

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-016

Jueves, 5 de agosto de 2021

Contenido



1

Variables del SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Análisis energético de largo plazo

3

Varios

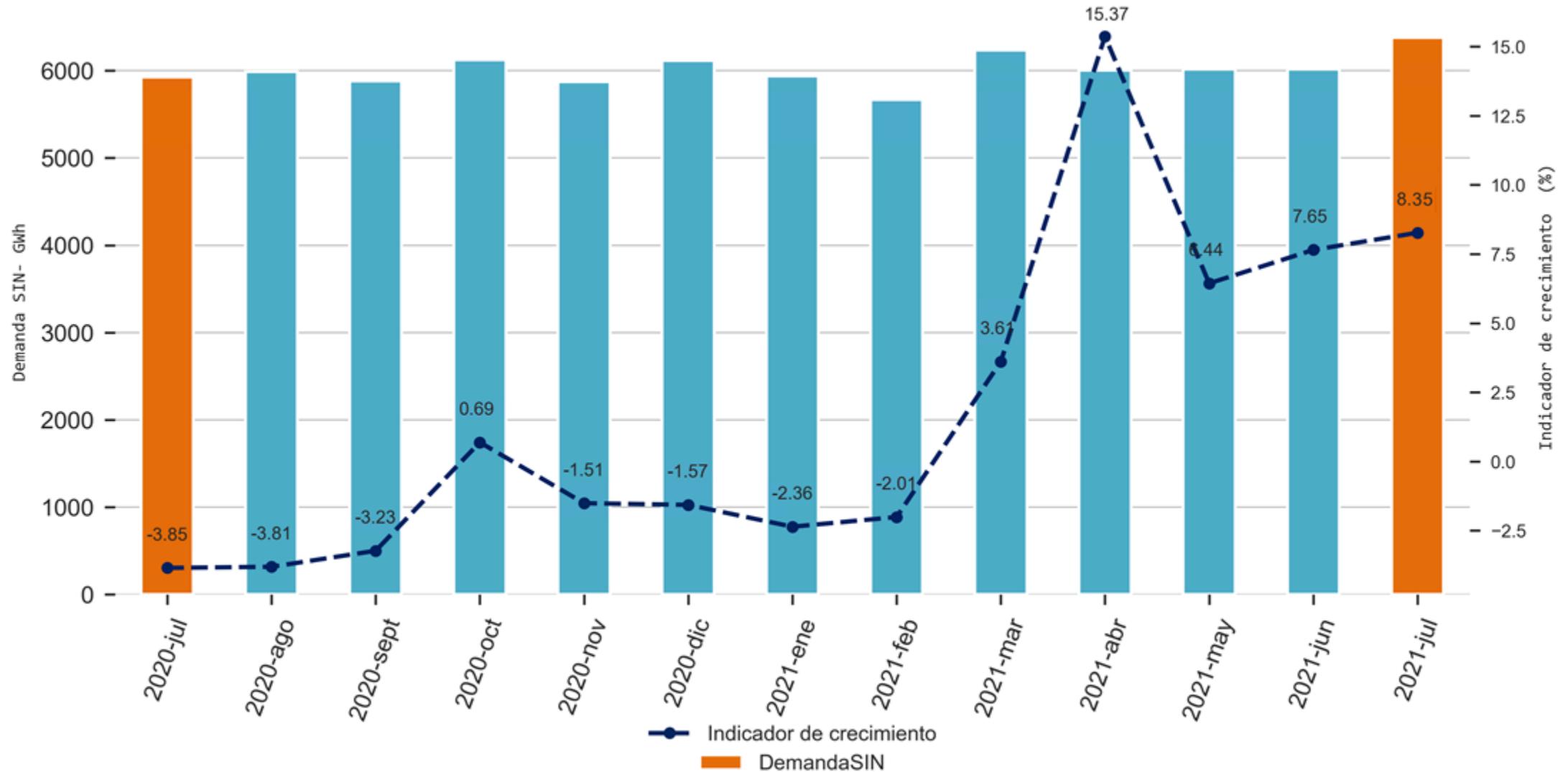
Indicadores operación
Resumen segundo Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo
Seguimiento Acuerdo CNO 1429

1. Variables del SIN

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

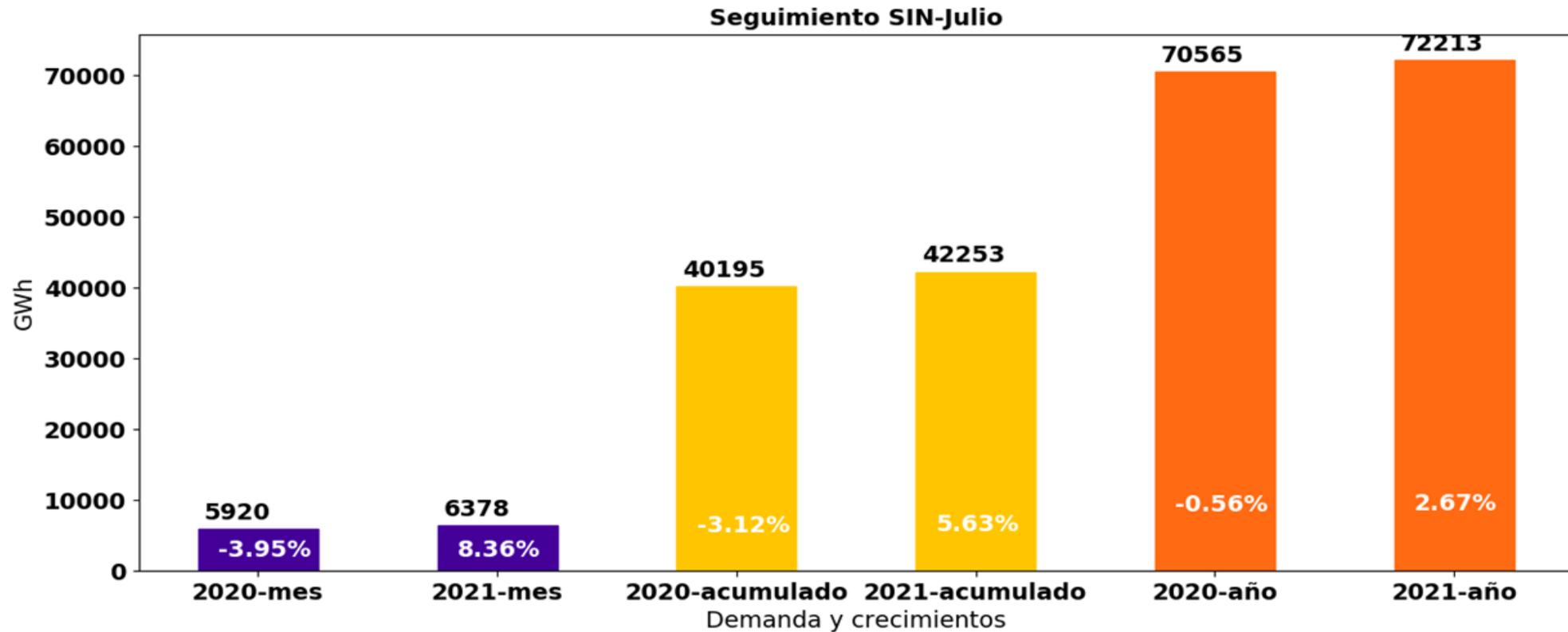
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2021-07-31
Información actualizada el 2021-08-04

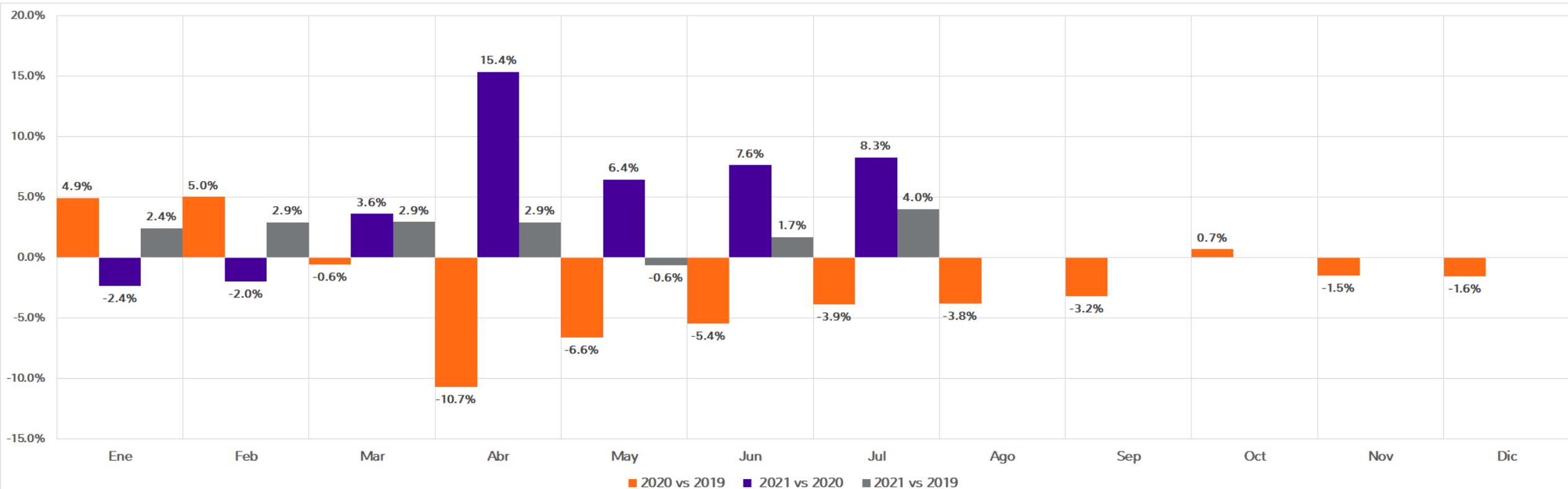
Demanda de energía del SIN Julio 2021*



mes	2020-mes				2021-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4317.21	22	196.24	-3.65%	4244.66	20	212.23	8.15%
SAB	744.44	4	186.11	-4.93%	1018.44	5	203.69	9.45%
FEST	858.80	5	171.76	-4.47%	1114.78	6	185.80	8.17%
TOTAL	5920.45	31	190.98	-3.95%	6377.88	31	205.74	8.36%

*Información hasta el 31 de julio de 2021

Crecimiento de demanda del SIN*



Demanda Promedio Julio [GWh/día]		# días
2019	198.28	31
2020	191.18	31
2021	205.74	31

Se observa que la demanda de mayo de 2021 al compararla con 2019 presenta un decrecimiento derivado de condiciones de orden público; y al comparar el mes de julio y agosto de 2021 contra el mismo mes en 2019 se presenta un crecimiento similar al esperado para el 2020 antes del COVID.

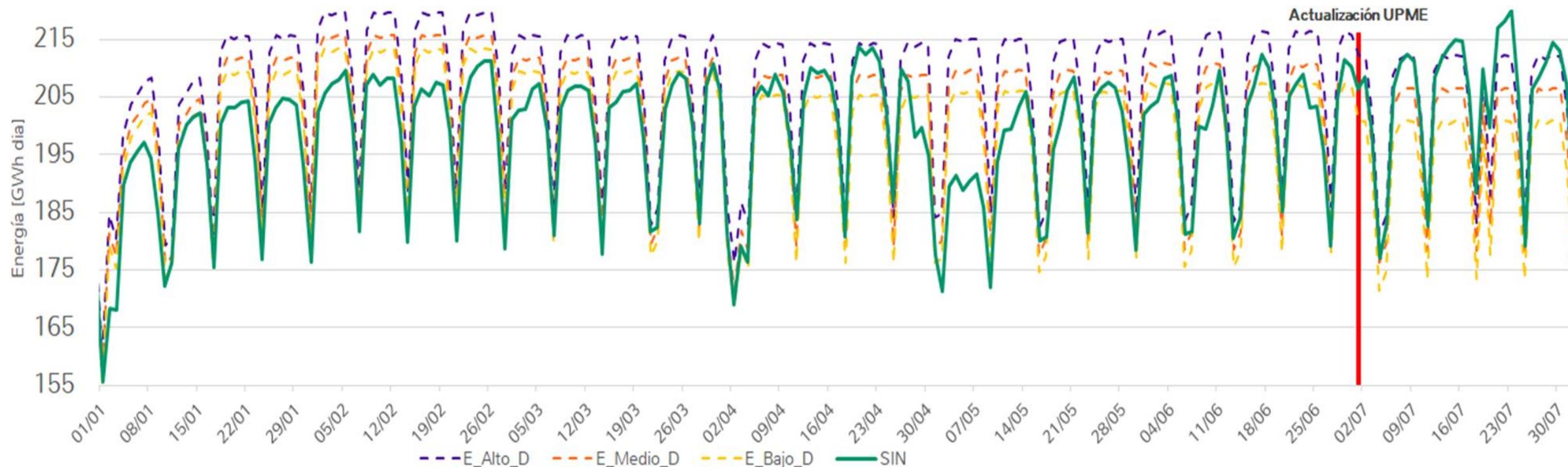
*Información hasta el 1 de agosto de 2021

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



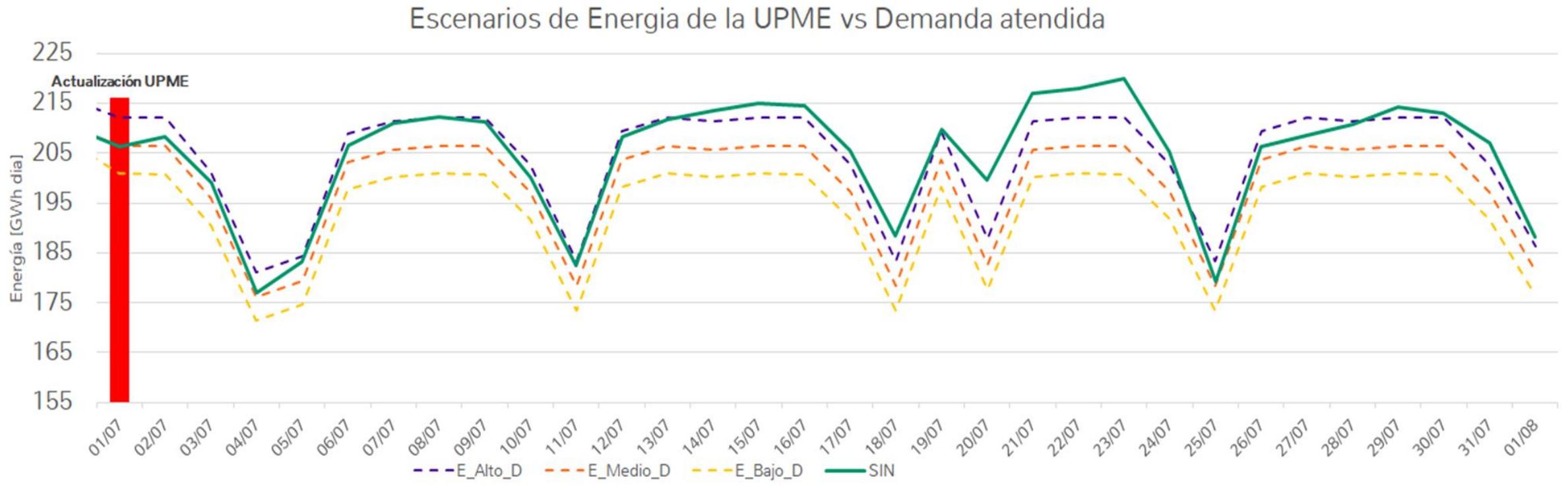
Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

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 2021 enero está ubicado en un -2.1%, febrero con un -2.3%, marzo en un -0.8%, abril con 1.4%, mayo cerca de -1.8% y el mes de junio cerró en 0.5%. Con la actualización de los escenarios de la UPME en 2021 la demanda del SIN se ubicó para el mes de julio un 3.1% por encima del escenario medio y a su vez un 0.3% por encima del escenario alto.

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



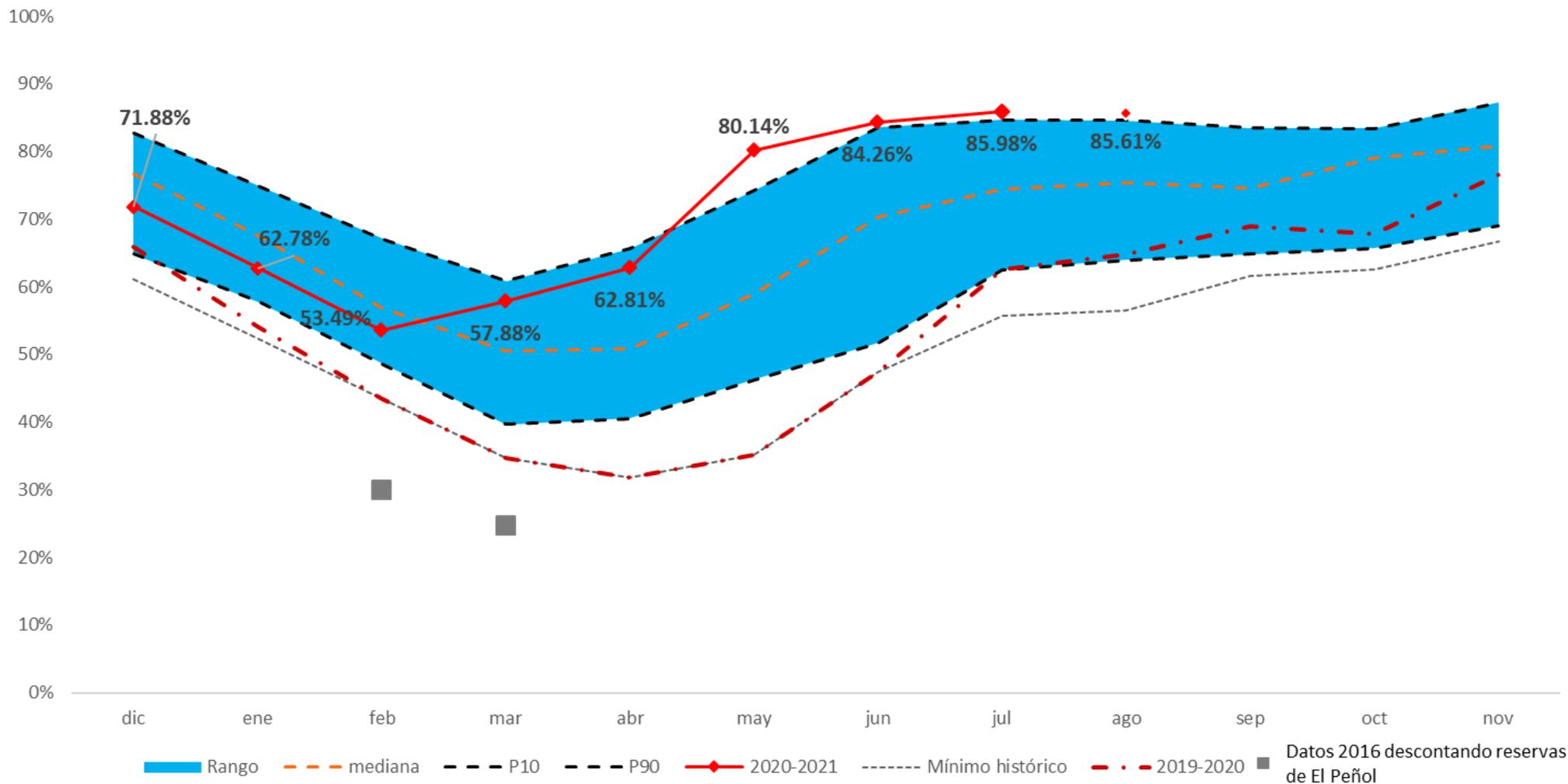
Desde el 01 de julio de 2021 con la nueva actualización de los escenarios de la UPME, la demanda del SIN ha estado muy cercana al escenario alto, tanto que para el mes de julio en promedio se ubicó un 0.3% por encima del mismo. Adicionalmente, para la semana del 19 al 25 de julio donde se presentó una demanda máxima histórica en el país, en promedio superó en un 2.1% el escenario alto y un 4.9% el escenario medio de la última actualización de la UPME.

¿Cómo está la situación energética?





Reservas hídricas



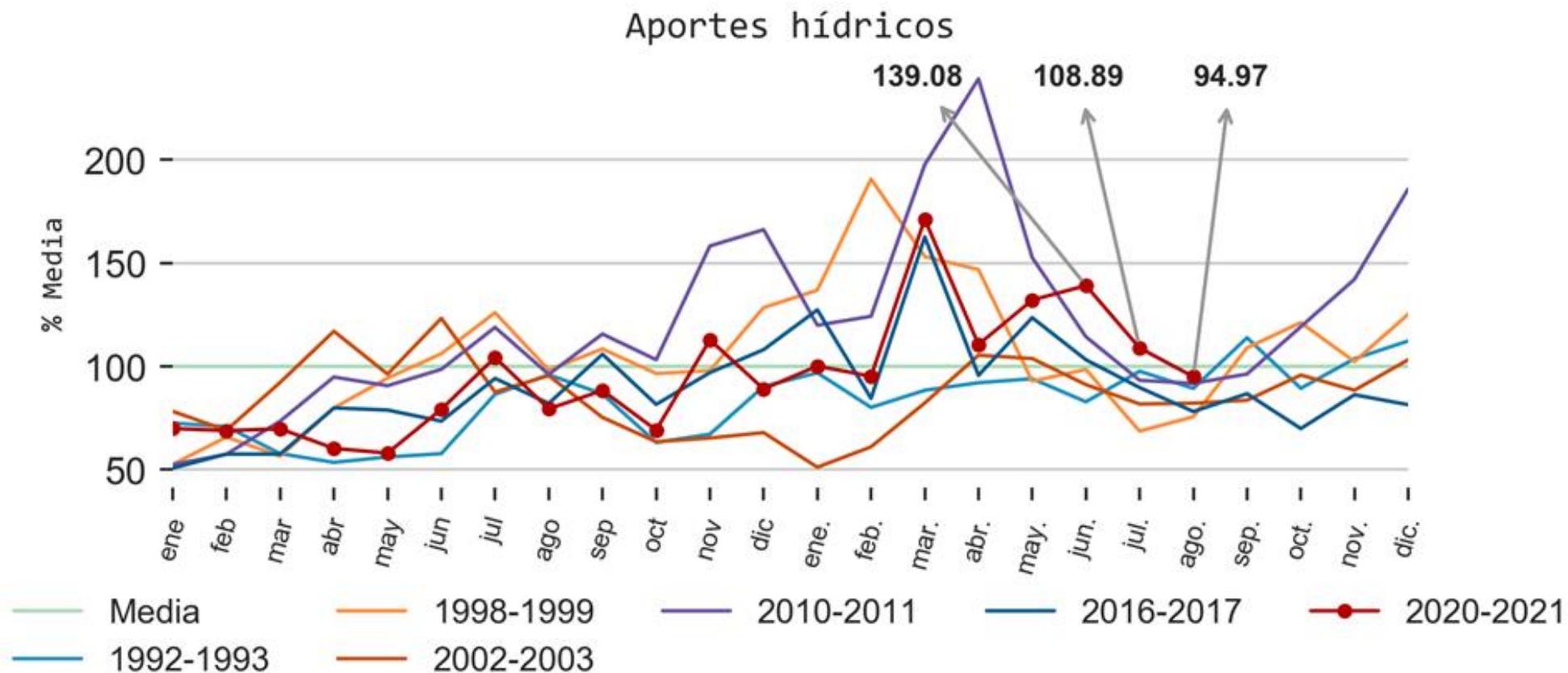
Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2020

Información hasta el: 2021-08-02

Información actualizada el: 2021-08-03

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses



Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-08-02

Información actualizada el 2021-08-03

Análisis vertimientos últimos 30 días

FECHA: Último 30 Días Region: Todas

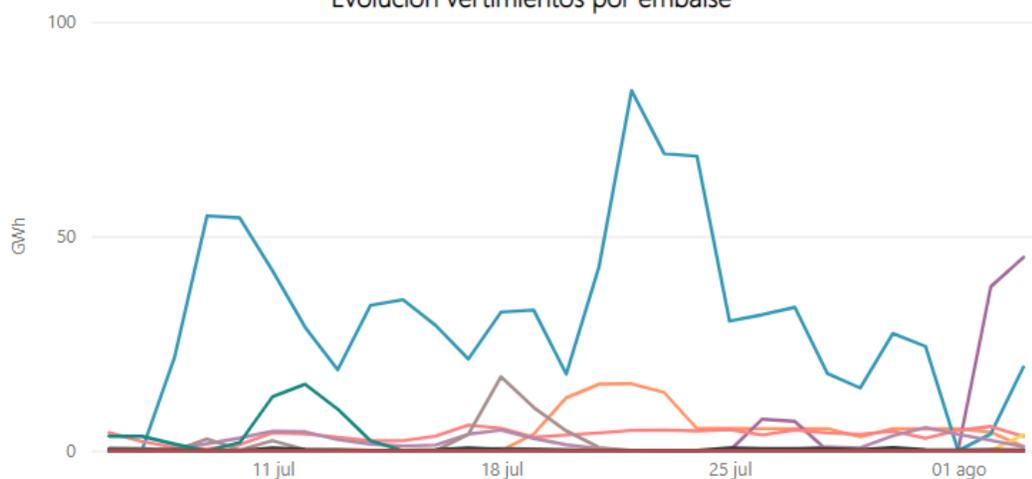
06/07/2021 - 04/08/2021

Informe diario de Situación Energética

Vertimientos del SIN

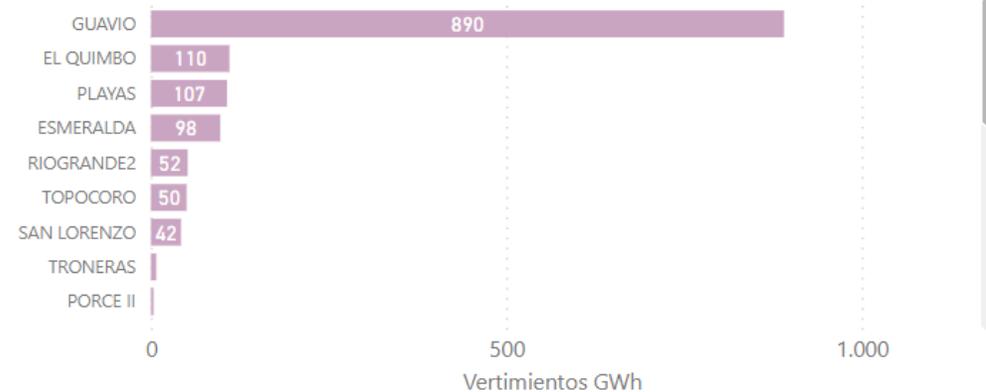


Evolución vertimientos por embalse

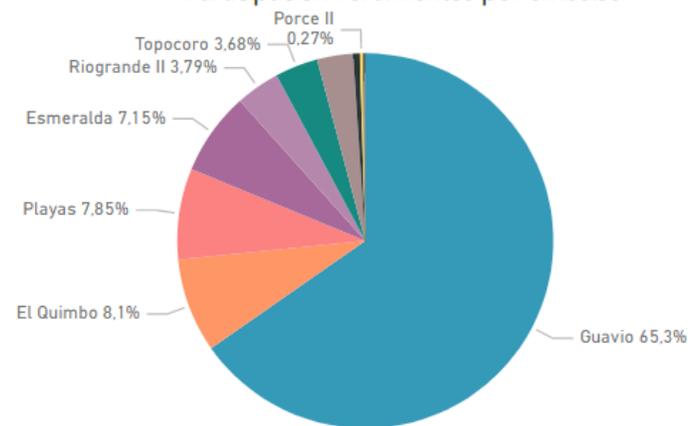


● Agregado ... ● Alto Anchi... ● Amani ● Betania ● Calima ● Chuza ● El Quimbo ● Esmeralda ● Guavio ● Miraflores

Vertimientos acumulados por embalse



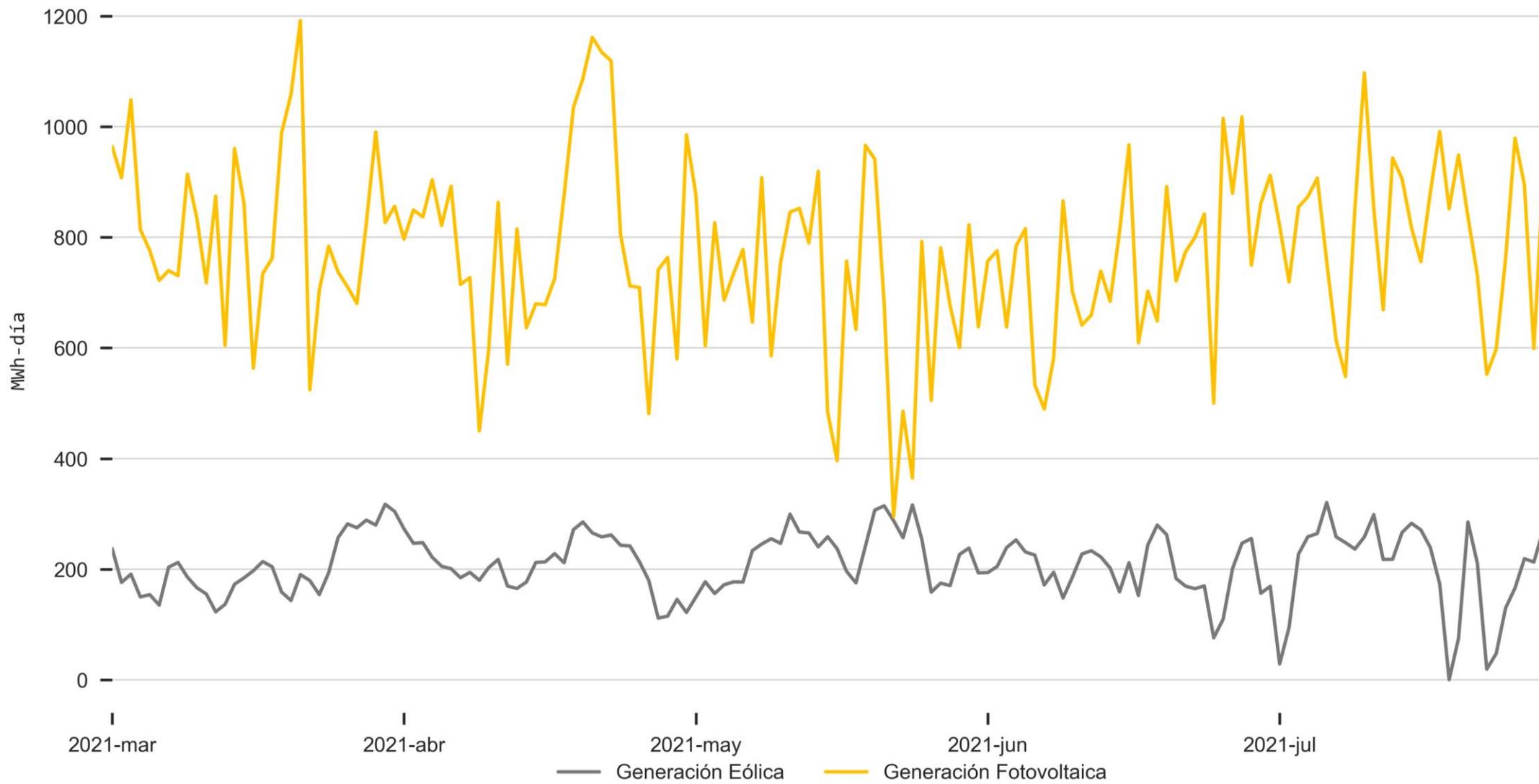
Participación vertimientos por embalse



● Guavio ● El Quimbo ● Playas ● Esmeralda ● Riogrande II ● Topocoro ● San Lorenzo ● Troneras ● Porce II ● Peñol

