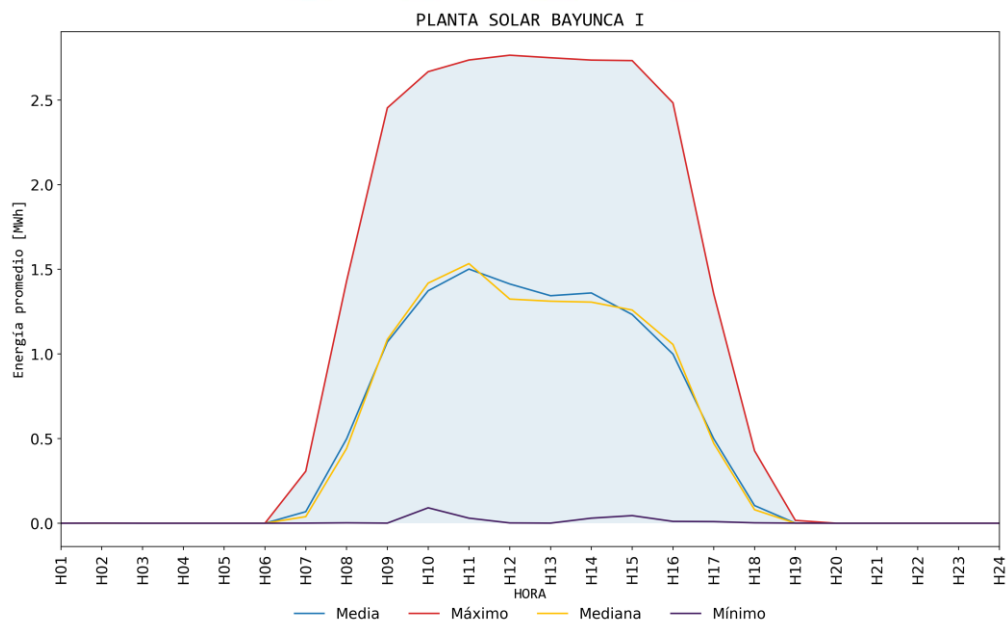
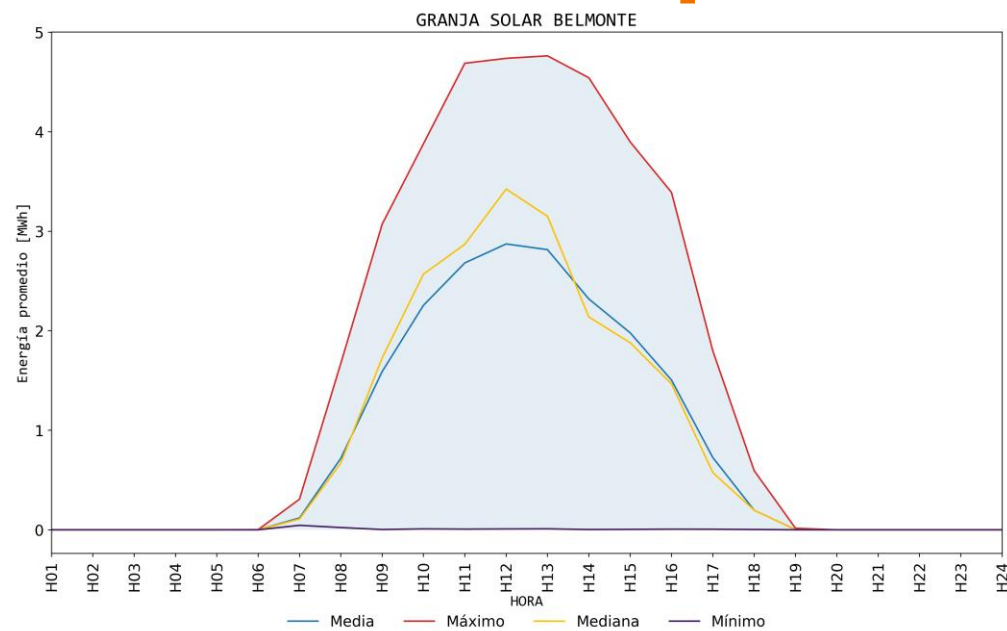
Información hasta el 2021-04-30
Información actualizada el 2021-05-04

Curva Generación Solar por Recurso



Información hasta el 2021-04-30
Información actualizada el 2021-05-04

Curva Generación Solar por Recurso



Información hasta el 2021-04-30

Información actualizada el 2021-05-04

2. Expectativas Energéticas

Informe de Mediano Plazo

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

Mayo 3, 63.04%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE en todo el horizonte.

Proyectos con OEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022.

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para abril 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)
Desbalances de 7.5 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: UPME may/20 Disponibilidad reportada por agentes.



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>

Panorama energético de mediano plazo



Simulación tipo Estocástica
100 series hidrológicas
Horizonte: 2 años, resolución semanal



Demanda
Mayo Alto (Escenario medio) (Act. UPME Junio/2020)



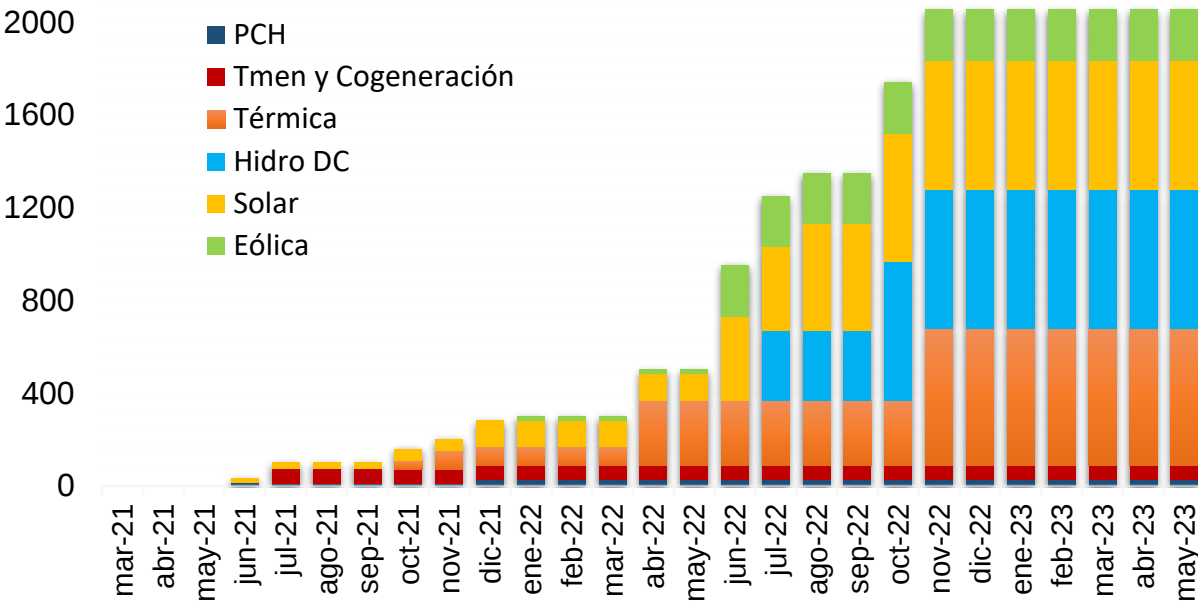
Expansión Generación

- Nuevos proyectos con OEF y CLPE en el horizonte.
- Proyectos iniciaron tramites con XM según acuerdo CNO 1214

Resultados

Para el horizonte de simulación, con los supuestos considerados, los resultados muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

Expansión de la Generación (MW)



Expansión considerada entre 2021 y 2023: 2062MW

* Para el proyecto Ituango se consideró la mejor información disponible (Agente, Curva S)



Casos Determinísticos

Estudio Mediano Plazo

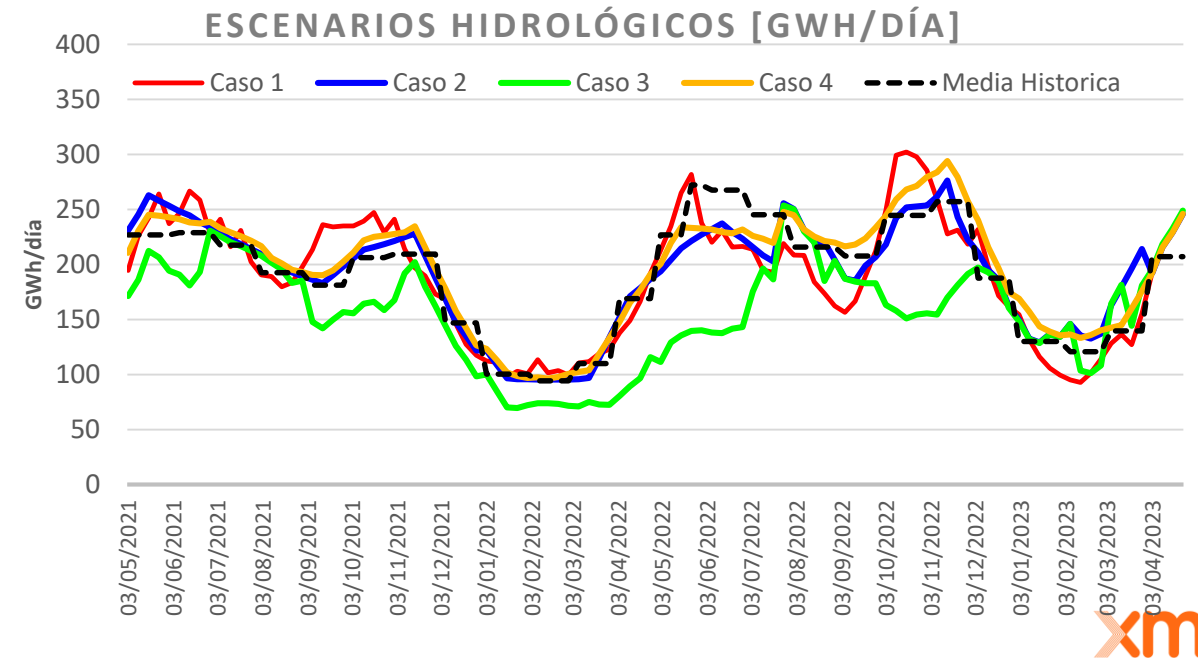
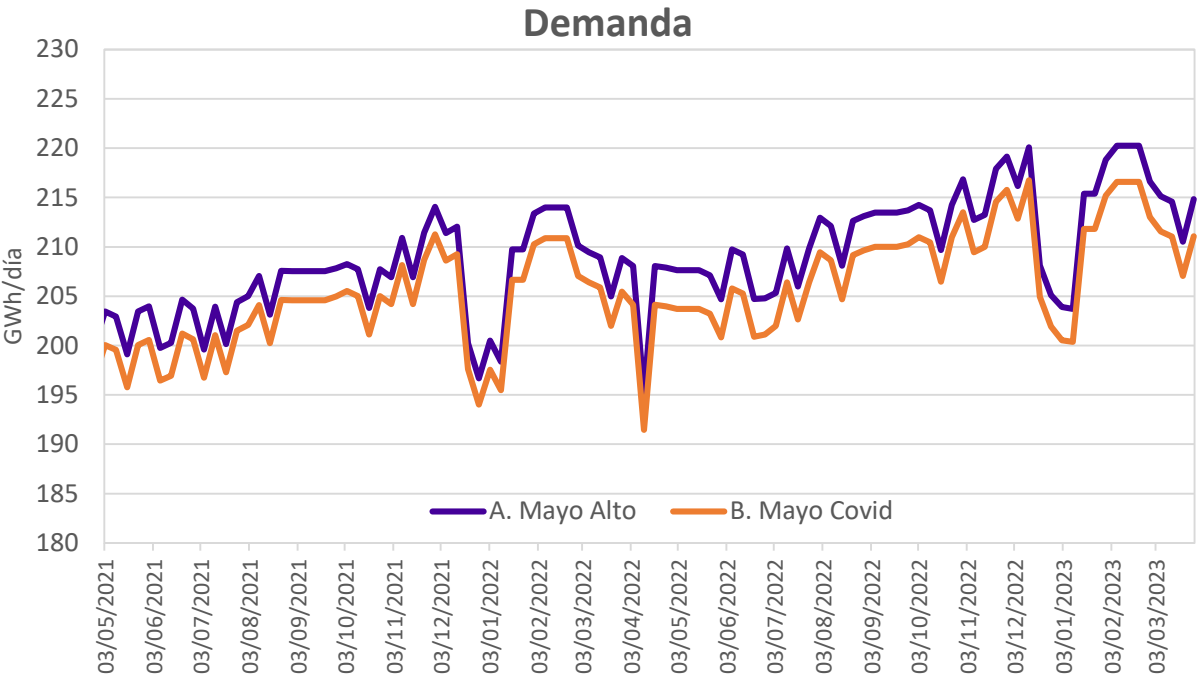
Escenarios analizados

	Demanda	Hidrología
Caso 1	A	1
Caso 2		2
Caso 3		3
Caso 4		4
Caso 5	B	1
Caso 6		2
Caso 7		3
Caso 8		4

Demanda	A	Escenario Mayo Alto de la UPME
	B	Escenario Mayo Covid de la UPME



Hidrología	1	Caso XM: hidrología histórica del periodo abril de 1989 a marzo de 1991.
	2	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
	3	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
	4	Abr 2021 a mar 2023: hidrología media histórica.



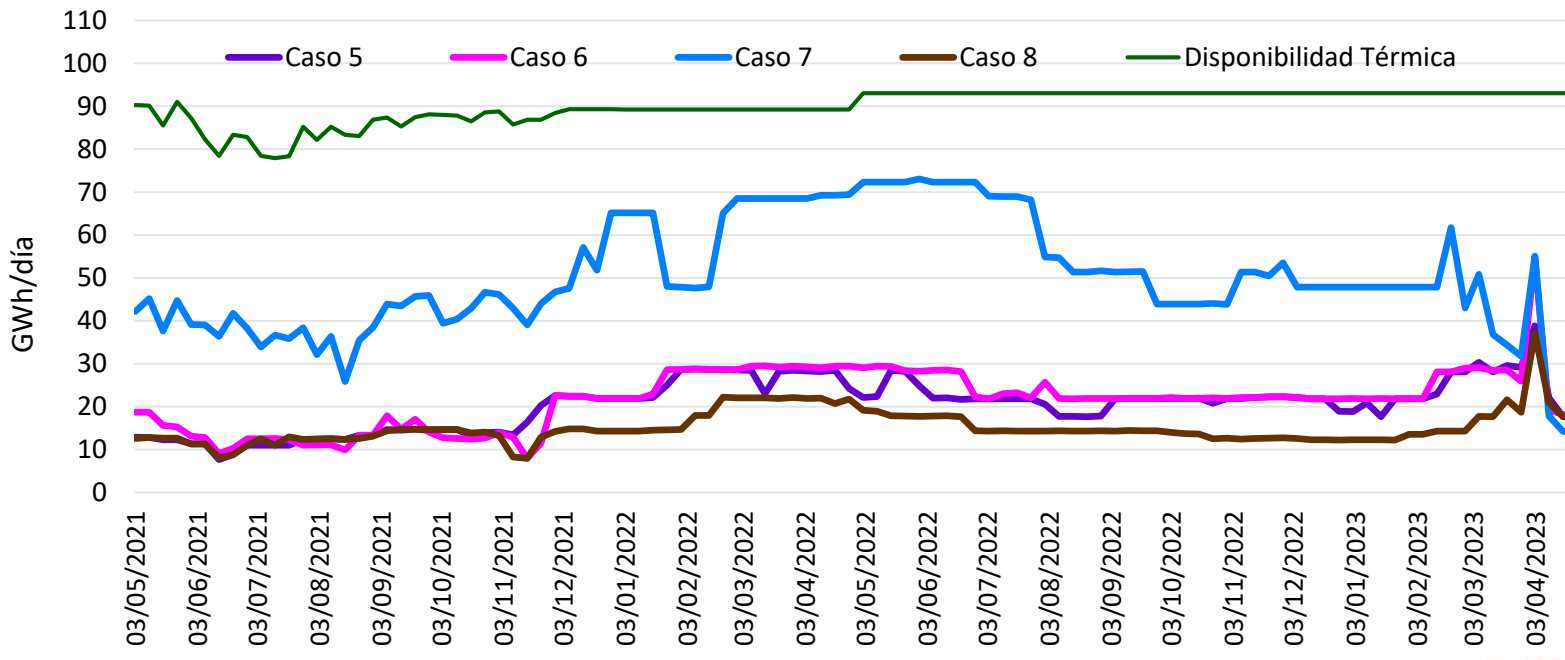
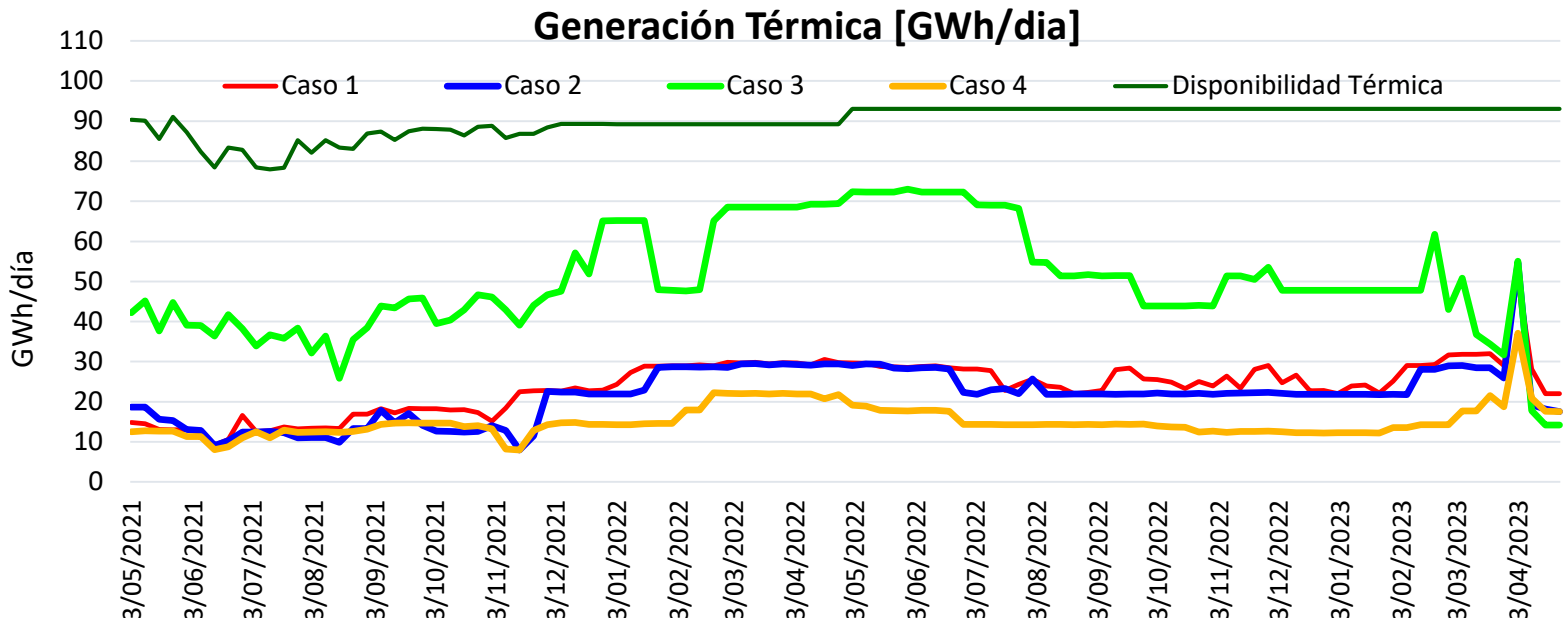
Resultados

Generación térmica promedio [GWh/día]

Demanda Mayo Alto		
Caso	Invierno	Verano
	2021	21-22
1. H 1989-1991	15.8	27.9
2. Esperado CNO	13.4	26.8
3. Contingencia CNO	40.1	61.6
4. Media histórica	12.4	18.3

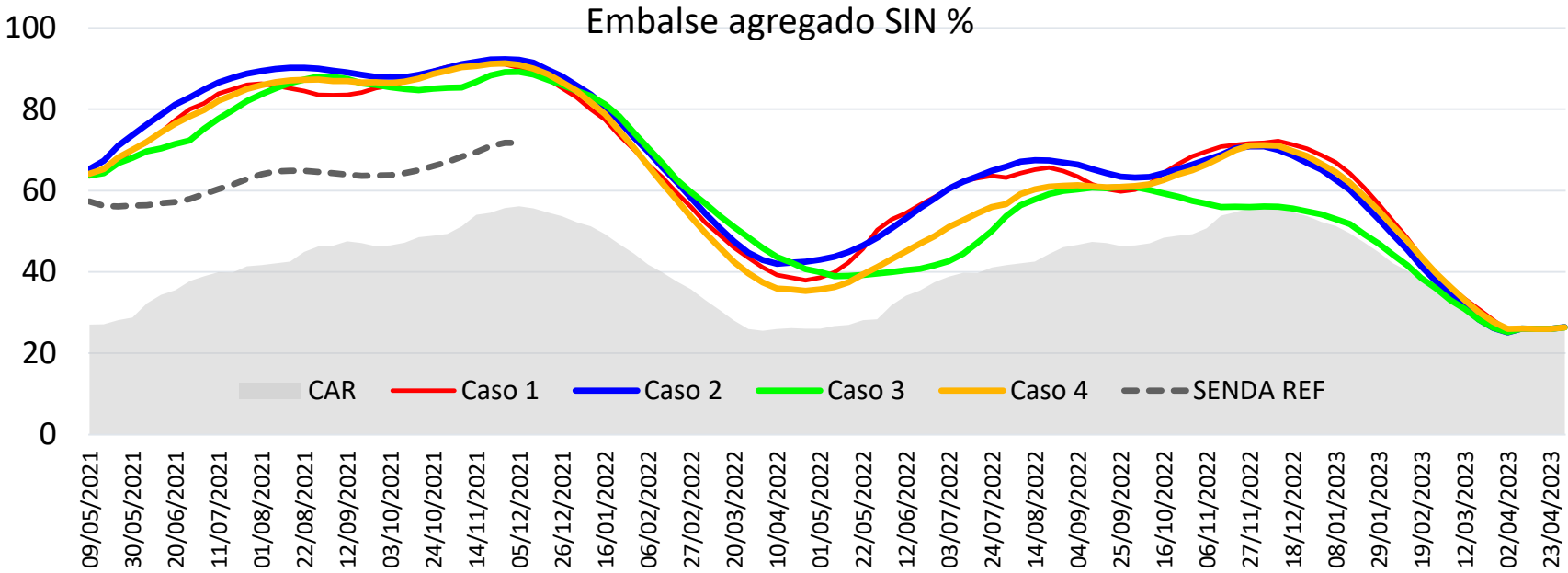
Demanda Mayo Covid		
Caso	Invierno	Verano
	2021	21-22
5. H 1989-1991	13.3	25.7
6. Esperado CNO	13.4	26.8
7. Contingencia CNO	40.1	61.6
8. Media histórica	12.4	18.3

	Invierno	Verano
	2021	21-22
Disponibilidad Térmica	85.4	89.2

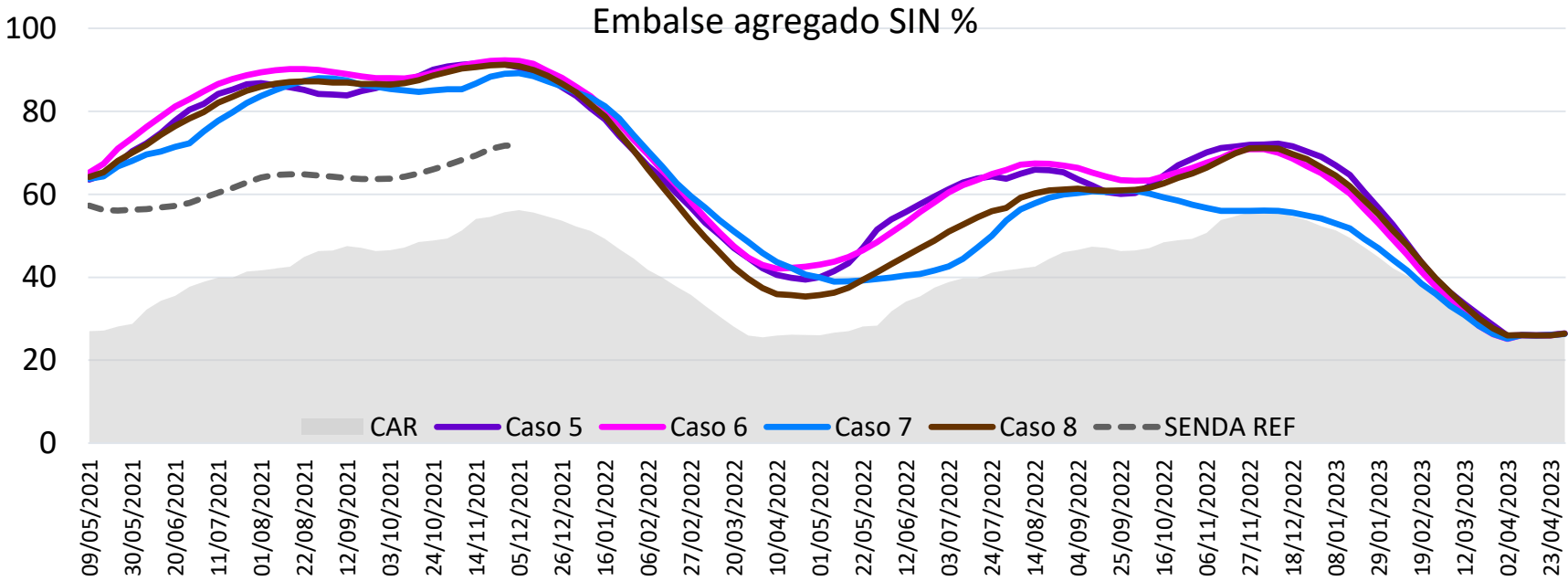


Resultados

Demanda Mayo Alto	
Caso	Descripción
Caso 1	H 1989-1991
Caso 2	Esperado CNO
Caso 3	Contingencia CNO
Caso 4	Media histórica



Demanda Mayo Covid	
Caso	Descripción
Caso 5	H 1989-1991
Caso 6	Esperado CNO
Caso 7	Contingencia CNO
Caso 8	Media histórica





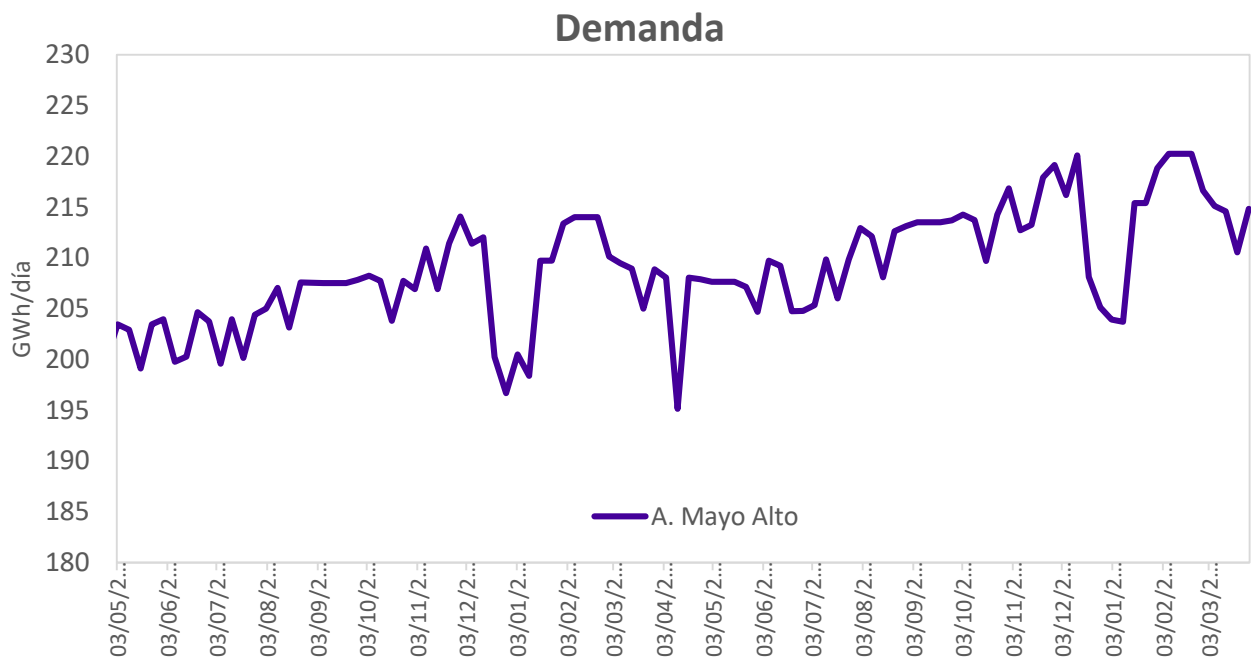
Caso Estocástico

Estudio Mediano Plazo

Escenario Estocástico

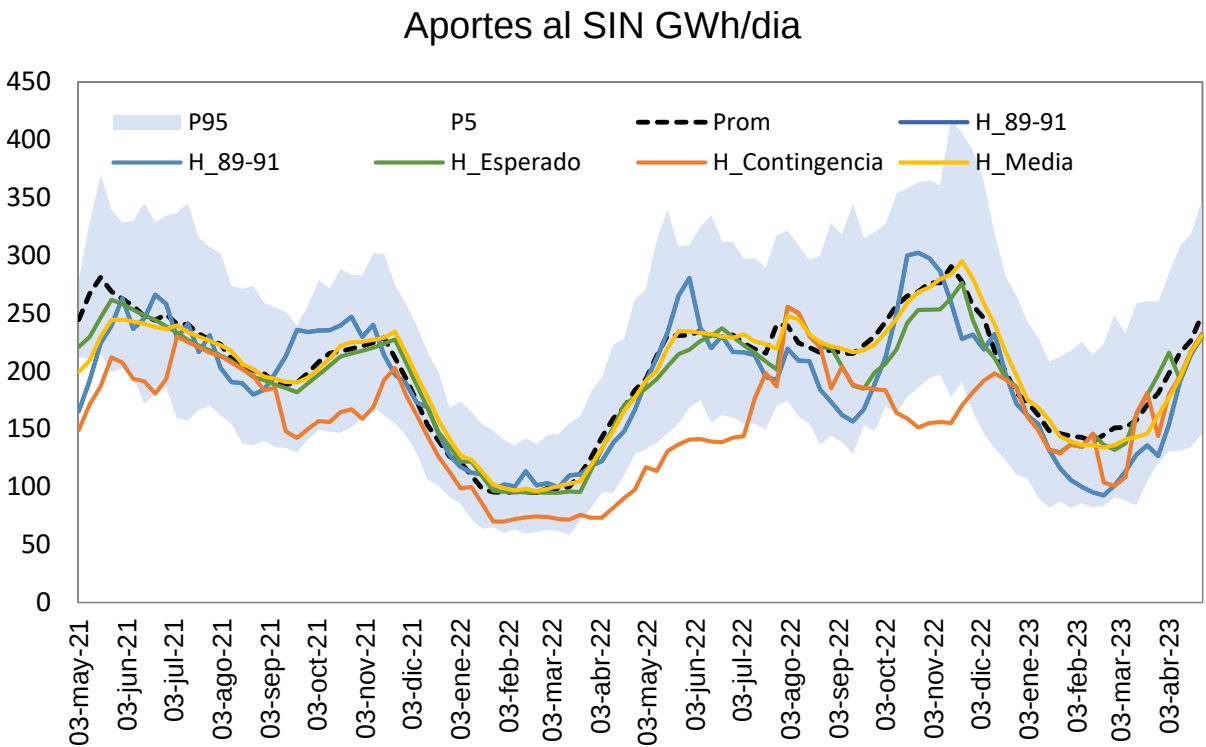
Demanda

Escenario **Mayo Alto** de la UPME

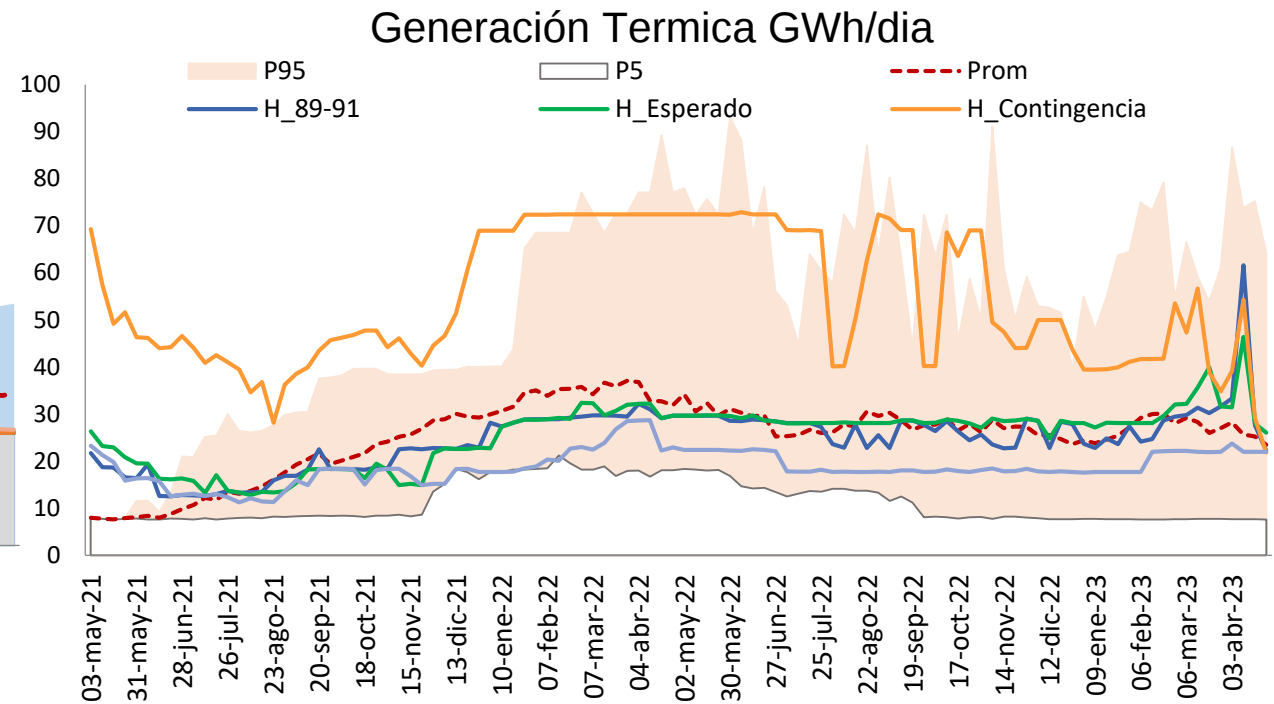
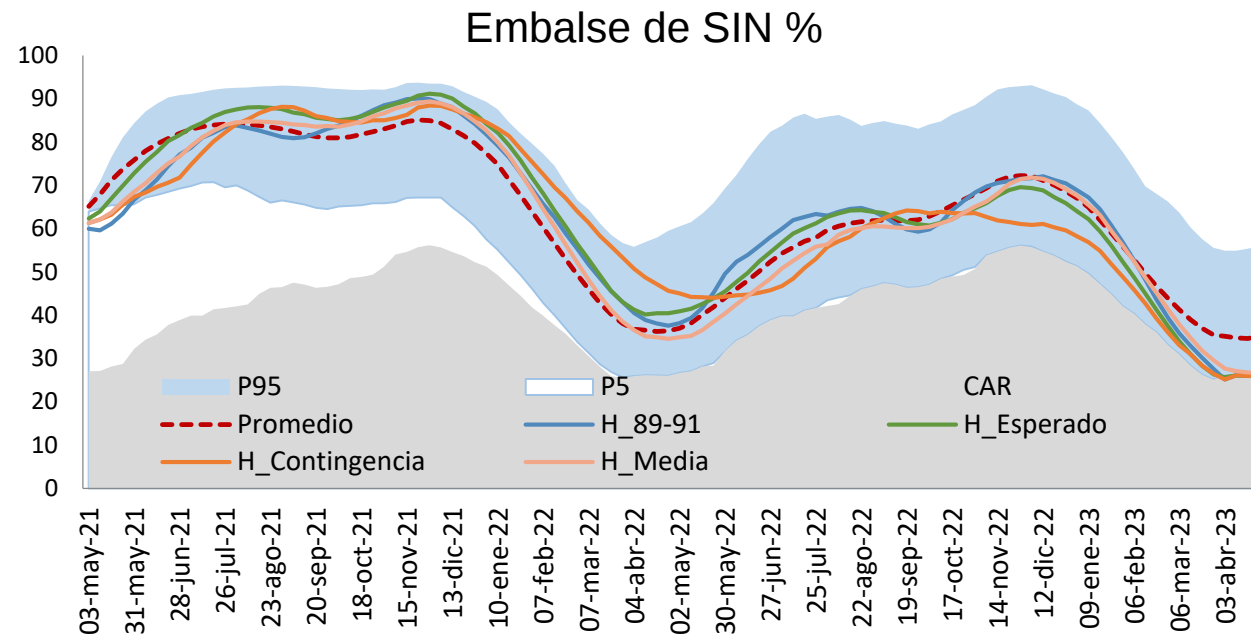


Hidrología

100 Series Sintéticas – Hidrología Histórica



Escenario Estocástico



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

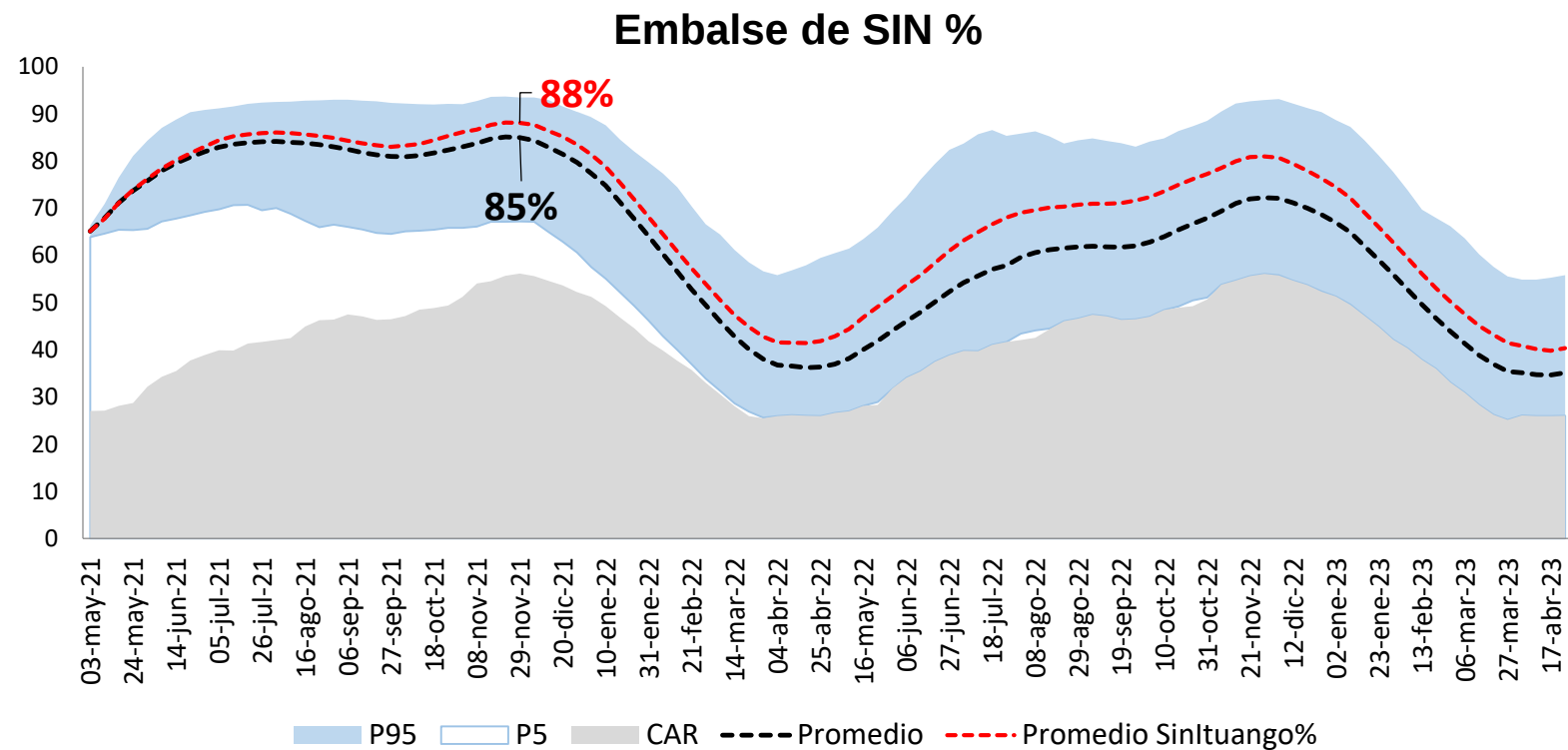
La generación térmica para próximo verano 2021 – 2022 es de 33.2 GWh/día.



Sensibilidad Caso Estocástico

Atraso de un año en la
entrada del proyecto Ituango

Sensibilidad Estocástico MP: 1 año retraso entrada Ituango



Proyecto	CEN	Fecha* (Atraso 1 año)
HidroItuango	300	27/07/2023
HidroItuango	300	2/10/2023
HidroItuango	300	10/09/2024
HidroItuango	300	10/09/2024

*Para el proyecto Ituango se consideró la mejor información disponible (Agente, Curva S)

Conclusiones y Recomendaciones

Ante el escenario de un año de atraso de Ituango se observa la necesidad de incrementar el nivel agregado del embalse del SIN para el inicio de la próxima estación verano 2021-2022.

Se recomienda hacer seguimiento continuo a la información de fecha de entrada de proyectos 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.

Senda de Referencia Estación de invierno 2021

Definición de la Senda de Referencia del embalse del SIN

Estación de invierno 2021

Propuestas de senda de Referencia del embalse del SIN



CND definió una metodología basada en simulación estocástica



CNO acogió la metodología propuesta por el CND

Se envió a la CREG la misma propuesta de Senda de Referencia



La Comisión define que para determinar la senda de invierno se debe utilizar el procedimiento estocástico propuesto por el CND y establece que se debe incorporar un valor adicional de 1.5%, de la siguiente forma:

Nivel mínimo del embalse para inicio del verano (%) = CAR final abril de 2021 % + Volumen descarga necesario verano % (considerar la mediana de la muestra de valores resultantes de la simulación) + 1.5%.

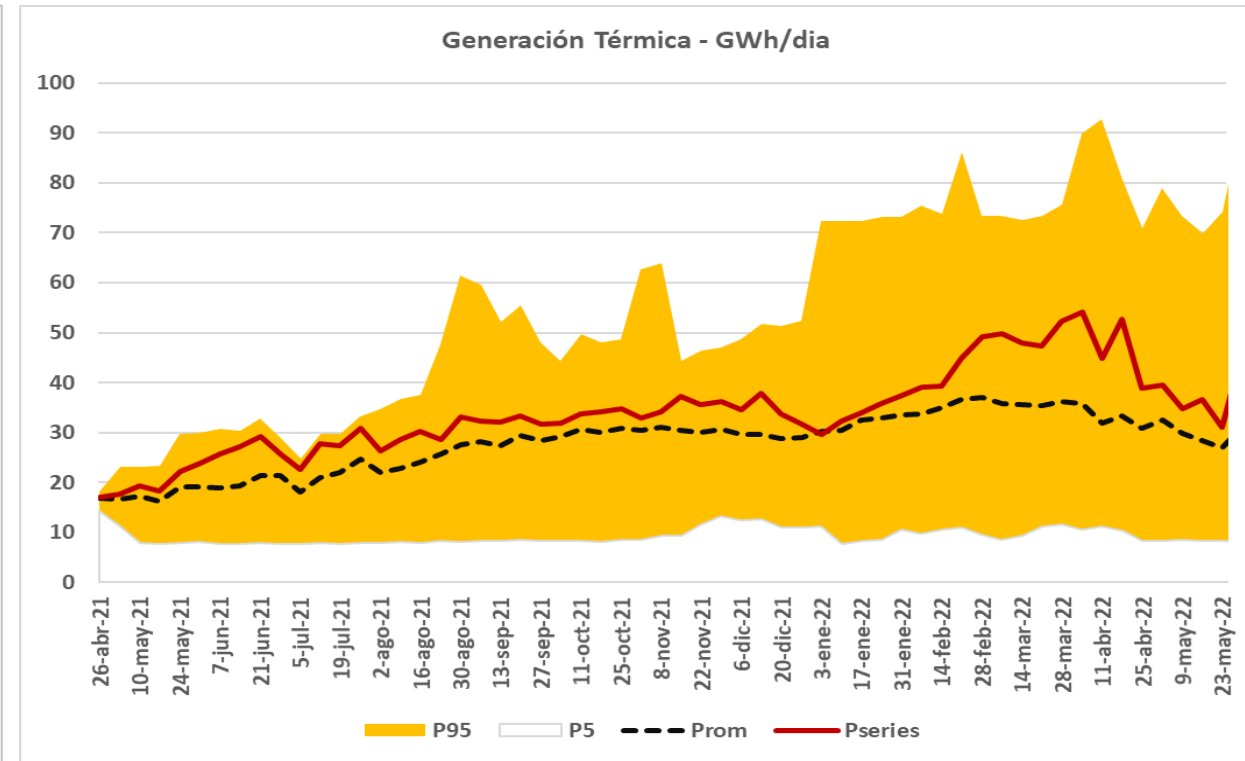
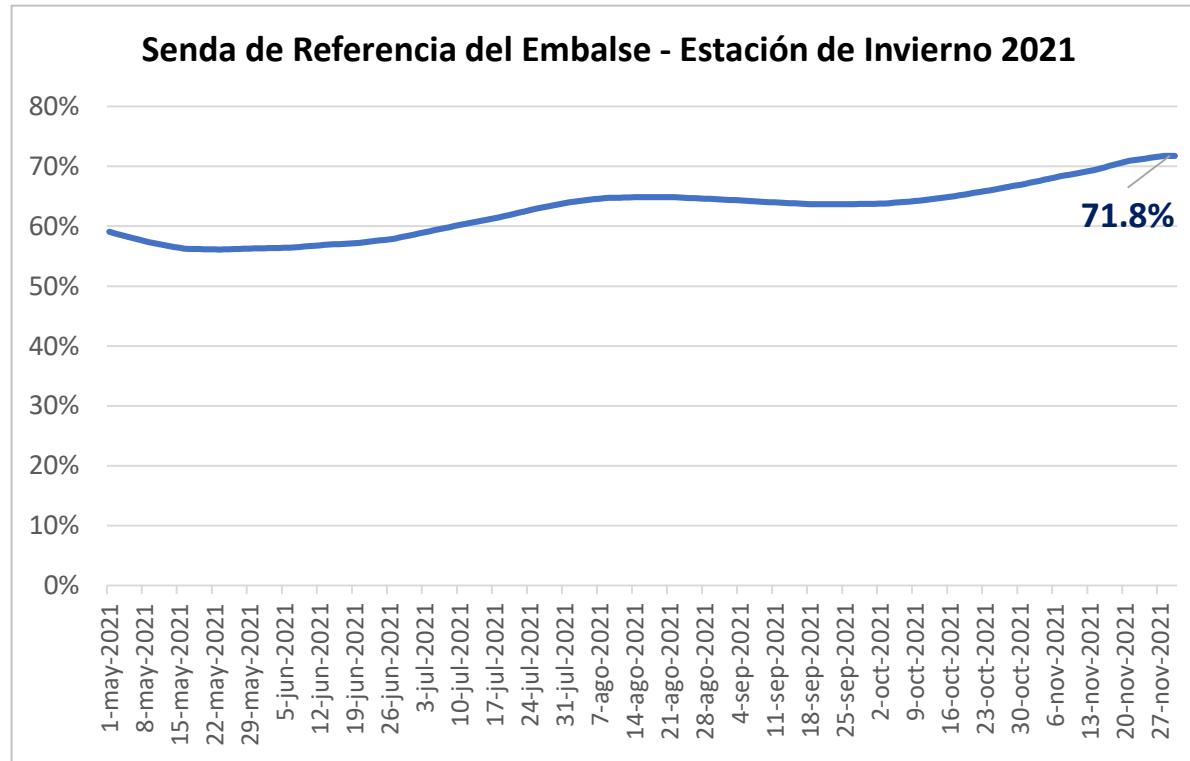


Definición de la Senda de Referencia del embalse del SIN

Estación de invierno 2021

Nivel mínimo del embalse para inicio del verano (%) = 71.8%

Este valor está compuesto por 26.3% de la CAR final abril de 2021 + 44% valor de la mediana de los valores resultantes de la simulación + el factor indicado por la Comisión de 1.5%.



<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/res-209-de-2020-condicion-del-sistema.aspx>

Informe de Largo Plazo

Panorama Energético de Largo Plazo



Simulación tipo Estocástica
100 series hidrológicas
Horizonte: 5 años, resolución mensual



Condición inicial
Mayo 01 (Proyectado): 60.79 %

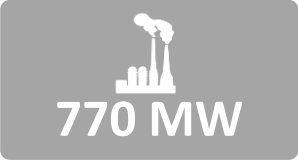
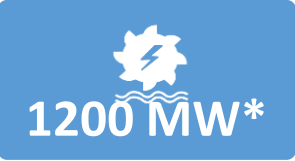
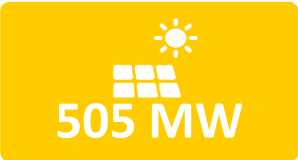


Demanda
Mayo Alto (Escenario medio) (Act. Junio/2020)

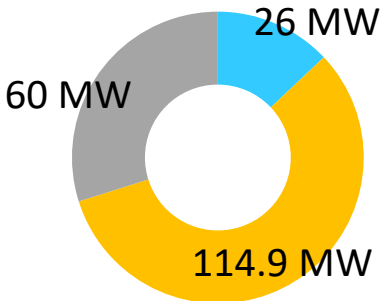


Expansión Generación

- Nuevos proyectos con OEF y CLPE en el horizonte.
- Proyectos iniciaron tramites con XM según acuerdo CNO 1214



Proyectos con OEF y CLPE



■ PCH ■ Solar ■ T. Menores T Cogeneradores

Otros Proyectos

*Para el proyecto Ituango se consideró la mejor información disponible (Agente, Curva S)

3 escenarios evaluados

- 1 Caso Base:** Se consideran proyectos con OEF o CLPE hasta 2026.
- 2 Caso atraso pry Ituango:** Se considera un año de atraso en las fechas del proyecto Ituango.

Proyecto	CEN	Fecha (Atraso 1 año)
HidroItuango (H)	300	27/07/2023
HidroItuango (H)	300	2/10/2023
HidroItuango (H)	300	10/09/2024
HidroItuango (H)	300	10/09/2024

- 3 Caso atraso pry Ituango más pry Colectora 500 kV:** Se considera un año de atraso en las fechas del proyecto Ituango y un año atraso en la fecha de S/E Colectora 500 KV.