Información hasta el: 2021-08-03

Generación FERNC



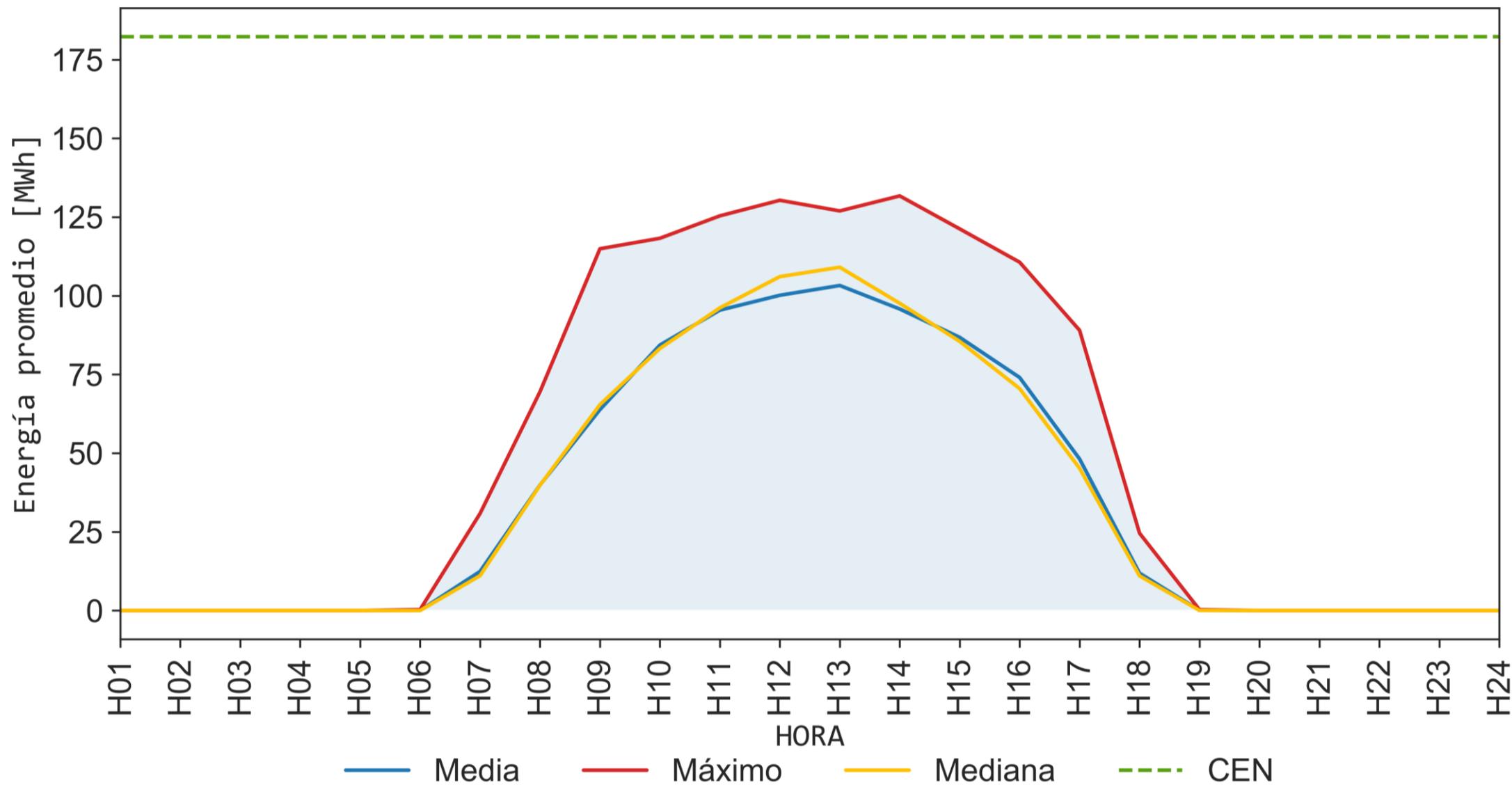
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

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 2021-08-01

Información actualizada el 2021-08-03

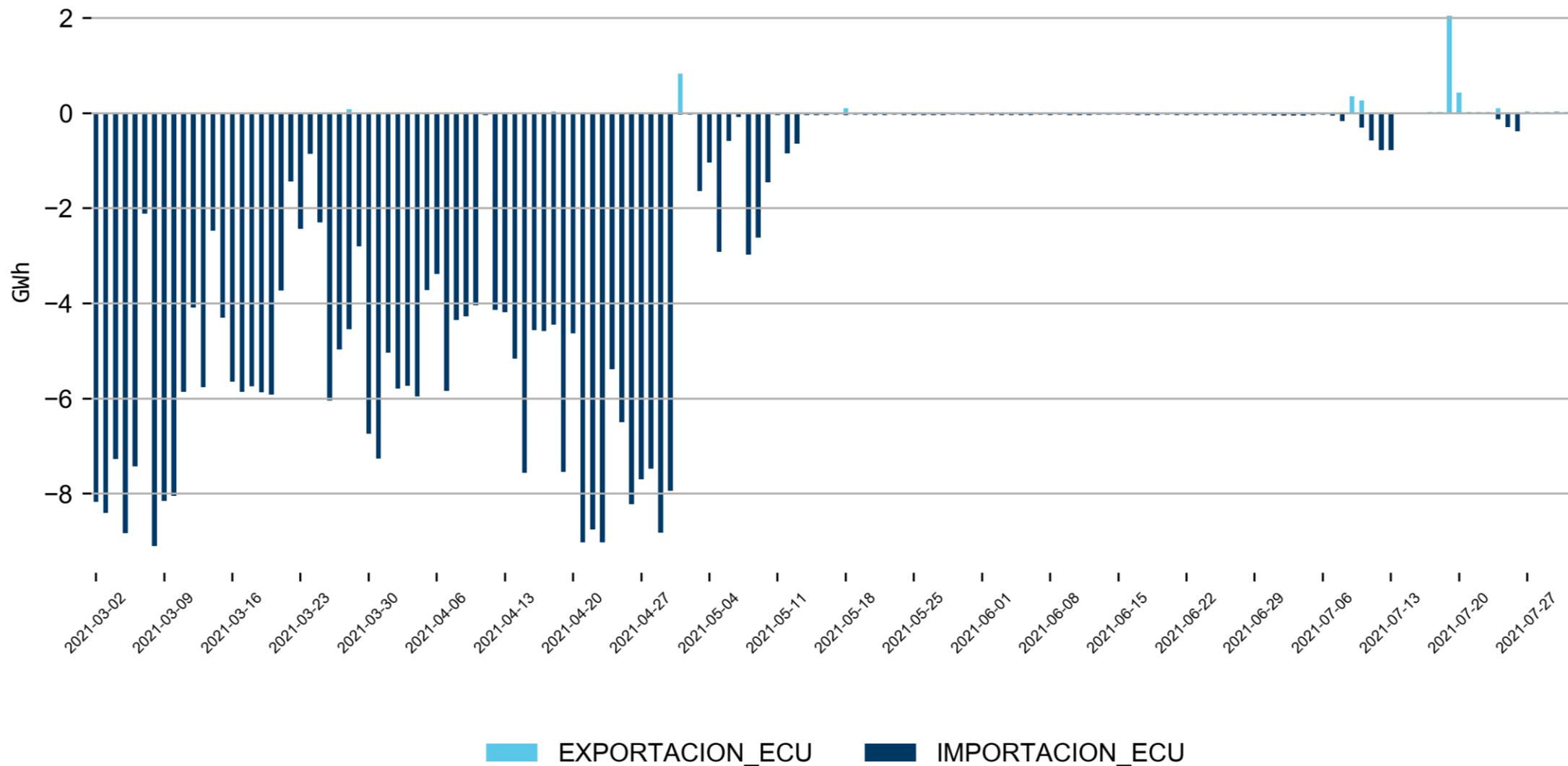
Curva Generación Solar



Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de julio de 2021 hasta el 31 de julio de 2021

Información hasta el 2021-07-31
Información actualizada el 2021-08-03

Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2021-08-01
Información actualizada el 2021-08-03

Subestación Pimampiro 230/138 kV (Ecuador)

Seccionó la interconexión con Ecuador Jamondino – Pomasqui 230 kV

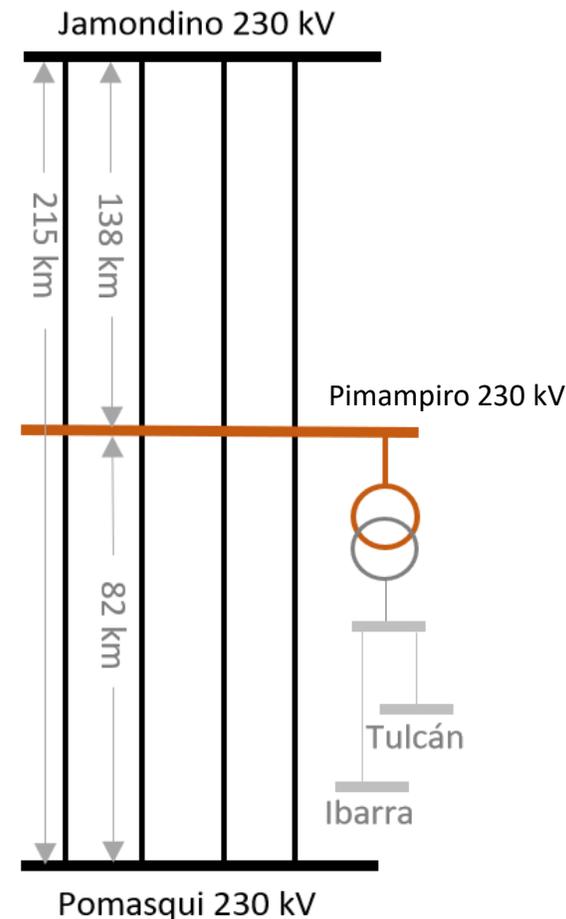
CENACE

Nueva subestación Pimampiro 230 kV, conectada entre las subestaciones Jamondino y Pomasqui 230 kV. Adicionalmente conectó a través de un transformador 230/138 kV a la subestación Pimampiro 138 kV, y esta a su vez con Ibarra y Tulcán a 138 kV

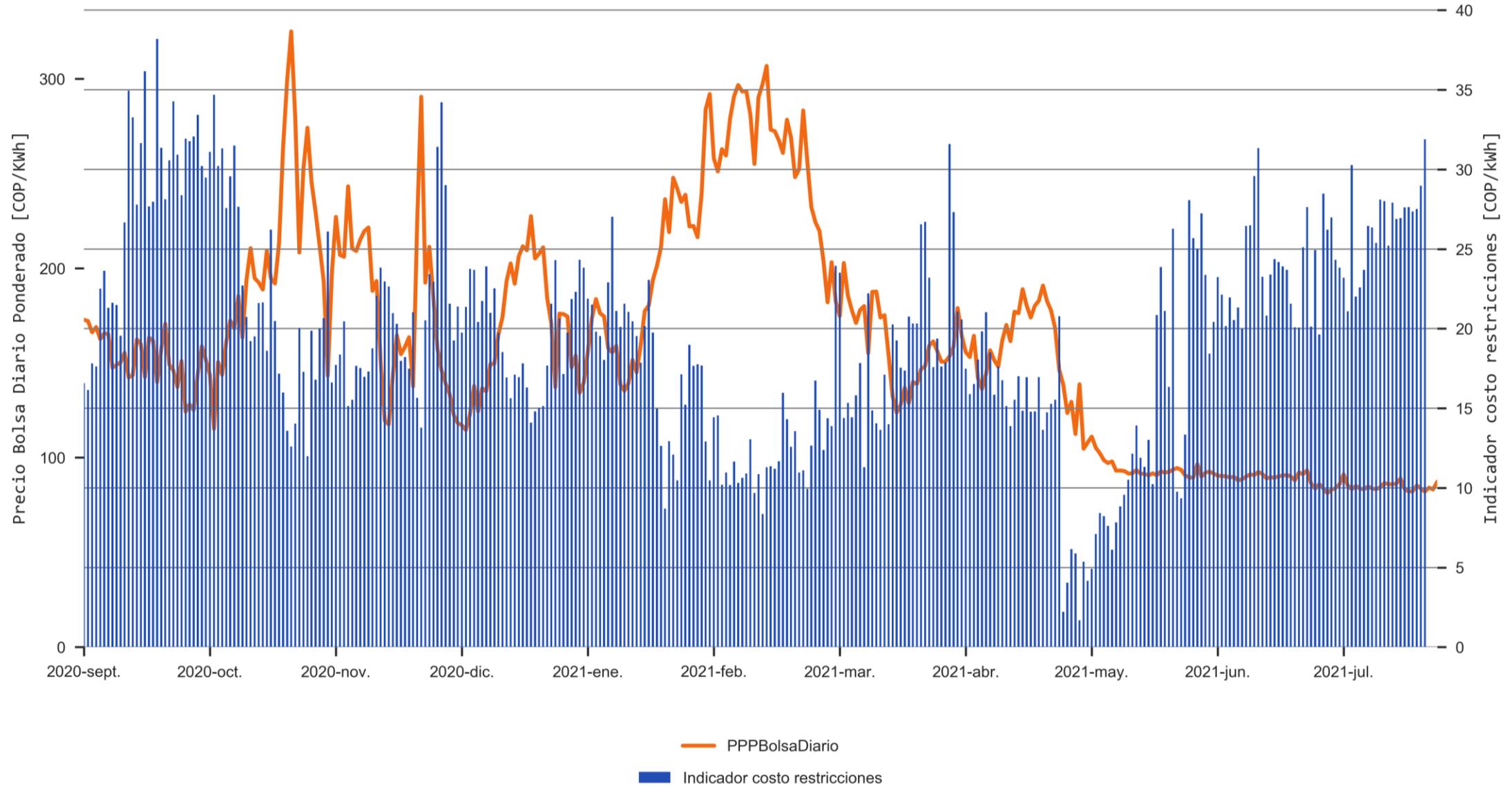
Área: Suroccidental

Impacto: Reduce la longitud de la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador, pasando de 215 km por circuito entre Jamondino y Pomasqui 230 kV a 138 km entre Jamondino y Pimampiro 230 kV, lo que tiene un impacto positivo en temas de estabilidad.

La subestación y las líneas 3 y 4 entraron en operación el 11 de Julio, y se finalizó la energización con las líneas 1 y 2 el 25 de julio. El límite máximo de intercambio, de 450 MW, no varía



Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional Promedio Ponderado Diario



Información hasta el 2021-08-01
Información actualizada el 2021-08-03

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

Agosto 01, 85.84%



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 julio 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 5.03 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: UPME may/20 Disponibilidad reportada por agentes.



Parámetros del SIN

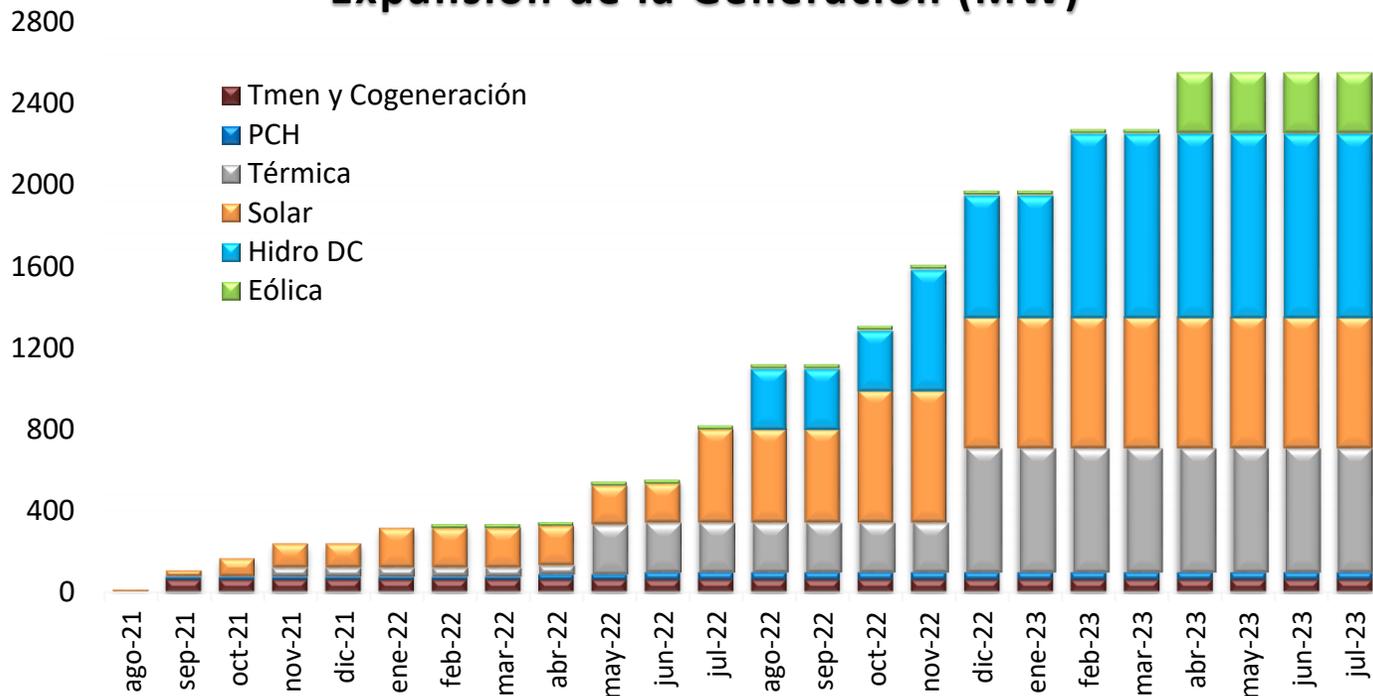
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



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>

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



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

- Proyectos ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214 y que tienen una CEN mayor a 9.8 MW.
- Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (CxC y CLPE).
- Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 20212022 (TCENTRO 2020-2021)

Detalle de proyectos de generación:

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FPO
S_Paila	Solar	9.9	30/08/2021
T_CogIncauca	Ter. NDC	60	30/08/2021
S_BSLlanos3	Solar	19.9	31/08/2021
H_Chorrera	PCH	15	31/08/2021
S_Malambo	Solar	9.9	28/09/2021
S_Sierpe	Solar	19.99	30/09/2021
S_PalmaSeca	Solar	28	30/09/2021
S_BSLlanos4	Solar	19.9	04/10/2021
S_Cordobal	Solar	9.9	30/10/2021
TERMORUBIALE	Termico	21.87	31/10/2021
TERMO_JAGUEY	Termico	21.87	31/10/2021
S_BSLlanos5	Solar	17.9	05/12/2021
S_Levapan	Solar	9.9	15/12/2021
S_Baranoa	Solar	19.3	30/12/2021
S_PoloNuevo2	Solar	9.9	31/12/2021
S_CSBuga1	Solar	9.9	31/12/2021
S_Alma1	Solar	9.8	01/01/2022
E_Guajiral	Eólica	20	31/01/2022
H_TZII	PCH	10.5	30/03/2022
ELTESORITO	Termico	198.7	30/04/2022
H_Zeus	PCH	9.9	31/05/2022
S_LatamSolar	Solar	150	30/06/2022
S_ElCampano	Solar	99.9	30/06/2022
S_DelphiHeli	Solar	16.5	30/06/2022
ITUANGO	Hidro	300	27/07/2022
S_SanFelipe	Solar	90	01/10/2022
S_Cartago	Solar	99	01/10/2022
ITUANGO	Hidro	600	02/10/2022
TERMOCARIBE3	Termico	42	24/11/2022
C_CANDELARIA	Termico	546	30/11/2022
ITUANGO	Hidro	900	14/01/2023
E_Windpeshi	Eólica	200	31/03/2023
E_Acacias2	Eólica	80	31/03/2023





Casos Determinísticos

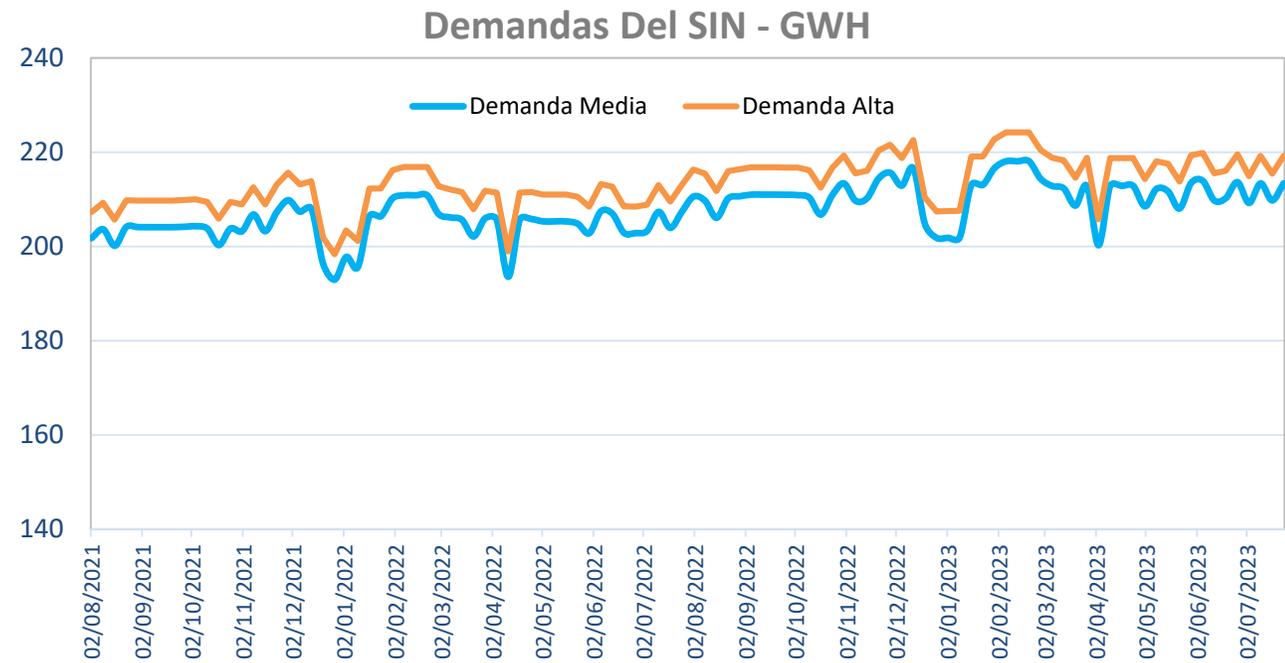
Estudio Mediano Plazo

Escenarios analizados

Demanda

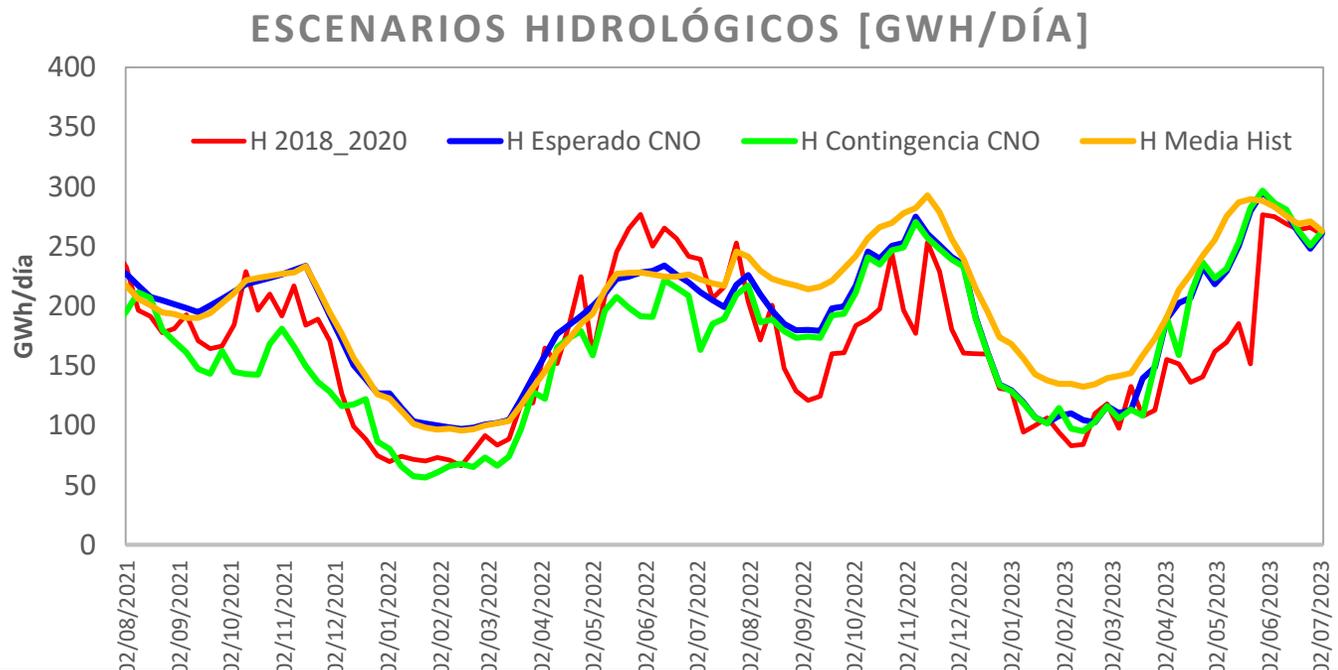
A	Escenario Medio de la UPME
B	Escenario Alto de la UPME

Escenarios publicados por la UPME en el mes de junio de 2021



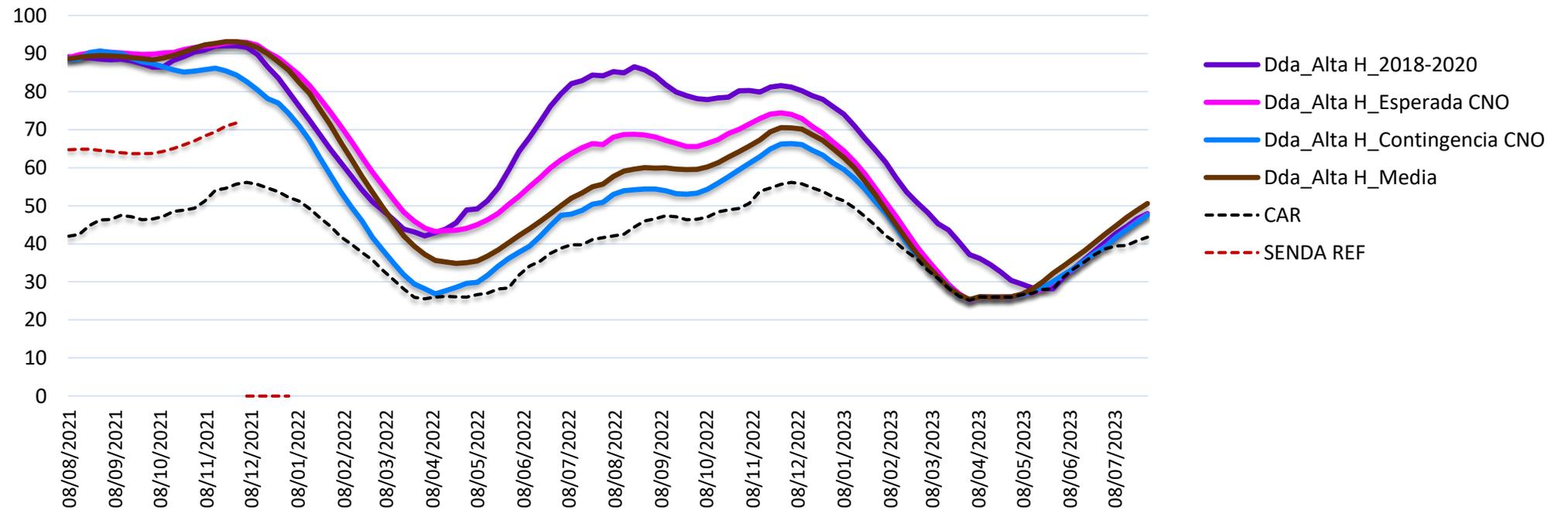
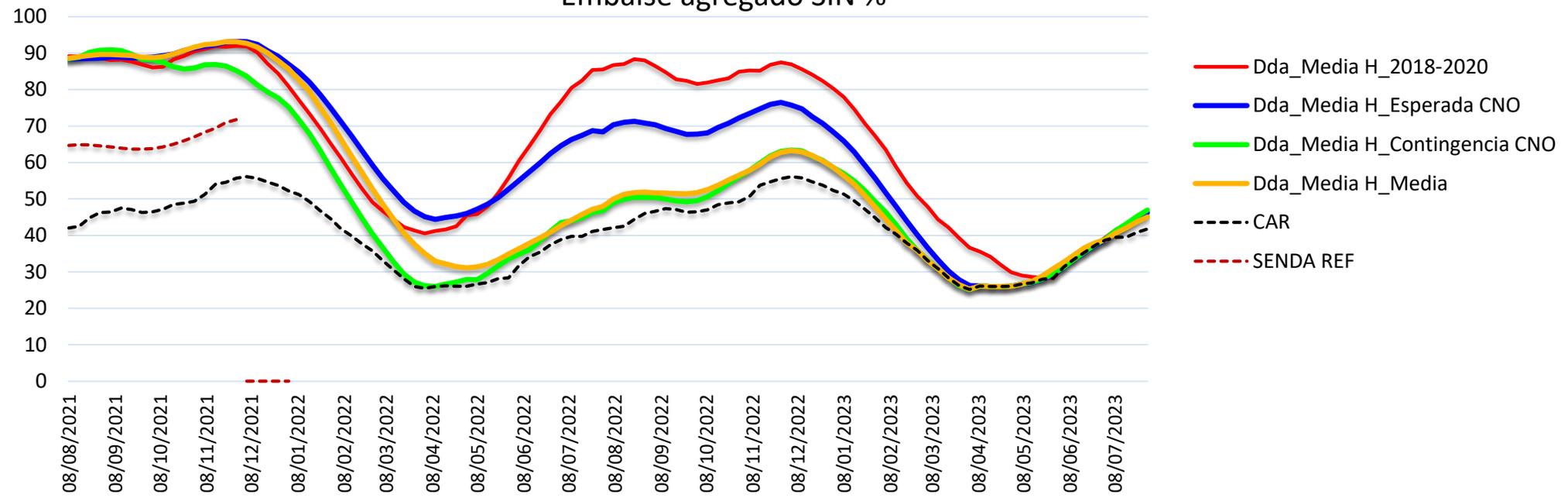
Hidrología

1	Caso XM: hidrología histórica del periodo julio de 2018 a junio de 2020.
2	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
3	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
4	Junio 2021 a mayo 2023: hidrología media histórica.



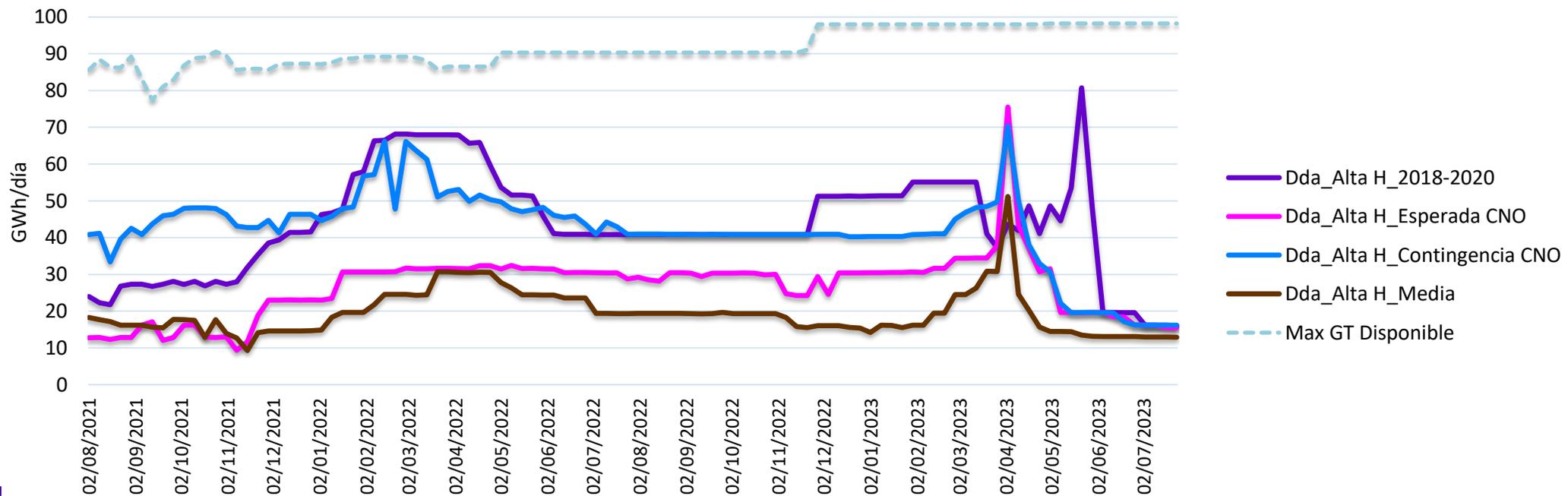
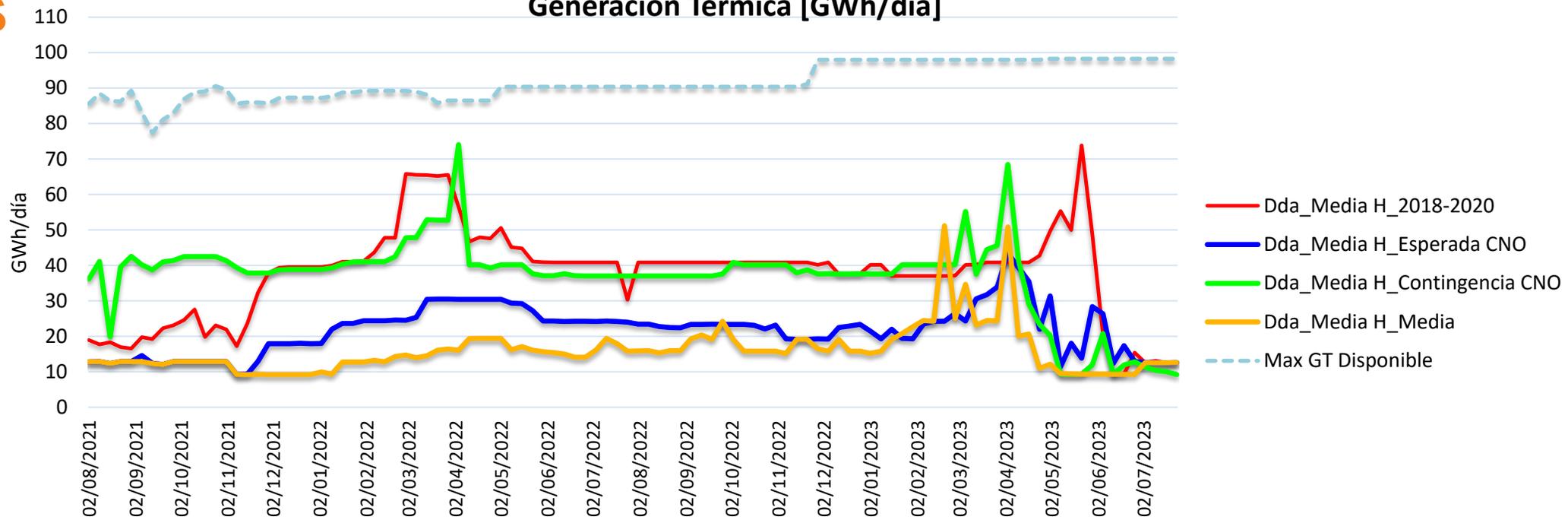
Resultados

Embalse agregado SIN %



Resultados

Generación Térmica [GWh/día]





Caso Estocástico

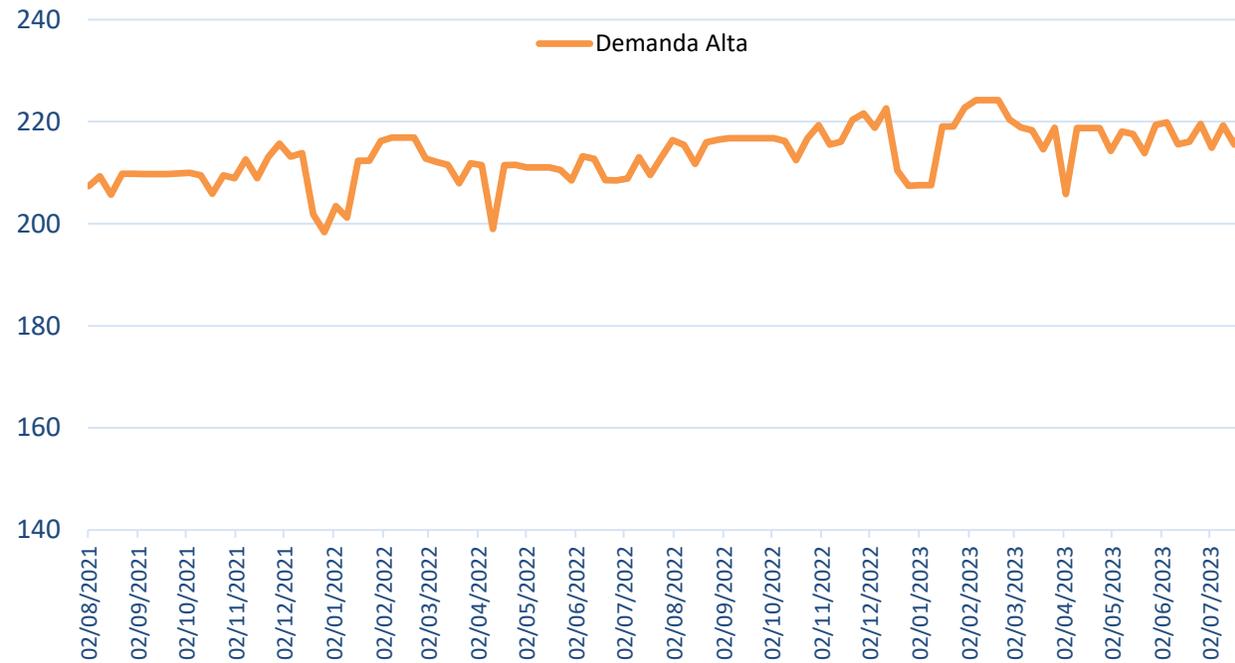
Estudio Mediano Plazo

Escenario Estocástico

Demanda

Escenario **Alto** de la UPME

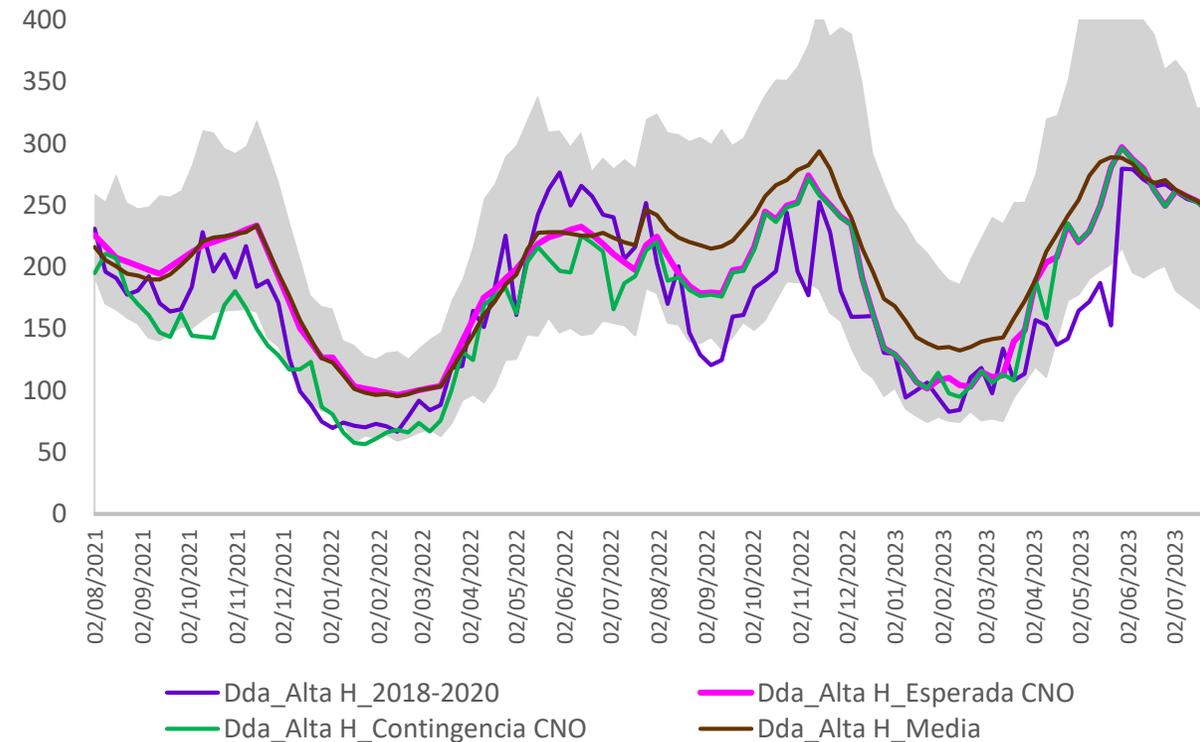
Demandas Del SIN - GWH



Hidrología

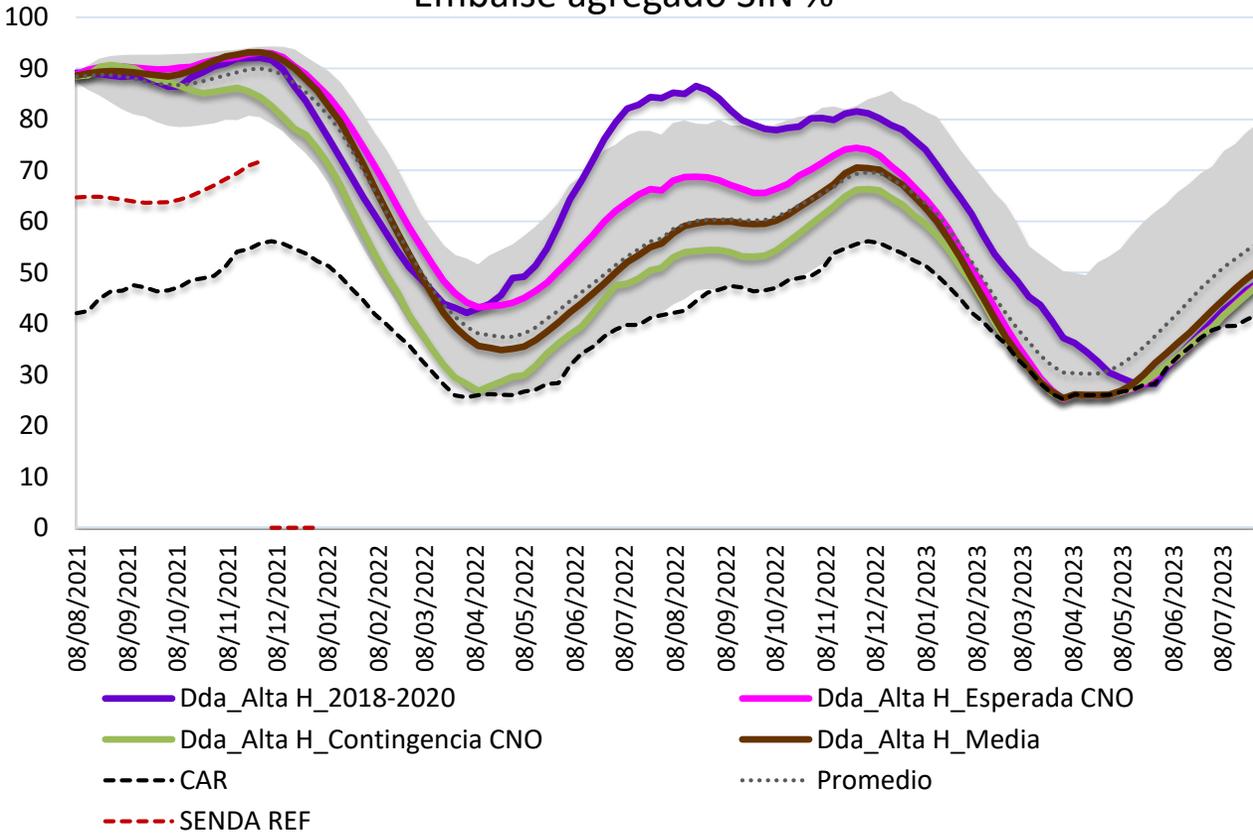
100 Series Sintéticas – Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

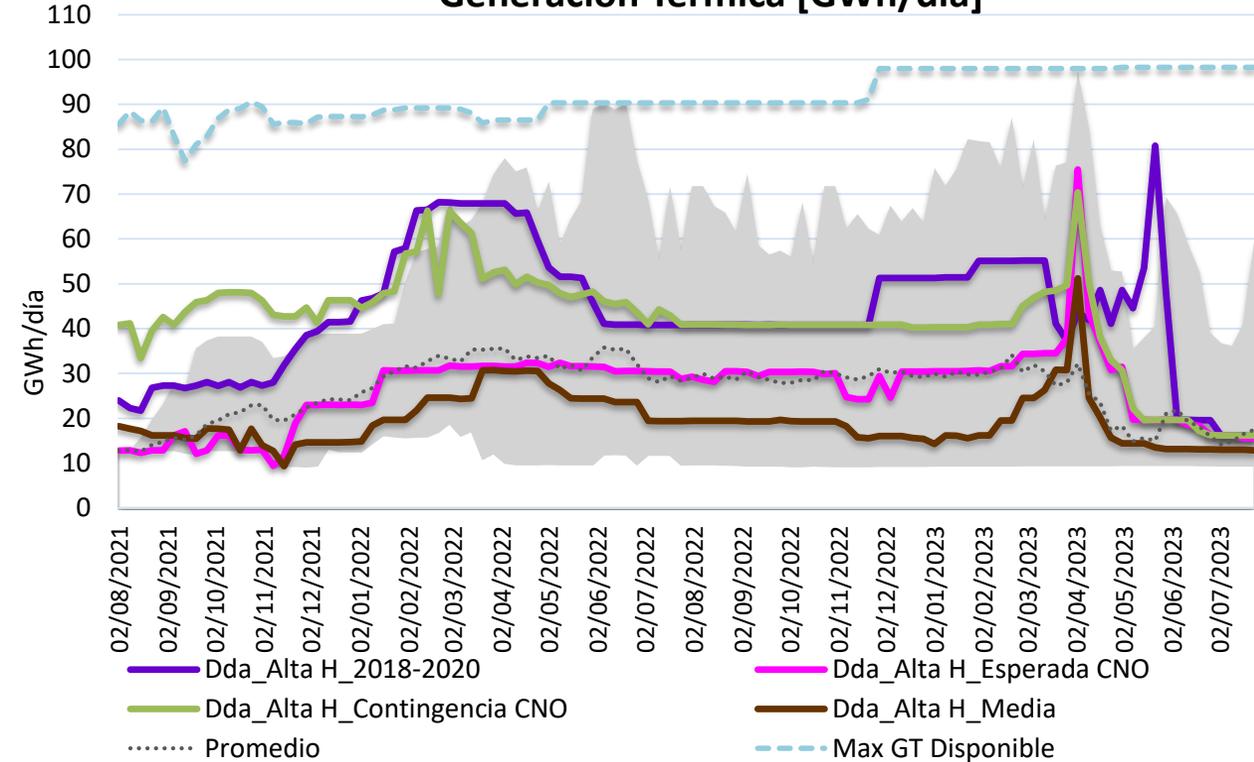


Escenario Estocástico

Embalse agregado SIN %



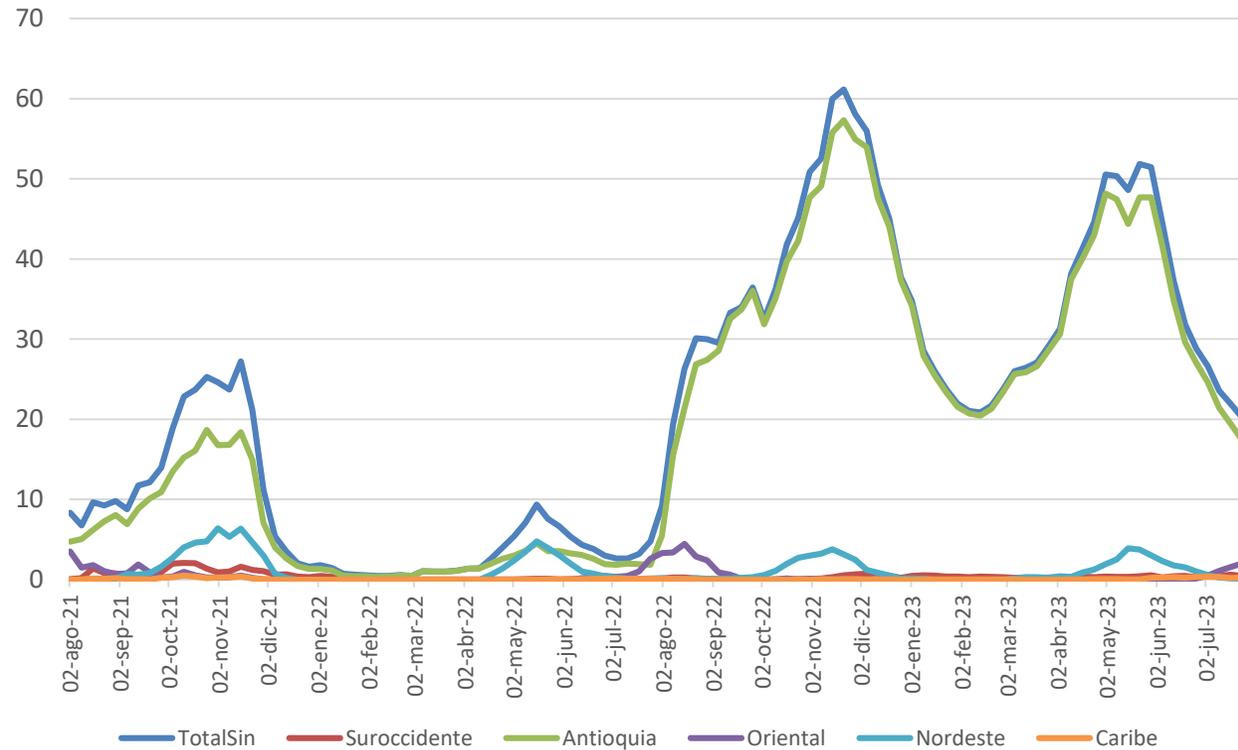
Generación Térmica [GWh/día]



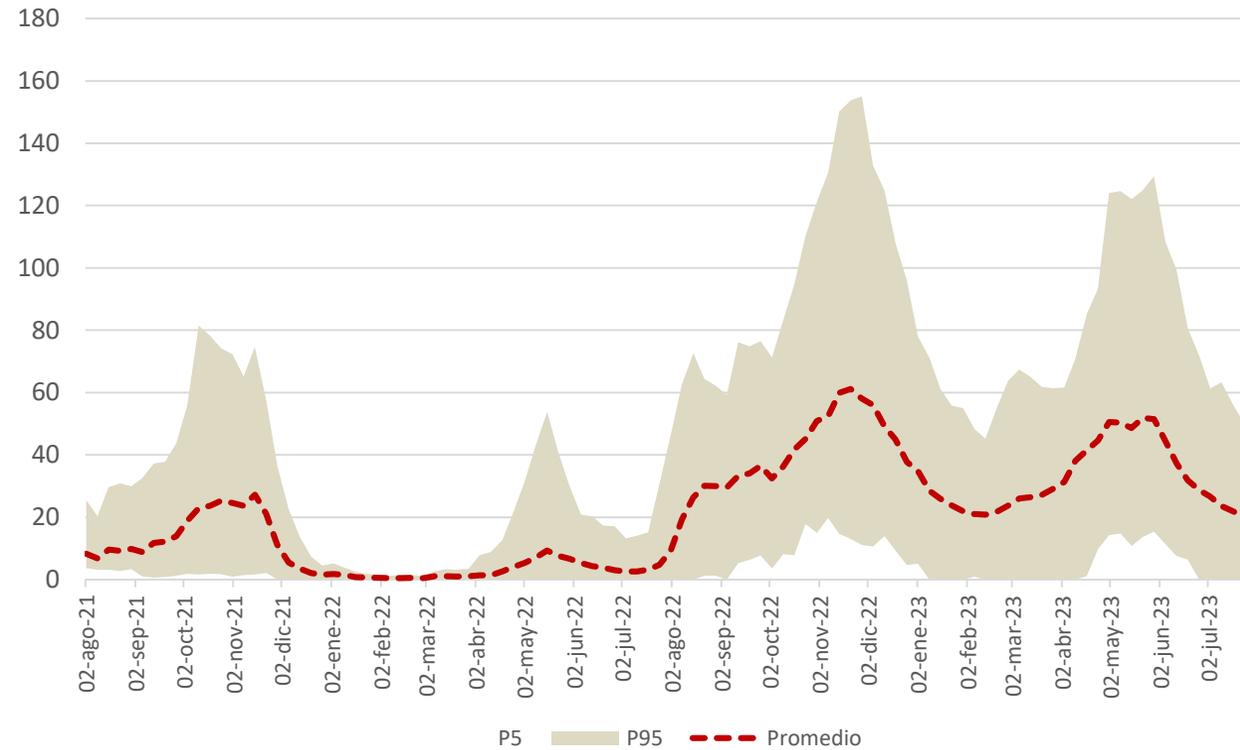
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario Estocástico - Vertimientos

Vertimientos promedio por Región - GWh/día



Vertimientos - GWh/día



Conclusiones



En condiciones normales de operación y con los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.) → las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente. Los análisis realizados no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia sobre elementos de la infraestructura del sector energético.



Se recomienda hacer seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos de generación y transmisión, 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.

Análisis de largo plazo considerando la segunda fase del proyecto HidroItuango (2400 MW totales)

ETAPA 1:

Unidad	Fecha de entrada
1	27 Jul 2022
2	02 Oct 2022
3	14 Ene 2023
4	10 Sep 2023

ETAPA 2:

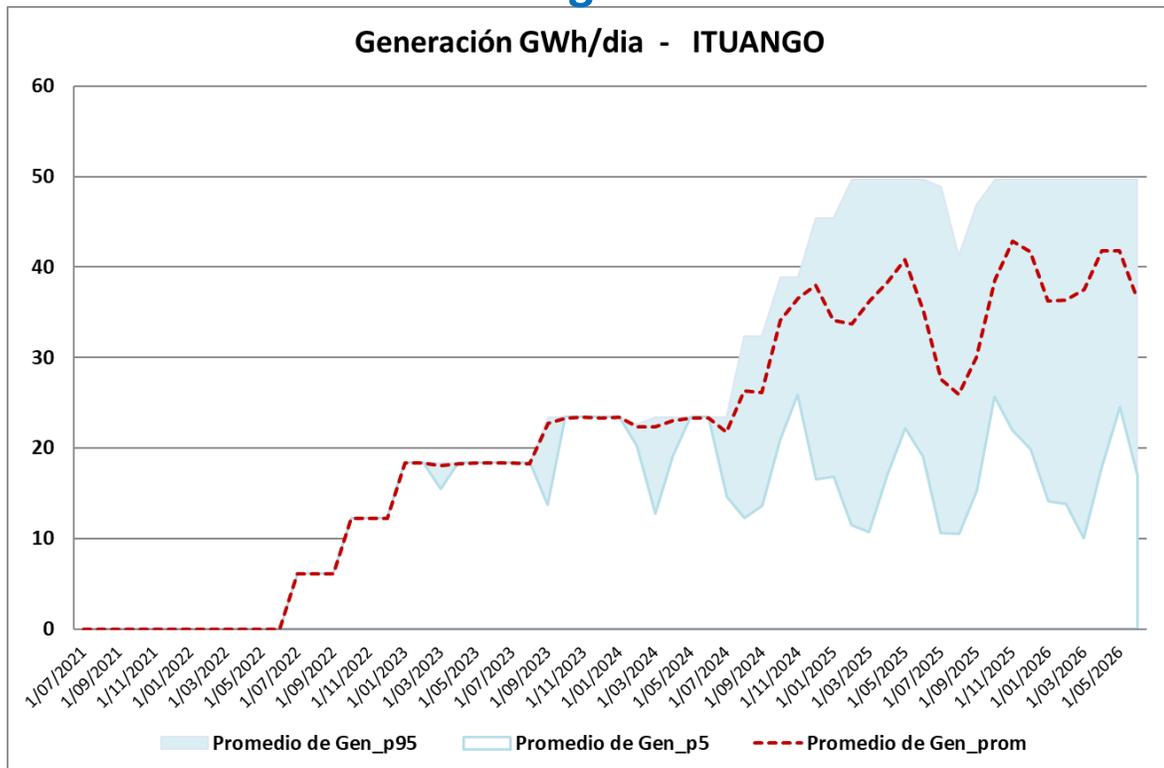
Unidad	Fecha de entrada
5	17 Ago 2024
6	16 Oct 2024
7	15 Dic 2024
8	13 Feb 2025



Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de Hidroituango – Generación

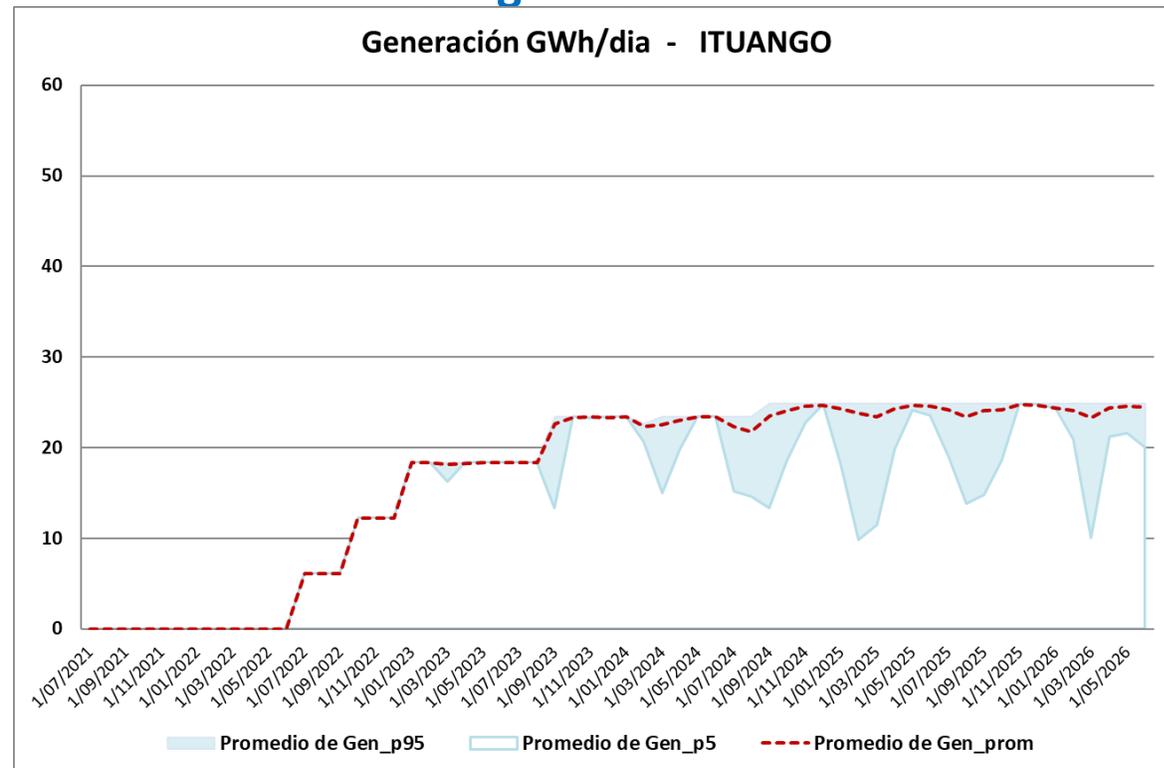
Ituango 2400 MW

Generación GWh/día - ITUANGO

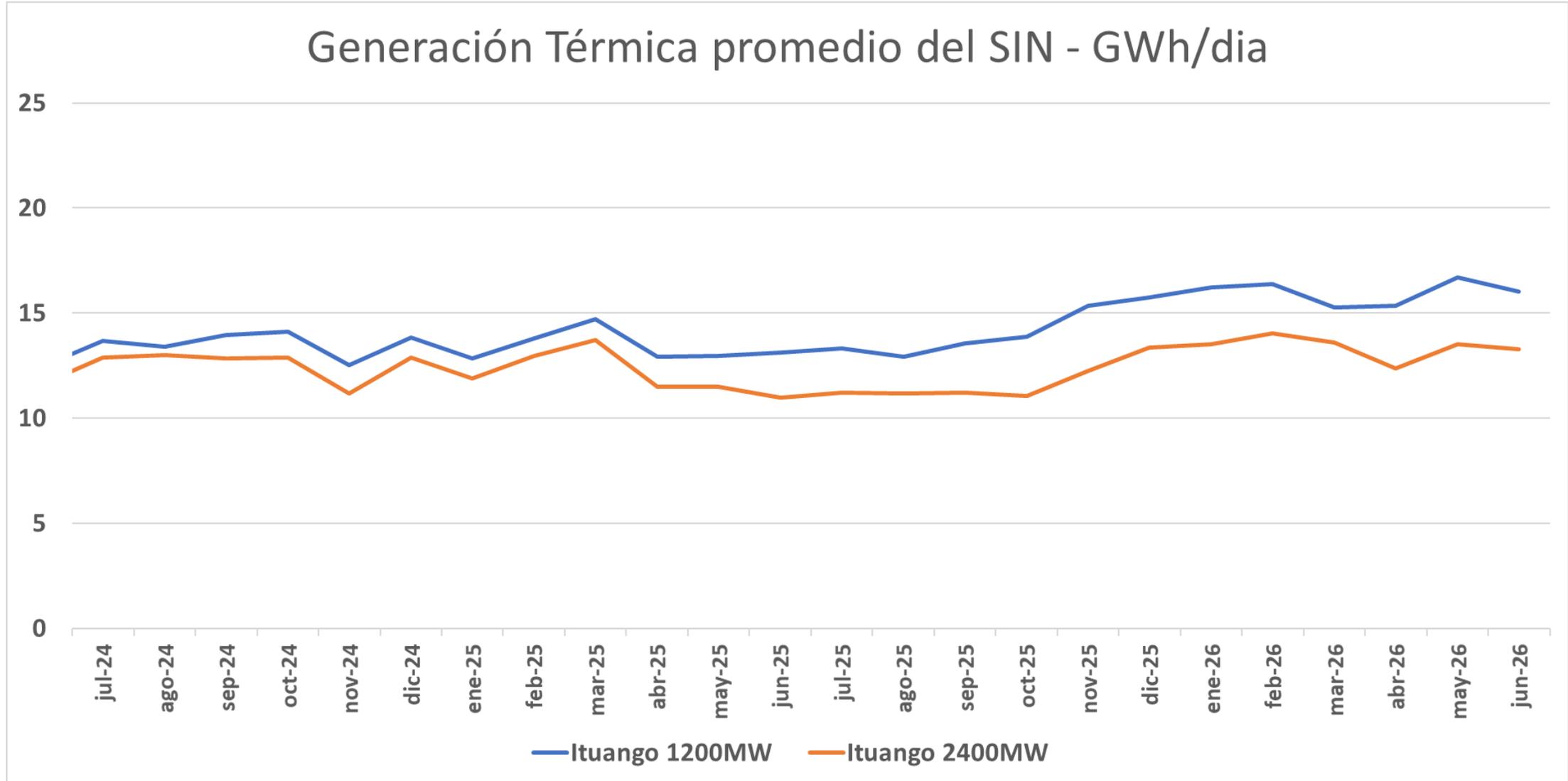


Ituango 1200 MW

Generación GWh/día - ITUANGO



Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de Hidroituango – Generación Térmica