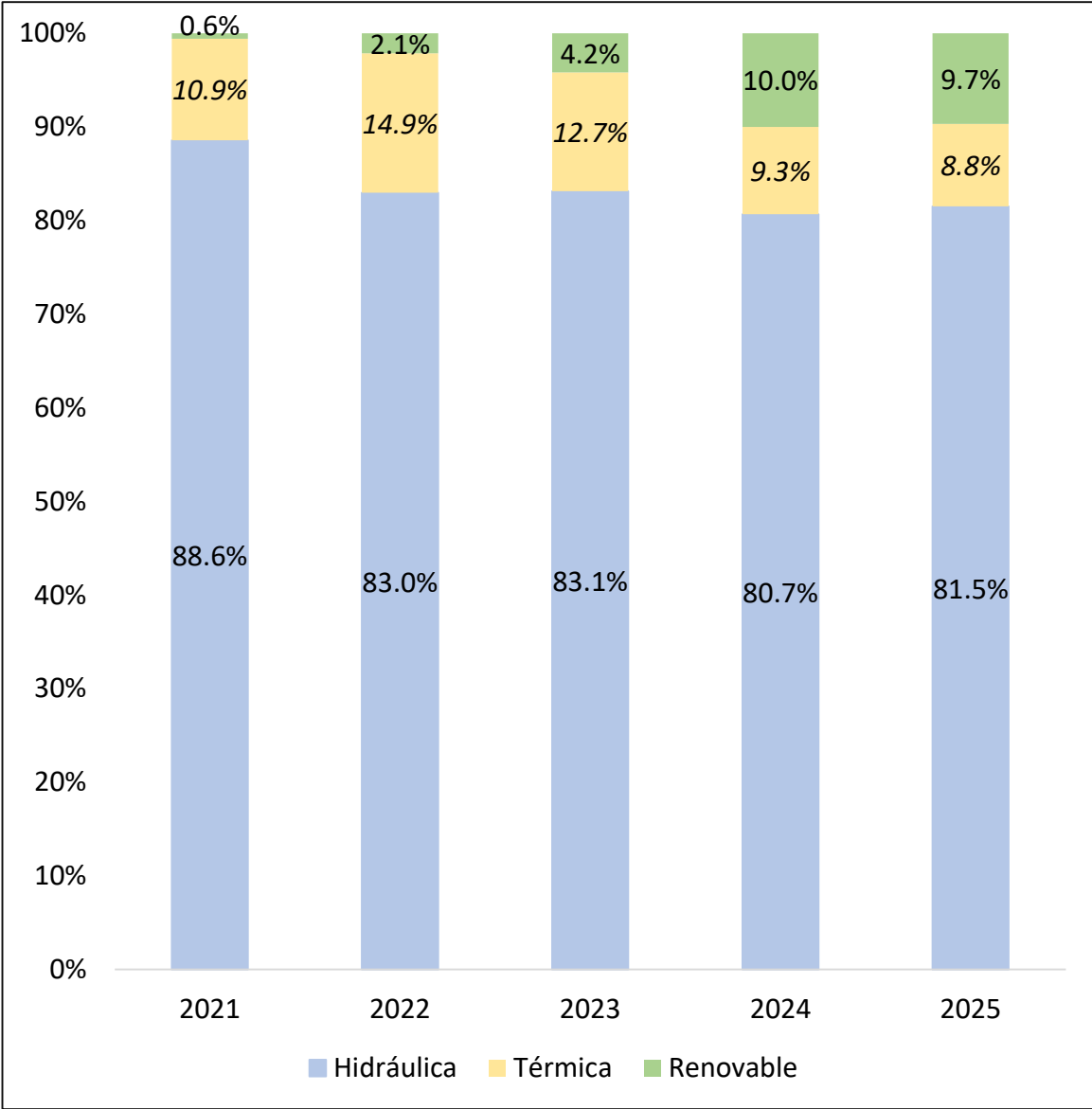
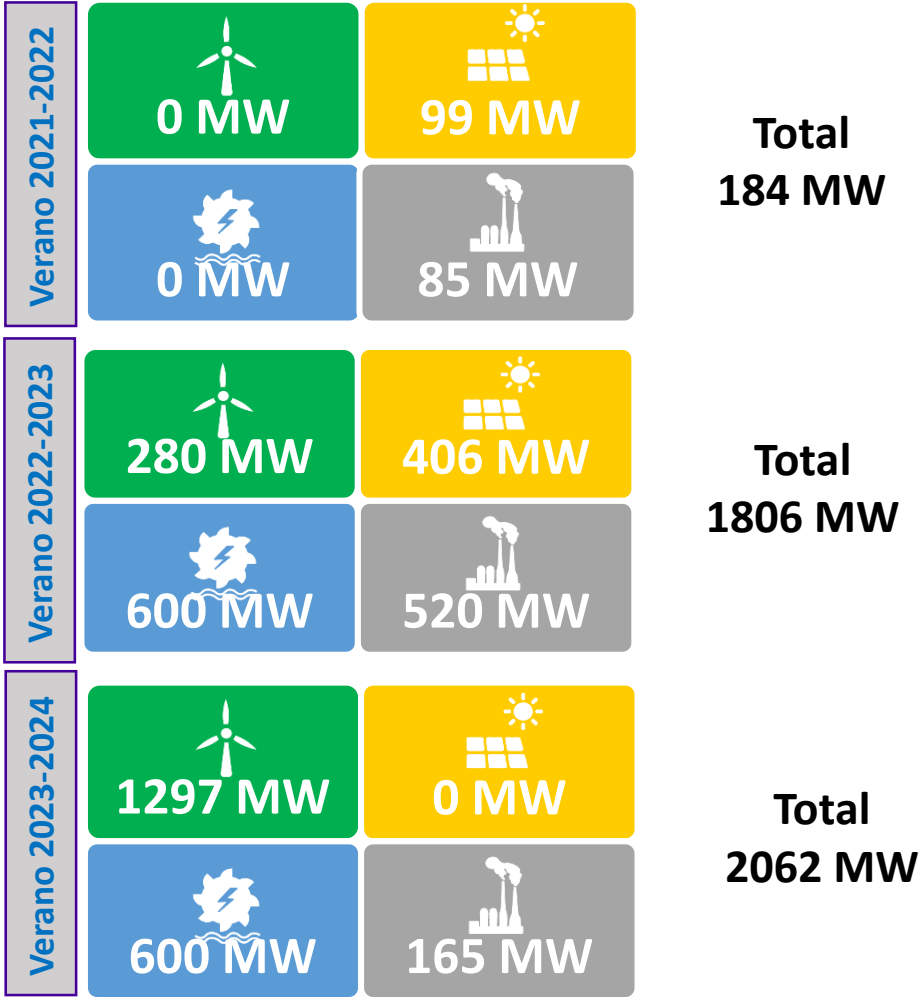
Proyecto	N.Tension	Fecha (Atraso 1 año)
Colectora*	500 kV	31/08/2024

* Punto de conexión de Apotolurru, Casa Eléctrica, Chemesky, Tumawind: 555 MW

Participación del tipo de generación para atender la demanda

Caso Base:

- Proyectos que iniciaron tramites con XM según acuerdo CNO 1214. **Total 201 MW.**
- Los proyectos con OEF o CLPE hasta 2026.



Próximas estaciones de verano

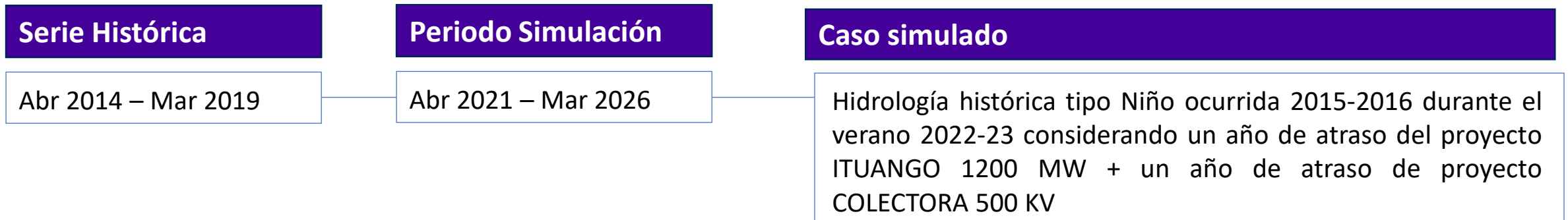
Verano 2021-2022			
GWH/dia	Caso Base	Caso un año atraso Ituango	Caso 1 año retraso Ituango + 1 año retraso Colectora 500 KV
Generación Térmica promedio	31.63	34.21	34.11
Generación Térmica 95 PSS	69.83	67.49	67.19
Verano 2022-2023			
GWH/dia	Caso Base	Caso un año atraso Ituango	Caso 1 año retraso Ituango + 1 año retraso Colectora 500 KV
Generación Térmica promedio	27.75	37.85	38.54
Generación Térmica 95 PSS	69.53	84.47	84.90
Verano 2023-2024			
GWH/dia	Caso Base	Caso un año atraso Ituango	Caso 1 año retraso Ituango + 1 año retraso Colectora 500 KV
Generación Térmica promedio	18.04	24.84	28.56
Generación TérmicaA 95 PSS	51.93	60.09	66.25

Para los casos simulados considerando atraso de los proyectos Ituango 1200 MW y Colectora 500 kV, se observa una alta exigencia para el parque termoeléctrico en condiciones de hidrología deficitaria, en especial en el verano 2022-2023

Simulación de Largo Plazo con Hidrología Histórica deficitaria

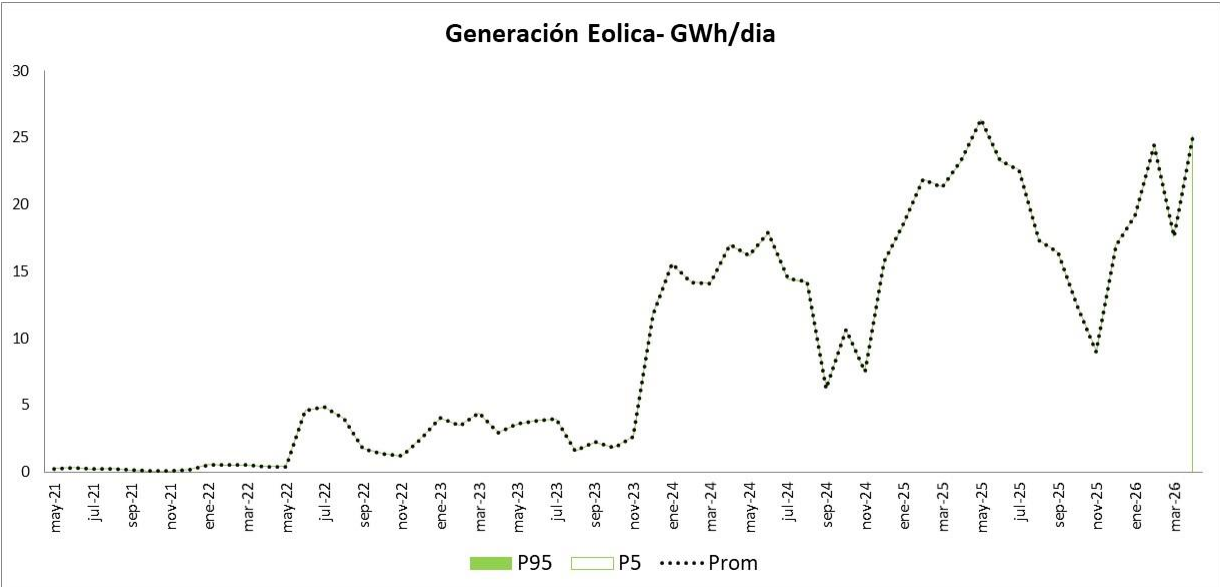
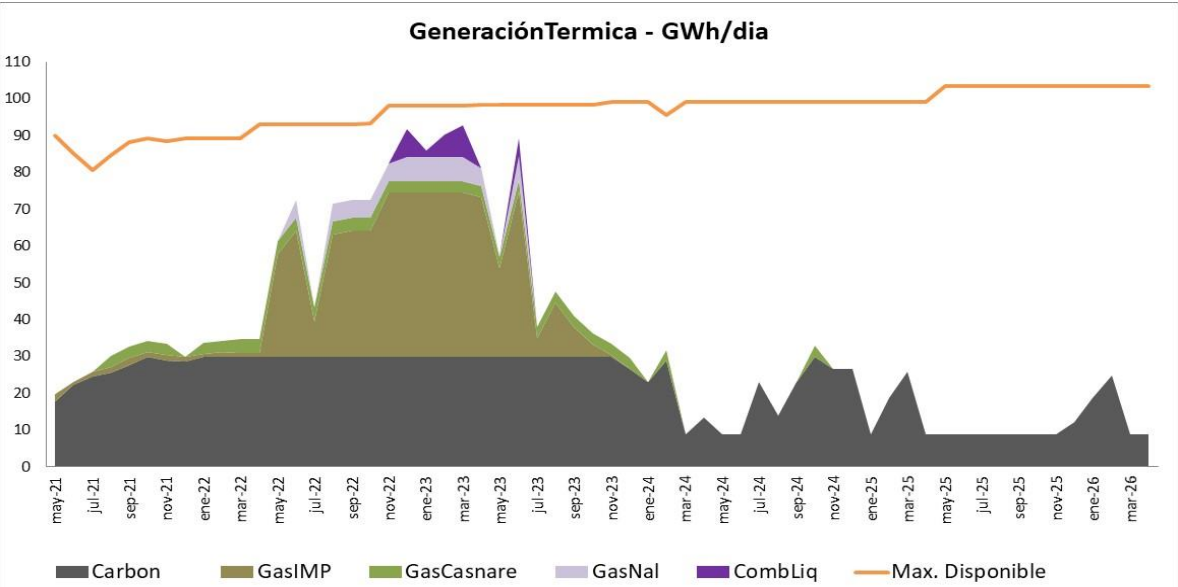
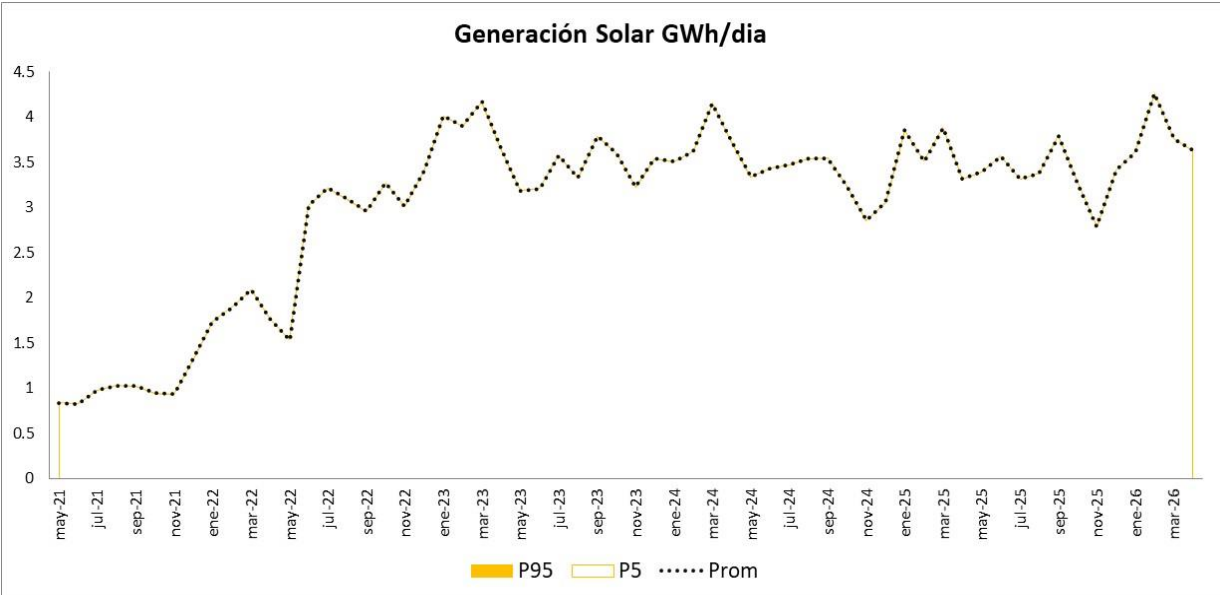
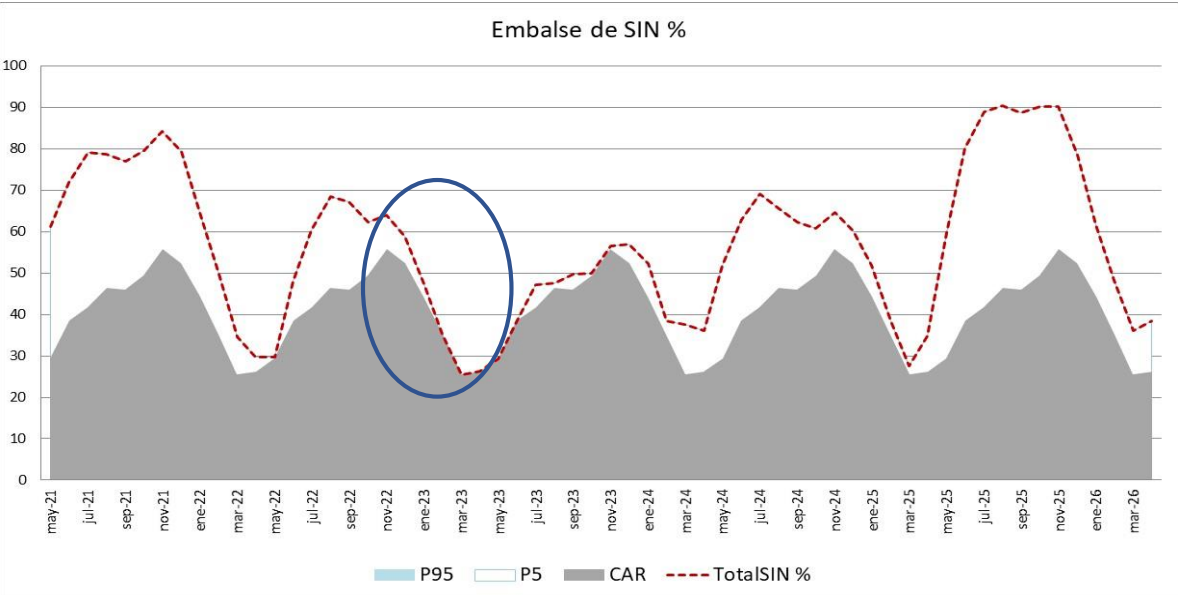
Una vez se ha desarrollado una política de uso del agua para solucionar los requisitos de demanda proyectados a largo plazo para el caso de **atraso del proyecto ITUANGO 1200 MW + atraso de proyecto COLECTORA 500 KV**, se simula esta política con series hidrológicas históricas conocidas.

Se selecciona una serie histórica con un periodo deficitario crítico conocido, haciendo coincidir El verano 2015-2016 (El Niño) con el periodo simulado de verano 2022 -2023.



Sensibilidad Largo Plazo – Hidrología Histórica

Serie Histórica Abr 2014 – Mar 2019



Conclusiones y recomendaciones

-  En el horizonte de 5 años, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad en todos los casos simulados.
-  Para el verano 2022- 2023 se observa que de presentarse fenómenos climáticos de hidrologías deficitarias, ante escenarios de atraso de los proyectos Ituango 1200 MW y S/E Colectora 500 KV (555 MW), se requiere una alta exigencia a la disponibilidad del parque térmico y su infraestructura de abastecimiento de combustible, hacer un adecuado uso de las reservas del SIN de forma que garanticen niveles de embalse alto al inicio de la estación de verano y un seguimiento permanente a los demás proyectos de generación que se encuentran en desarrollo.
-  Se recomienda hacer seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN

3. Varios



Radar de proyectos – Acuerdo CNO 696 Mayo de 2021

Proyectos del STN por convocatoria

7 proyectos

Jun/21:
UPME 05-2013 Suria 230 kV
UPME 03-2014 Ituango 500 kV
Oct/21:
UPME 05-2009 LT Tesalia - Alférez 230 kV
UPME 05-2014 Refuerzo Costa Atlántica 500 kV
Jun/24:
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente

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

Feb/23:
UPME 09-2016 LT Copey-Cuestecitas 500 kV
y Copey-Fundación 220 kV
Mar/23:
UPME 05-2018 Toluvié 220 kV
Oct/23:
UPME 06-2017 SE Colectora 500 kV
Mar/24:
UPME 07-2016 LT Virginia-Nueva Esperanza
Ago/24:
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza
Sep/24:
UPME 03-2010 SE Chivor II

Dic/22:
UPME 07-2017 Sabanalarga-Bolívar 500 kV

Dic/21:
UPME 04-2018 San Juan 220 kV
Nov/23:
UPME 10-2019 Río Córdoba - Bonda 220 kV
Dic/23:
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV

11 alternativas

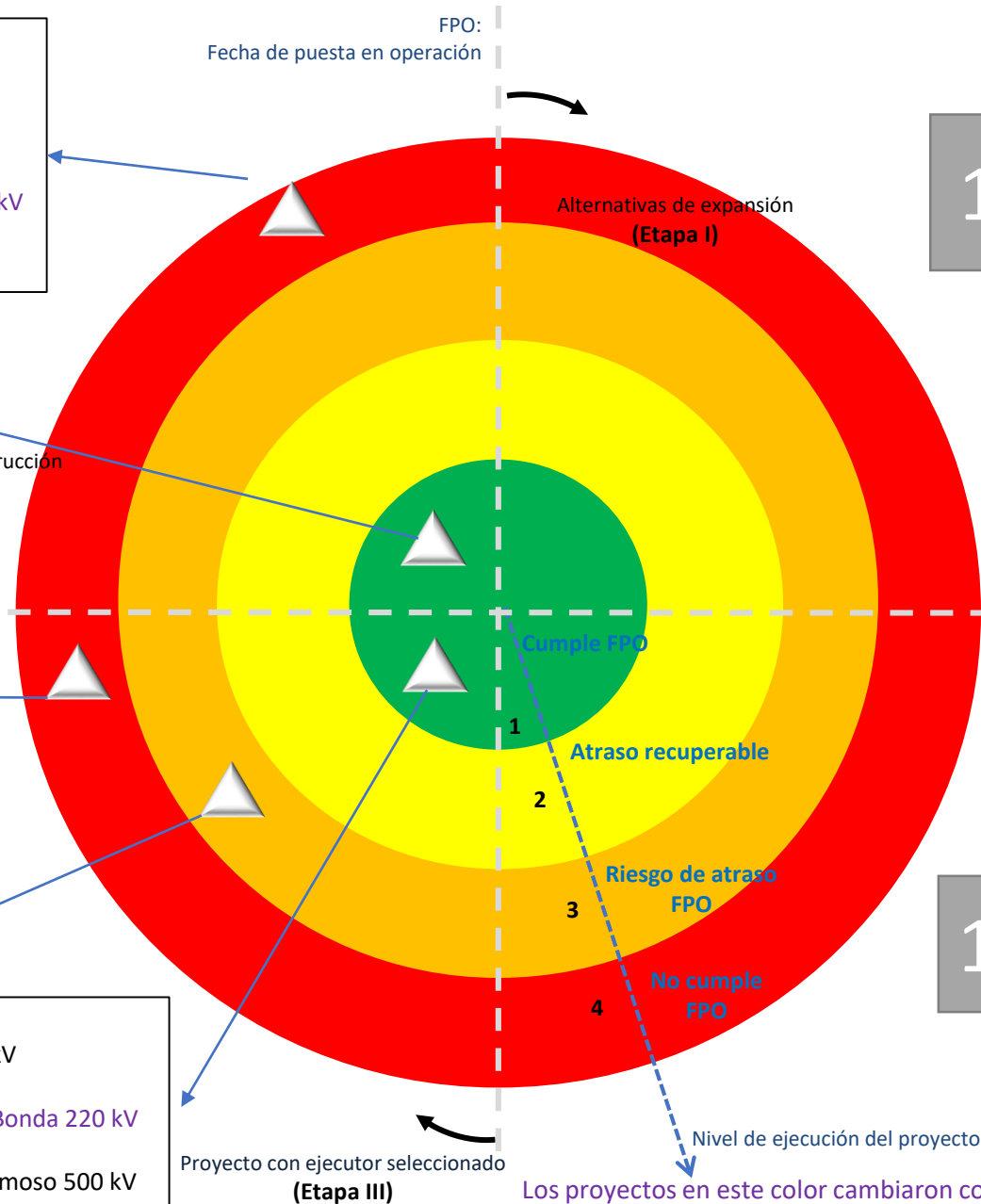
14 proyectos

¿Cuántos proyectos
por convocatoria
STN se tienen
actualmente?

31

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

10 proyectos



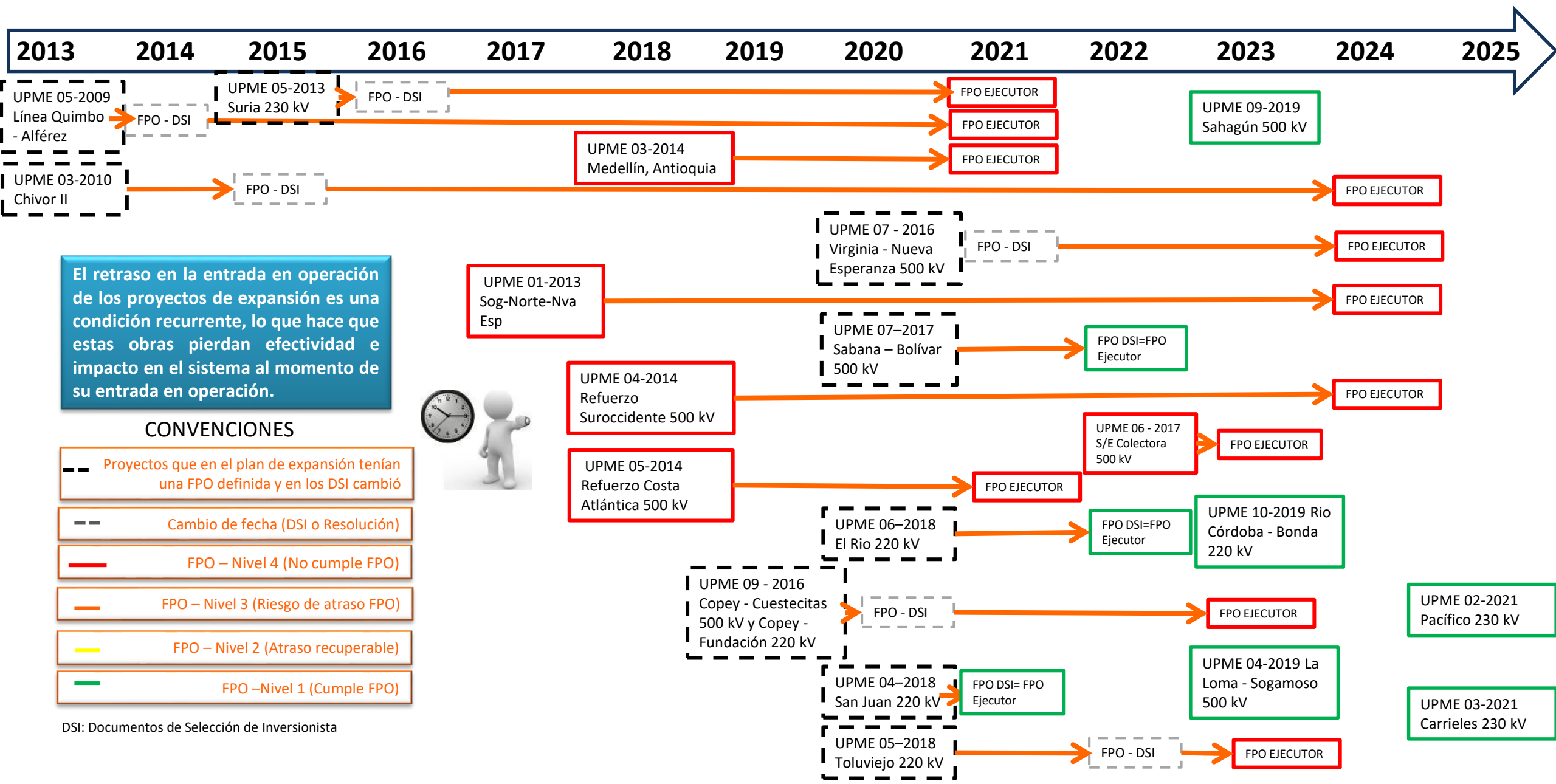
Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME al 03 de mayo de 2021