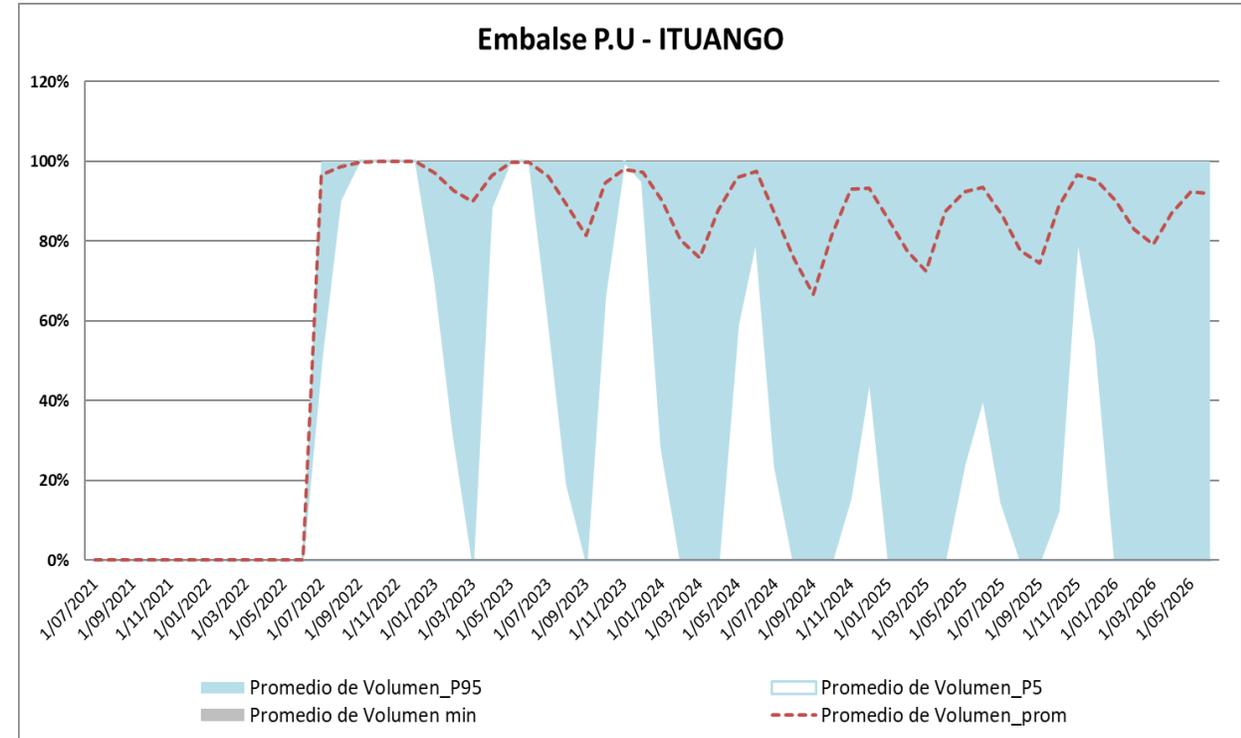
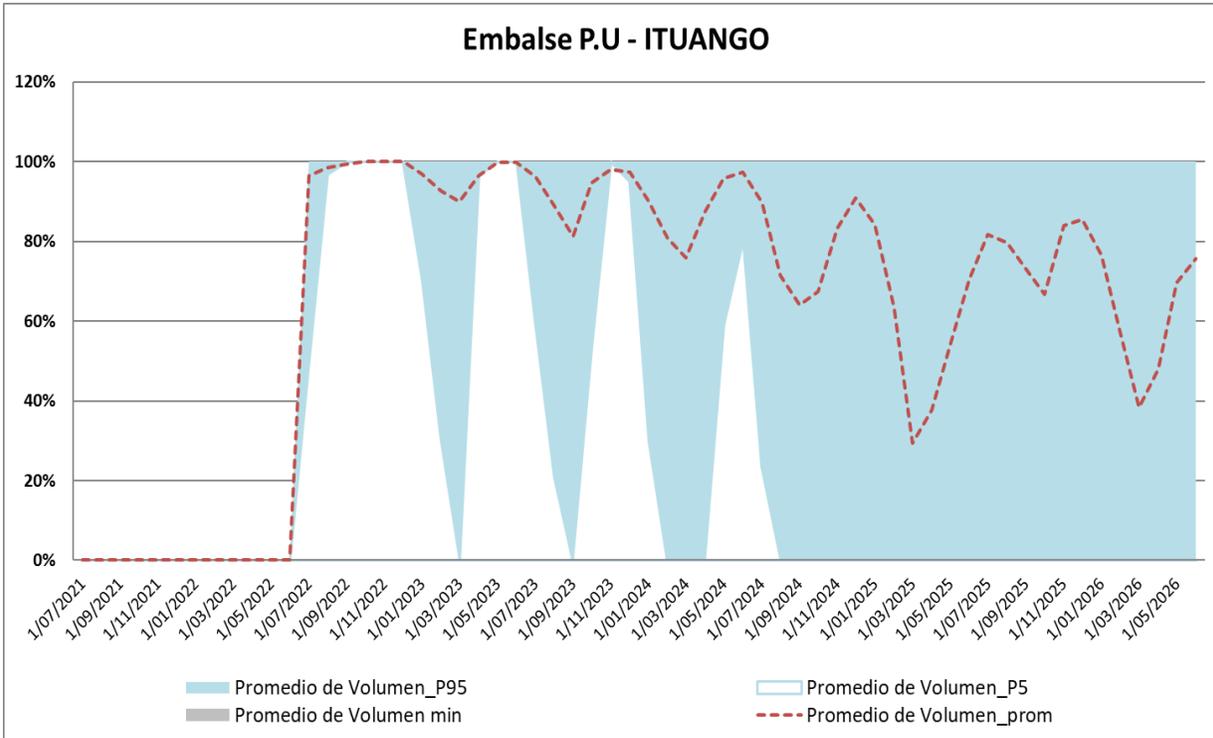
Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de Hidroituango - Embalse

Ituango 2400 MW

Ituango 1200 MW

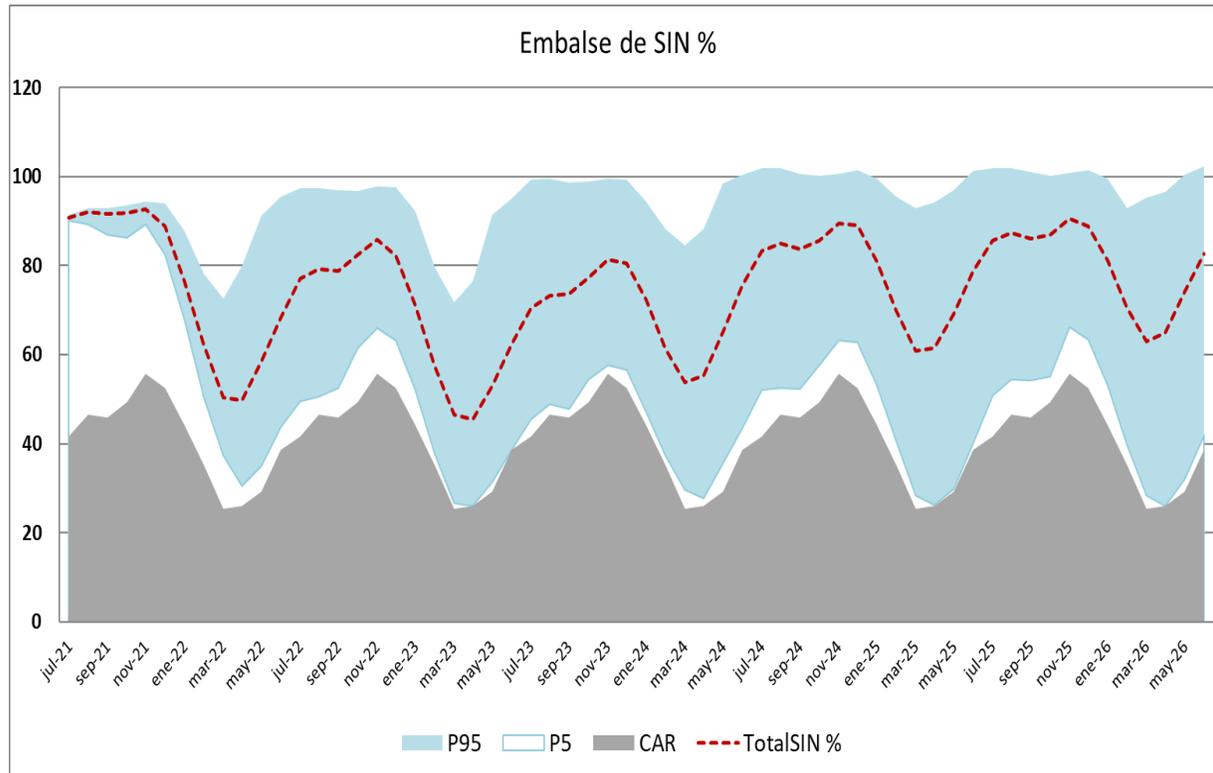
Embalse P.U - ITUANGO

Embalse P.U - ITUANGO

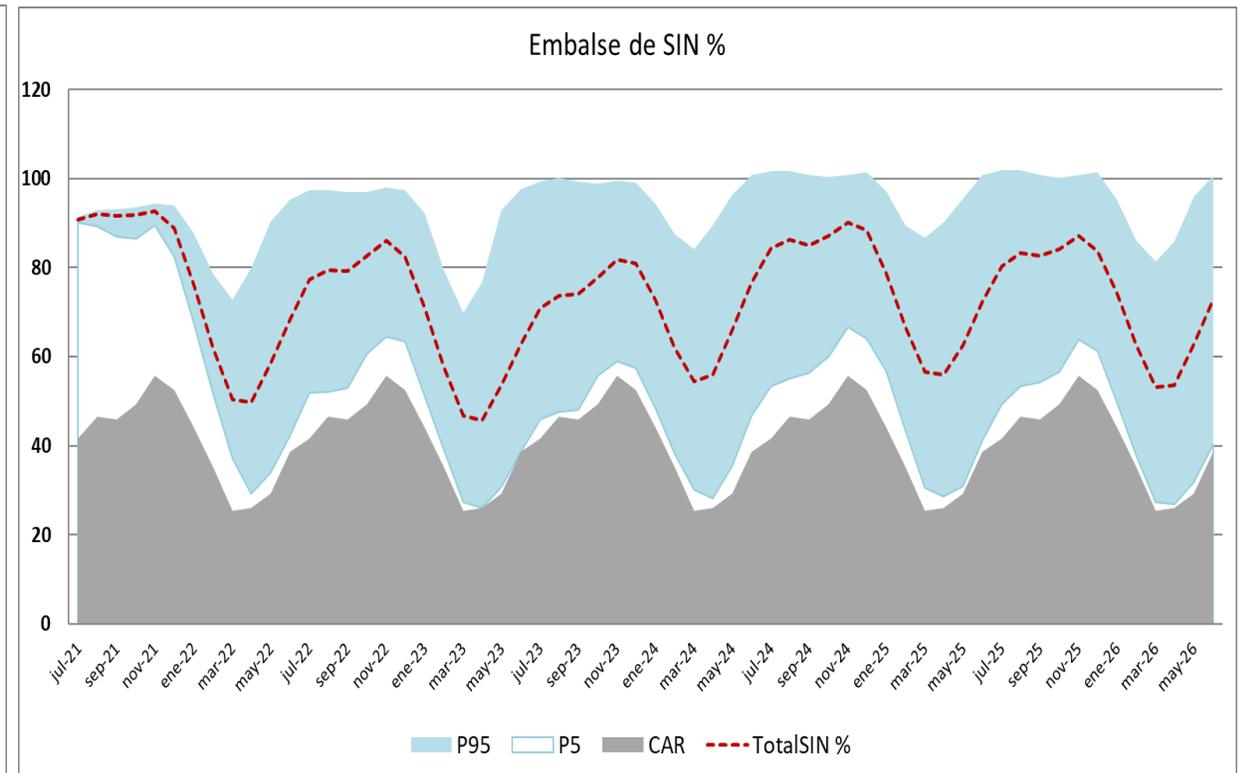


Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de Hidroituango – Embalse del SIN

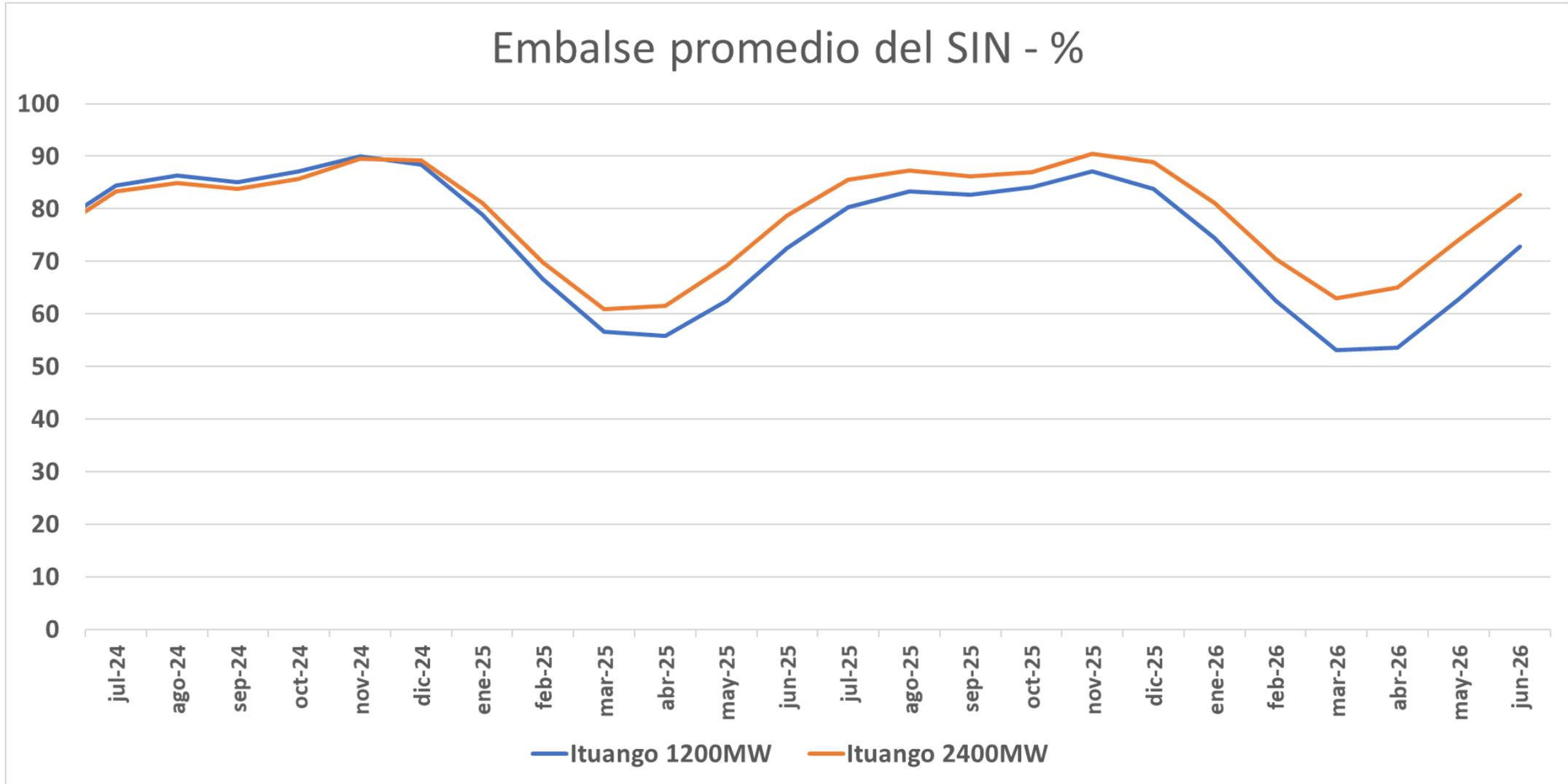
Ituango 2400 MW



Ituango 1200 MW

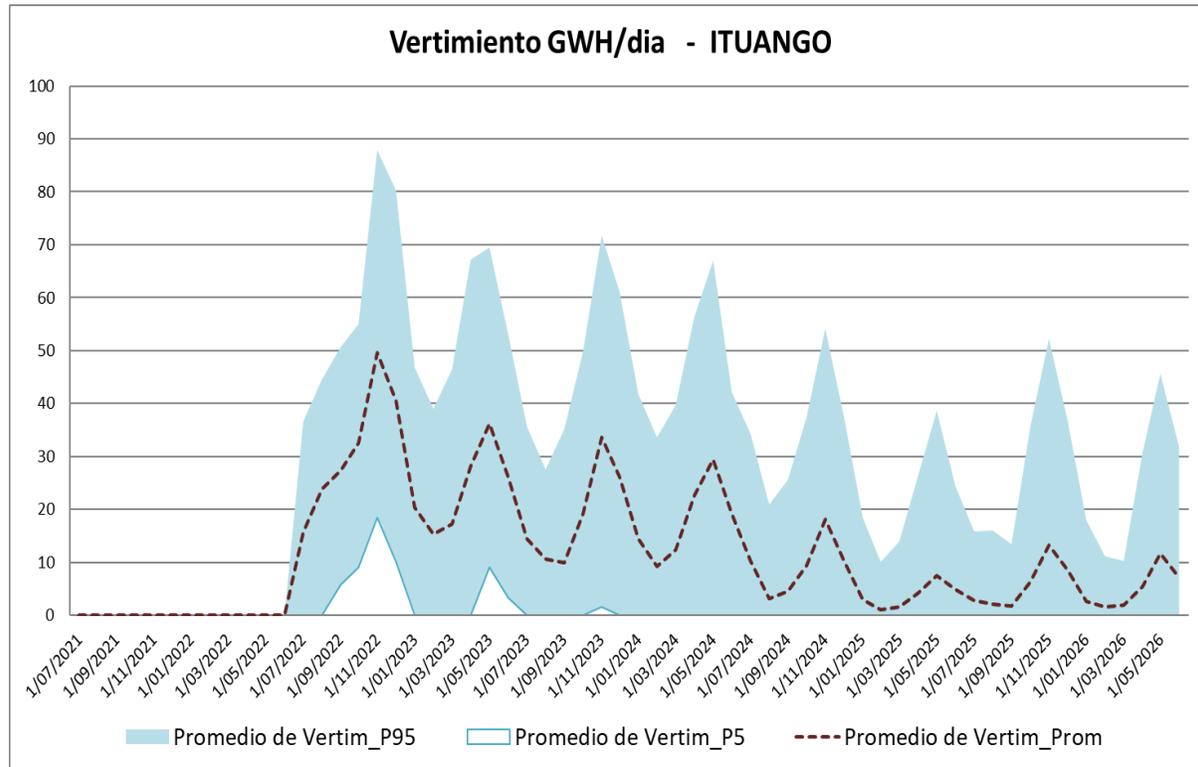


Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de Hidroituango – Embalse

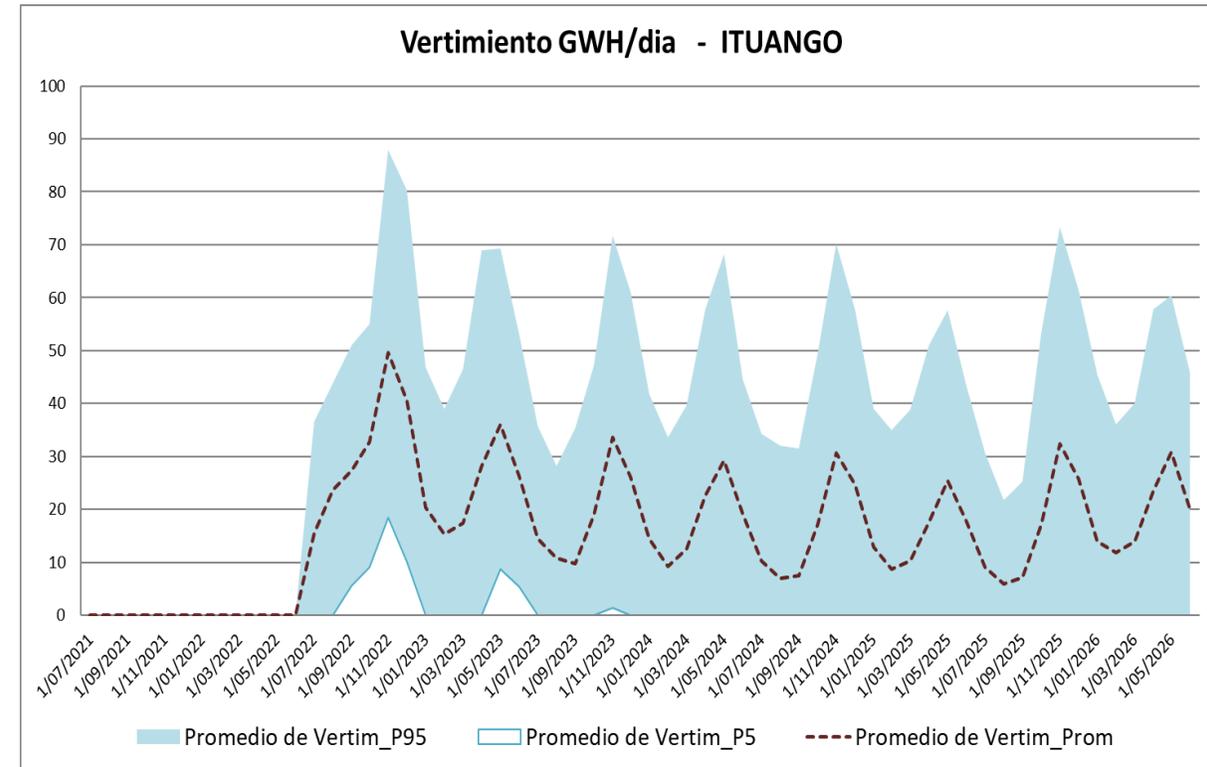


Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de HidroItuango - Vertimiento

Ituango 2400 MW

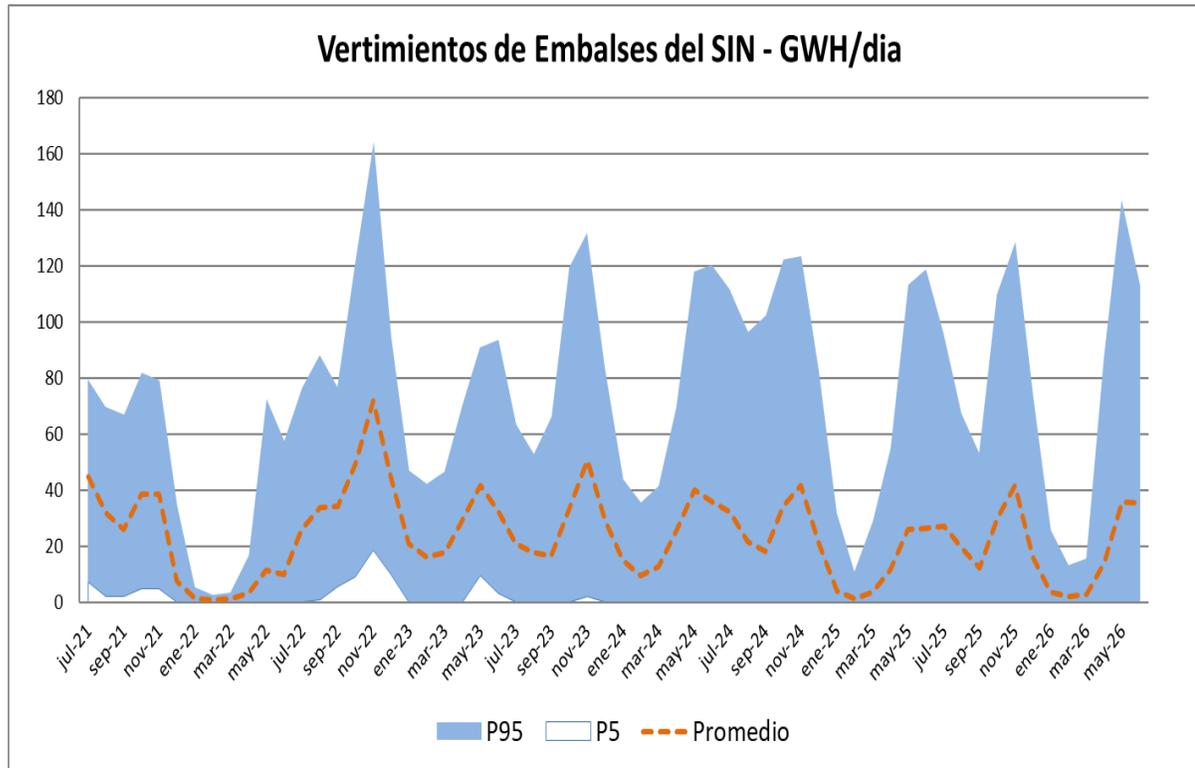


Ituango 1200 MW

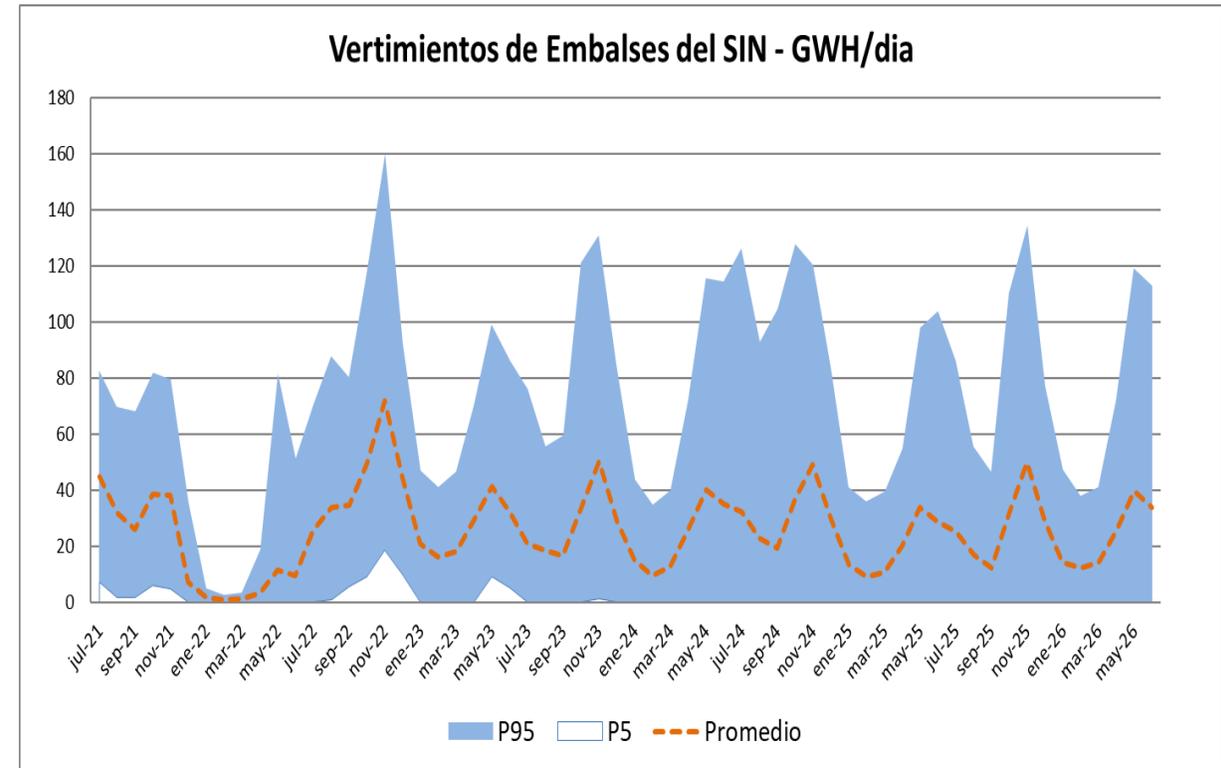


Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de Hidroituango – Vertimiento del SIN

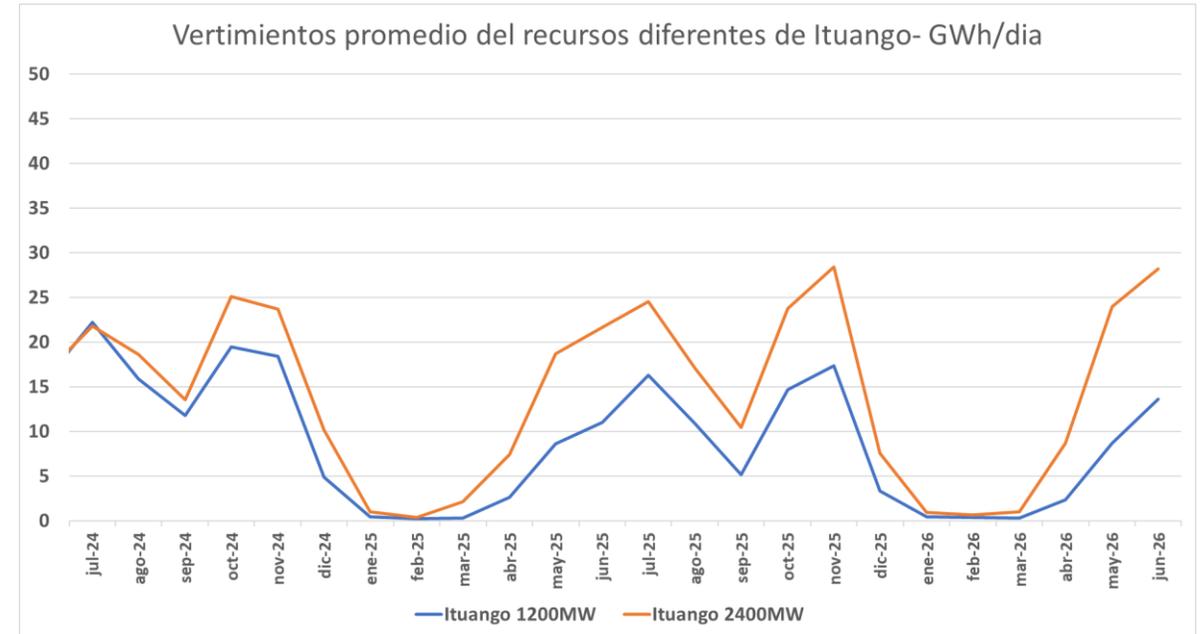
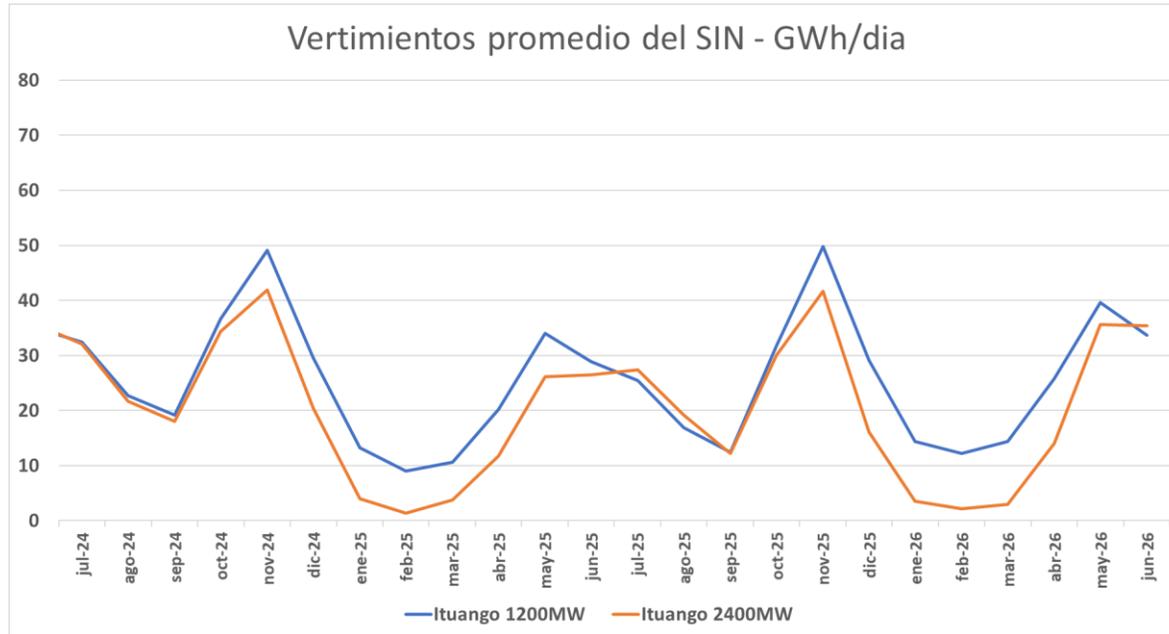
Ituango 2400 MW



Ituango 1200 MW



Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de HidroItuango – Vertimiento

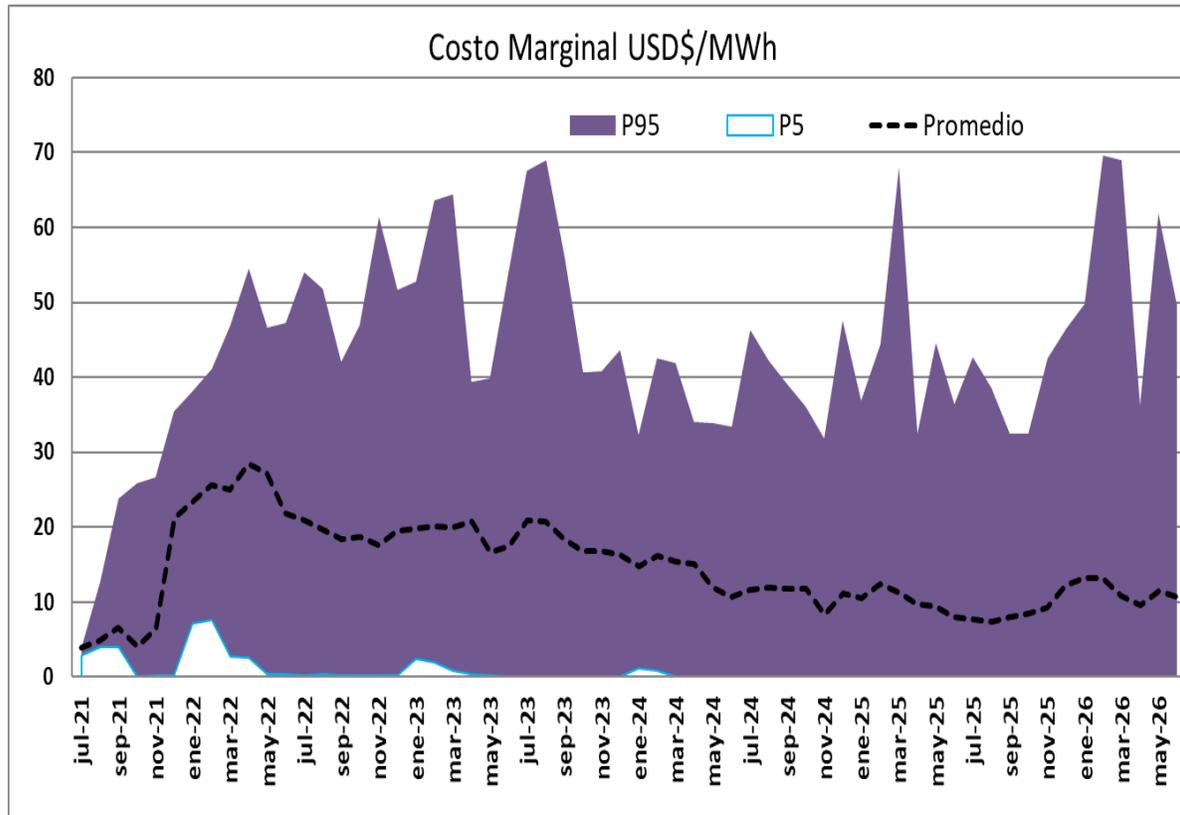


Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de Hidroituango – Costo Marginal del SIN

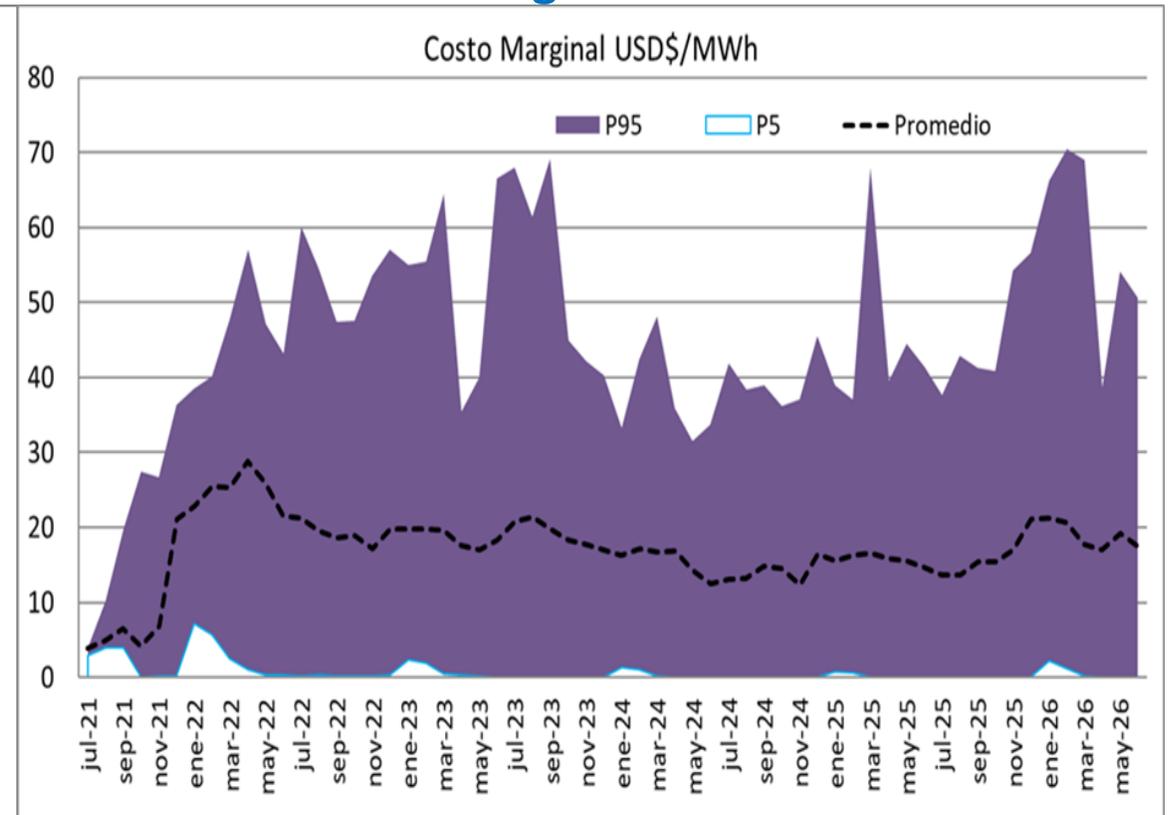
Se presentan los costos marginales para corridas del sistema sin red de transmisión y sin restricciones.

El costo marginal está expresado en US\$/MWh (US\$ constantes al inicio de la simulación). La estructura de costos de las térmicas NO incluye el CEE ni FAZNI. Se incluyen los costos por ley 99 de 1993.

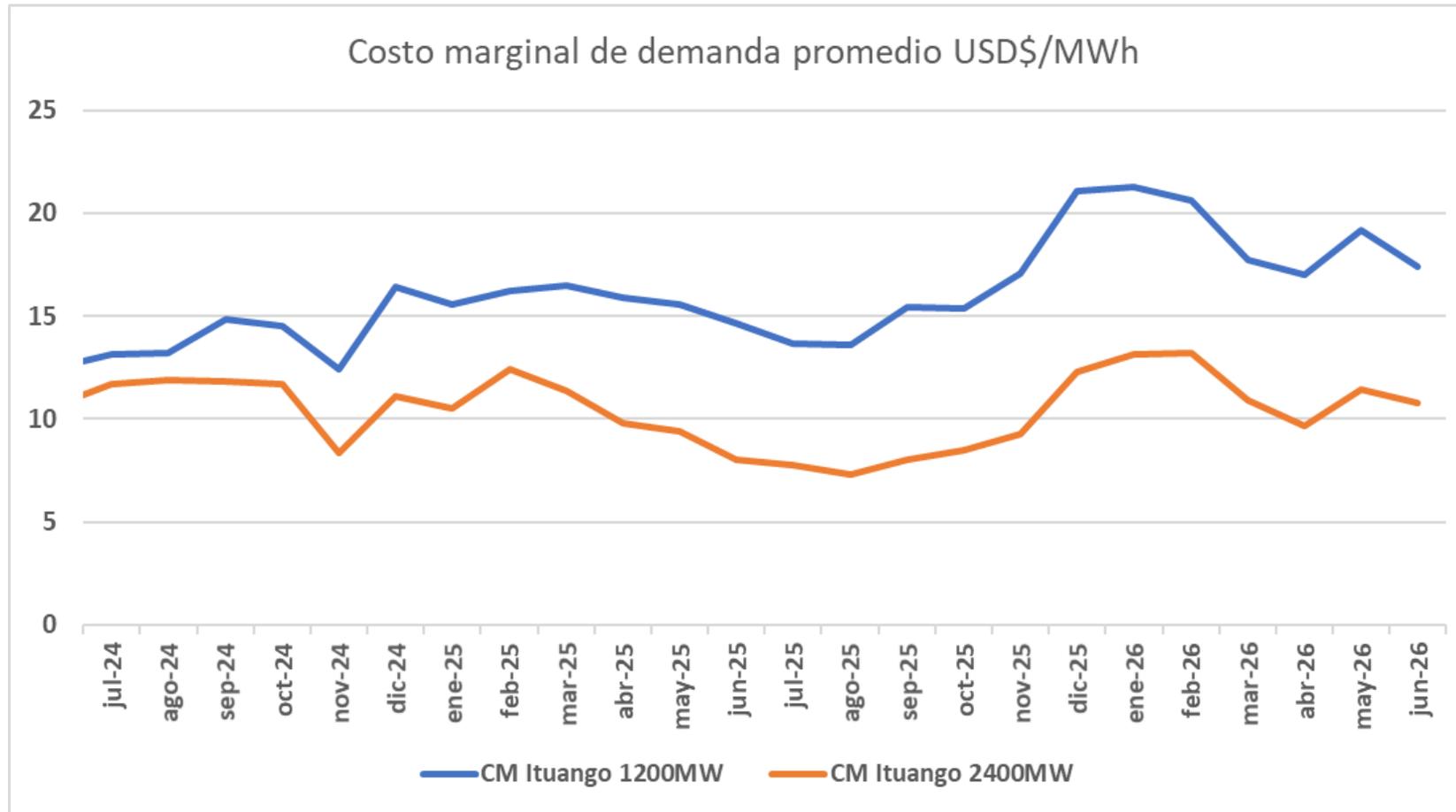
Ituango 2400 MW



Ituango 1200 MW



Sensibilidad al desarrollo de la segunda fase de HidroItuango – Costo Marginal promedio del SIN



Observaciones y Conclusiones



- Con la segunda fase de ITUANGO, se observa que el recurso de generación logra un mayor aprovechamiento energético de los aportes del río Cauca. Dada la baja regulación del embalse, esta energía entra en la base de la atención de la demanda del sistema según la optimización del modelo energético.



- Considerando la segunda etapa del proyecto ITUANGO, los vertimientos totales promedios del SIN disminuyen en comparación con los aquellos considerando solo la primera etapa. En esta disminución corresponde en mayor proporción a la reducción de vertimientos de la central ITUANGO gracias a la mayor capacidad de turbinamiento que le brinda las cuatro unidades adicionales. No obstante lo anterior, los vertimientos promedios en demás recursos con embalse del SIN pueden incrementarse con los 2400 MW de Ituango.



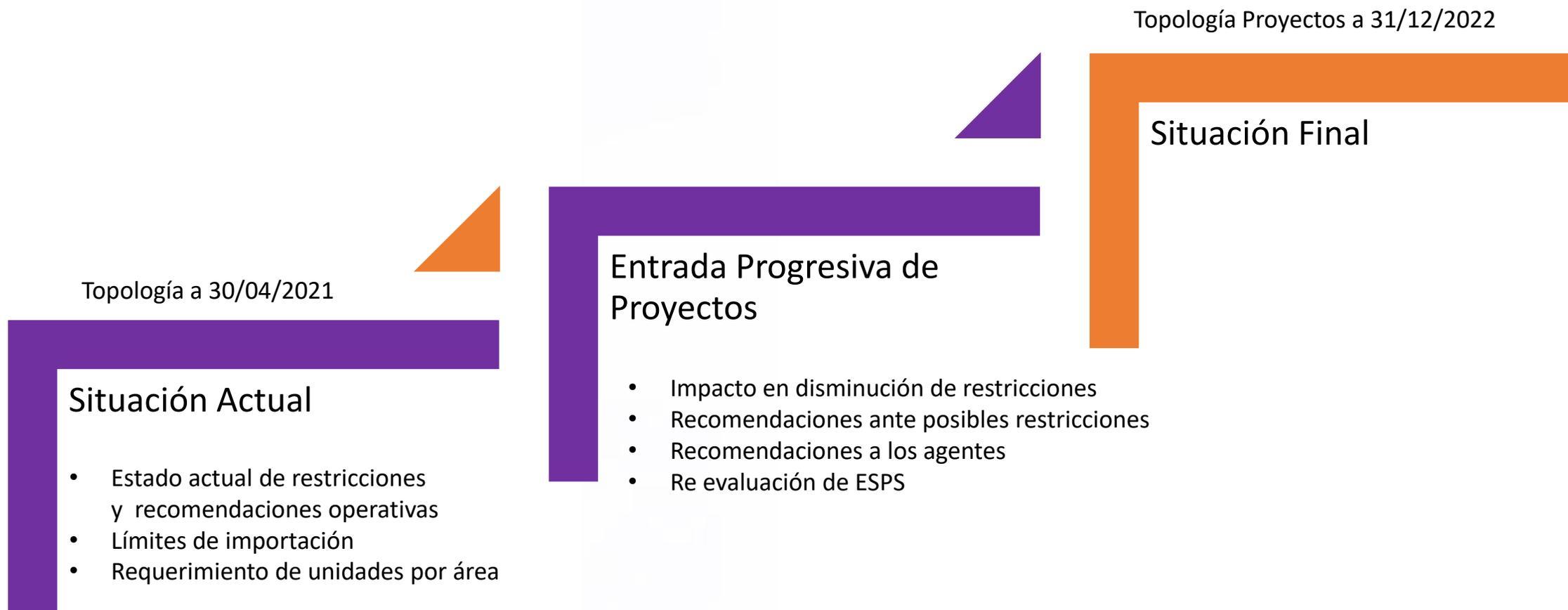
- Es importante tener en cuenta que en las simulaciones energéticas mensuales de largo plazo, no se representa la regla ambiental del caudal de la central ITUANGO, ya que esta es de aplicación diaria. Es importante verificar si la regla de operación diaria conlleva a alguna afectación o limitación a nivel mensual o semanal, que deba ser modelada en los estudios de mediano y largo plazo.

3. Varios



Segundo Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo

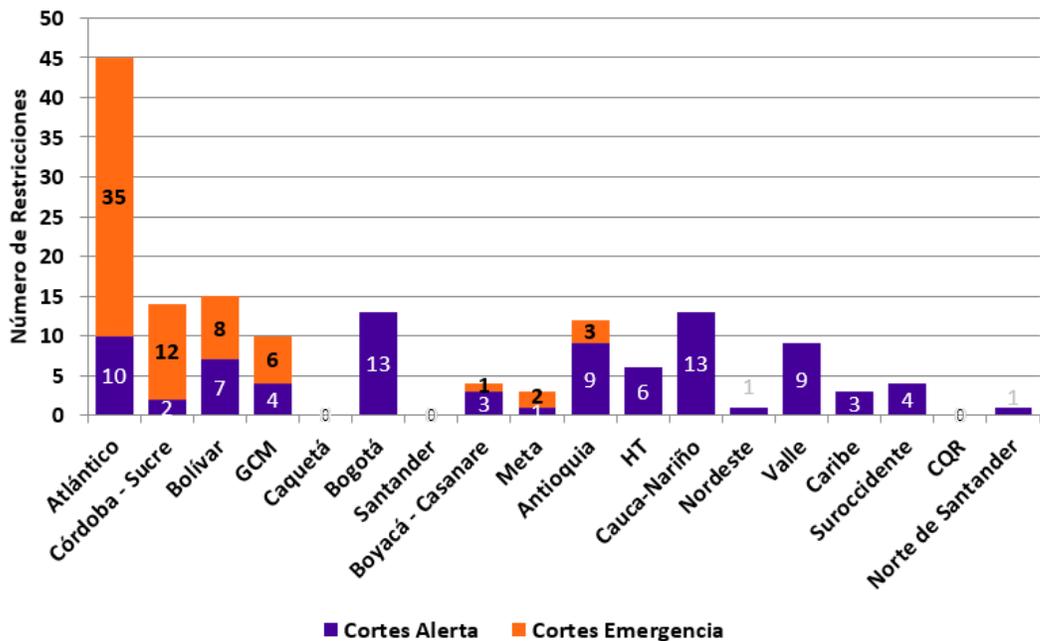
Alcance IPOEMP II-2021



Estado de las restricciones

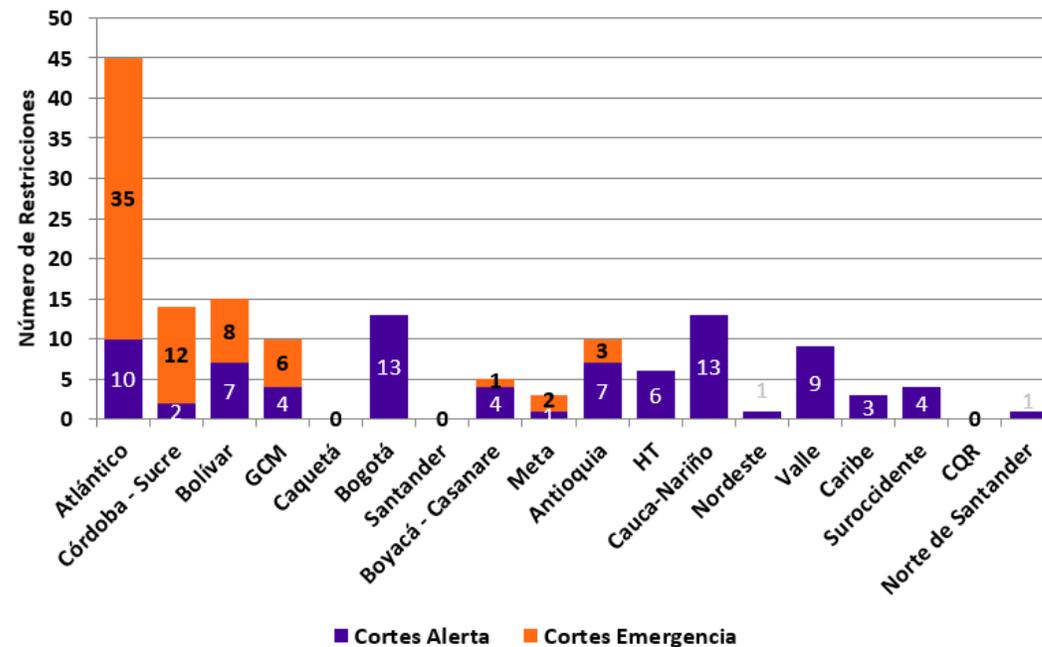
IPOEMP I 2021

Estado de cortes del SIN



IPOEMP II 2021

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).

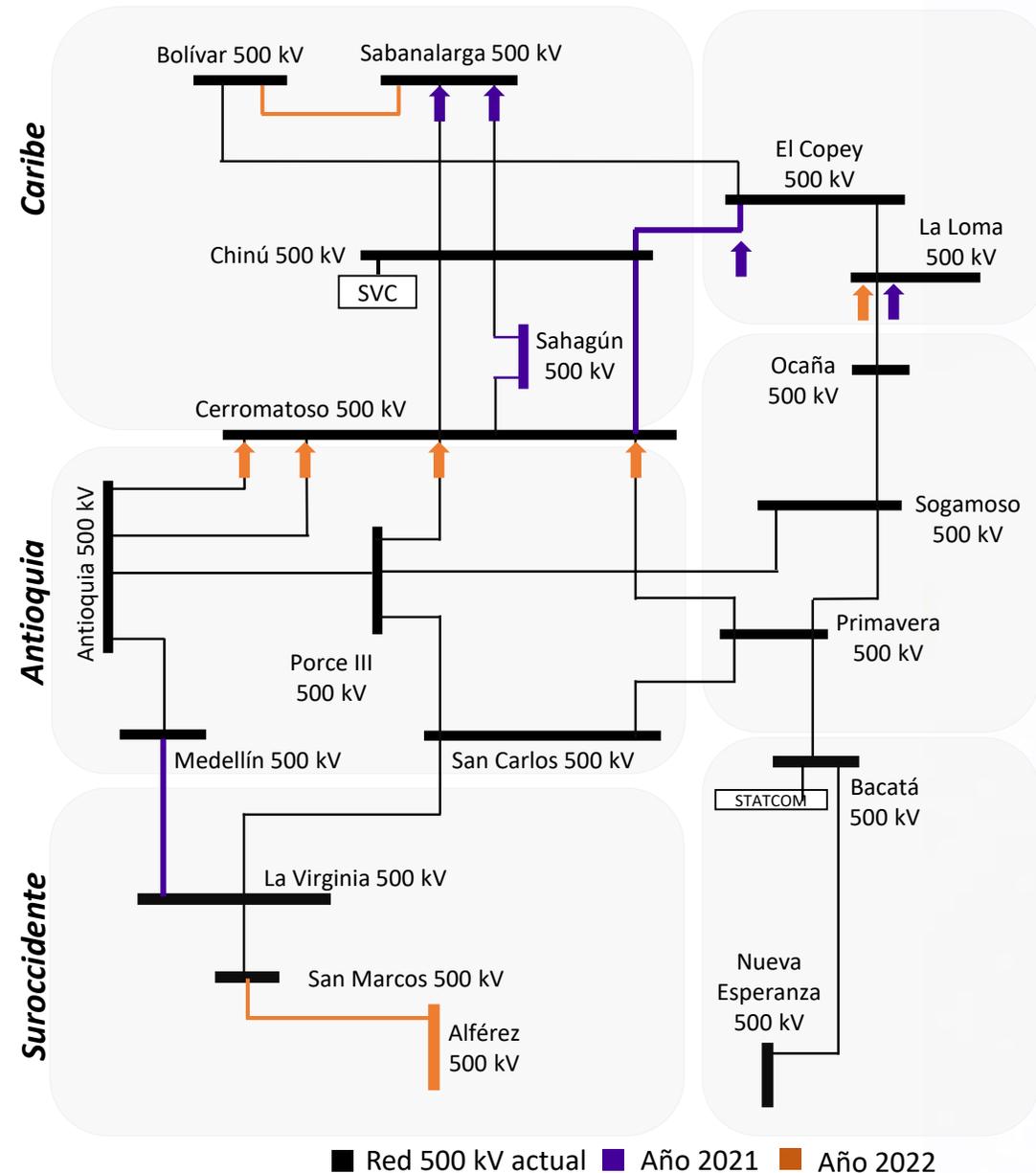
153

Cortes en alerta: 86
Cortes en emergencia: 67

152

Cortes en alerta: 85
Cortes en emergencia: 67

Cambios operativos con la entrada en operación de circuitos a 500 kV años 2021 y 2022



Impacto Área Caribe

- En el año 2021. Octubre, circuitos Cerromatoso – Chinú 3 500 kV y Chinú – El Copey 500 kV, aumentará la confiabilidad y la fortaleza en tensión de la red, permitiendo aumentar el límite de importación de potencia del área Caribe de **1650 MW a 2200 MW** y el límite Caribe 2 de 1100 – 1300 MW a un valor entre **1450 - 1550 MW**, además de disminuir hasta en **4** el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.
- En el año 2022. Junio, circuito Sabanalarga – Bolívar 500 kV y Bolívar 2 500/220 kV será posible aumentar el límite de importación de potencia del área Caribe **de 2200 MW a 2350 MW** y el de Caribe 2 de **1550 a 1600 MW**, además de viabilizar el cierre de los reactores de línea en Sabanalarga a Chinú 1 y 2 a 500 kV sin representar un impacto en el requerimiento de unidades para soporte de tensión del área Caribe.

Impacto Área Suroccidente

- En el año 2021. diciembre, Medellín – La Virginia 500 kV. Permitirá aumentar la importación de potencia del área a través de la red de 500 kV de un valor de **500 MW a 560 MW** y disminuir en una unidad equivalente el requerimiento de unidades para soporte de tensión.
- En el año 2022. con la entrada de San Marcos – Alférez 500 kV. La capacidad de importación por la red 500 kV aumentará de **560 MW a 600 MW**, en ambos casos la limitación se debe a cubrir ante contingencia sencilla sobrecarga en la transformación San Marcos o La Virginia 500/220 kV.



FACTS serie SSSC circuitos Ternera – Candelaria 1 y 2 220 kV
FPO: Octubre 2021

Área Caribe

Ante el aumento de la CEN de Termocandelaria, se cubre la contingencia N-1 de un circuito Candelaria - Ternera 1 o 2 a 220 kV.

Transformadores Santa Helena 1 y 2 230/115 kV FPO: 31/08/2021

Área Oriental

Nuevo punto de conexión del Meta al STN, se mejora la confiabilidad en la atención de su demanda y elimina las restricciones asociadas a la importación de la subárea como son:
Sobrecarga Villavicencio 1 230/115 kV ante N-1 de Villavicencio 2 o 3 230/115 kV
Sobrecarga Villavicencio – Ocoa 1 y 2 115 kV ante N-1 Villavicencio – Barzal 115 kV
Sin embargo, al entrar este proyecto antes que la subestación Catama 115 kV y circuitos asociados (FPO 30/11/2021), se presentará en algunos escenarios una nueva restricción: sobrecarga de Santa Helena – Ocoa 115 kV ante contingencia de Suria – Reforma 230 kV, lo anterior limita la flexibilidad en la generación de recursos del área Oriental

TRINA – VATIA

Bosques solares de los llanos
E1 y E2: (19.9 MW) : Operación
E3: (19.9 MW) En pruebas
E4: (19.9 MW) 04/10/2021
E5: (17.9 MW) 05/12/2021

Disminuirá la importación de potencia de la subárea Meta, aumentando el perfil de tensión y disminuyendo el requerimiento y uso de bancos capacitivos de la subárea, se mitigan restricciones asociadas a la importación de la subárea como:

Sobrecarga Villavicencio 1 230/115 kV ante N-1 de Villavicencio 2 o 3 230/115 kV
Sin embargo se identificó que con alta generación de estos recursos, podrán activarse las restricciones:

- Puerto Lopez – Suria 1 115 kV / Puerto Lopez – Suria 2 115 kV
- Puerto Gaitán - Puerto Lopez 115 kV /Campobonito - Puerto Lopez 115 kV

Se recomienda tener en cuenta esta condición e implementar acciones operativas para no limitar la magnitud de generación estos recursos

Circuitos Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV
FPO: 12/10/2021

Área Suroccidental

Permite reducir la criticidad de las restricciones asociadas a la red a 115 kV de Cauca – Nariño y Huila – Tolima y disminuir restricciones de techos de generación de Betania, El Quimbo y magnitud de exportación desde Ecuador.