Proyectos por convocatoria STN

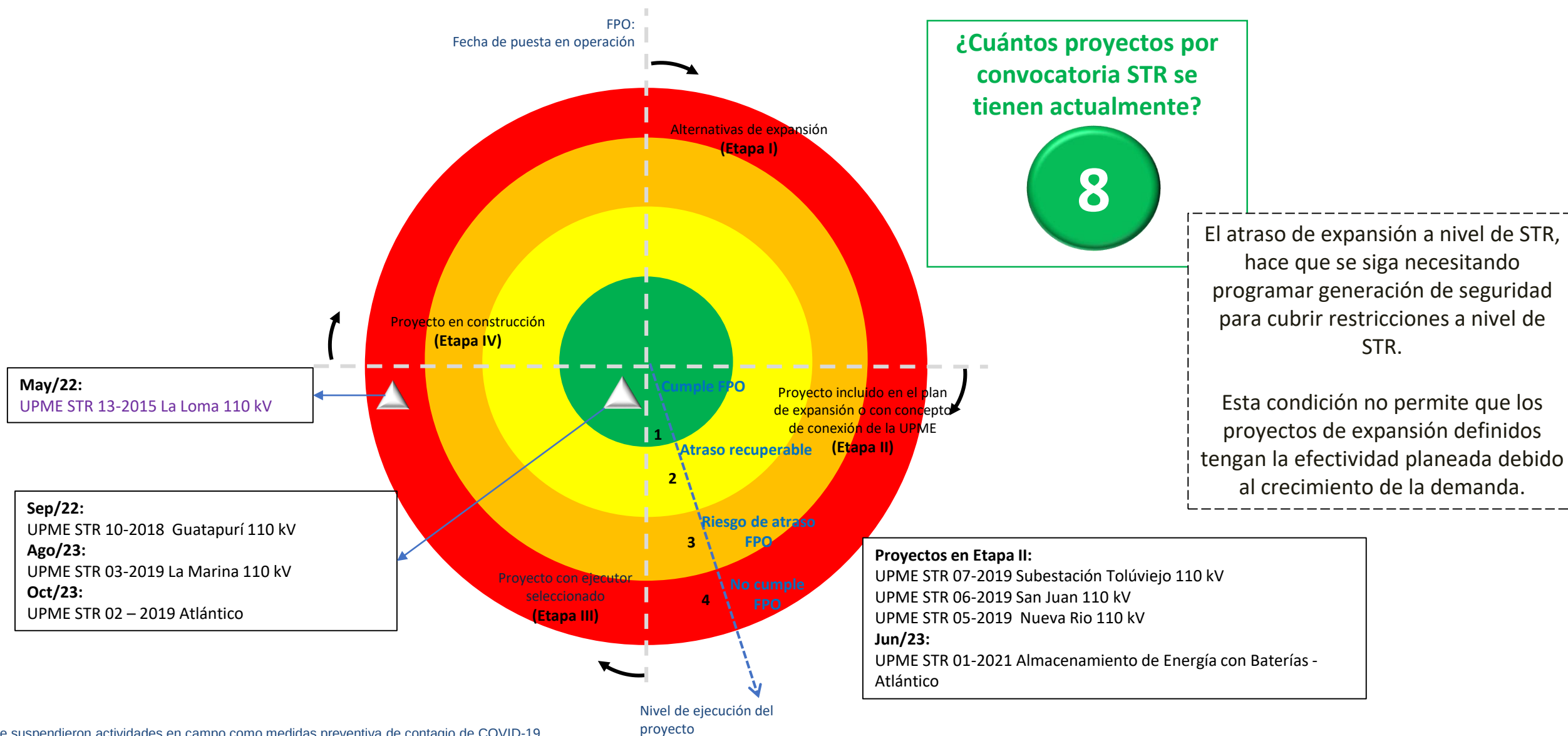
Proyectos que presentan retrasos en la FPO

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO DSI	FPO anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO Actual <i>prevista por el ejecutor</i>
UPME 05-2009	Tesalia (Etapa II)	4	31/08/2014	30/06/2021	31/10/2021 ↑
UPME 03-2014	S/E Antioquia 500 kV y S/E Medellín y activos asociados	4	31/08/2018	31/03/2021	01/06/2021 ↑
UPME 03-2010	Chivor II	4	31/10/2015	31/07/2024	31/09/2024 ↑
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	4	30/09/2017	31/07/2024	30/08/2024 ↑
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	30/11/2016	2/02/2021	01/06/2021 ↑
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Medellín – La Virginia	4	30/09/2018	31/12/2021	30/11/2021 ↓
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Alférez – San Marcos			30/04/2022	30/04/2022
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: La Virginia – Alférez			31/12/2023	05/06/2024 ↑
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	4	30/09/2018	26/08/2021	31/10/2021 ↑
UPME 07-2016	Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	4	30/11/2021	31/07/2024	30/03/2024 ↓
UPME 09-2016	Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	4	30/11/2020	21/11/2022	28/02/2023 ↑
UPME 06 - 2017	Subestación Colectora 500 kV	4	30/11/2022	31/08/2023	30/10/2023 ↑
UPME 05 - 2018	Toluviejo 220 kV	4	30/06/2022	30/03/2023	30/04/2023 ↑

Proyectos del STN por convocatoria

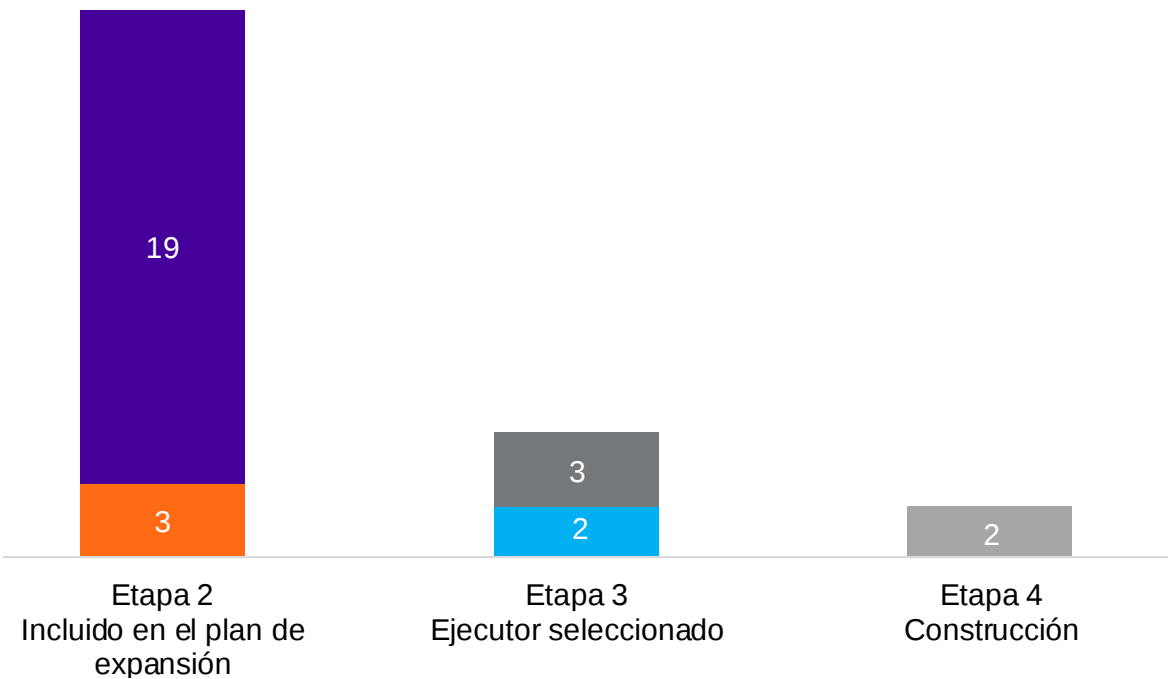


Proyectos del STR por convocatoria

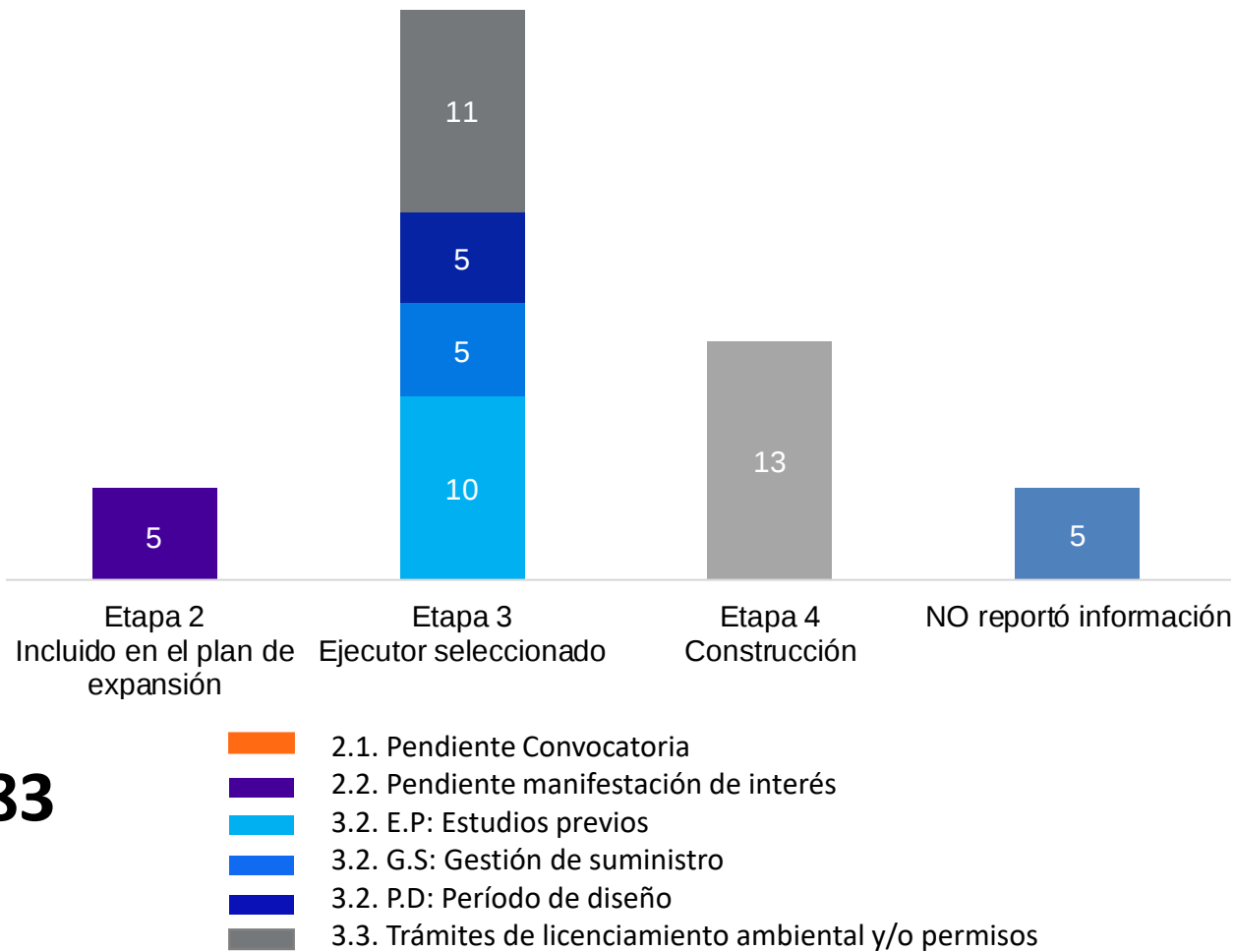


Proyectos del STR

Proyectos STR en cronograma por etapa: 29



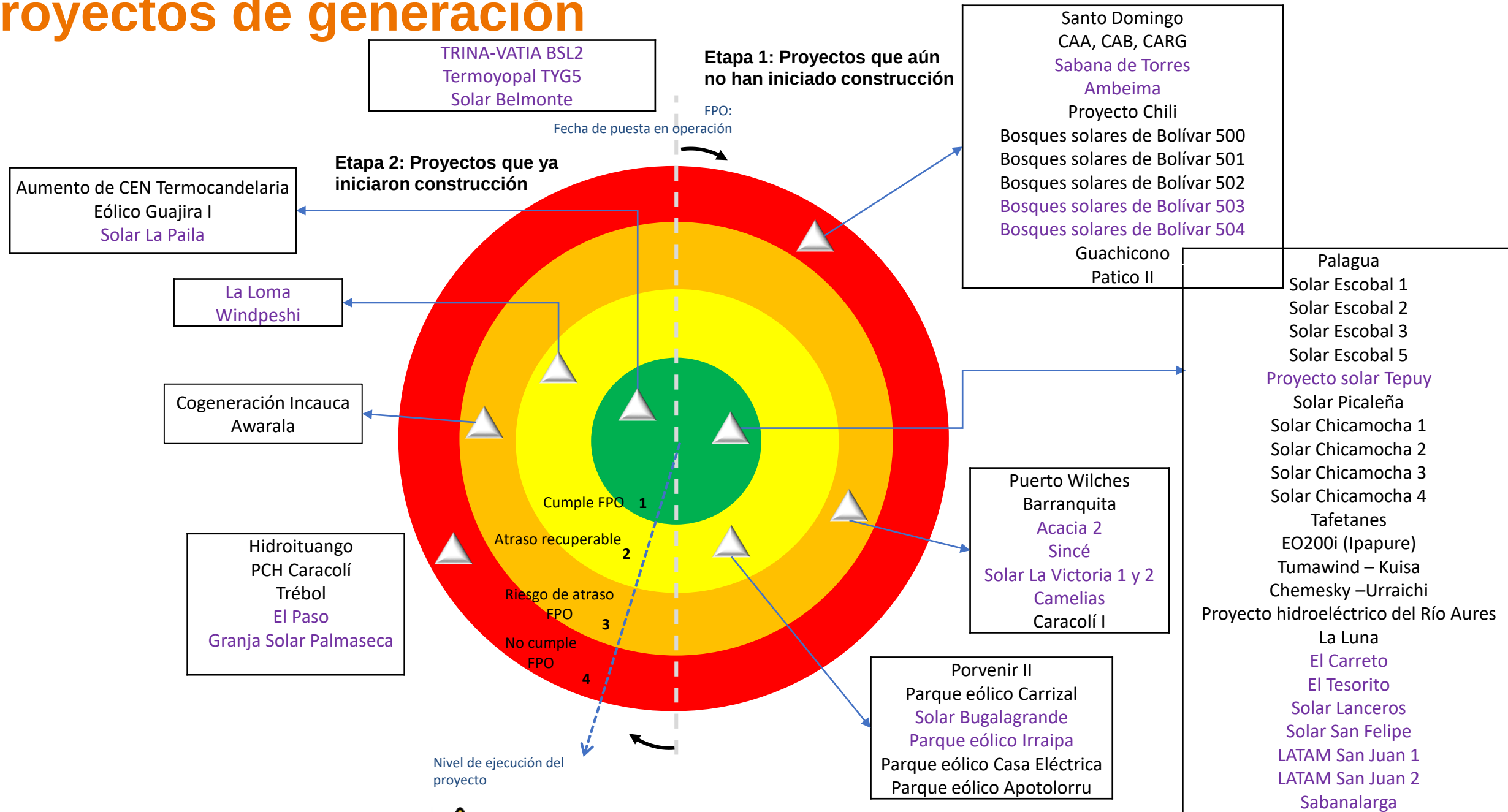
Proyectos atrasados STR por etapa: 54



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

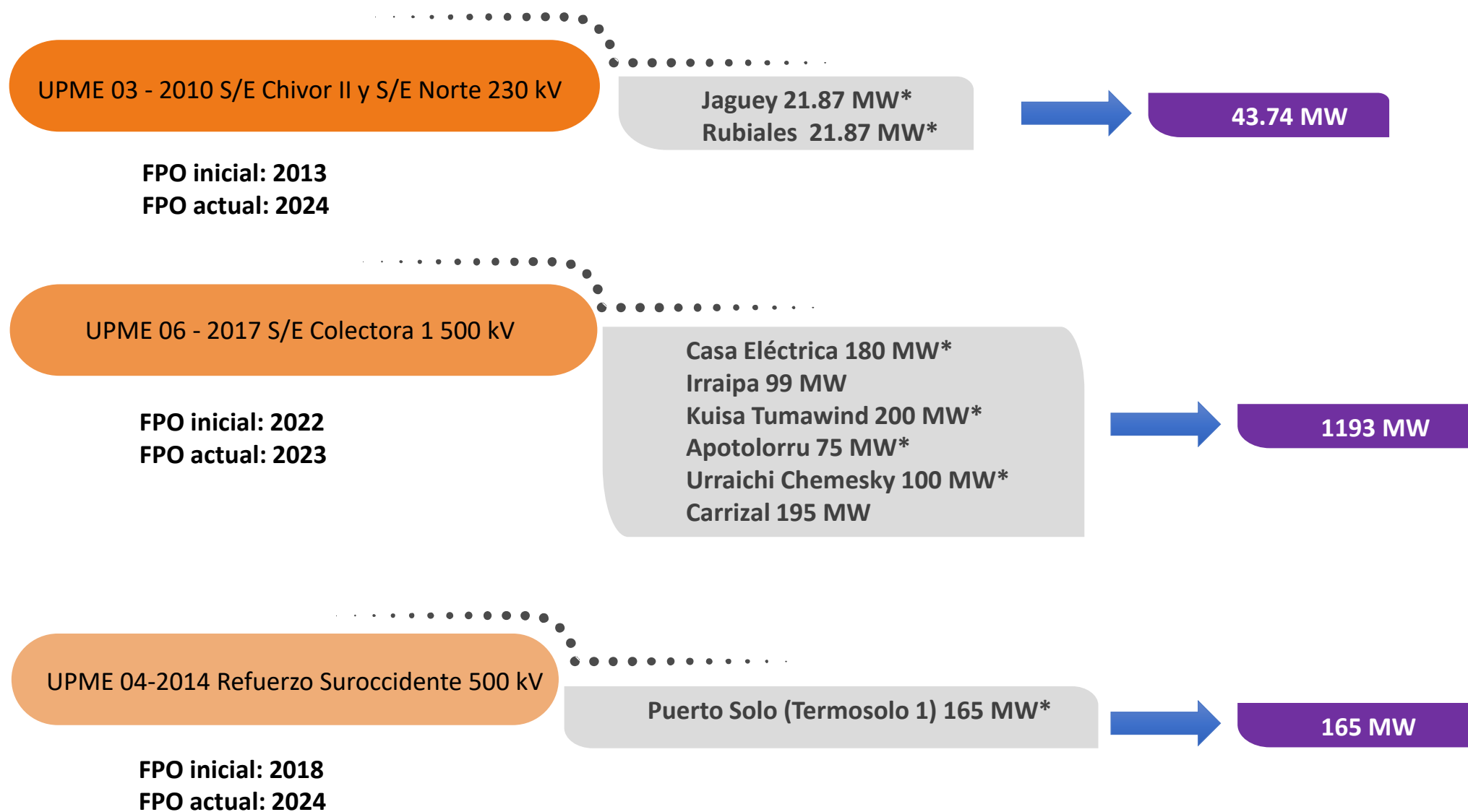
El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementación de medidas operativas para evitar desconexiones grandes de demanda.

Proyectos de generación



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

Proyectos de generación Supeditados a proyectos con atrasos

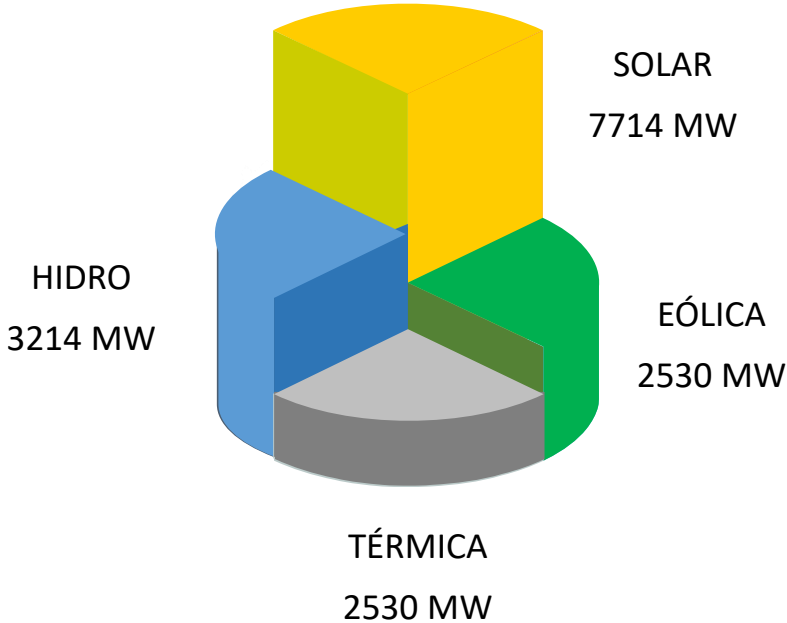


*Proyectos con cargo por confiabilidad

Panorama de proyectos de expansión en el STN

Proyectos de expansión en Generación

Proyectos con concepto UPME

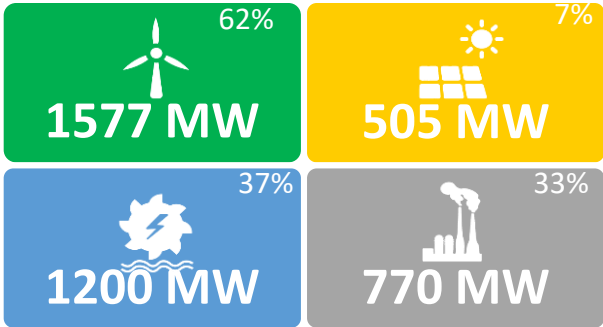


Total 15,778 MW

Datos con corte al 30/04/2021
Fecha de entrada de los proyectos antes de 31/12/2024

Proyectos con OEF o CLPE

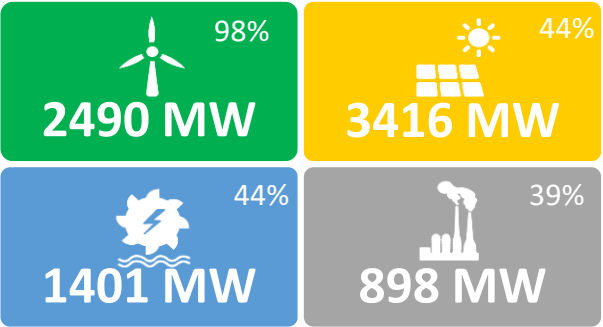
El **26%** de los proyectos con concepto UPME tienen compromisos de OEF o CLPE



**Total
4,052 MW**

Proyectos con Garantías bancarias

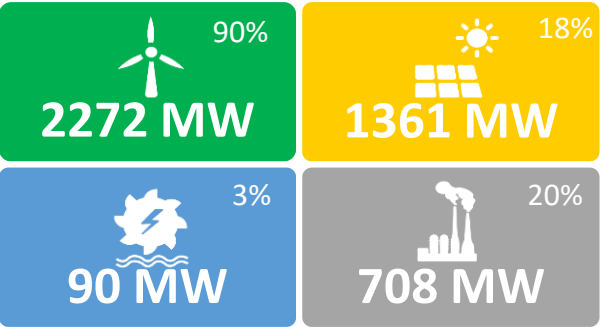
El **52%** de los proyectos con concepto UPME tienen garantías bancarias ante el ASIC



**Total
8,205 MW**

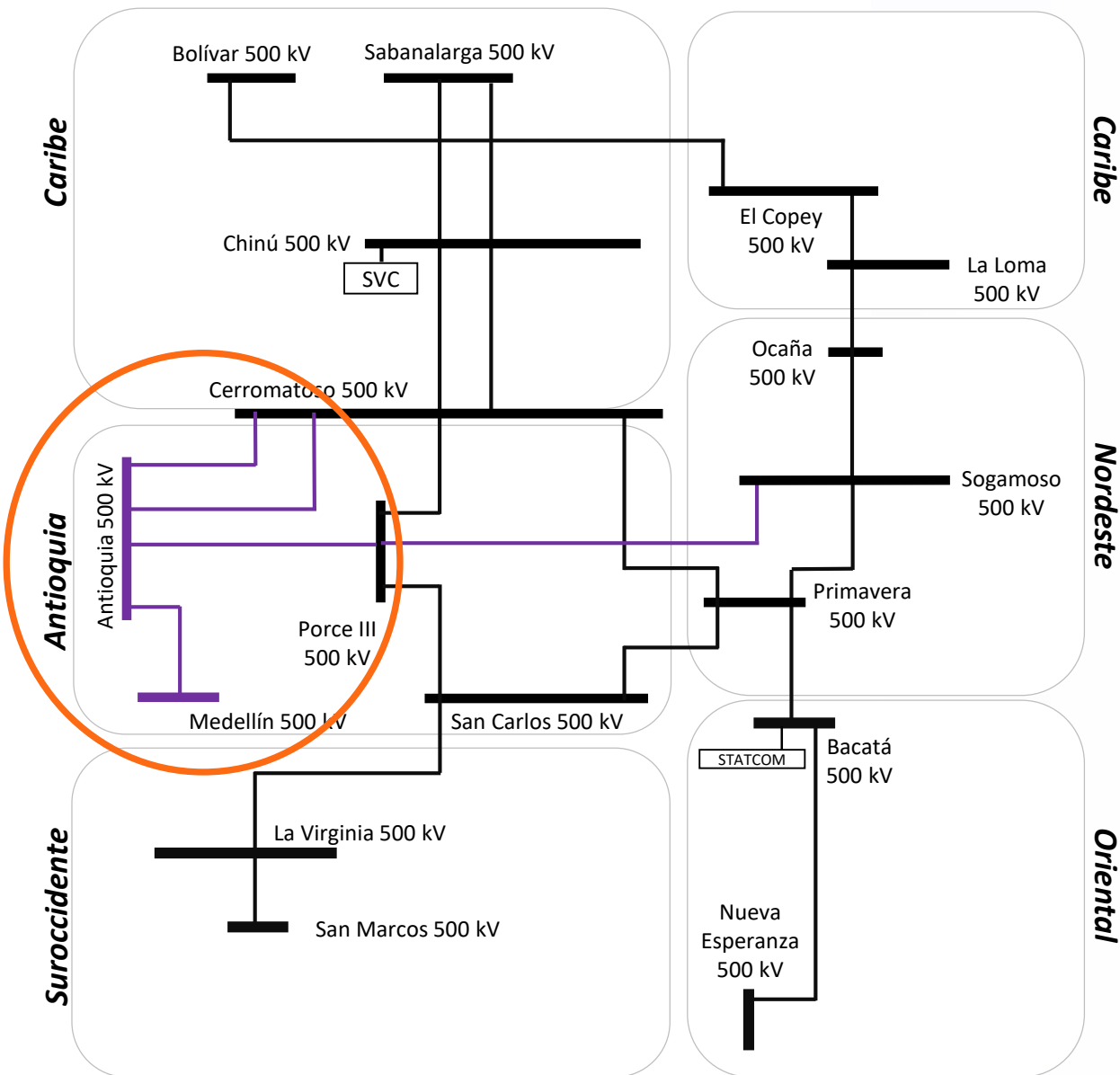
Proyectos supeditados a obras de transmisión

El **28%** de los proyectos con concepto UPME están supeditados a obras en las red del STR o STN.



**Total
4,431 MW**

Condición Actual – Red de Transmisión 500 kV

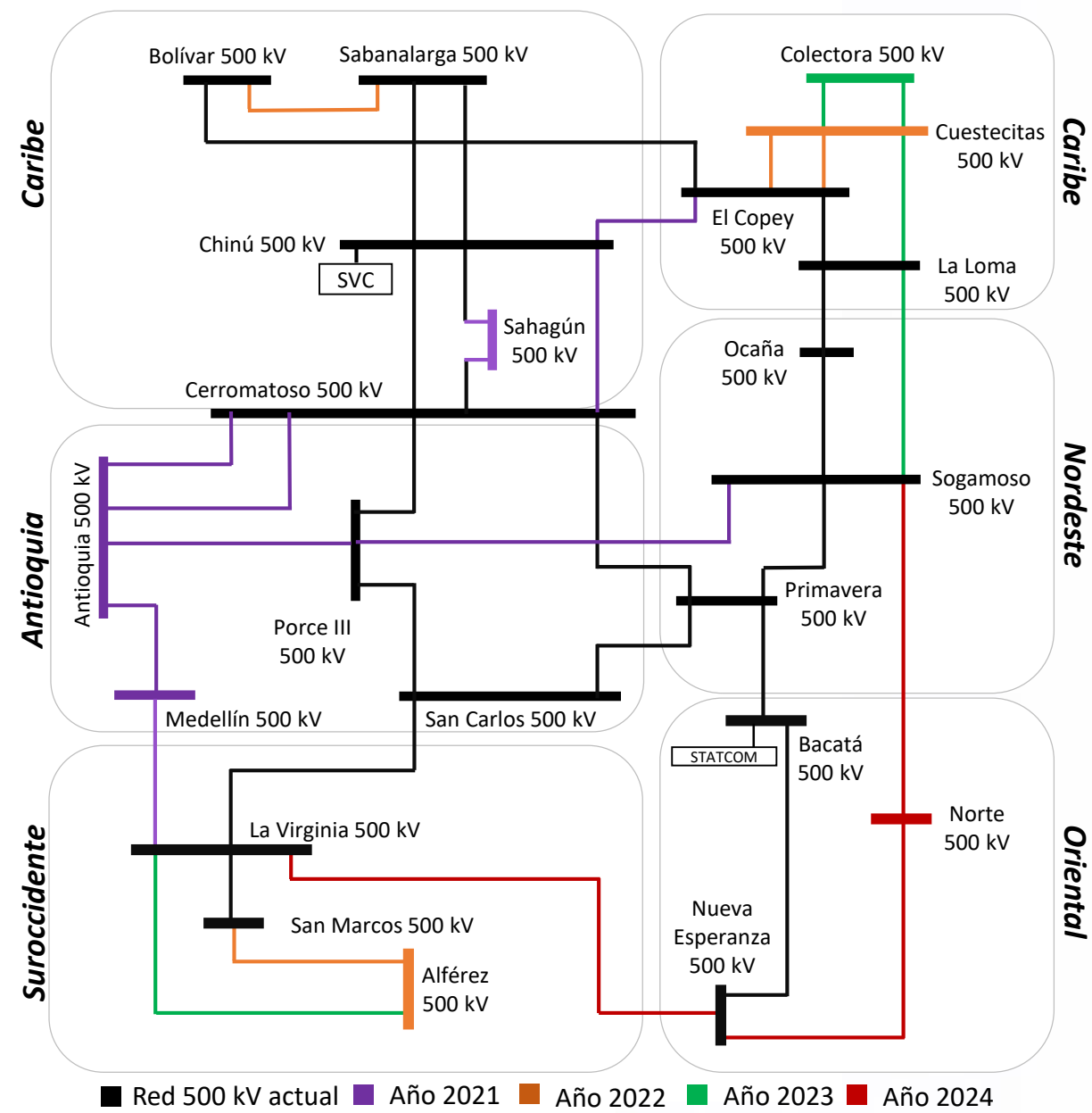


Columna vertebral del transporte de potencia
El sistema eléctrico colombiano cuenta con → **15** subestaciones y **17** circuitos a 500 kV para un total de **2546 km**.

Marzo 9 de 2021 → Con la entrada de las subestaciones Antioquia y Medellín 500 kV y sus circuitos asociados, se tienen en el SIN → **17** Subestaciones y **22** circuitos a 500 kV para un total de **3224 km**

Esta red enlaza la transmisión de potencia entre las áreas del SIN - Caribe, Antioquia, Suroccidente, Nordeste y Oriental

Condición esperada a 2024 - Red de Transmisión 500 kV



Marzo 9 de 2021 → Se tienen en el SIN → **17 Subestaciones y 22 circuitos a 500 kV** para un total de **3224 km.**

Tendremos a finales de 2024 → un total estimado de **25 subestaciones y 39 circuitos** a 500 kV para un total de **6059 km** de red a 500 kV.

Crecimiento estimado de:

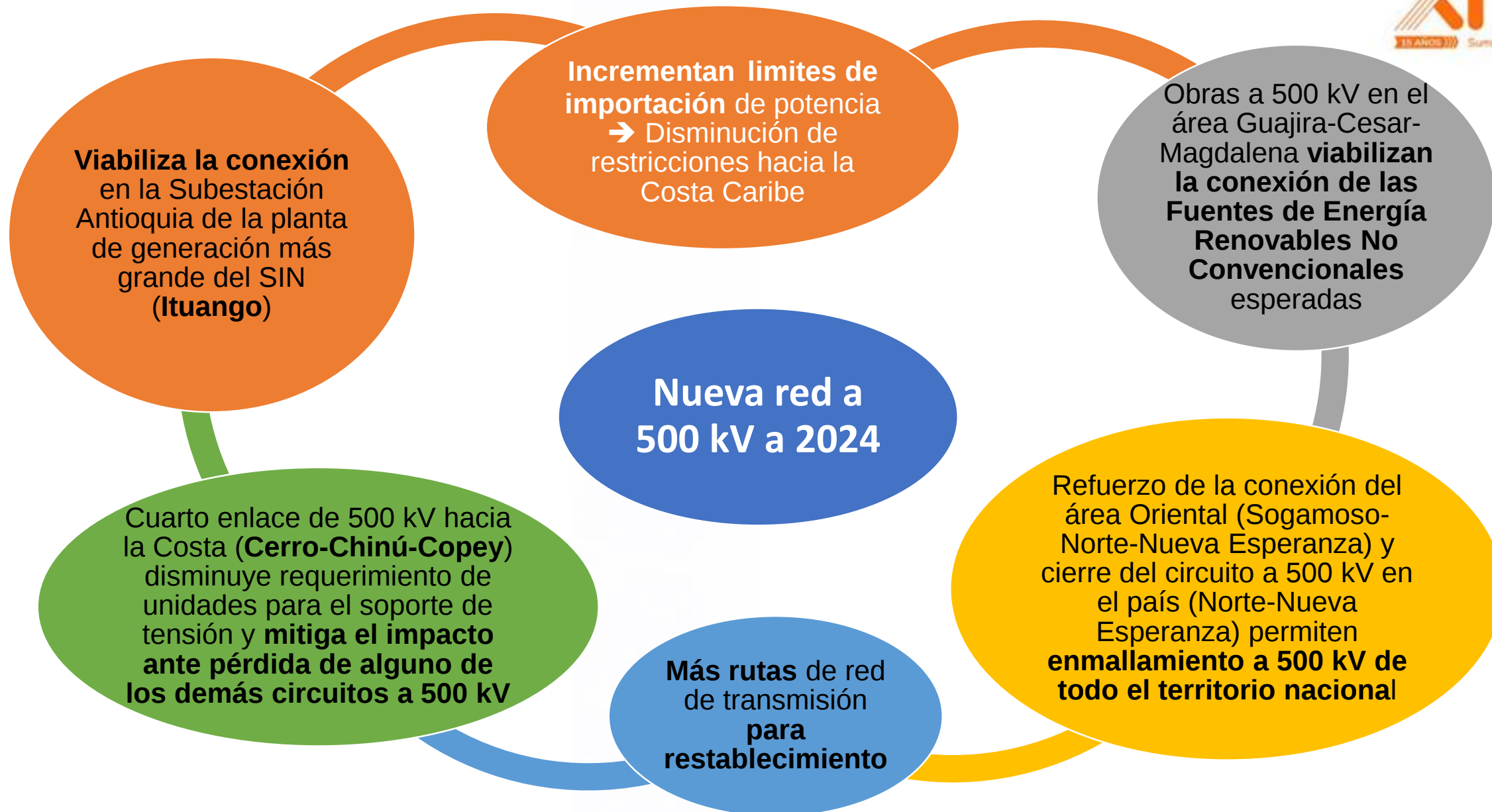
- 8 nuevas subestaciones a 500 kV ↑ (47%)
- 2835 km más de red a 500 kV ↑ (88%)

Principales Impactos en la operación del SIN

Se fortalecen e incrementan los límites seguros de importación de potencia entre las áreas y disminuye el requerimiento de unidades para el soporte de tensión:

	Límites de Importación [MW]				Unidades mínimas [#]			
Área	2020	2021	2022-2023	2024	2020	2021	2022-2023	2024
Caribe	1500	1650 - 2250	2300	2400	7.5	4	3	3
Nordeste	1065	1400	1400	1400	2.8	1	1	1
Oriental 500 kV	900	900	1200	1400	11	11	9	7
Suroccidente 500 kV	500	560	610	1100	6	6	5	4

Principales Impactos en la operación del SIN



Condiciones de Orden Público



Declaración CAOP

- A raíz del anuncio de paro nacional para el 28 de abril, el CND, en coordinación con el CNO, declaró CAOP para los días entre el 27 y el 29 de abril inicialmente.
- Debido a las situaciones de orden público que se han venido presentando en el país a partir del paro, se amplió el CAOP hasta el 15 de mayo y se viene haciendo monitoreo continuo del sistema con los diferentes agentes, el CNO y autoridades del sector.

Atentamente comunicamos a todos los agentes del Sistema Interconectado Nacional - SIN, que de acuerdo con lo establecido en el numeral 1 del artículo 4 de la Resolución CREG 080 de 1999 y teniendo en cuenta la evolución de las condiciones de orden público en los últimos días, se declara la continuación del CAOP Nacional hasta el día 15 de mayo del 2021.

Por lo anterior, de manera general, el CND, en la medida que se cuente con los recursos disponibles, tomará las medidas que se estimen convenientes, de acuerdo con la evolución de las condiciones del SIN y mantendrá informados acerca de las mismas al Consejo Nacional de Operación, a la CREG y a los agentes del Mercado, así mismo recomienda a los agentes implementar planes de contingencia ante posibles bloqueos que impidan desplazamiento de cuadrillas y equipos.

Orden público y sector eléctrico

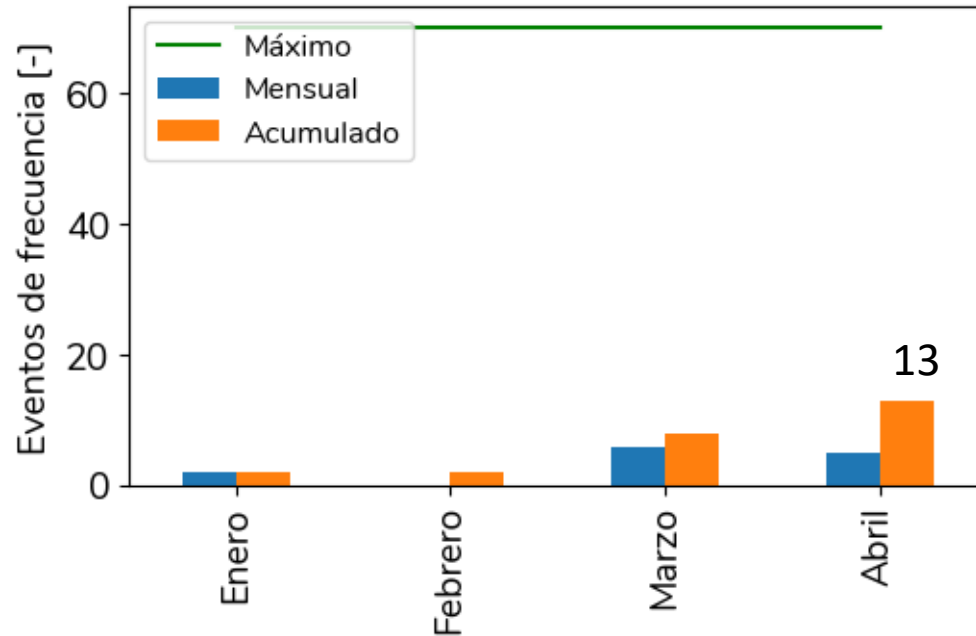
- Ecopetrol informó que se vienen presentando restricciones para la evacuación del GLP de Cusiana, situación que puede generar restricciones en las entregas de gas de la planta a partir del 6 de mayo.
- De presentarse déficit de gas en el interior se podrían presentar limitaciones de gas a las plantas del interior.
- Dependiendo de la restricción, se podría tener mayor cantidad de gas de los campos de la costa atendiendo demanda del interior.
- Compañía Eléctrica de Sochagota, operador de las unidades de Paipa, informó sobre disminución en el suministro de carbón.

Dado lo anterior se recomienda:

- Hacer seguimiento al suministro de energéticos primarios para el parque térmico del país (Carbón, líquidos y gas).
- Hacer seguimiento al inventario de la estación regasificadora que atiende a las plantas térmicas Candelaria, Tebsa y Flores.
- **Ya el Ministerio ha programado las reuniones diarias de seguimiento a partir del jueves 6 de mayo.**

Indicadores de Operación

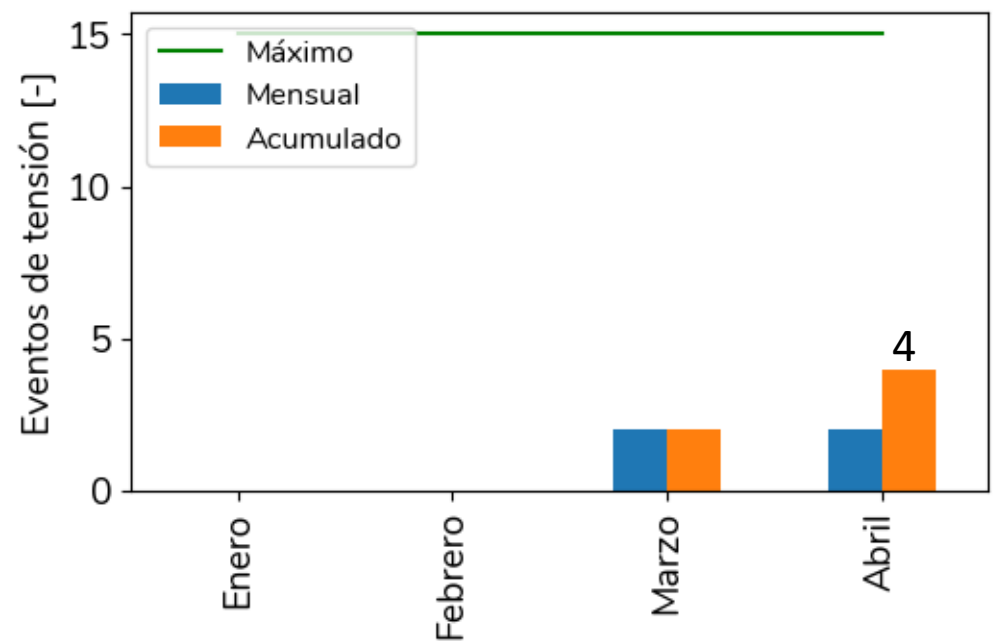
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Abril de 2021 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

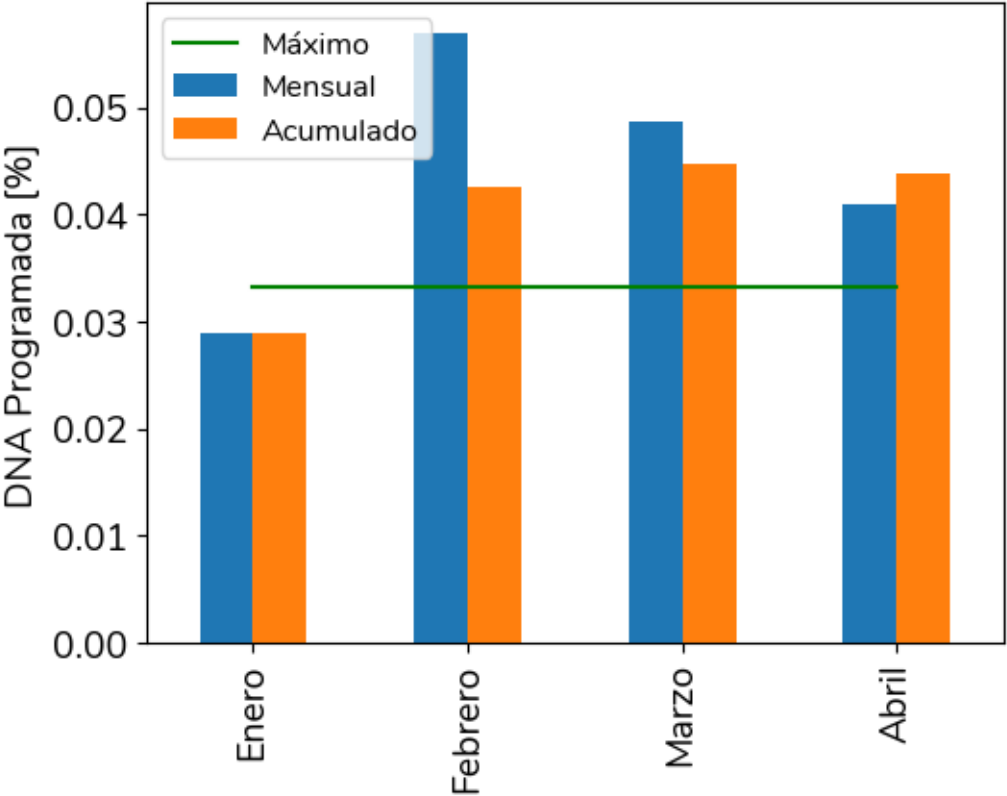
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2021-04-08 19:07	4.0	59.7	Evento de frecuencia, se presenta disparo de las unidades 1 y 2 del recurso PORCE II, cada unidad se encontraba generando 135 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.74 Hz. El agente reporta falla control servicios auxiliares.	No
2021-04-16 12:24	1.0	59.8	Suceso de frecuencia por disparo de la unidad de generación Guavio 1 con 237 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.76 Hz.	No
2021-04-05 09:26	1.0	59.8	Se presenta apertura de los circuitos JAMONDINO - POMASQUI 1, 2, 3 y 4 230 kV por actuación del esquema de separación de áreas. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz.	No
2021-04-03 12:55	1.0	60.2	Se presenta variación de frecuencia en el SIN, por evento en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, sin operación del Esquema de Separación de Áreas. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.22 Hz. CENACE informa pérdida de aproximadamente 188 MW de carga.	No
2021-04-13 11:29	1.0	60.3	Evento de frecuencia por disparo no simultáneo de los activos BACATA (CODENSA) - CHIA 1 115 kV (10:00) y BACATA (CODENSA) - EL SOL 1 115 kV (11:29) y dejando sin tensión las S/Es EL SOL 115 kV, ZIPAQUIRA 115 kV, UBATE 115 kV, PELDAR 115 kV, SIMIJACA, TERMOZIPA 115 kV, SESQUILE 115 kV, GRAN SABANA 115 kV, 115 kV, DIACO 115 kV y CHIA 115 kV. La frecuencia alcanza un valor de 60.32 Hz.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Abril de 2021 se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema

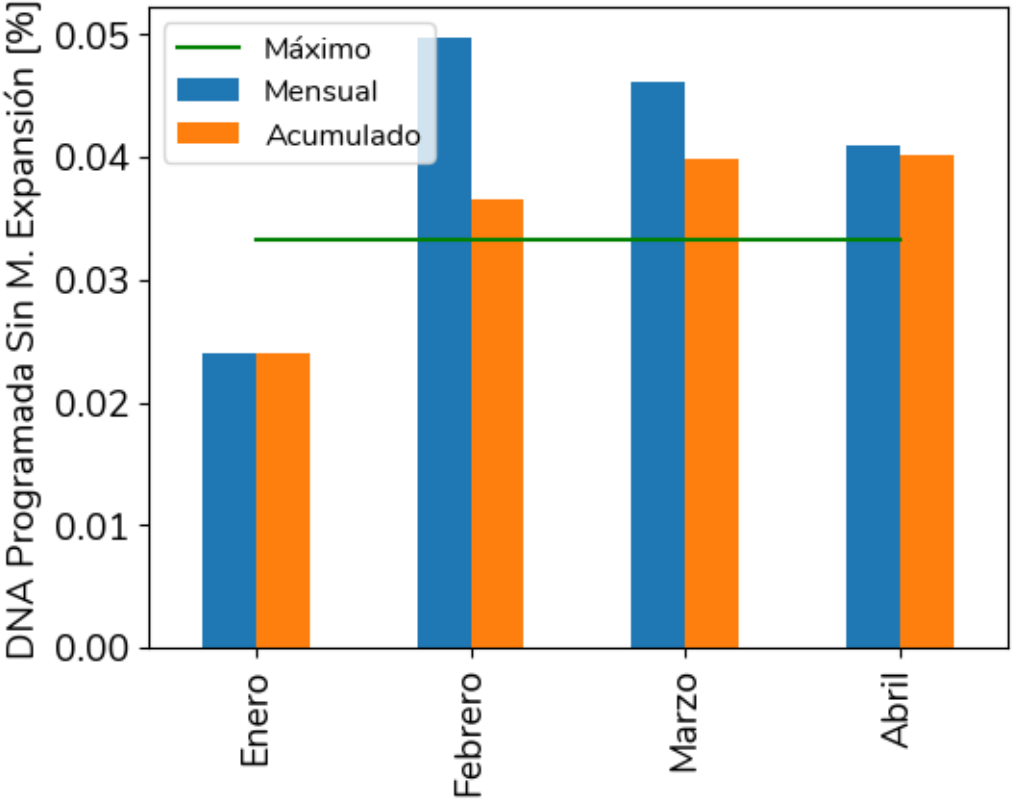
FechaIni	Descripcion	Causa
2021-04-23 10:54	Disparo simultáneo de todos los interruptores de la subestación TERMOFLORES 230 KV. Adicionalmente se presenta disparo de la BT2 TERMOFLORES 150 MVA 110 KV	Evento STN
2021-04-19 10:50	Disparo simultaneo de todos los interruptores de la subestación TERMOFLORES 230 KV. Adicionalmente se presenta disparo de la BT2 TERMOFLORES 150 MVA 110 KV.	Evento STN



Por causas programadas se dejaron de atender 2.4 GWh en el mes de Abril. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2021-04-18 05:28	472.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191546 del activo VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CODAZZI (CESAR) 110 kV y LA JAGUA 110 kV.
2021-04-25 05:15	465.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0185462 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
2021-04-18 05:01	263.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191545 del activo PROELECTRICA - MAMONAL 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E MAMONAL 66 kV.
2021-04-11 05:04	241.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0194025 y C0194469 del activo BL1 BOCAGRANDE A CARTAGENA 66 kV y BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV dejando sin tensión la S/E BOCAGRANDE 66 kV.
2021-04-25 08:04	238.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191528 del activo BT ZARAGOCILLA 2 35 MVA 66 kV.
2021-04-11 08:16	227.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0194249 del activo BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV.

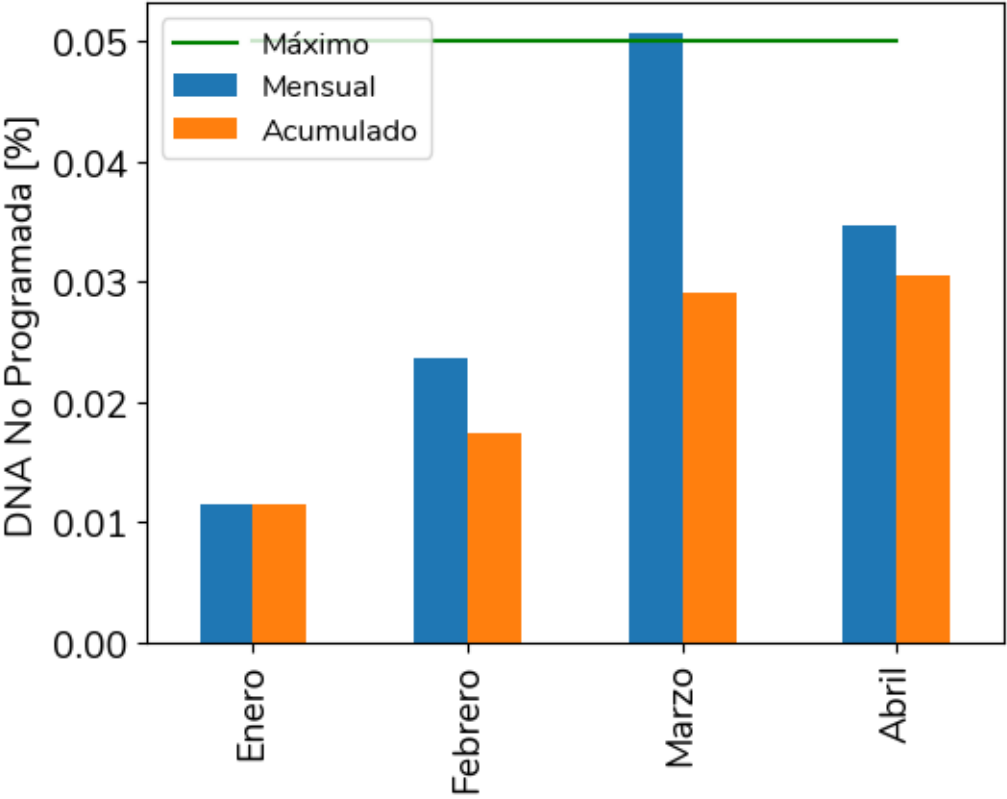
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.4 GWh en el mes de Abril. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2021-04-18 05:28	472.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191546 del activo VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CODAZZI (CESAR) 110 kV y LA JAGUA 110 kV.
2021-04-25 05:15	465.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0185462 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
2021-04-18 05:01	263.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191545 del activo PROELECTRICA - MAMONAL 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E MAMONAL 66 kV.
2021-04-11 05:04	241.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0194025 y C0194469 del activo BL1 BOCAGRANDE A CARTAGENA 66 kV y BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV dejando sin tensión la S/E BOCAGRANDE 66 kV.
2021-04-25 08:04	238.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191528 del activo BT ZARAGOCILLA 2 35 MVA 66 kV.
2021-04-11 08:16	227.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0194249 del activo BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV.

DNA No Programada



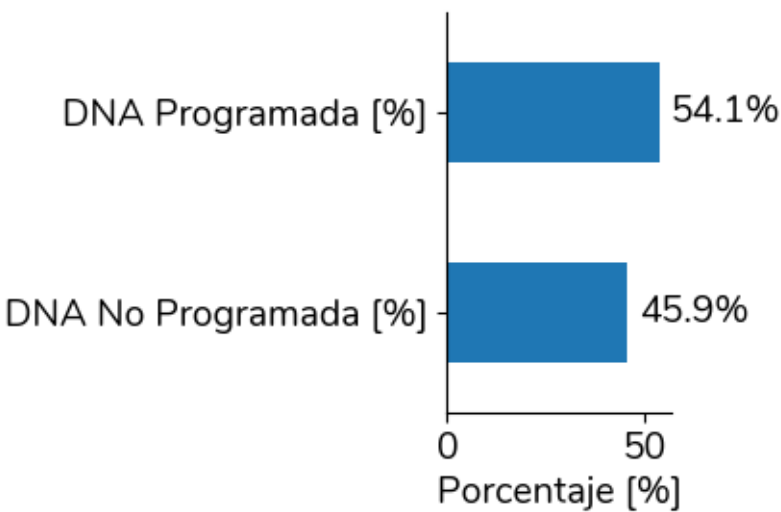
Por causas no programadas se dejaron de atender 2.04 GWh en el mes de Abril. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2021-04-12 00:16	360.5	Demanda no atendida por disparo del activo OCOA - SANTA HELENA 1 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales SANTA HELENA 115 kv, SURIA 115 kv, PUERTO LOPEZ 115 kv, CAMPOBONITO 115 kv y PUERTO GAITAN 115 kv.
2021-04-05 09:26	272.6	Demanda no atendida por disparo de los activos BT JAMONDINO 1 150 MVA 115 kv, BT JAMONDINO 2 150 MVA 115 KV, BL1 SAN MARTIN A PASTO 115 KV y BL1 SAN MARTIN A CATAMBUCO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es JAMONDINO 115 kv, PASTO 115 kv, JARDINERA 115 kv, JUNIN (NARIÑO) 115 kv, BUCHELY 115 kv, CATAMBUCO 115 kv, PANAMERICANA 115 kv y PANAMERICANA 34.5 kv.
2021-04-13 14:09	228.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0194834 del activo EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kv, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 KV y EL BANCO 110 KV.
2021-04-13 11:29	144.0	Demanda no atendida por disparo no simultáneo de los activos BACATA (CODENSA) - CHIA 1 115 kv (10:00) y BACATA (CODENSA) - EL SOL 1 115 kv (11:29), dejando sin tensión las S/Es EL SOL 115 KV, ZIPAQUIRA 115 kv, UBATE 115 kv, PELDAR 115 kv, SIMIJACA, TERMOZIPIA 115 kv, SESQUILE 115 KV, GRAN SABANA 115 KV, 115 kv, DIACO 115 kv y CHIA 115 kv.