Segundo circuito Calizas – San Lorenzo 110 kV
FPO: 30/11/2021

Área Antioquia

Elimina restricción asociada a la sobrecarga de Calderas - Guatapé 110 kV ante la contingencia sencilla de Calizas - San Lorenzo 1 110 kV, aumentando la confiabilidad en el transporte de potencia de recursos conectados a San Lorenzo 110 kV



Generación Fuentes de Energía Renovables No Convencionales - FERNC

Sistema Interconectado Nacional

El año 2022 se caracteriza por la alta entrada de FERNC en las diferentes áreas del SIN, los que permite aumentar la capacidad de generación del SIN. Se resalta:

- La entrada de algunos proyectos como los recursos solares Latam y El Paso, requieren aumento previo de capacidad de corriente de circuitos de la red del STR para evitar activación de restricciones y atrapamiento de generación.
- Se evidencian valores de ESCR menor a 5 en algunos nodos de la subárea GCM, CQR, Norte de Santander y Boyacá – Casanare y Meta. Se recomienda a los promotores de los proyectos tener esta condición presente para el diseño de sus proyectos.

La Loma – El Paso 110 kV y La Loma - La Jagua 110 kV FPO: Julio de 2022

Área Caribe

- Eliminan la condición radial de La Jagua y el Paso 110 kV brindando mayor confiabilidad y seguridad en la red.
- Mitiga restricciones por contingencia sencilla en la transformación Copey 500/220 kV, Valledupar 220/110 kV y un circuito Copey – Valledupar 220 kV eliminando la necesidad de sus ESPS asociados a sobrecarga.
- Aumenta la fortaleza y magnitud de tensión en nodos del GCM, eliminando las restricciones por baja tensión en La Jagua, El Paso y El Banco 110 kV y la necesidad de los ESPS de baja tensión en estas subestaciones.
- Activa la restricción por sobrecarga ante contingencia N-1: La Loma – El Copey 500 kV / La Jagua – Codazzi 110 kV, Por lo que se recomendó que previo a la entrada de estos circuitos, se realice aumento de capacidad de corriente de Codazzi – La Jagua 110 kV y así evitar restricciones a la importación de potencia de la subárea GCM

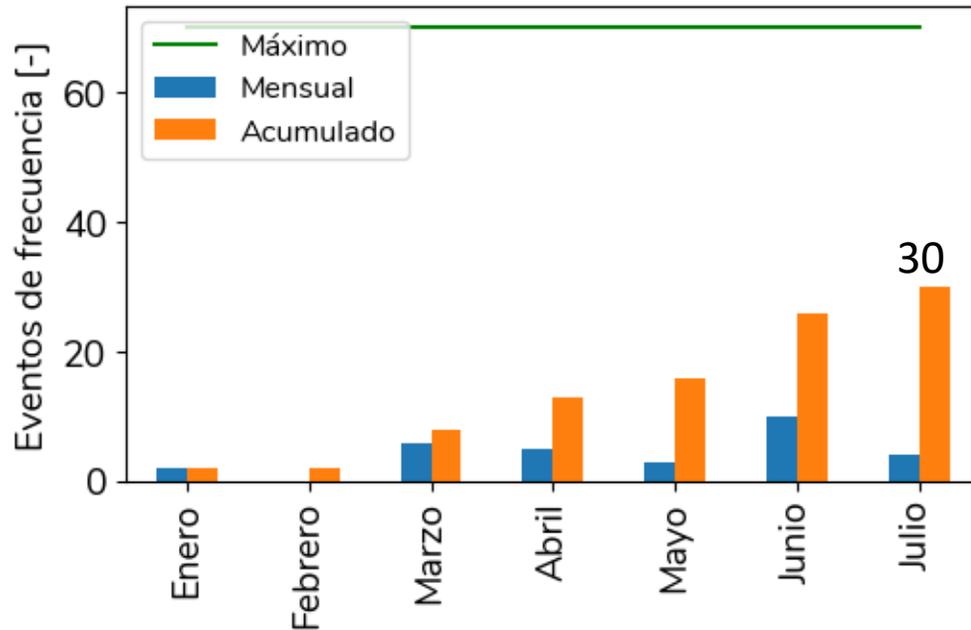
Generación Ituango - Unidades 1 y 2 (300 MW cada una) FPO: Unidad 1: 27/07/2022 y Unidad 2: 2/10/2022

Área Antioquia

- La entrada de estos recursos representa un aumento en la capacidad de generación del área y el país.
- En algunos escenarios de demanda, con alta generación en Ituango y demás recursos de la zona norte de Antioquia y baja importación de potencia del área Caribe podrá presentarse alto valor de carga en el circuito Barbosa - Guatapé 220 kV en estado estacionario, condición informada a los agentes en el IPOEMP II 2021
- Serán las unidades de mayor capacidad en el sistema con 300 MW, por lo cual, se convierten en gran interés para el estudio del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por baja frecuencia y el valor de holgura a implementar para el servicio de AGC o regulación secundaria.

Indicadores de Operación

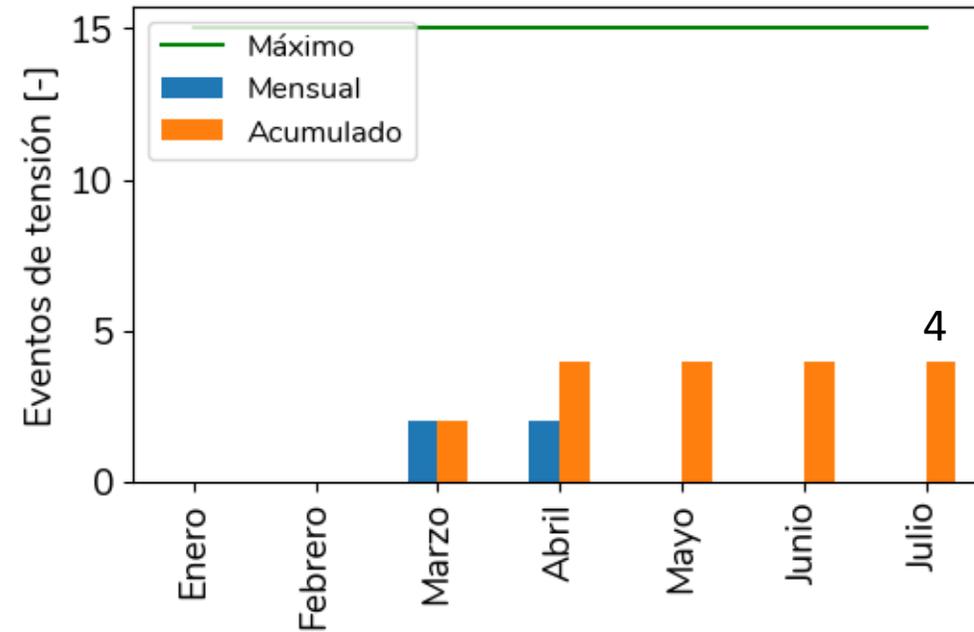
Eventos Transitorios de Frecuencia



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

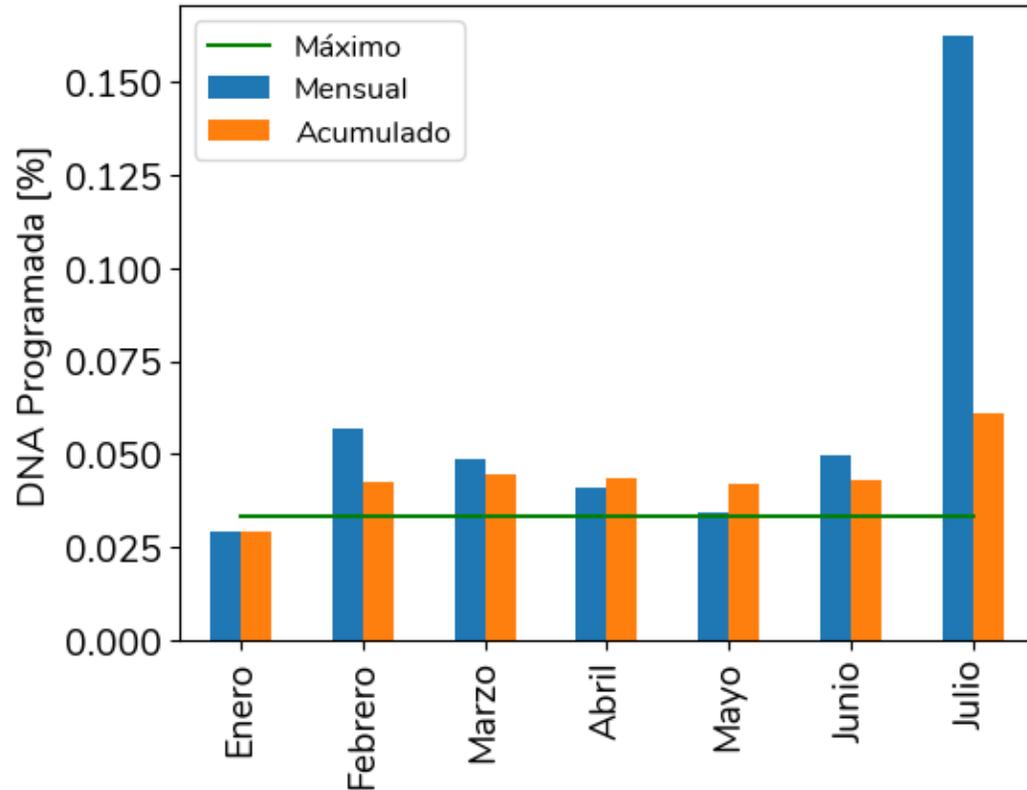
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2021-07-03 23:59	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad de generación GECELCA 3 con 164 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz.	No
2021-07-19 15:38	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad de generación QUIMBO 2 con 200 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.793 Hz.	No
2021-07-03 11:35	1.0	60.2	Evento de frecuencia con causa en revisión. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.21 Hz.	No
2021-07-21 04:05	3.0	60.2	Evento de frecuencia por disparo del activo CERROMATOSO - URE 2 110 KV (MINA CERROMATOSO) con 209 MW. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.235 Hz.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



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

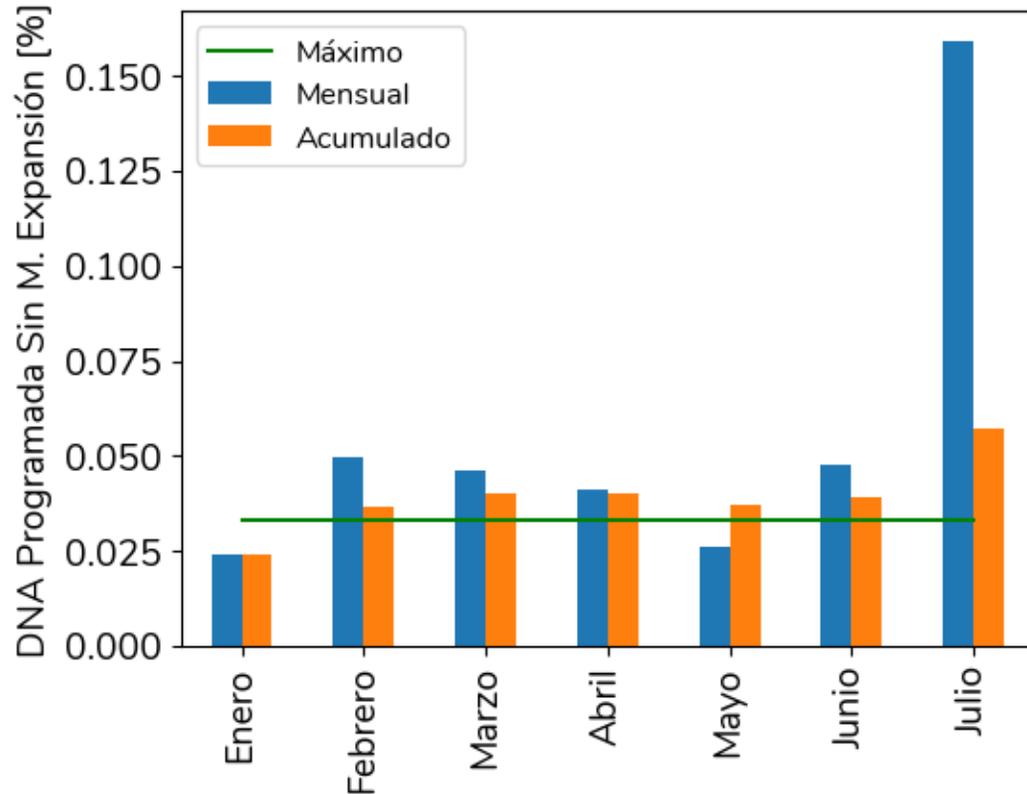
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 10.1 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hora	Energía	Descripción
2021-07-06 00:00	695.5	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV.
2021-07-07 00:00	695.5	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV.
2021-07-08 00:00	656.2	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV. A partir de las 16:16 se atienden 5.1 MW en Arauca y Arauquita 34.5 kV desde OXY.
2021-07-10 00:00	656.2	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV.
2021-07-11 00:00	656.2	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV.

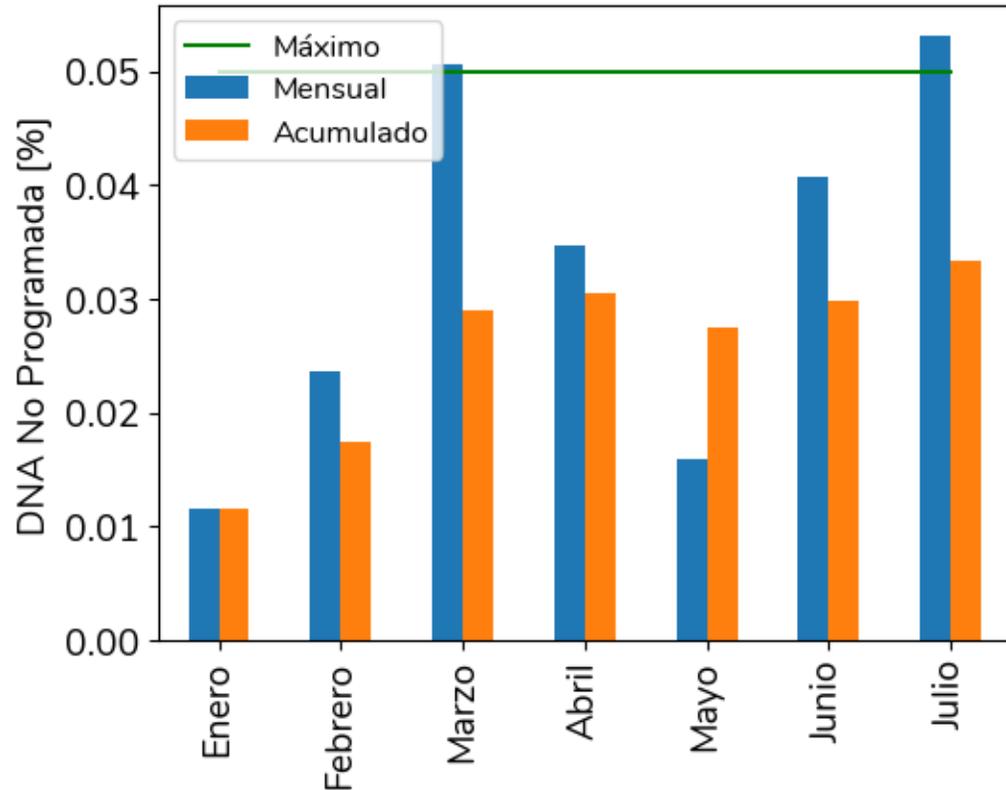
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 9.88 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2021-07-06 00:00	695.5	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV.
2021-07-07 00:00	695.5	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV.
2021-07-08 00:00	656.2	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV. A partir de las 16:16 se atienden 5.1 MW en Arauca y Arauquita 34.5 kV desde OXY.
2021-07-10 00:00	656.2	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV.
2021-07-11 00:00	656.2	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV.

DNA No Programada



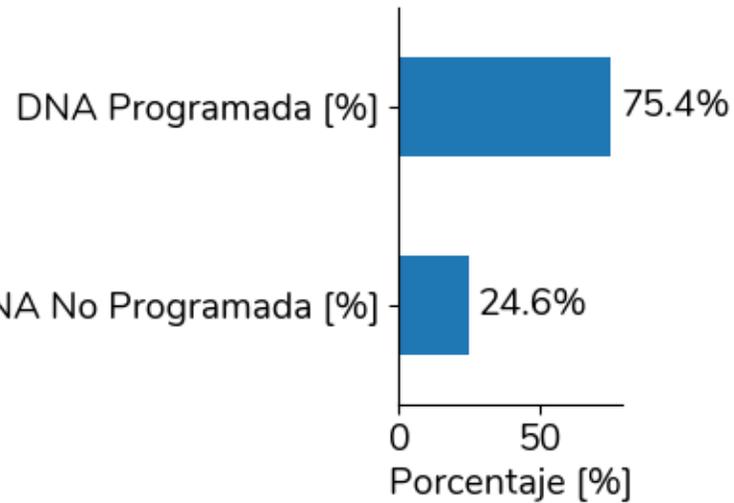
Por causas no programadas se dejaron de atender 3.3 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2021-07-05 00:00	698.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV. El circuito venía fuera de servicio por disparo del activo PALOS - TOLEDO 1 230 kV.
2021-07-25 05:15	550.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0197463 del activo BT SILENCIO 4 70 MVA 110 kV.
2021-07-25 02:19	319.3	Demanda no atendida por disparo de los activos BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 Kv y BL1 CARTAGENA A BOCAGRANDE 66 kV, dejando sin tensión la S/E BOCAGRANDE 66 kV.
2021-07-15 01:46	277.8	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E GAMBOTE 66 kV temporalmente radial por condición del sistema, la carga fue alimentada parcialmente desde la S/E EL CARMEN 66 kV.
2021-07-04 16:21	229.3	Demanda no atendida por disparo del activo PALOS - TOLEDO 1 230 kV dejando sin tensión las subestaciones radiales TOLEDO 230/34.5/13.8 kV, SAMORÉ 230/13,8 kV, BANADIA 230/115/13,8 kV, CAÑO LIMÓN 230/34.5 kV y TAME 115 kV.
2021-07-17 15:38	188.8	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial LIBERTADOR 115 kV.
2021-07-30 05:36	173.3	Demanda no atendida por disparo del activo RIOHACHA 1 30 MVA 110/13.8 kV.

Resumen – Demanda no atendida

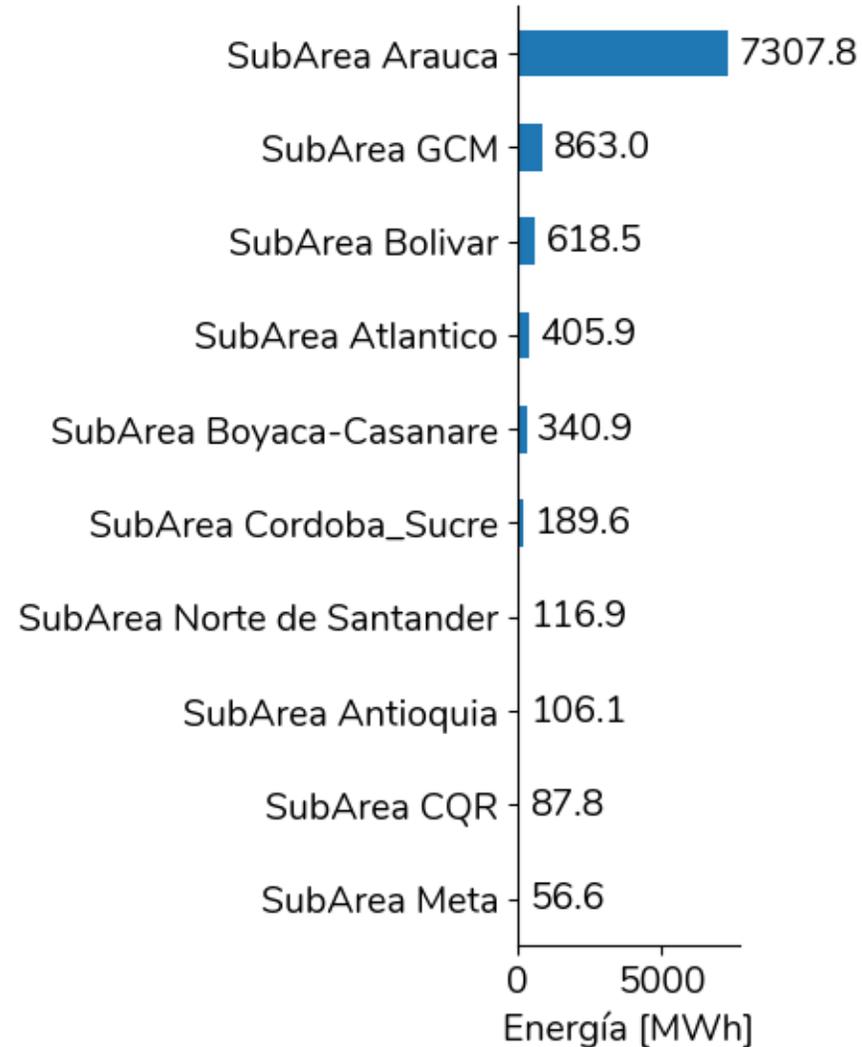


% DNA

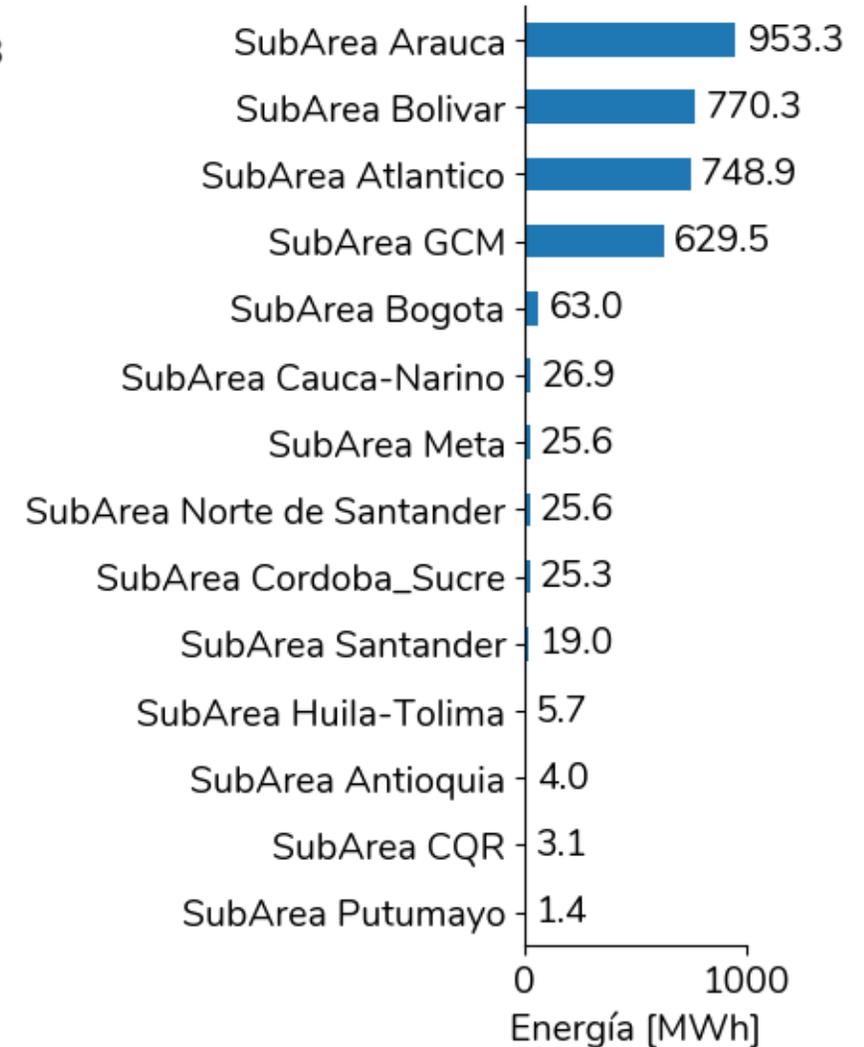


El total de demanda no atendida en Julio fue 13.4 GWh

DNA Programada



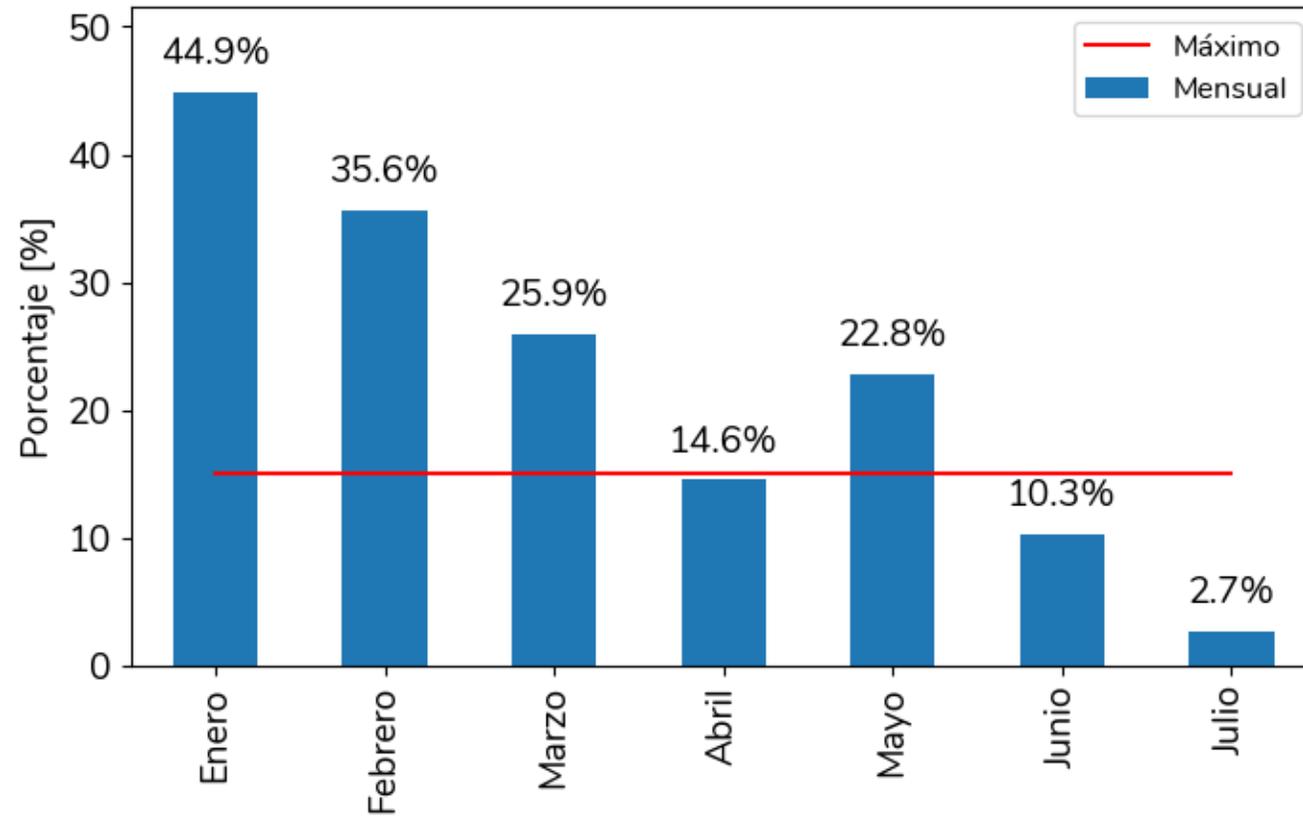
DNA No Programada



Desviación Plantas Menores



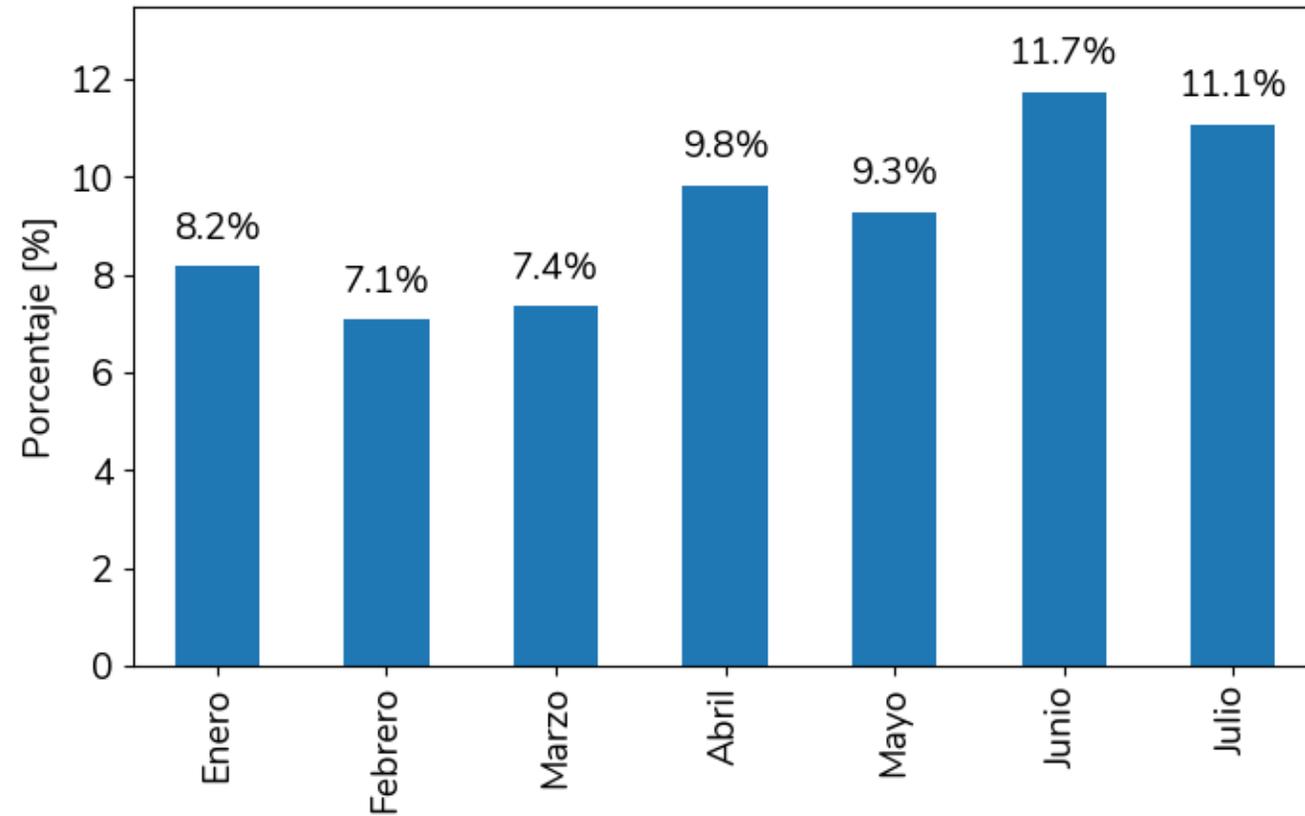
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC Horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