Resumen – Demanda no atendida

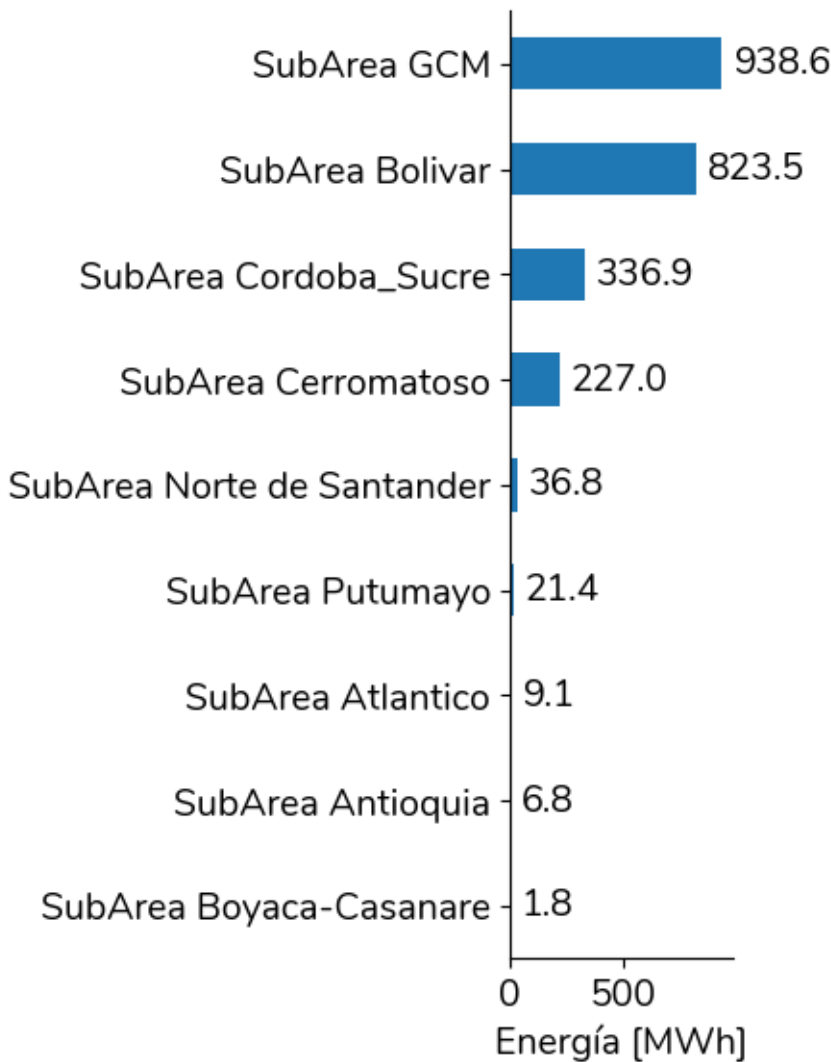


% DNA

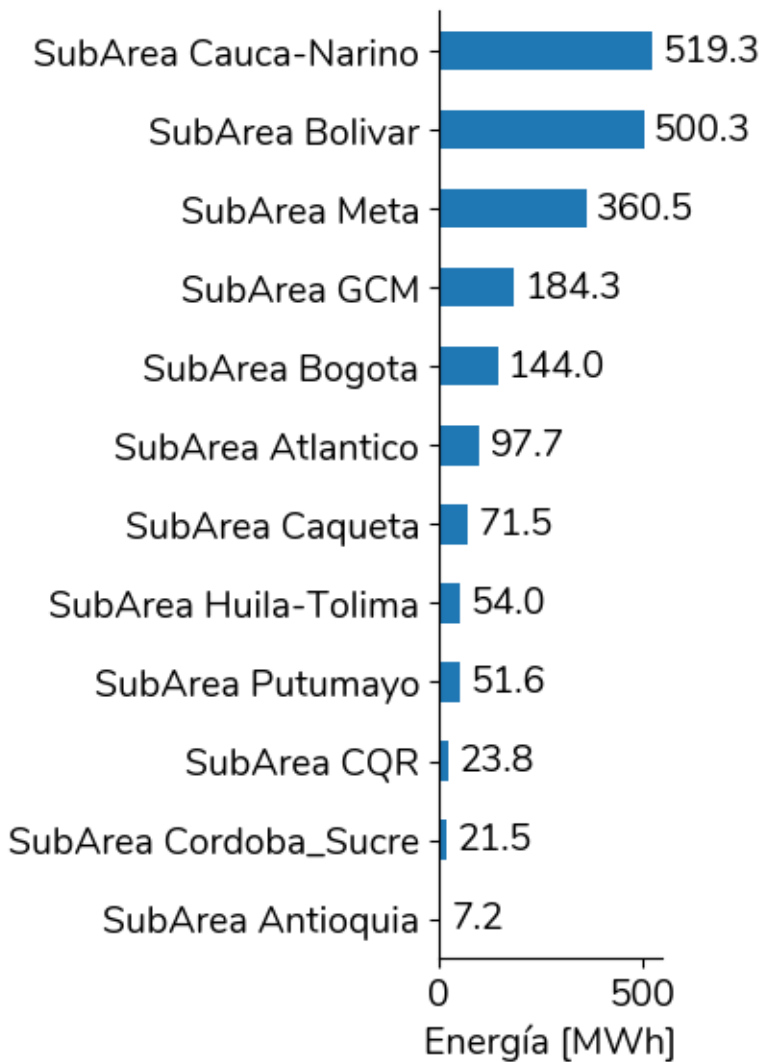


El total de demanda no atendida en Abril fue 4.44 GWh

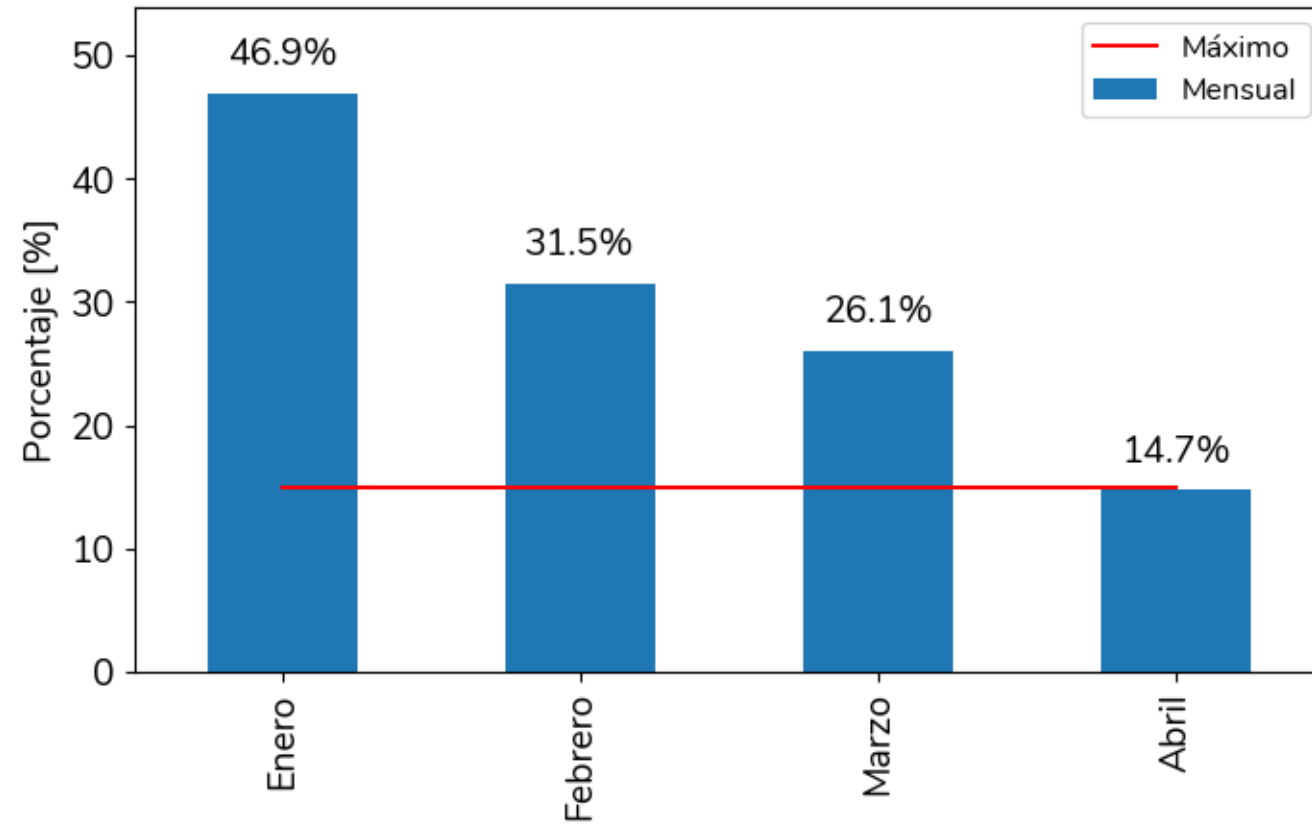
DNA Programada



DNA No Programada



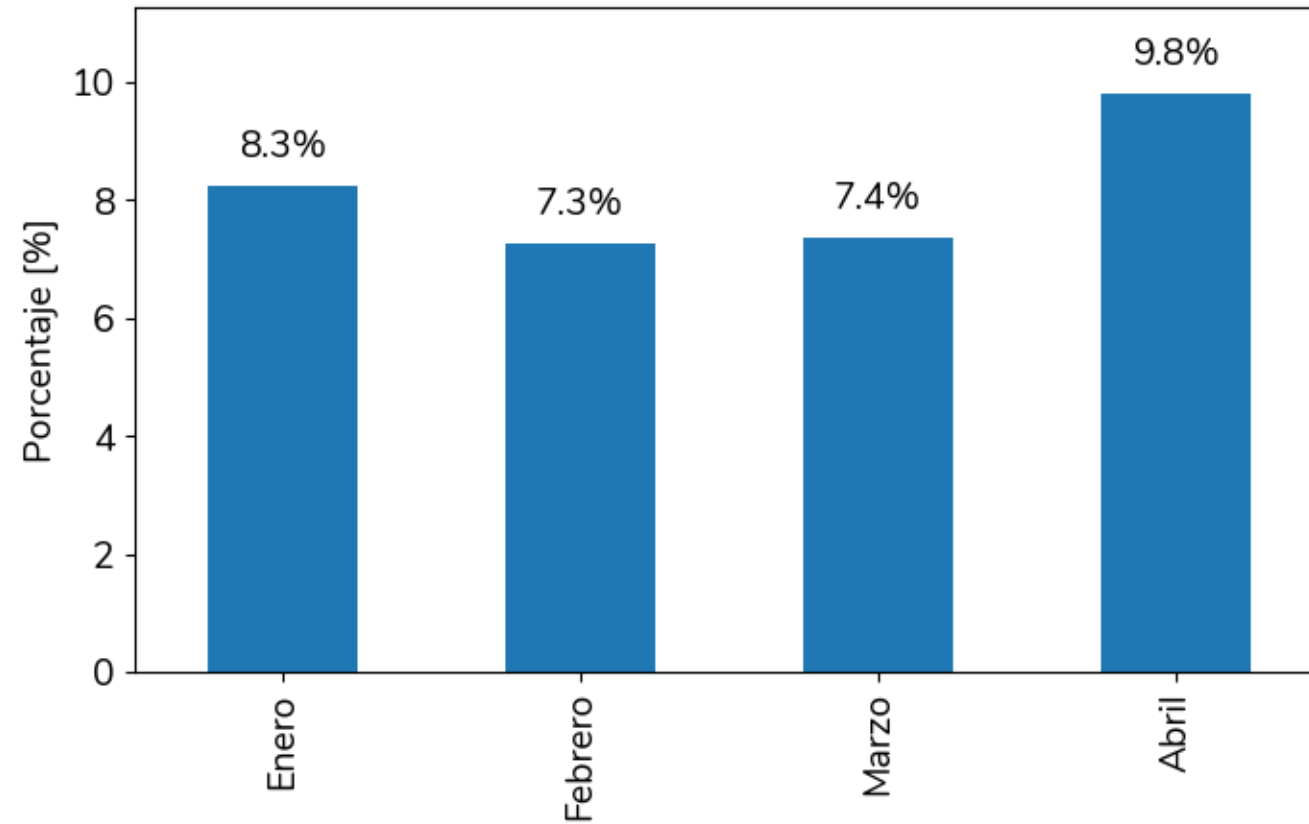
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC Horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

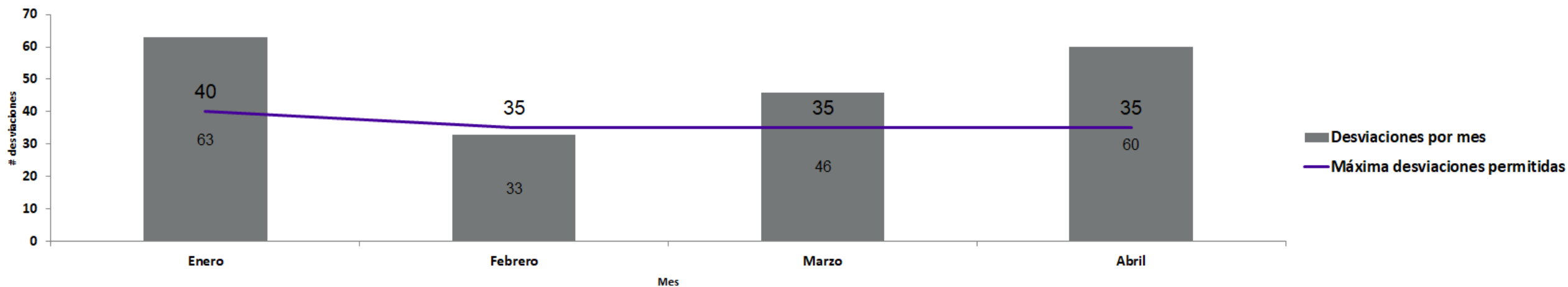


Participación PNDC en la generación total del SIN

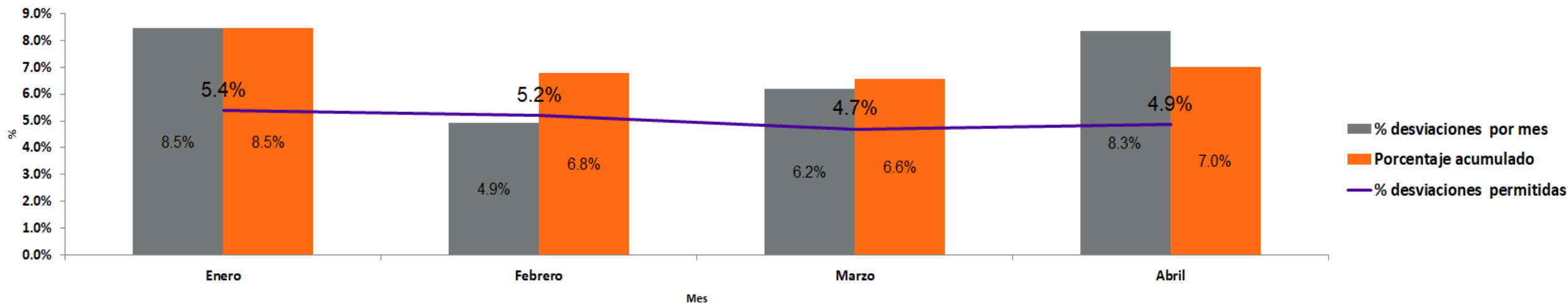


Indicador de calidad del pronóstico oficial Abril 2021

Número de desviaciones mayores al 5%

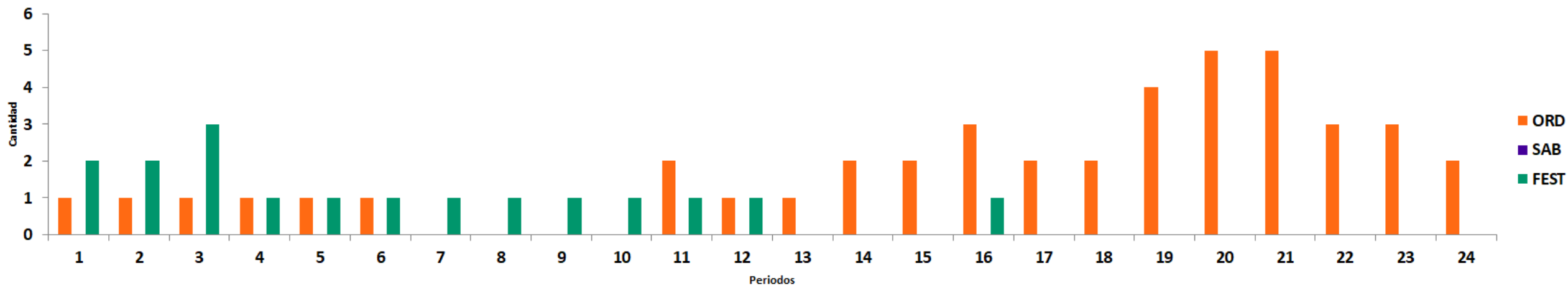


Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

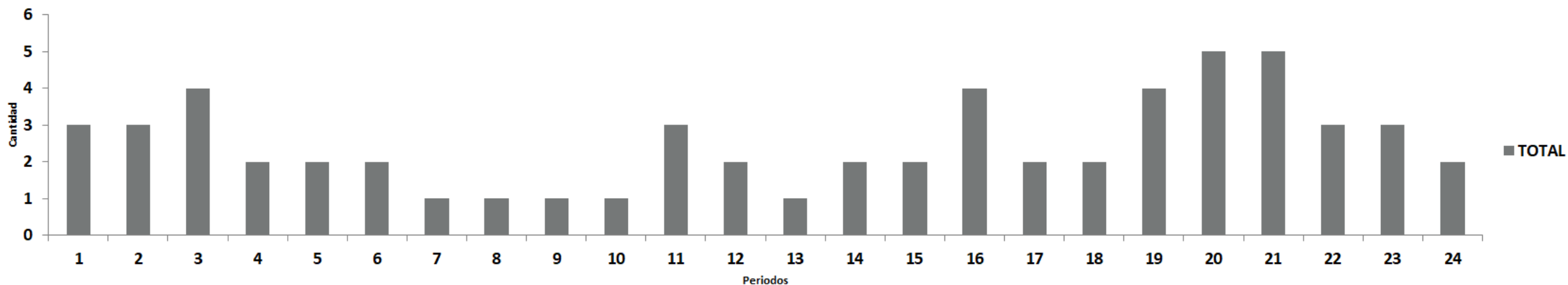


Indicador de calidad del pronóstico oficial Abril 2021

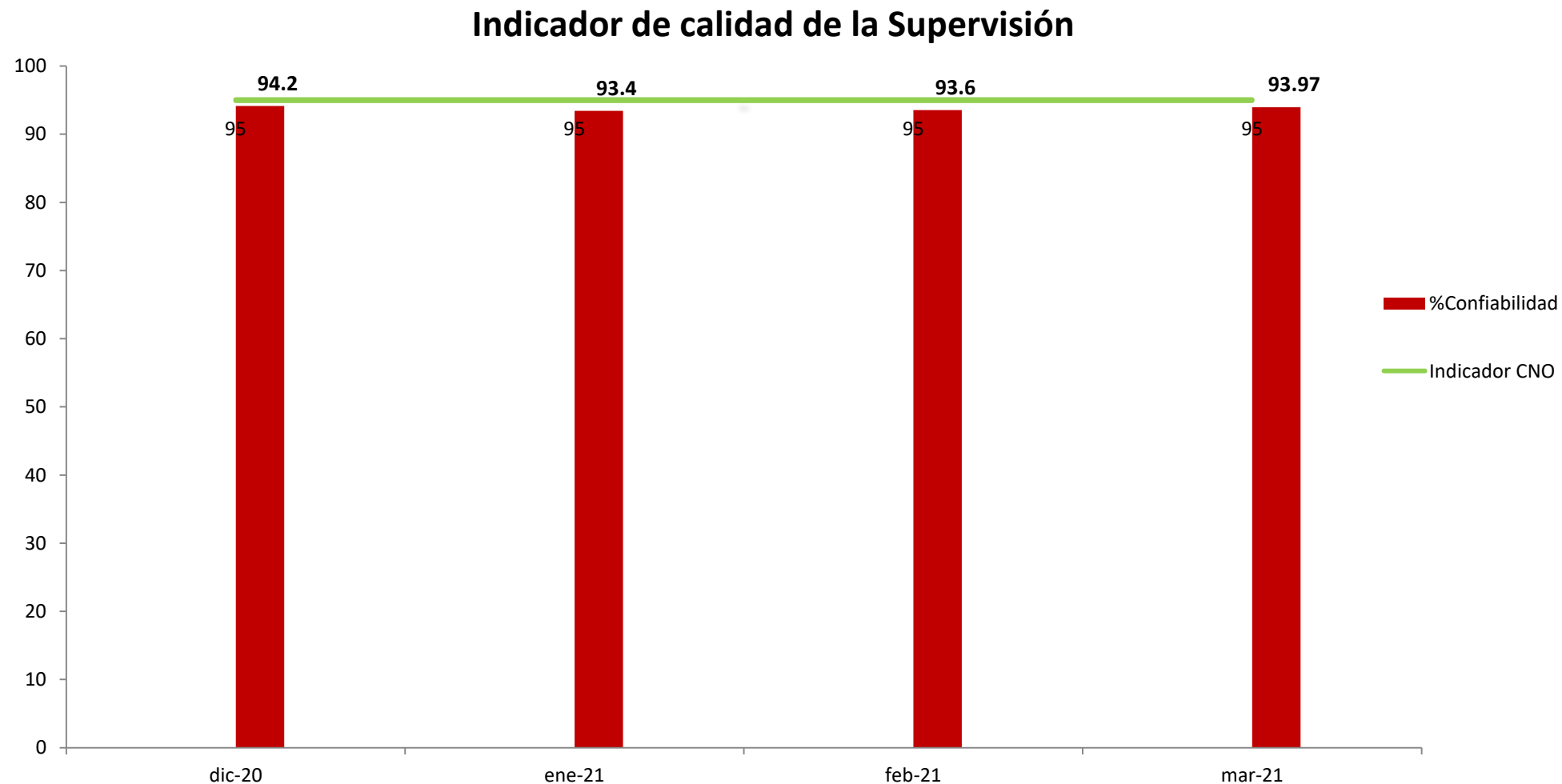
Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la Supervisión