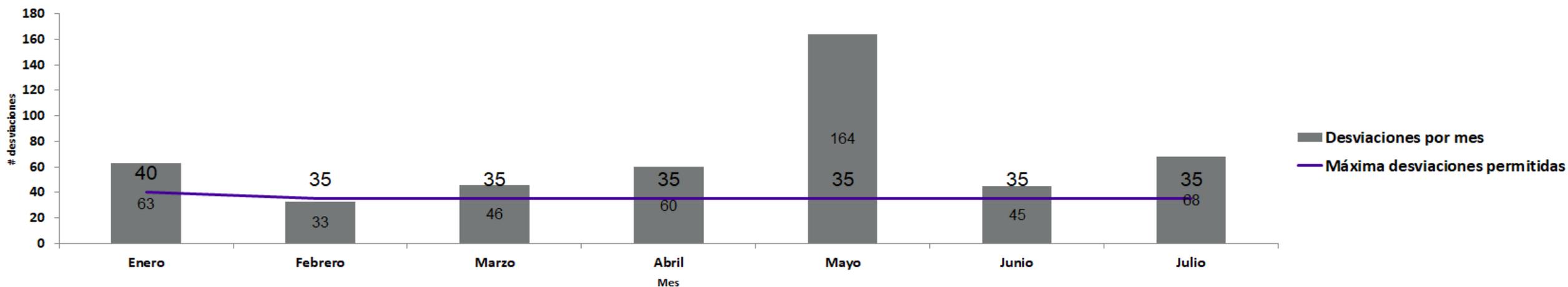


Participación PNDC en la generación total del SIN

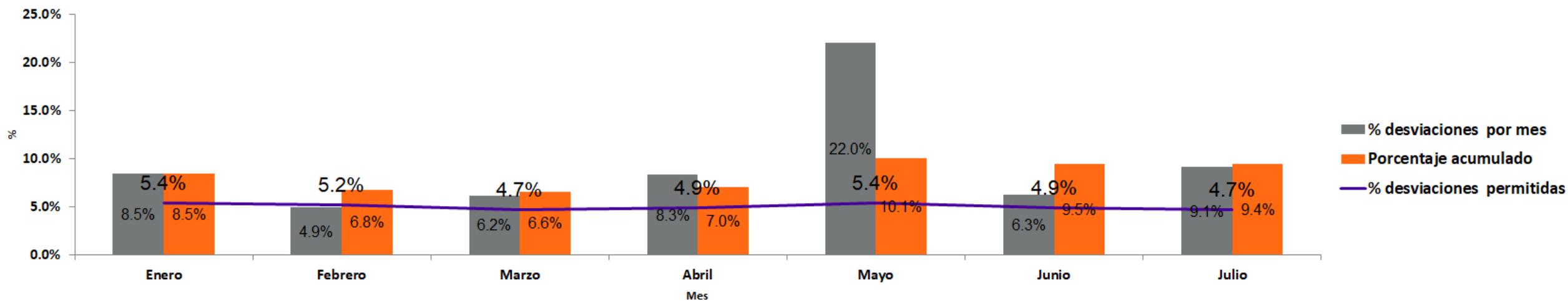


Indicador de calidad del pronóstico oficial Julio 2021

Número de desviaciones mayores al 5%



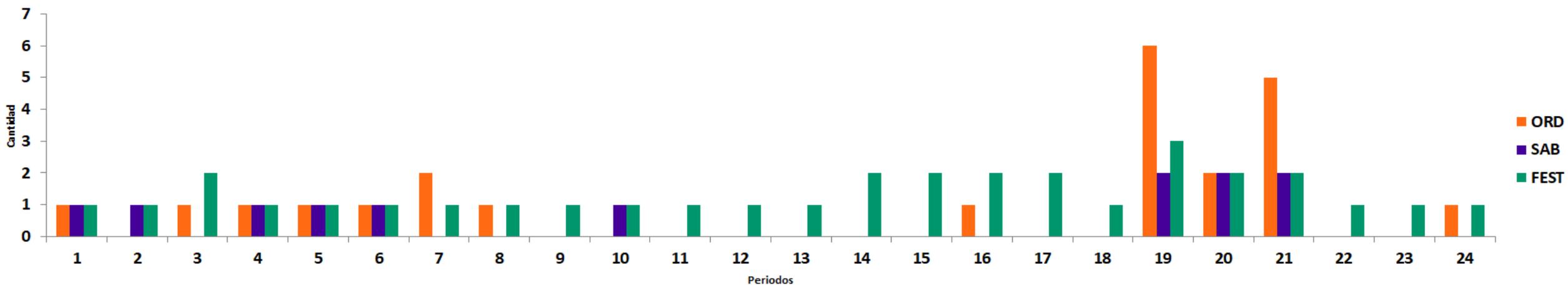
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



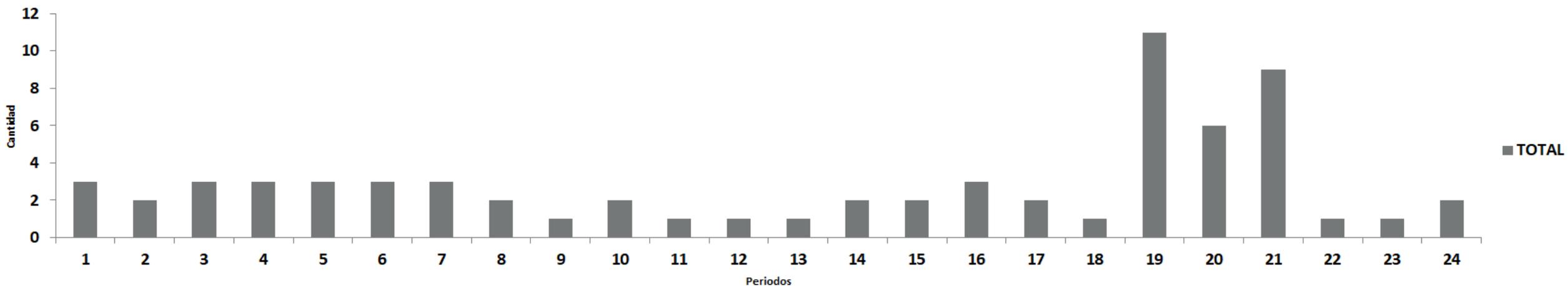
*Información hasta el 31 de julio de 2021

Indicador de calidad del pronóstico oficial Julio 2021

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

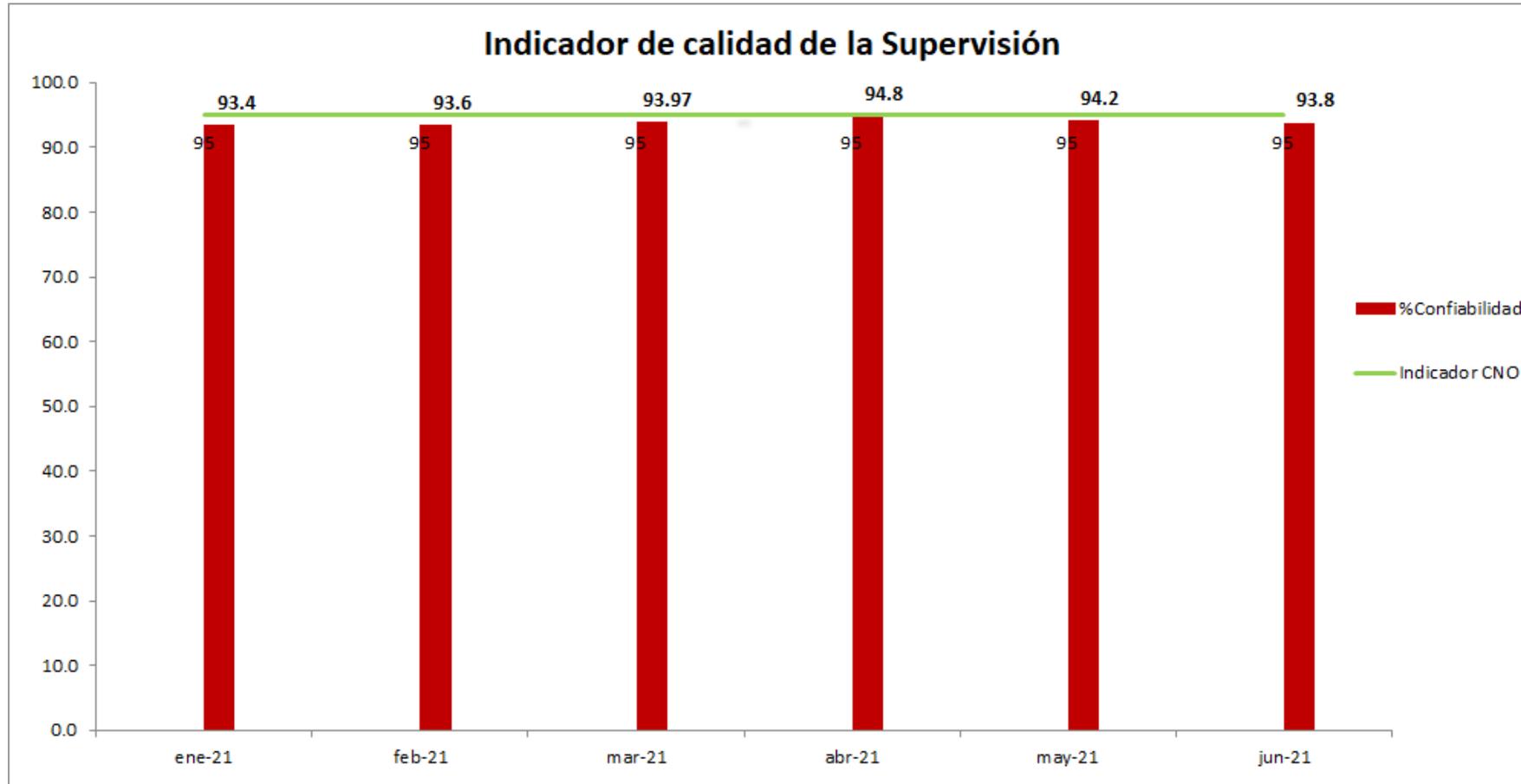


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información hasta el 31 de julio de 2021

Indicador de calidad de la Supervisión



Nota: el indicador corresponde al mes de junio de 2021

Seguimiento cumplimiento Acuerdo CNO 1414/1429

Seguimiento Acuerdo CNO 1414/1429



Marzo

Luego de 5 meses de revisión y construcción, se aprobó el Acuerdo CNO 1414 que integró la definición de los parámetros técnicos de los activos del STN y del STR con las de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares fotovoltaicas que se conecten al SIN.

En el Acuerdo se definió:

El CND enviará, a más tardar el 4 de abril, a cada uno de los 48 agentes con activos en el SIN, los parámetros técnicos de activos de transmisión que se encuentran declarados actualmente ante el CND, para su respectiva revisión y validación.

Los agentes, a más tardar el 4 de mayo, deberían enviar al CND la revisión de los parámetros y complementar la información faltante.

Abril

El CND envió la información a cada uno de los agentes.

Mayo

Dentro del plazo establecido en el Acuerdo:

17 agentes enviaron la información en los plazos definidos.

1 agente solicitó 60 días adicionales para el envío de la información.

1 agente envió la información parcial, indicando dificultades con la consecución de toda la información.

3 agentes enviaron la información de manera extemporánea

Se sustituye el Acuerdo CNO 1414 con el Acuerdo CNO 1429

Junio

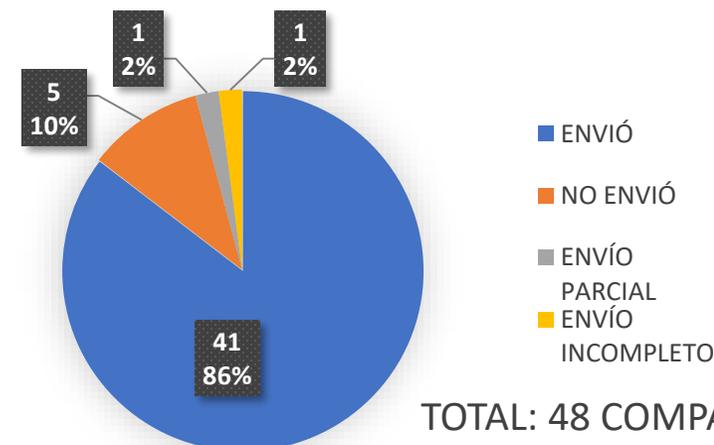
El CND recordó a los 26 agentes reportar la información.

El CNO envió comunicación a los 26 agentes dando plazo adicional hasta el 30 de julio de 2021

8 agentes enviaron la información

1 agente envió la información parcial, indicando dificultades con la consecución de toda la información.

Julio Agosto



Contar con toda la información de los parámetros del SIN es fundamental para la adecuada planeación, programación y operación del SIN.

No Envío: DELSUR, ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA, ELECTROHUILA,, ENERCA, EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO.

Envío parcial: EPM

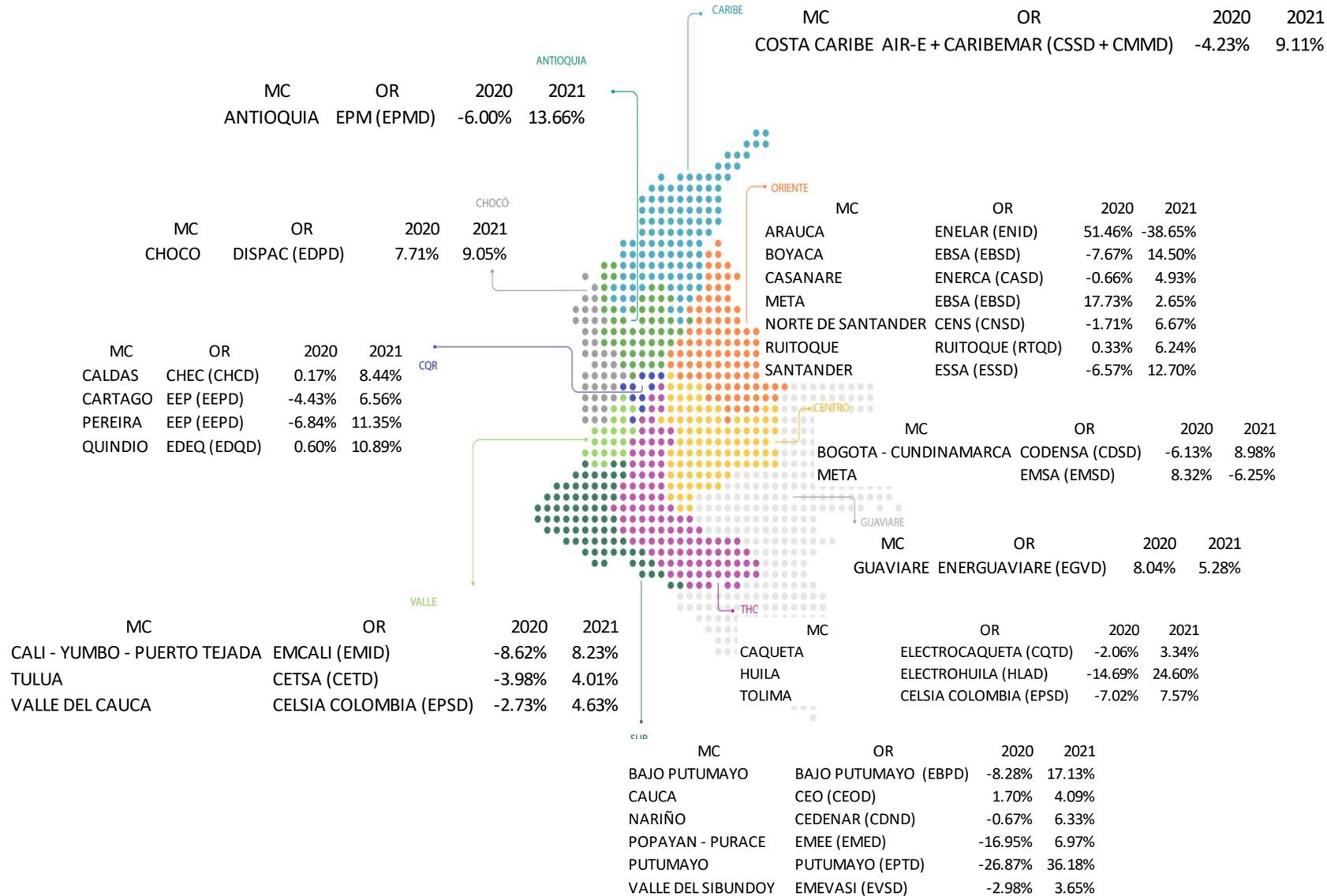
Envío Incompleto: CELSIA



15 AÑOS >>> Sumando energías

Anexos

Crecimiento de demanda de energía por MC y región Julio 2021



Demanda de energía Regulada y No Regulada Julio 2021

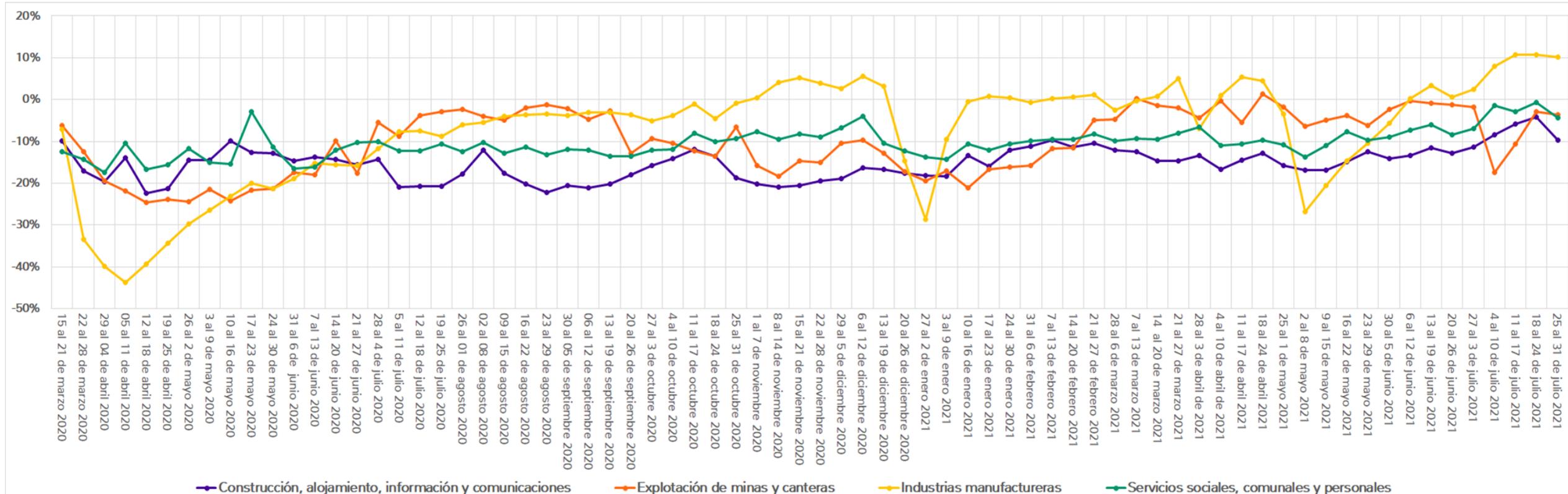
	2020-7	2021-7	Crec	Participacion
NO REGULADO	1807.98	1798.60	10.83%	30.88%
REGULADO	4086.98	4026.30	-1.31%	69.12%
Industrias manufactureras	790.93	856.67	11.45%	45.73%
Explotación de minas y canteras	469.28	424.33	-9.67%	22.65%
Servicios sociales, comunales y personales	123.31	126.98	3.25%	6.78%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	112.17	120.88	8.14%	6.45%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	85.88	104.44	23.15%	5.58%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	97.30	103.30	7.49%	5.51%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	63.52	66.99	7.34%	3.58%
Transporte y almacenamiento	32.71	38.13	17.74%	2.04%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	32.88	31.40	-4.48%	1.68%

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación

*Informacion hasta el 29 de julio 2021



Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*



La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 de marzo de 2020 al 30 de julio de 2021 fue del 43.5% del sector de industrias manufactureras; el 24.6% de la explotación de minas y canteras; el 6.6% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

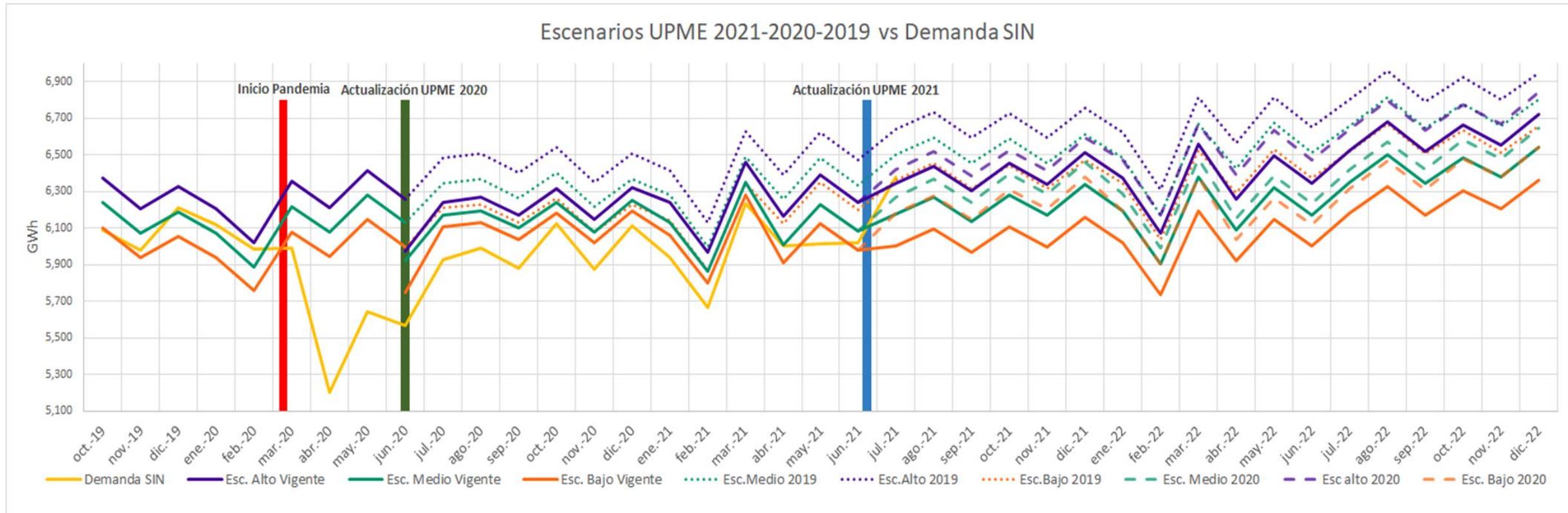
Para la **semana del 18 al 24 de julio de 2021** las **industrias manufactureras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 10.71 % respecto de la demanda base (8 al 14 de marzo 2020). Las otras actividades económicas a lo largo del año han tenido una diferencia negativa donde **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** han reducido cerca del 4.15%, **Explotación de minas y canteras** han reducido cerca del 2.83% y **servicios sociales, comunales y personales** han reducido cerca del 0.68%.

*Información hasta el 30 de julio de 2021

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



Actualizaciones escenarios UPME



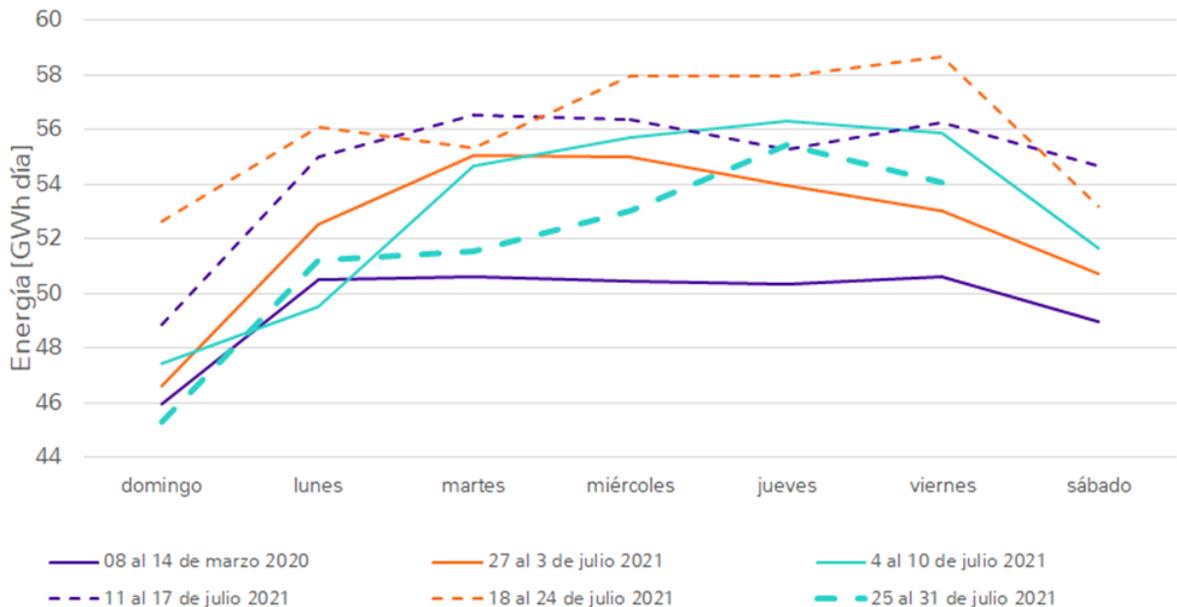
Escenario UPME 2019: Antes de la pandemia la demanda Real se ubicaba en el escenario MEDIO. Sin embargo, cuando se dio inicio al confinamiento la demanda decreció hasta valores de 5200 GWh en el mes de abril de 2020.

Escenario UPME 2020: En abril de 2021 alcanzamos a tocar el escenario MEDIO (Mayo Alto) pero en mayo volvió a caer al escenario BAJO (Mayo COVID) debido a la condición del Paro Nacional. Una vez los efectos del paro nacional cesaron la demanda retomo su curso ubicándose por debajo del escenario ALTO (resultante) en julio del 2021.

Escenario UPME 2021: Al mes cerrado de julio nos ubicamos por encima del escenario Alto, sin embargo, se resalta que esta nueva proyección de la UPME se encuentra por debajo de las proyecciones realizadas en la actualización de la UPME 2020 .

Caribe*

Caribe

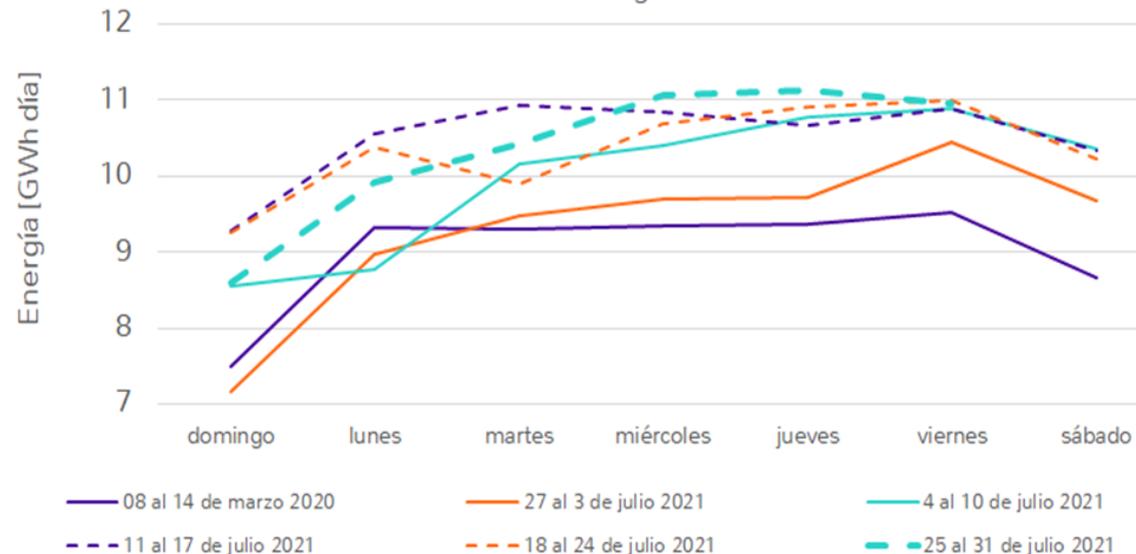


Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

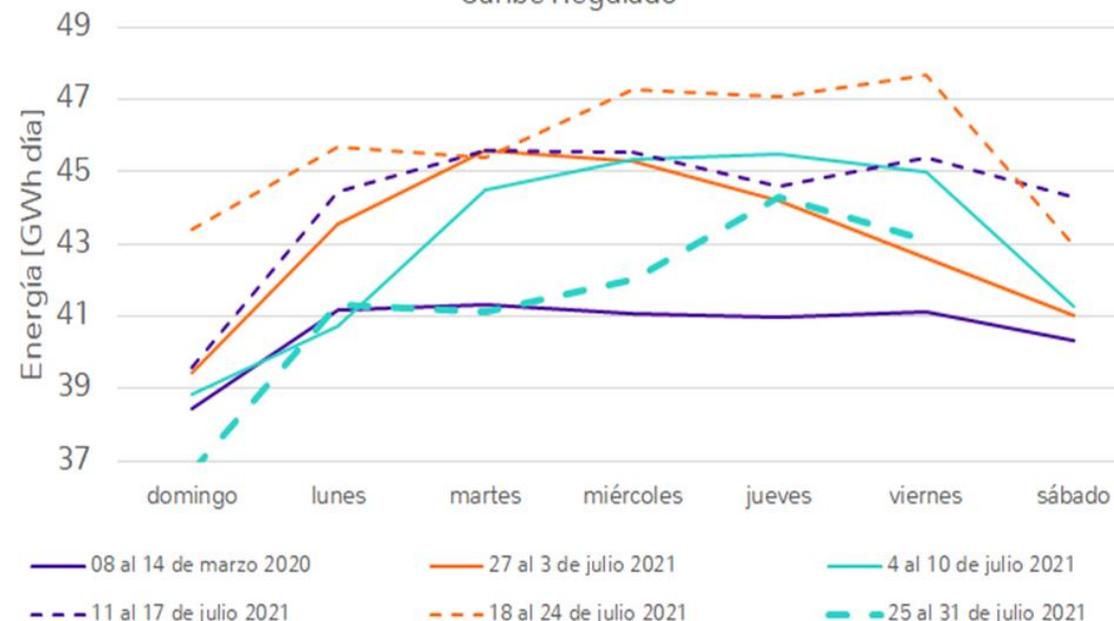
Desde el 16 de marzo de 2020 al 29 de julio de 2021, la demanda ha aumentado un 0.89%, donde la regulada ha aumentado un 2.35% y la no regulada ha disminuido cerca de un 5.71%.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 13.9% para la semana del 18 al 24 de julio de 2021 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