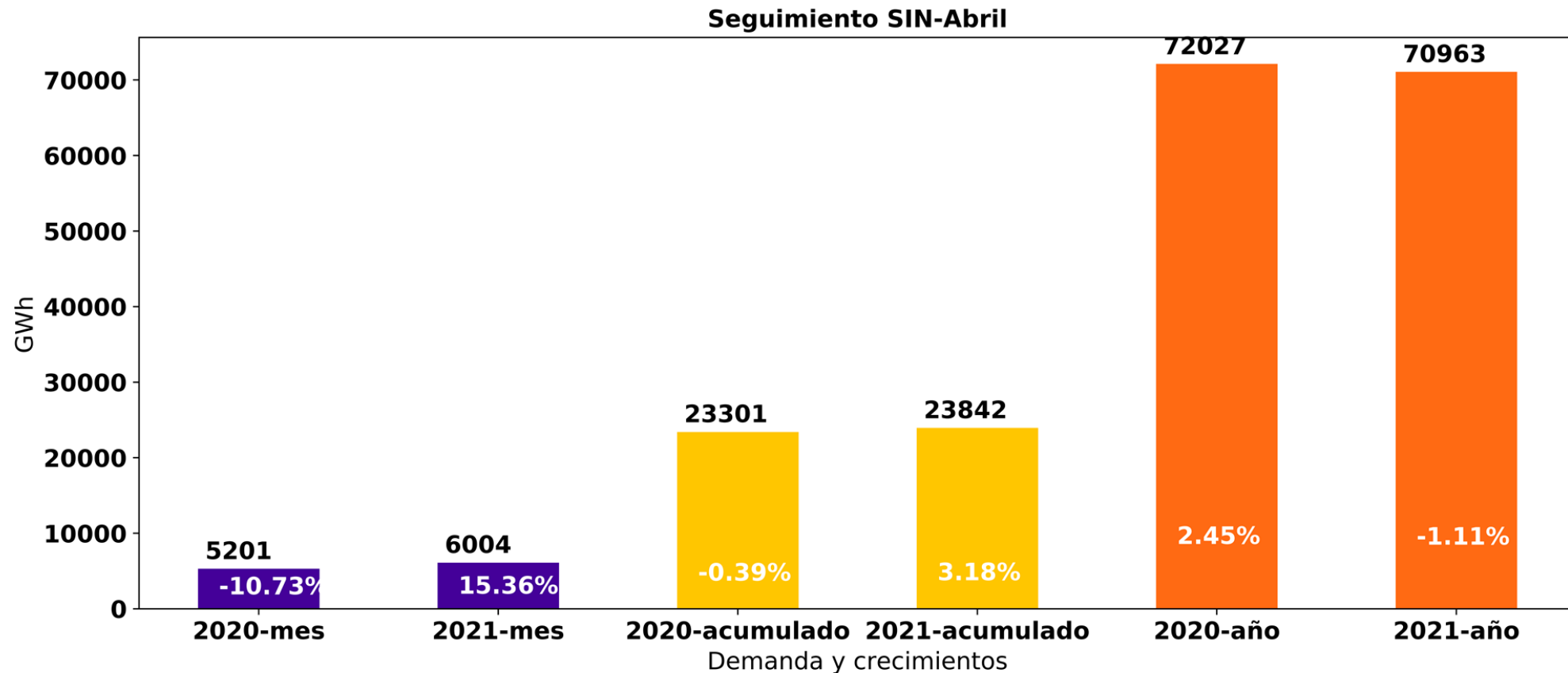


Nota: el indicador corresponde al mes de marzo de 2021



Anexos

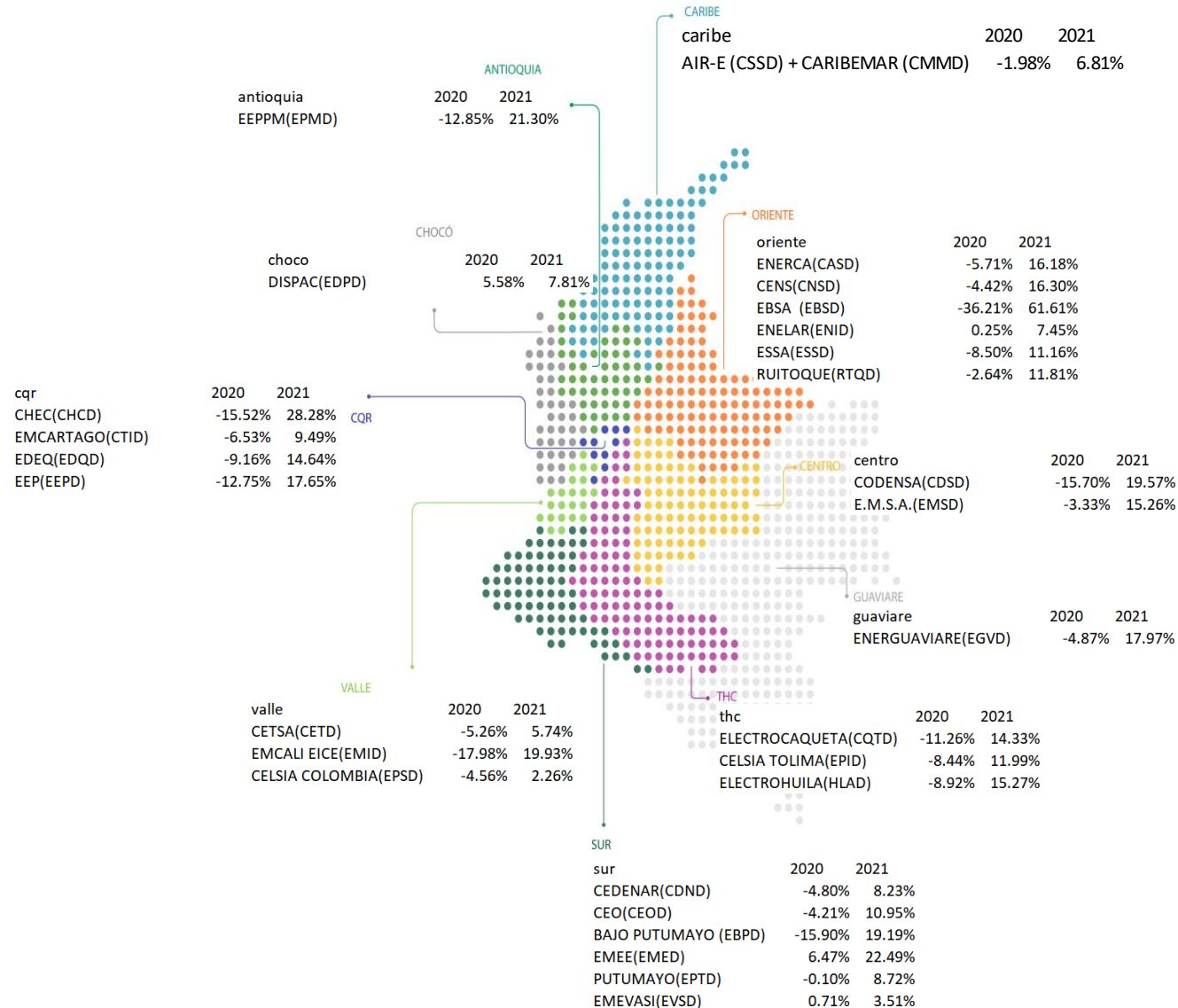
Demanda de energía del SIN Abril 2021



	2020-mes				2021-mes			
mes	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	3540.04	20	177.00	-12.25%	4143.54	20	207.18	17.05%
SAB	681.00	4	170.25	-10.31%	780.07	4	195.02	14.55%
FEST	979.77	6	163.29	-5.93%	1080.60	6	180.10	10.29%
TOTAL	5200.81	30	173.36	-10.73%	6004.21	30	200.14	15.36%

Demanda de energía por operadores de red y región

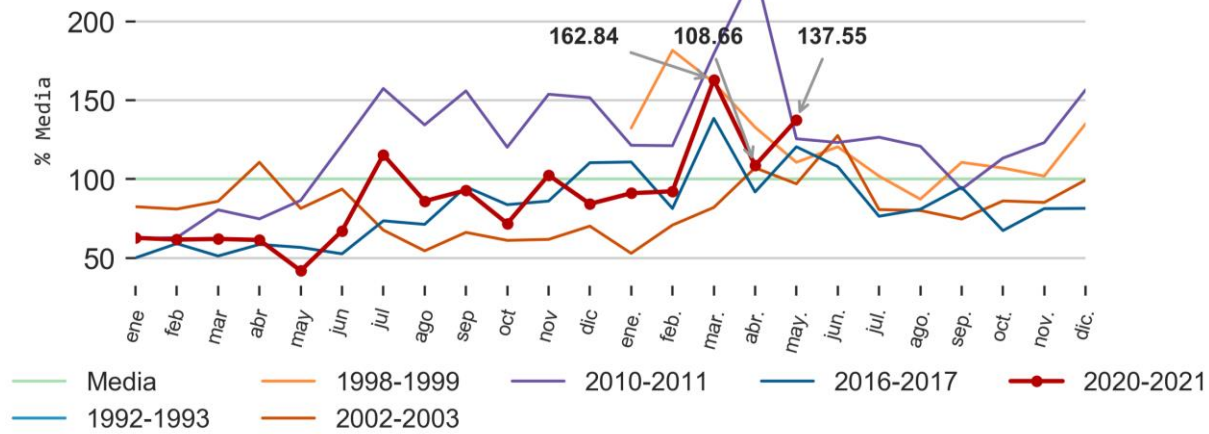
Abril 2021



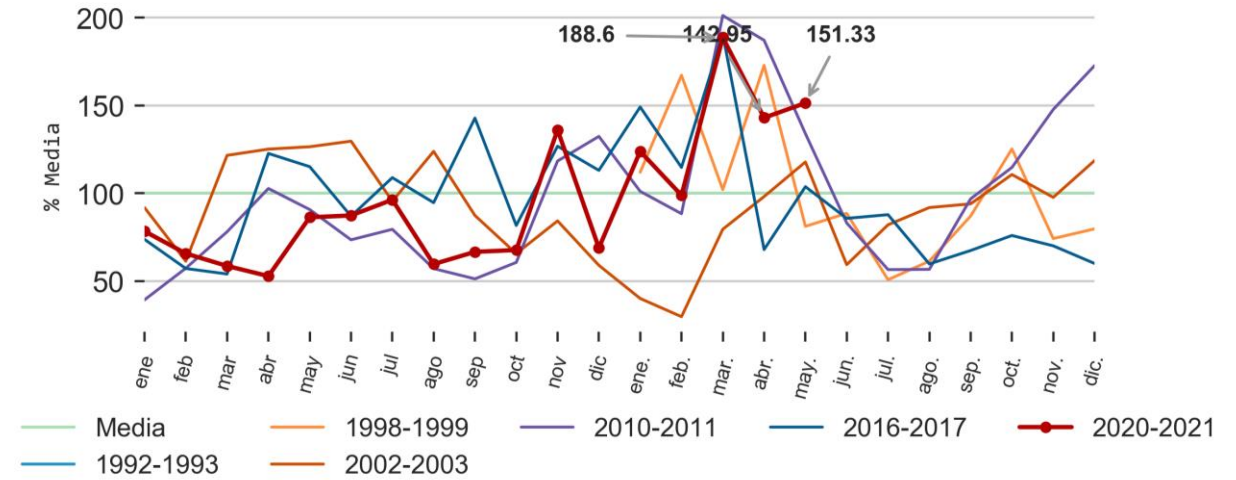
Región	2020-04-01--2020-04-30	2020-04-01--2020-04-30%	2021-04-01--2021-04-30	2021-04-01--2021-04-30%
ANTIOQUIA	663.82	-12.85%	806.58	21.30%
CARIBE	1397.71	-1.98%	1493.21	6.81%
CENTRO	1178.06	-14.41%	1404.95	19.06%
CHOCO	19.50	5.58%	21.02	7.81%
CQR	204.51	-13.24%	250.00	22.13%
GUAVIARE	4.78	-4.87%	5.64	17.97%
ORIENTE	516.74	-14.39%	634.94	22.79%
SUR	152.55	-4.65%	167.72	9.91%
THC	212.28	-8.91%	240.90	13.47%
VALLE	486.13	-12.57%	545.95	12.17%

Aportes por regiones

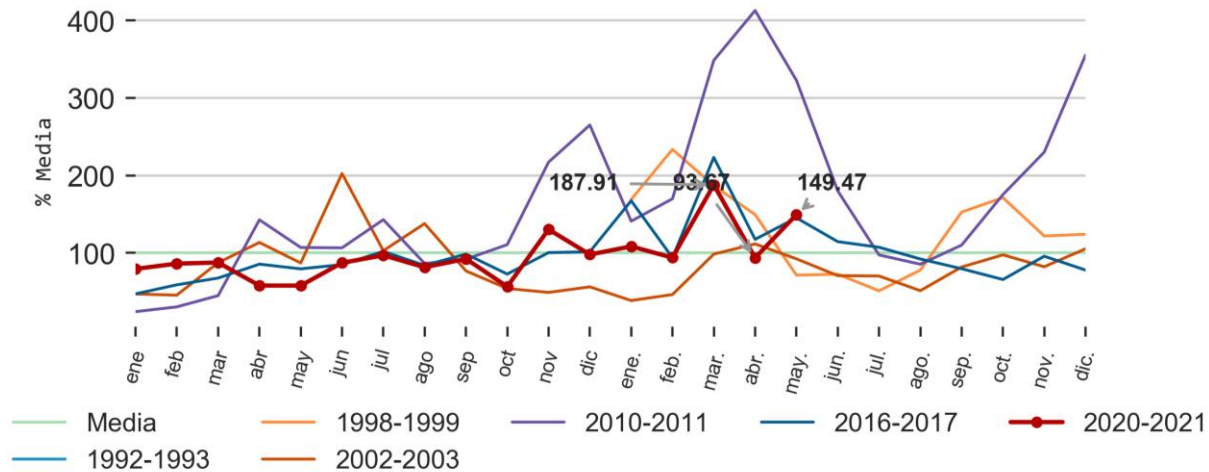
Antioquia



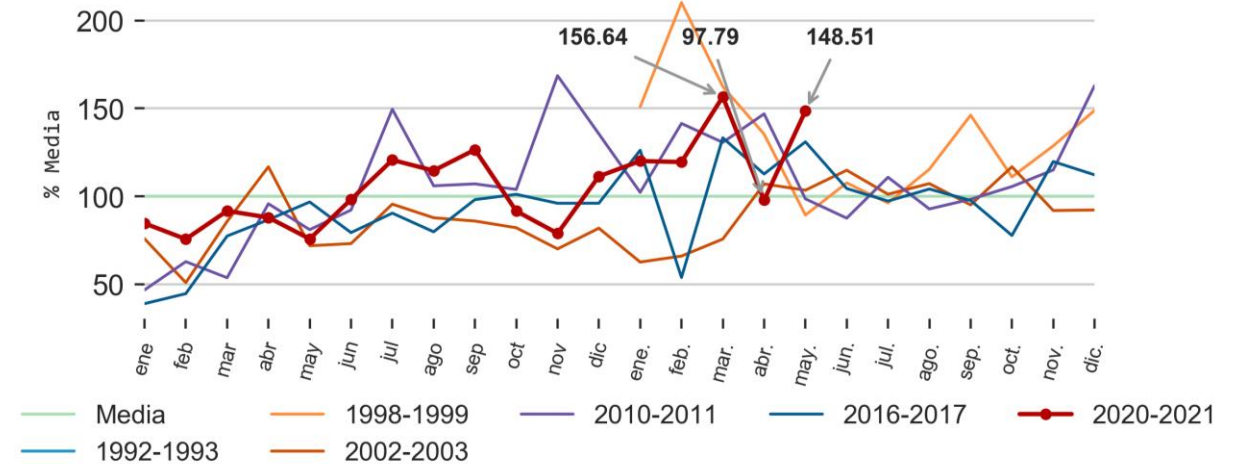
Oriente



Centro



Valle



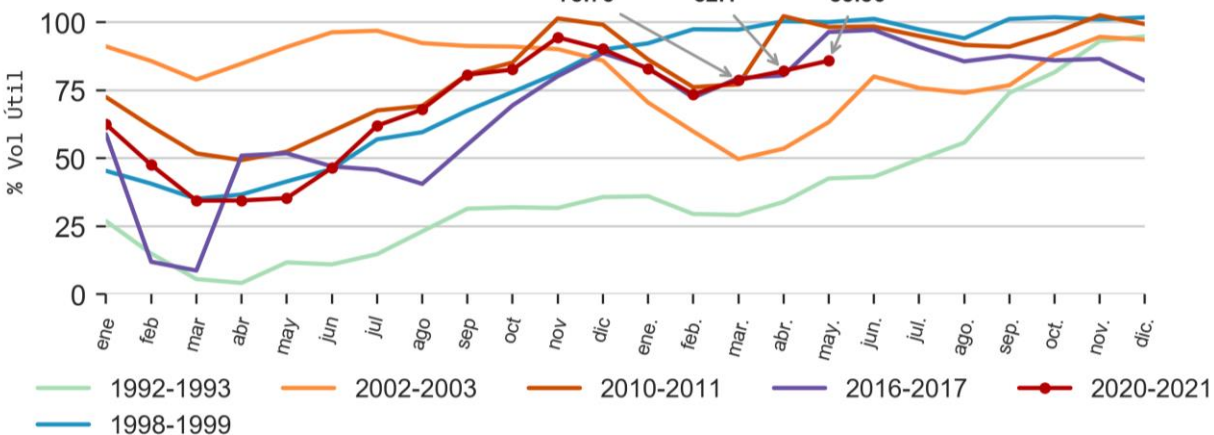
Información hasta el 2021-05-03

Similitud ENSO e hidrología

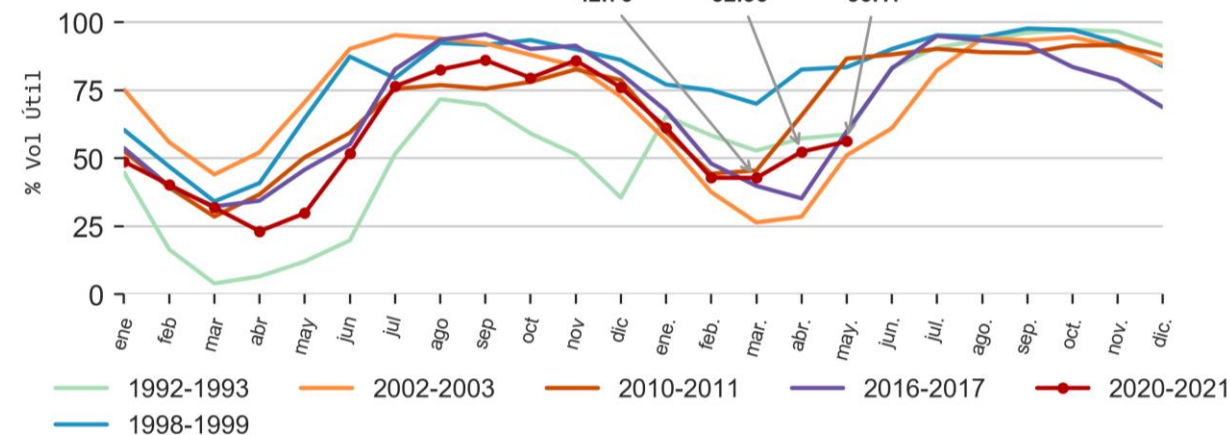
Información actualizada el 2021-05-04

Evolución de reservas por regiones

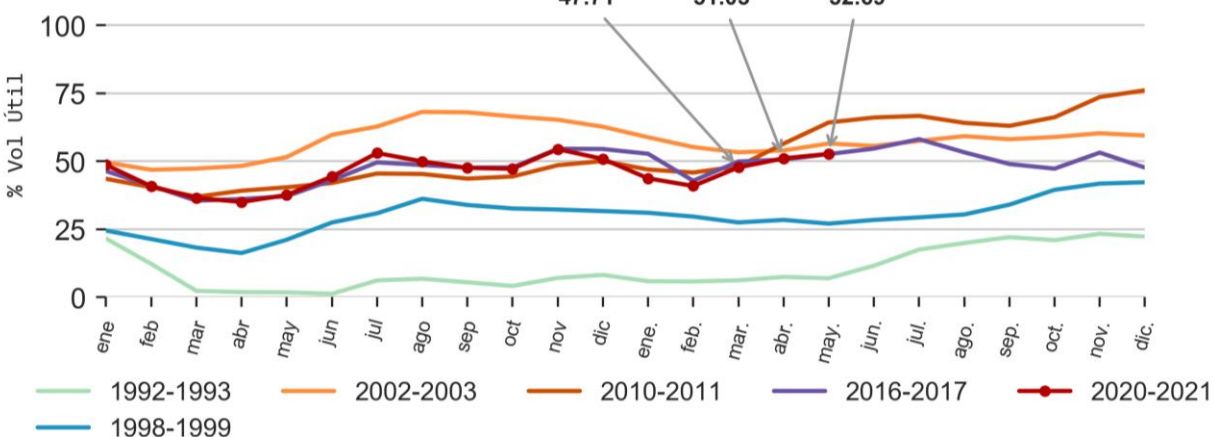
Antioquia



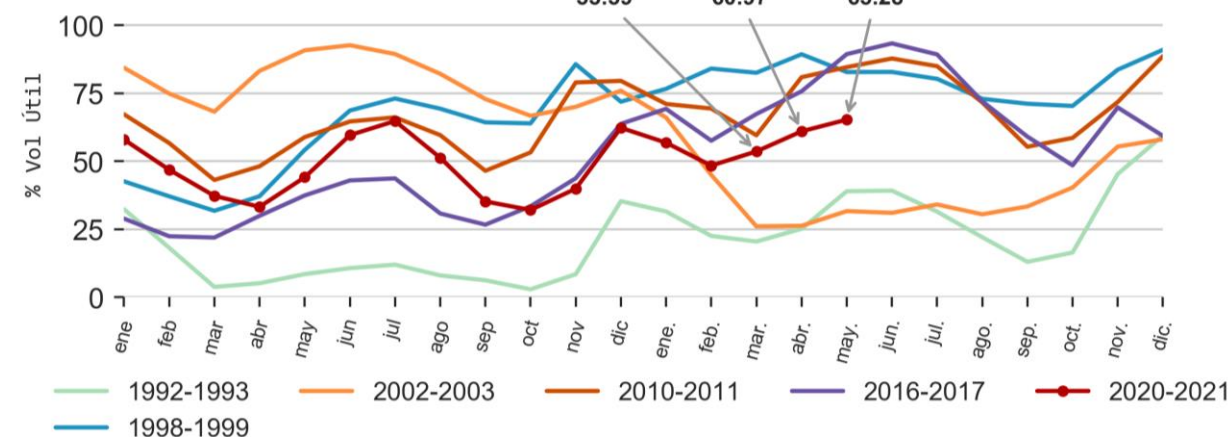
Oriente



Centro



Valle

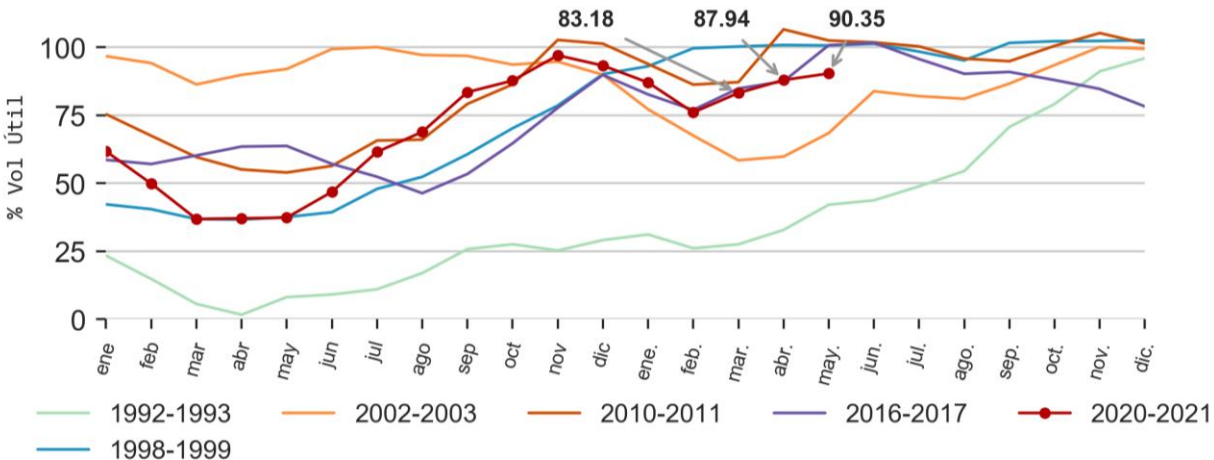


Información hasta el 2021-05-03

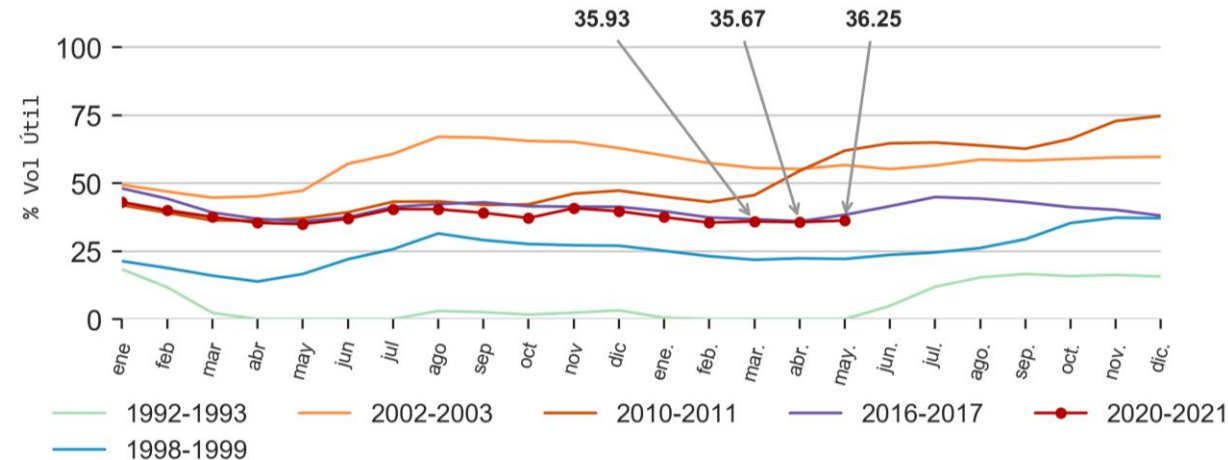
Información actualizada el 2021-05-04

Evolución de principales embalses

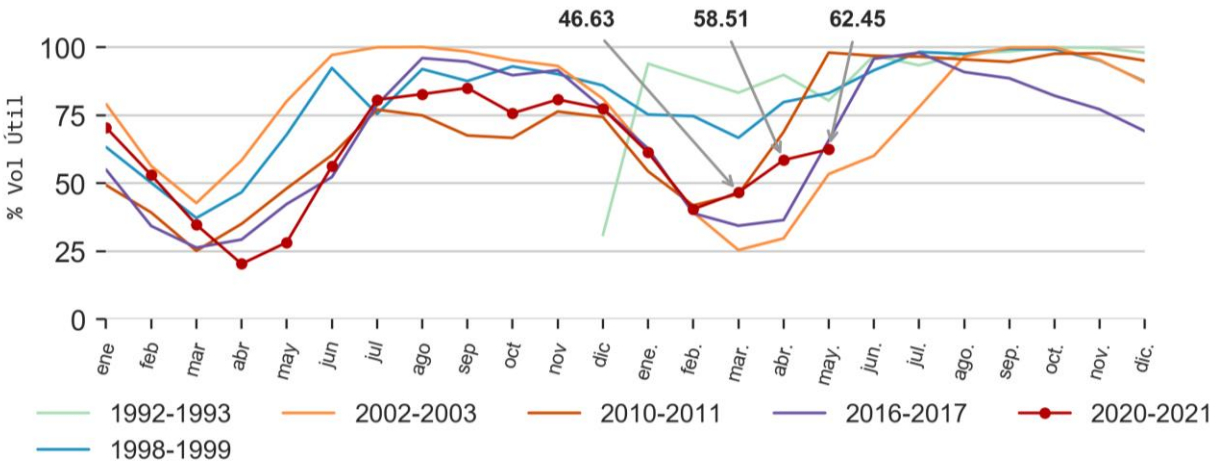
PENOL



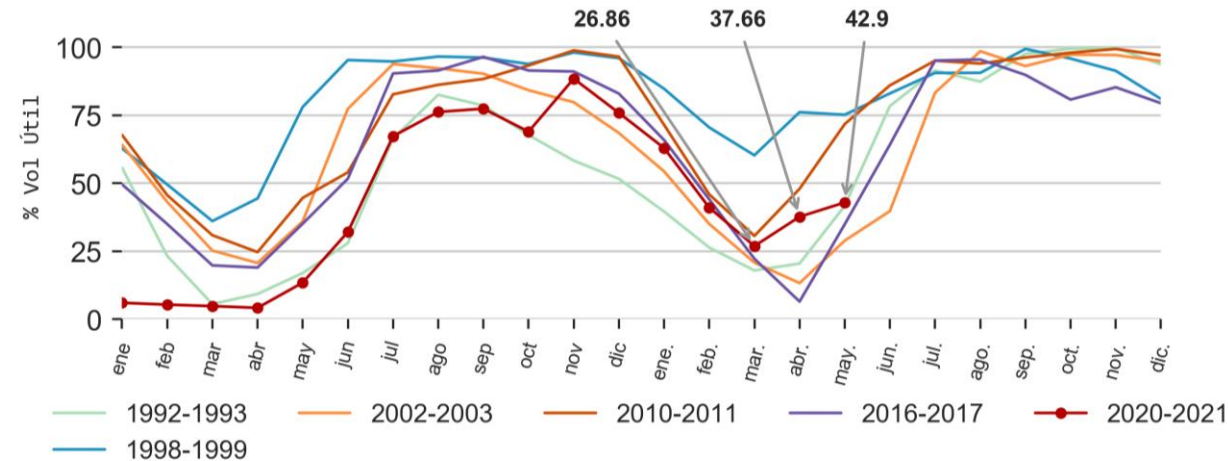
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



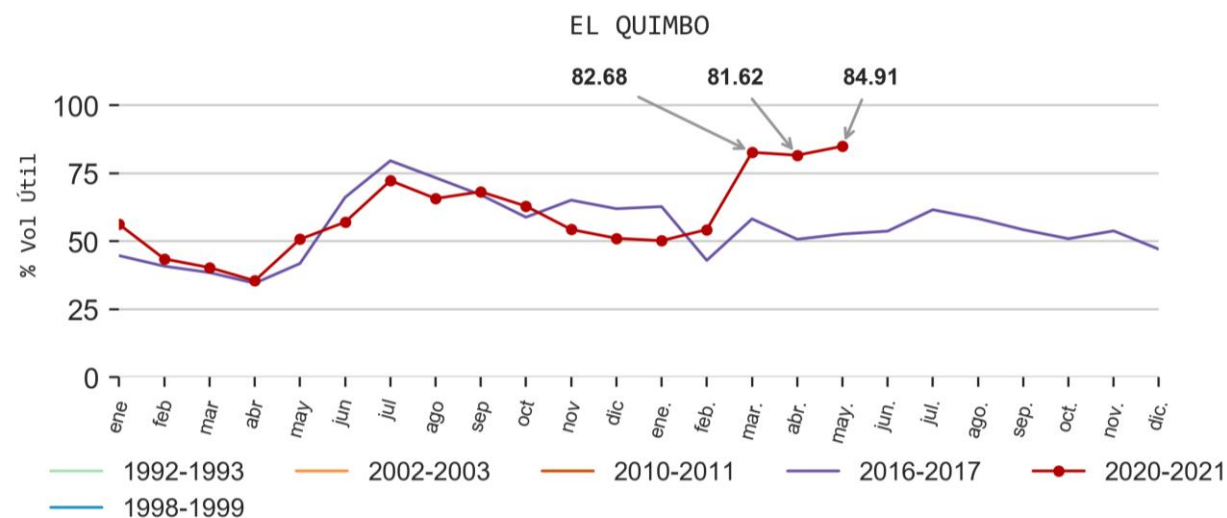
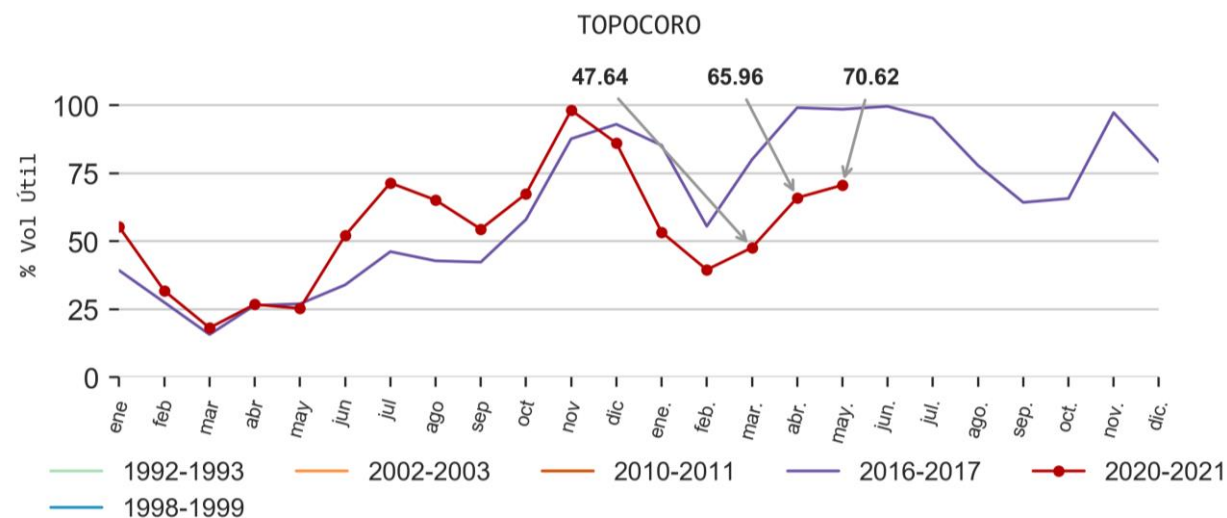
ESMERALDA



Información hasta el 2021-05-03

Información actualizada el 2021-05-04

Evolución de principales embalses

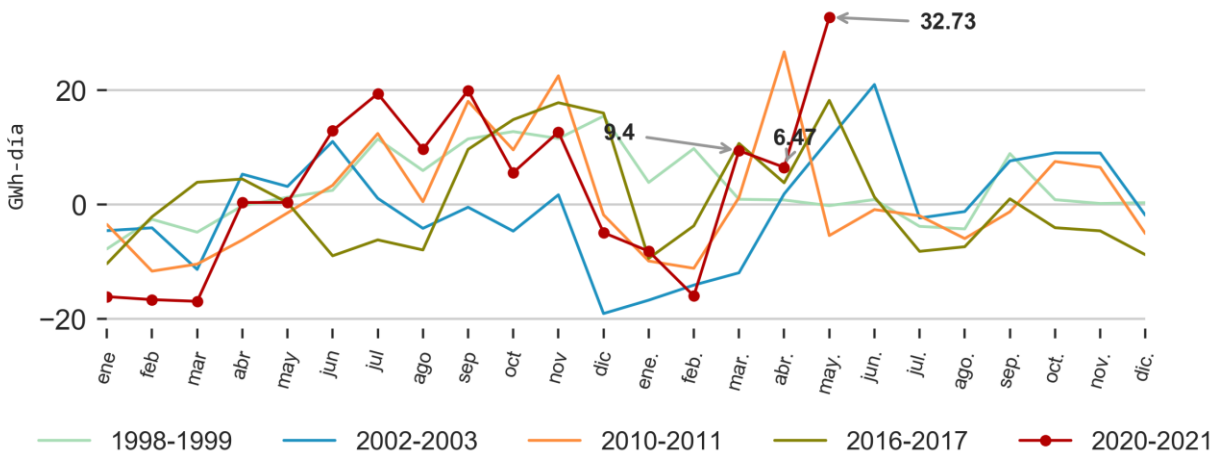


Información hasta el 2021-05-03

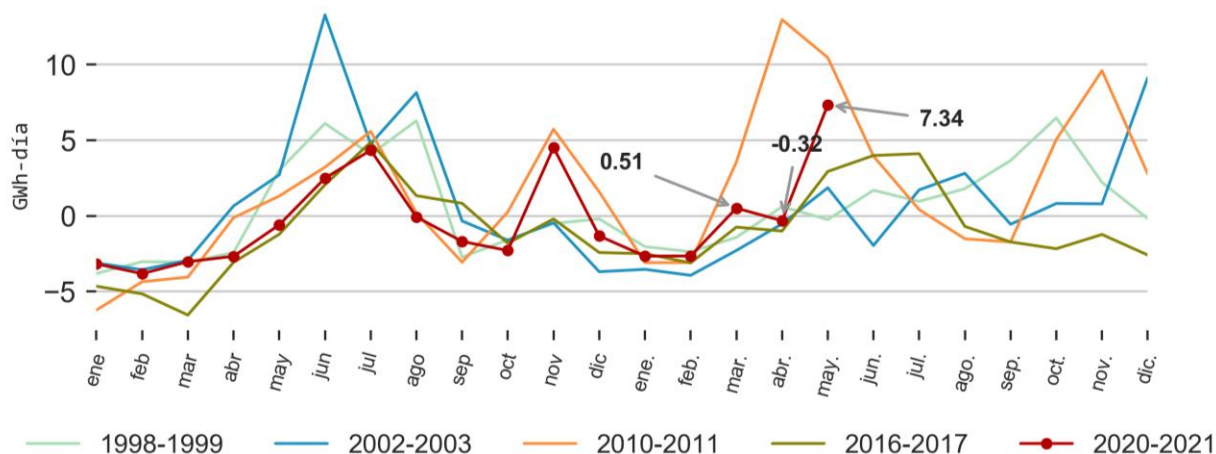
Información actualizada el 2021-05-04

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

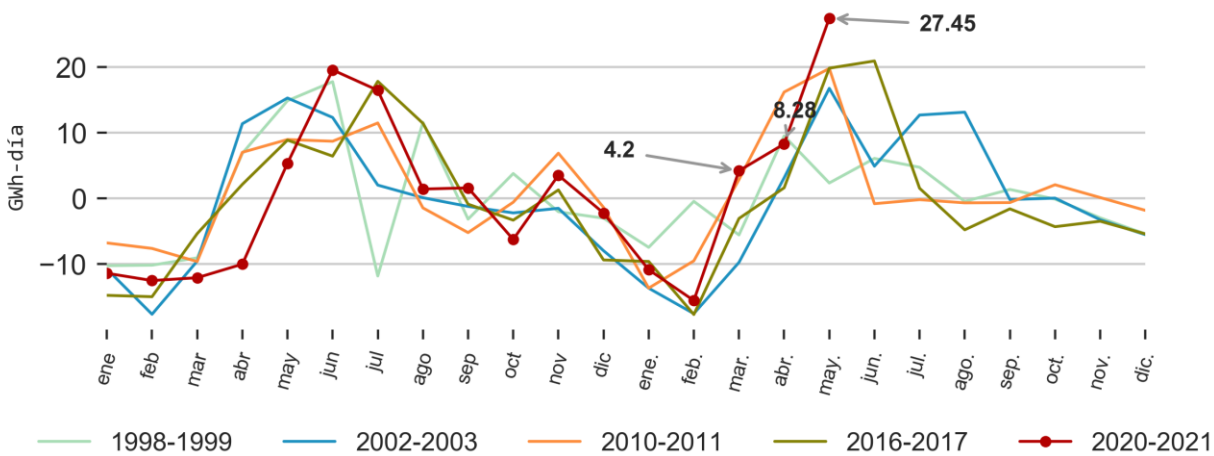
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



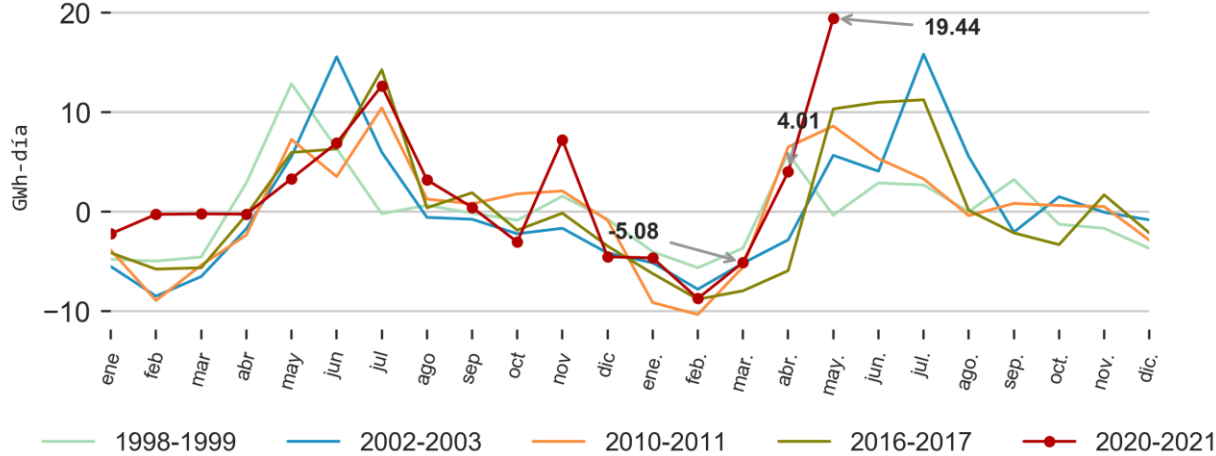
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAUVIO - Tasa de embalsamiento promedio



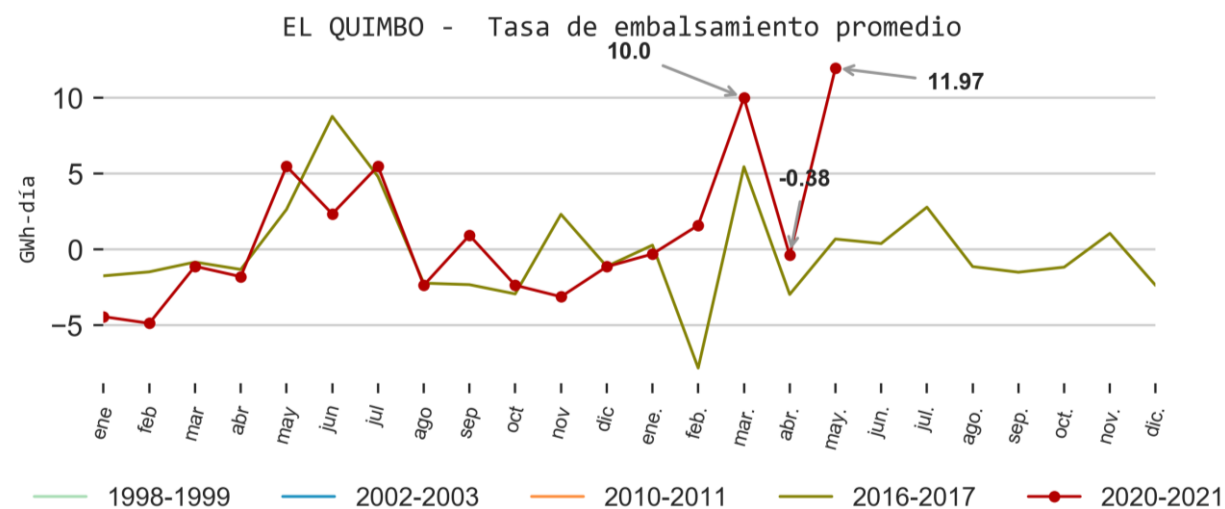
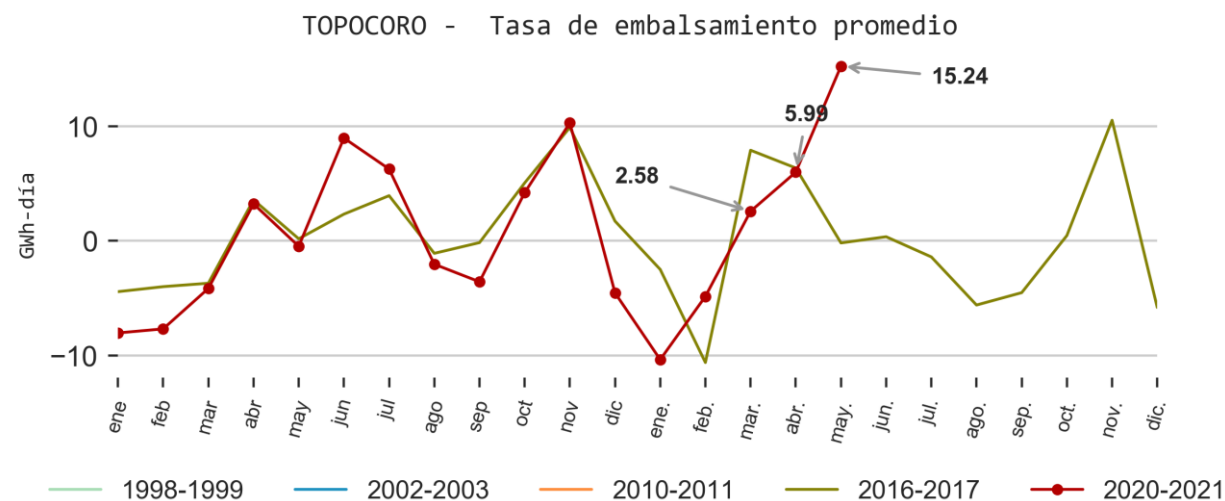
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2021-05-03

Información actualizada el 2021-05-04

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

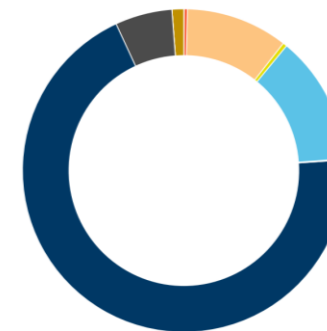
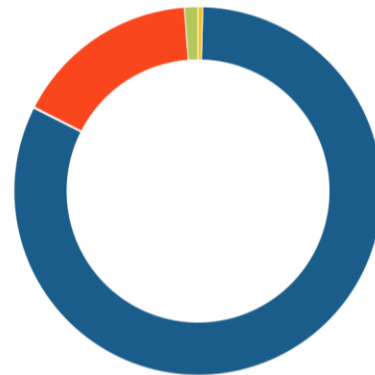
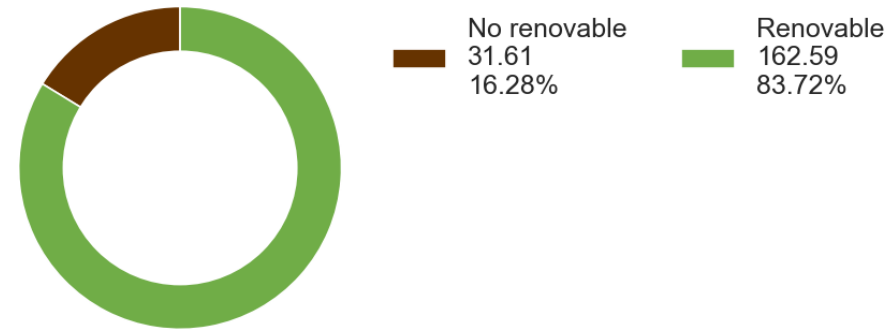


Información hasta el 2021-05-03

Información actualizada el 2021-05-04

Generación promedio diaria en GWh-día

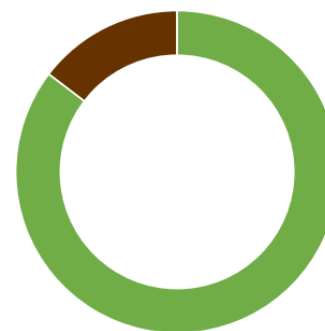
Total 194.2
GWh-día



La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-abr.-2021 hasta el 30-abr.-2021

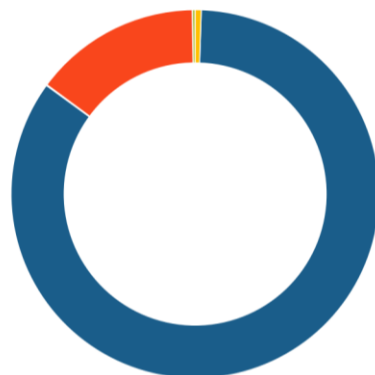
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 174.7
GWh-día

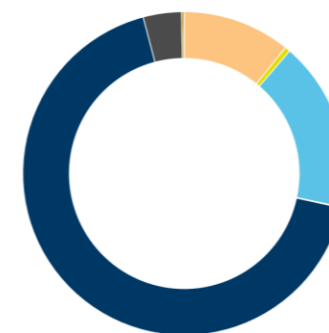


No renovable
25.57
14.64%

Renovable
149.13
85.36%



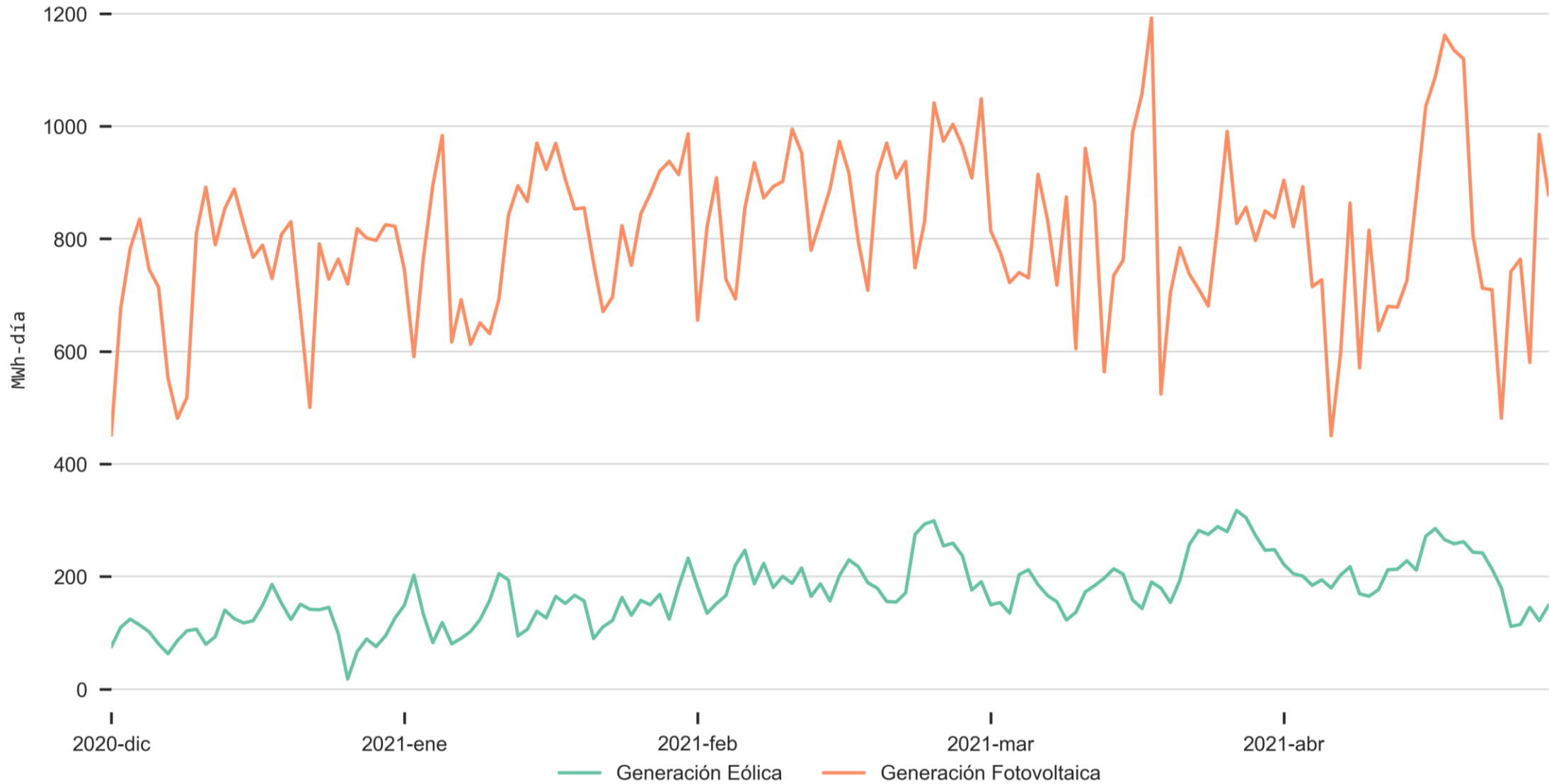
Biomasa	Combustible fósil	Eólica	Hidráulica	Solar
0.46	25.57	0.14	147.61	0.93
0.26%	14.64%	0.08%	84.49%	0.53%



Bagazo	Carbón	Eólica	Fotovoltaica	Líquidos
0.45	6.71	0.14	0.93	0.01
0.26%	3.84%	0.08%	0.53%	0.01%
Biogás	Embalse	Filo de agua	Gas	
0.01	117.89	29.72	18.84	
0.0%	67.48%	17.01%	10.79%	

La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-may.-2021 hasta el 02-may.-2021

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 BSLI, Trina-Vatia BSLIII, Planta Solar Bayunca I

Proyectos de generación con OEF y CLPE



Proyecto	CEN	Tipo	FPO	Verano
TERMO_JAGUEY	21.87	Térmico	31/10/2021	verano 21-22
TERMORUBIALE	21.87	Térmico	31/10/2021	verano 21-22
TERMOCARIBE3	42	Térmico	1/11/2021	verano 21-22
S_Cartago	99	Solar	1/01/2022	verano 21-22
Total	185 MW			
ELTESORITO	199	Térmico	30/04/2022	verano 22-23
E_Windpeshi	200	Eólico	30/06/2022	verano 22-23
S_ElCampano	100	Solar	30/06/2022	verano 22-23
S_LatamSolar	150	Solar	30/06/2022	verano 22-23
HidroItuango (H)	300	Hidro	27/07/2022	verano 22-23
S_SanFelipe	90	Solar	1/10/2022	verano 22-23
HidroItuango (H)	300	Hidro	2/10/2022	verano 22-23
El Paso	66	Solar	30/11/2022	verano 22-23
C_CANDELARIA	241	Térmico	30/11/2022	verano 22-23
TERMO SOLO2	80	Térmico	30/11/2022	verano 22-23
E_Acacias2	80	Eólico	31/12/2022	verano 22-23
Total	1806 MW			
E_Camelia	250	Eólico	30/06/2023	verano 23-24
E_CasaElectr	180	Eólico	31/08/2023	verano 23-24
E_Chemesky	100	Eólico	31/08/2023	verano 23-24
E_TumaWind	200	Eólico	31/08/2023	verano 23-24
HidroItuango (H)	300	Hidro	10/09/2023	verano 23-24
HidroItuango (H)	300	Hidro	10/09/2023	verano 23-24
E_Apotalorru	75	Eólico	30/09/2023	verano 23-24
E_ParqueAlph	212	Eólico	30/12/2023	verano 23-24
E_ParqueBeta	280	Eólico	30/12/2023	verano 23-24
TERMO SOLO1	165	Térmico	30/12/2023	verano 23-24
Total	2062 MW			

Otros proyectos de generación considerados en el LP



Proyecto	Tipo	CEN	Fecha	Verano
T_CogIncauca	T. Menores y Cogeneradores	60	31/07/2021	verano 21-22
H_TZII	PCH	11	30/07/2021	verano 21-22
H_Chorrera	PCH	15	31/08/2021	verano 21-22
S_BSLlanos4	Solar	20	4/10/2021	verano 21-22
S_BSLlanos5	Solar	18	5/12/2021	verano 21-22
S_Sierpe	Solar	20	30/06/2021	verano 21-22
S_Paila	Solar	10	26/07/2021	verano 21-22
S_Baranoa	Solar	20	30/12/2021	verano 21-22
S_DelphiHeli	Solar	17	30/12/2021	verano 21-22
S_PoloNuevo2	Solar	10	31/12/2021	verano 21-22
Total		201 MW		

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 y STR 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	Segundo circuito Copey - Cuestecitas 500 kV	ago-22	ago-22
2	UPME 10-2019 Línea Bonda (Termocol) - Río Córdoba 230 kV	nov-23	nov-23
3	Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV UPME 04-2019 LT La Loma - Sogamoso 500 kV	nov-23	dic-23
4	Subestación Pasacaballos 220 kV, secciona uno de los circuitos Tolúviejo - Bolívar 220 kV.	jun-24	jun-24
5	Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	ene-25	ene-25
6	UPME 03-2021 Subestación Carrieles 230 kV	ene-25	ene-25
7	S/E Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	ene-25	ene-25
8	Subestación Salamina 230 kV	mar-25	mar-25
9	UPME 02-2021 S/E Pacífico 230 kV	jun-22	may-25
10	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV	jun-25	jun-25
11	UPME 07-2018 Alcaraván 230 kV - La Paz 230 kV	jun-22	jun-25
12	Doble circuito Alcaraván - San Antonio	jun-25	jun-25
13	UPME 04 -2021 Atrato 230 kV	-	jun-25
14	Fase 2.B Renovables: Colectora 3 en 500 kV en AC, Colectora 2 en 500 kV en AC, Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV, Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV	Por definir	Por definir