Caribe No Regulado

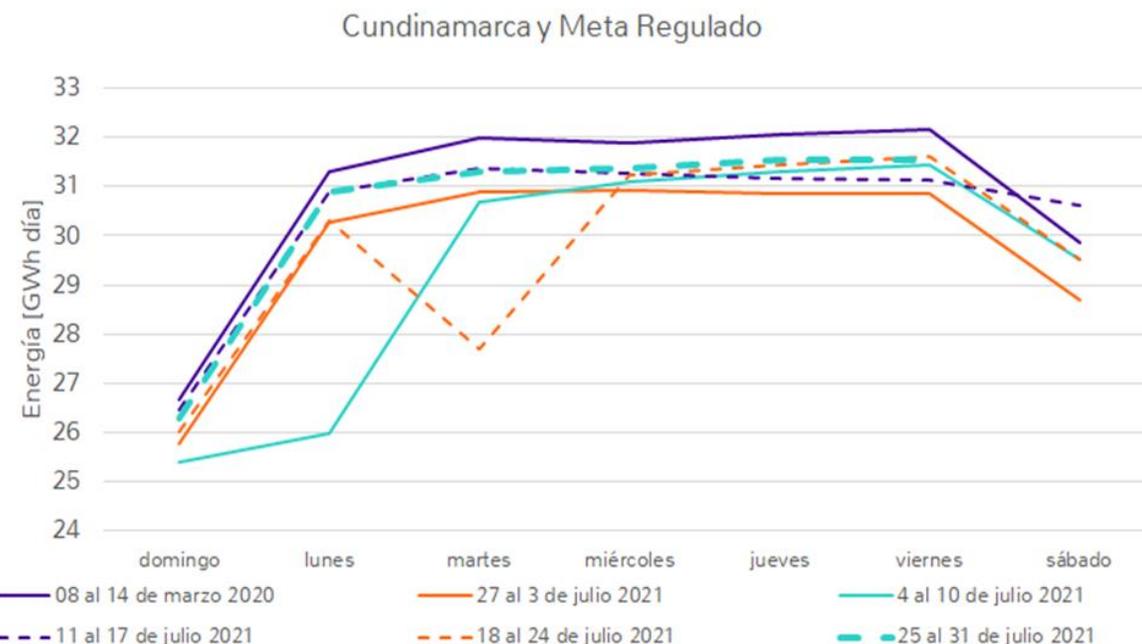
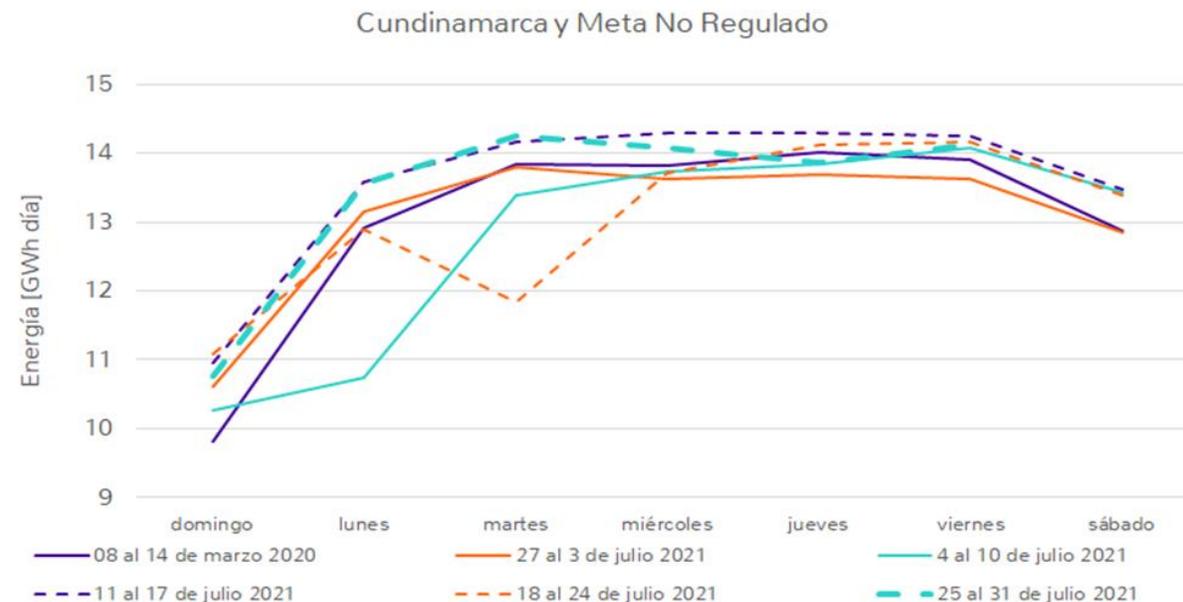
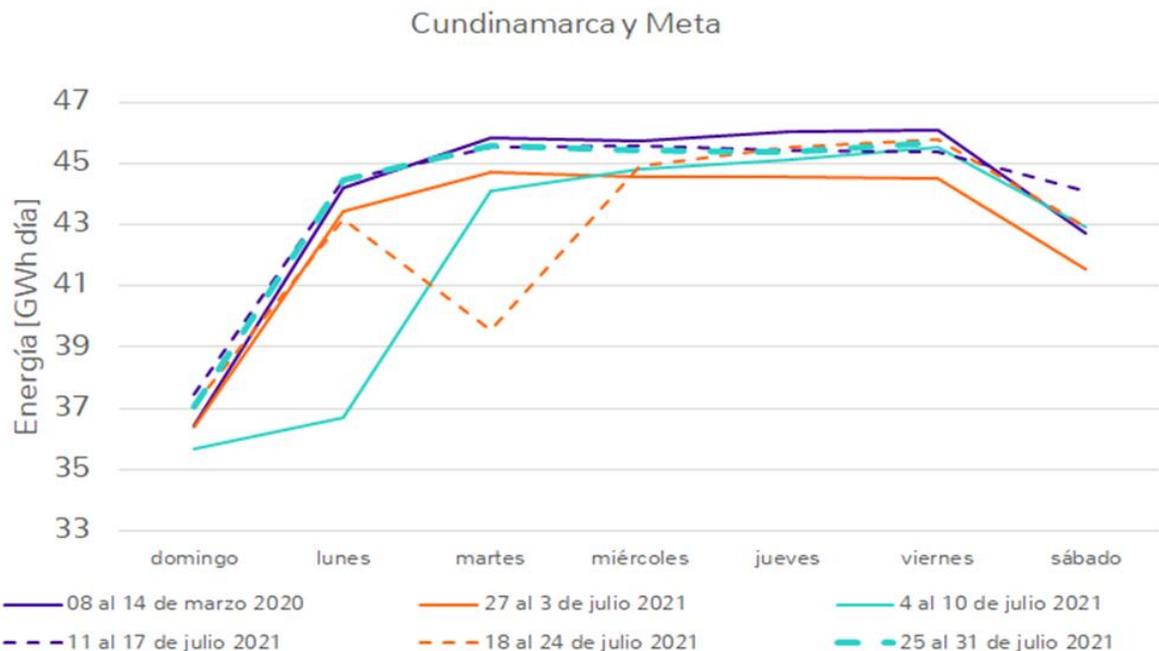


Caribe Regulado



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

Cundinamarca y Meta*



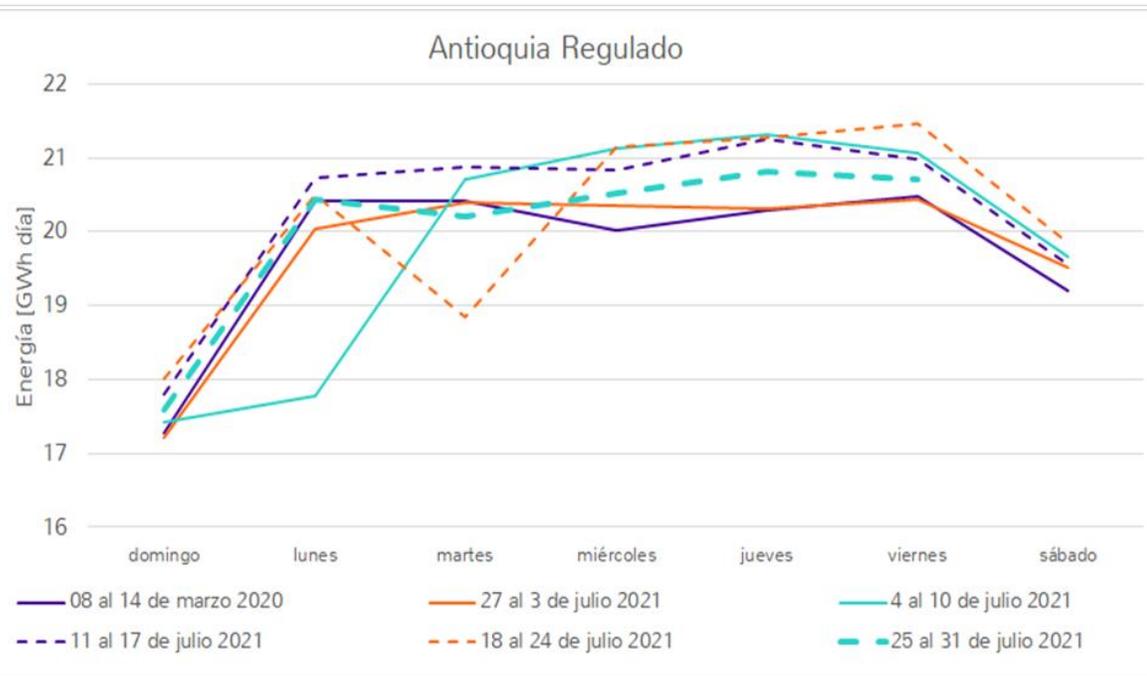
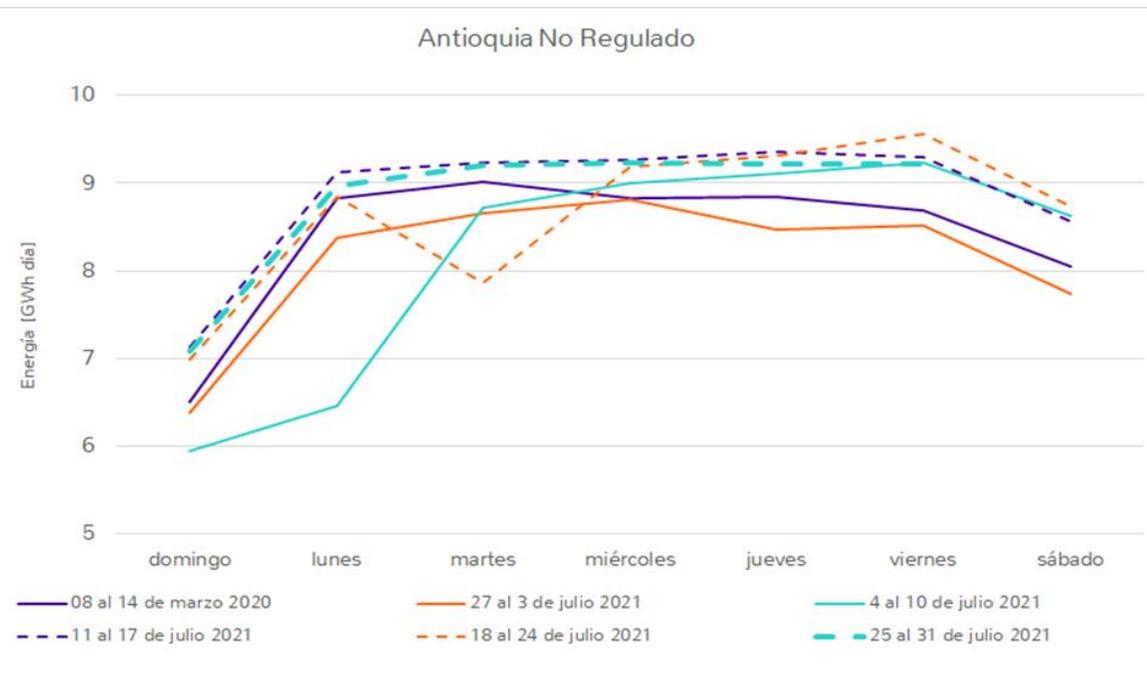
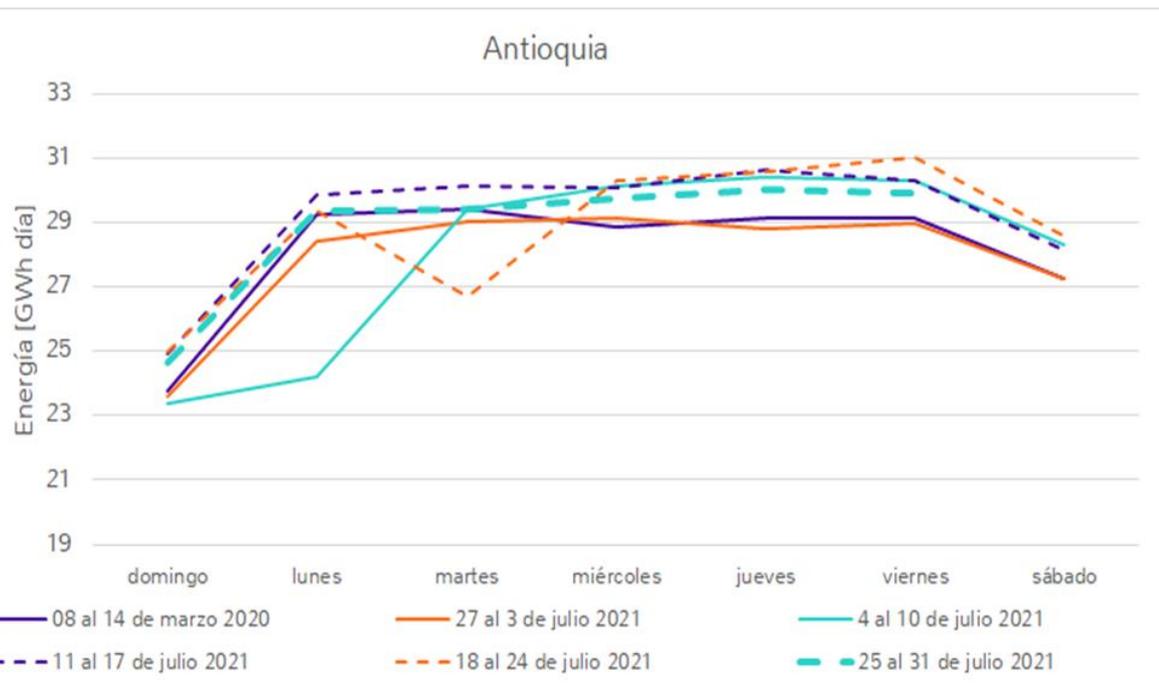
Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Desde el 16 de marzo de 2020 al 29 de julio de 2021, la demanda ha disminuido un 7.55%, donde la regulada y no regulada han disminuido un 5.91% y 11.02% respectivamente.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 0.3% para la semana del 18 al 24 de julio de 2021 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)

Antioquia*



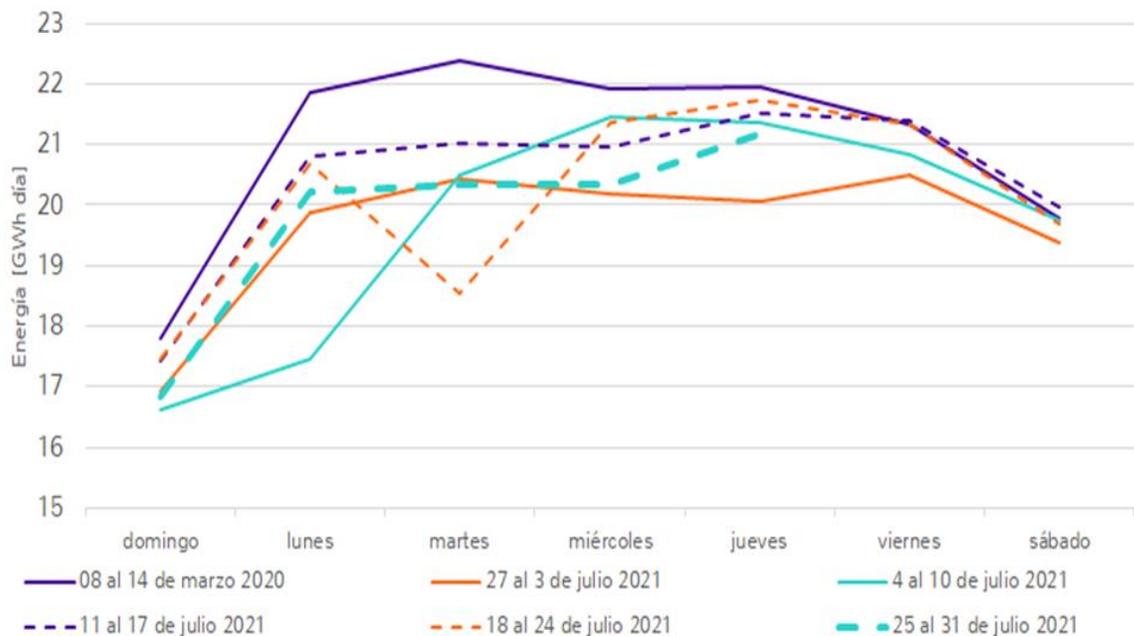
Desde el 16 de marzo de 2020 al 29 de julio de 2021, la demanda ha disminuido un 4.46%, donde la regulada y no regulada han disminuido un 3.38% y 7.01% respectivamente.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 4.8% para la semana del 18 al 24 de julio de 2021 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)

Valle*

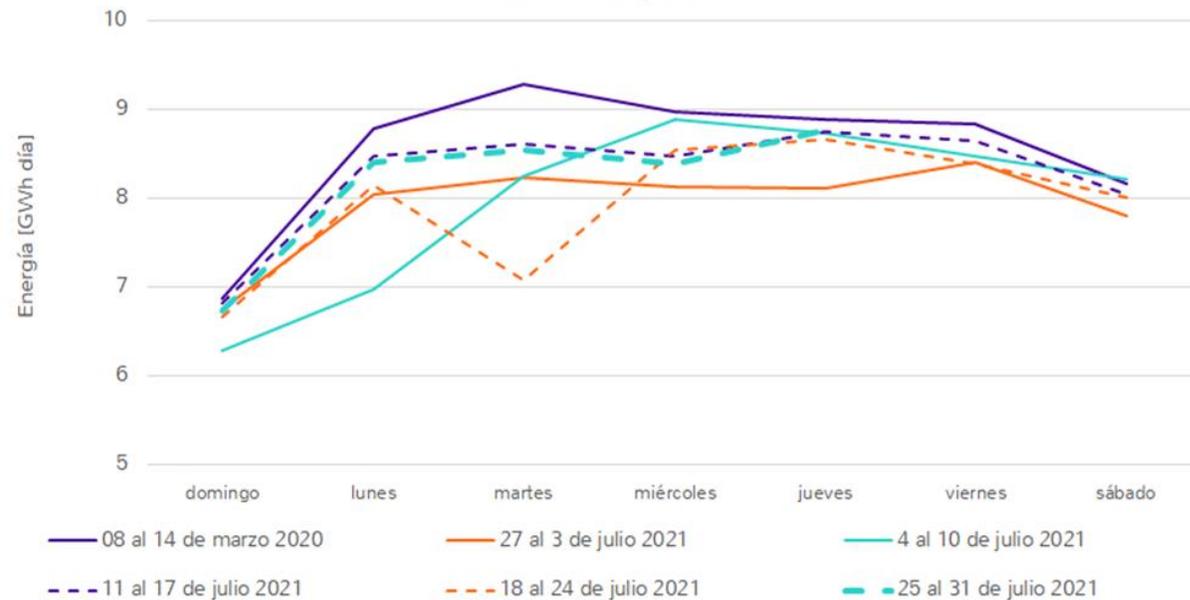
Valle



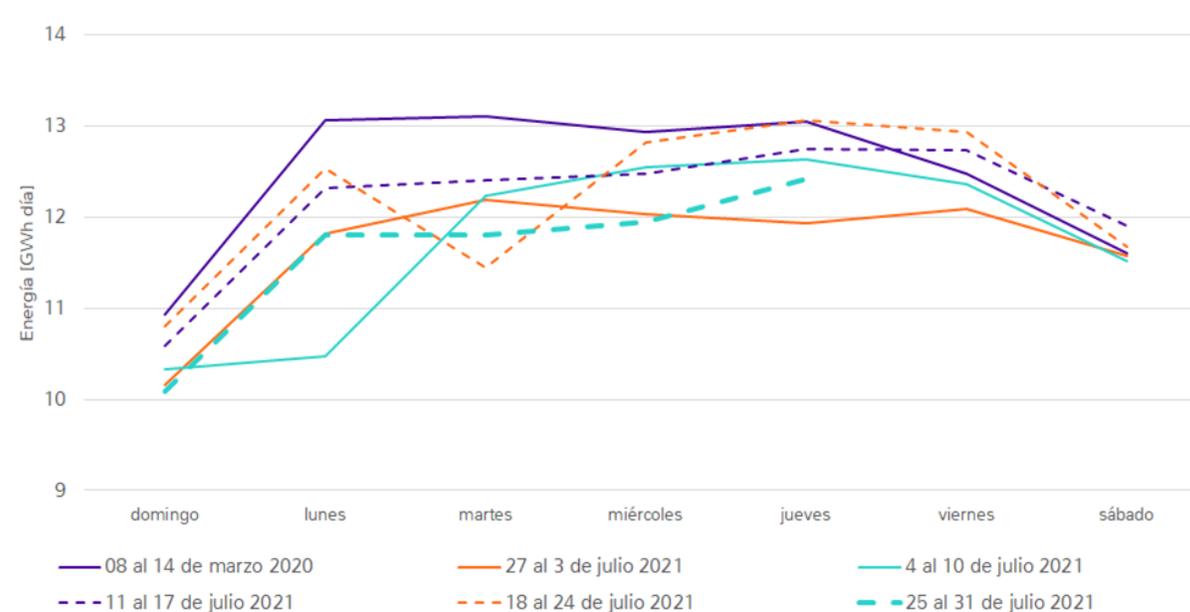
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 1.9% para la semana del 18 al 24 de julio de 2021 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020

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

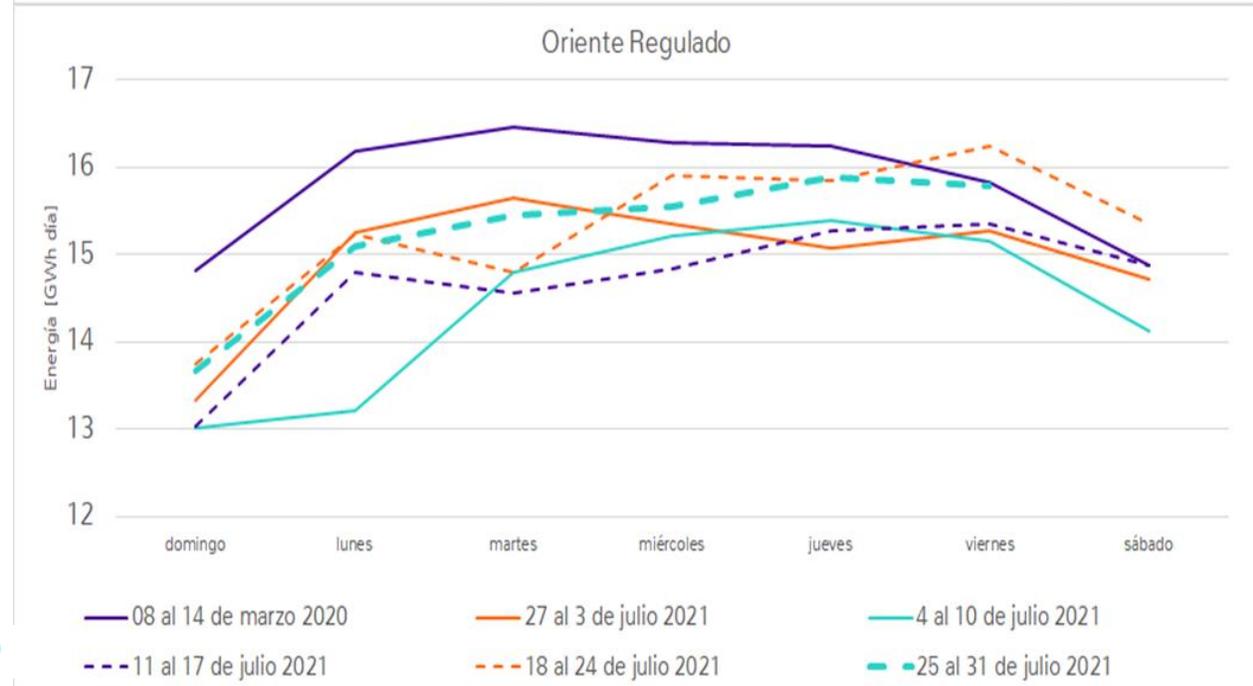
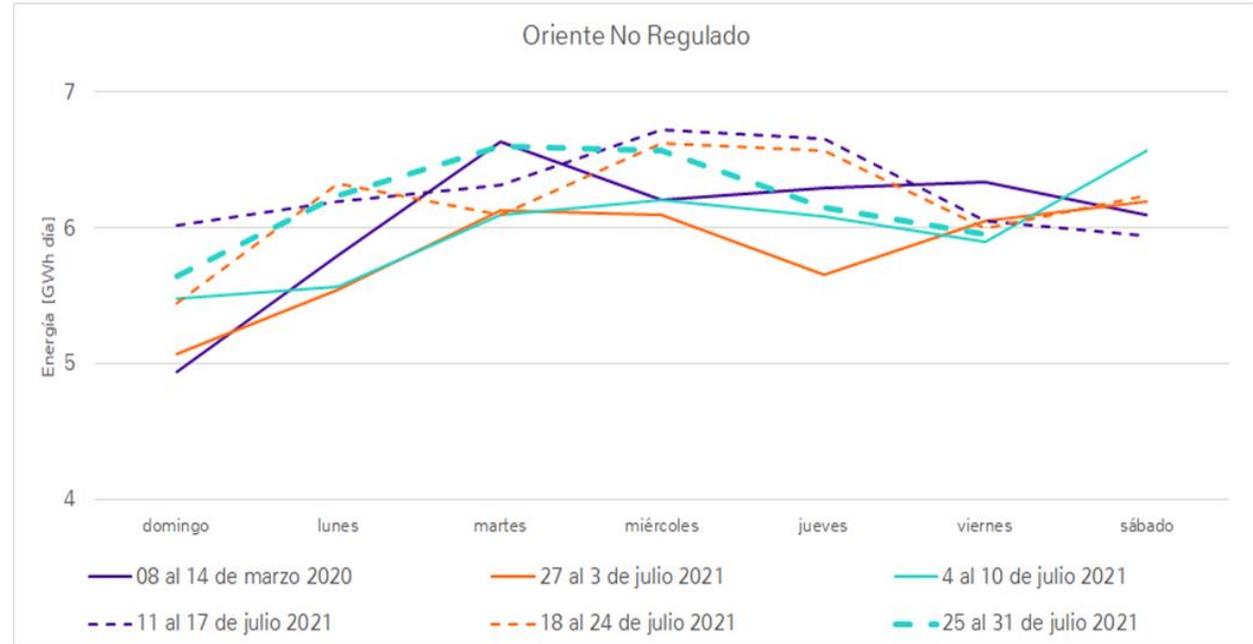
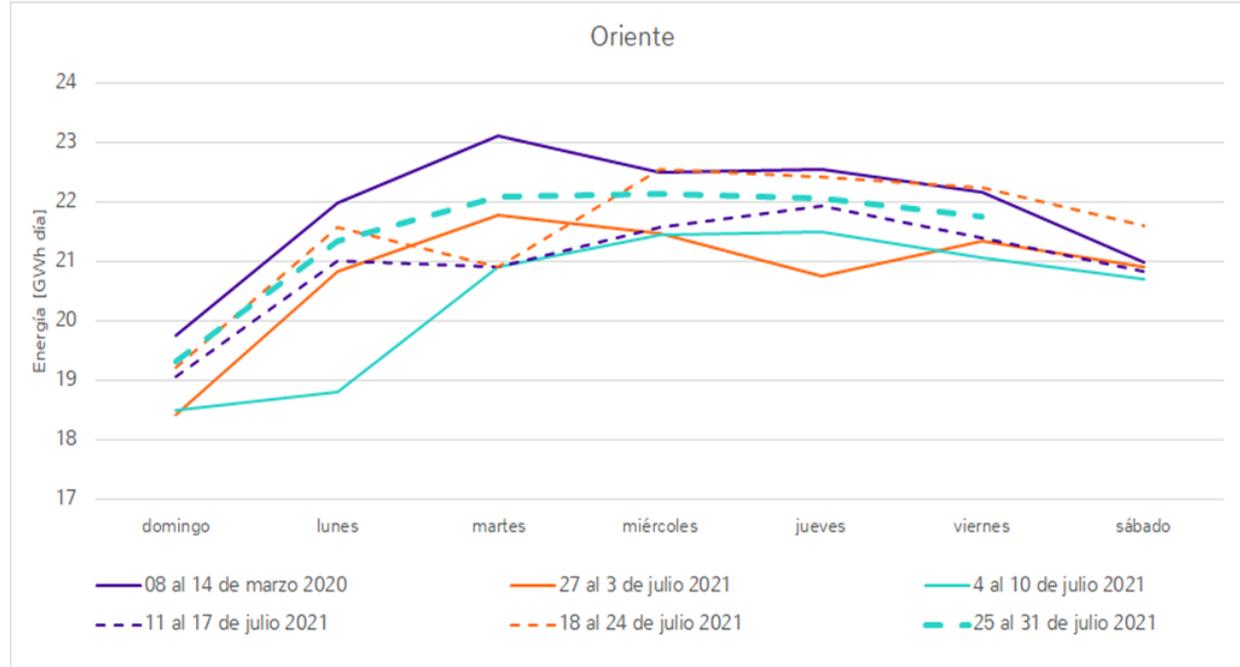
Valle No Regulado



Valle Regulado



Oriente*



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

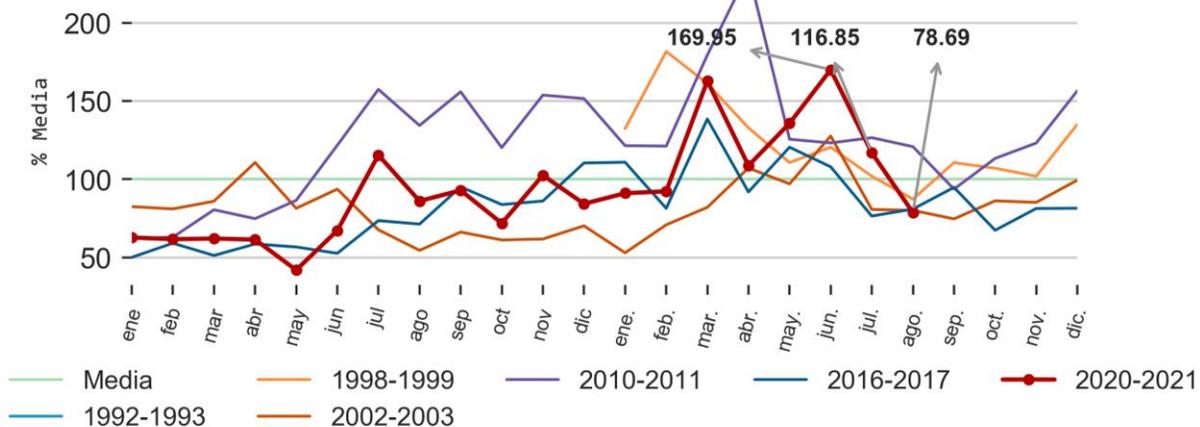
Desde el 16 de marzo de 2020 al 29 de julio de 2021, la demanda ha disminuido un 6.76%, donde la regulada y no regulada han disminuido un 4.54% y 12.40% respectivamente.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Oriente en un 0.2% para la semana del 18 al 24 de julio de 2021 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020

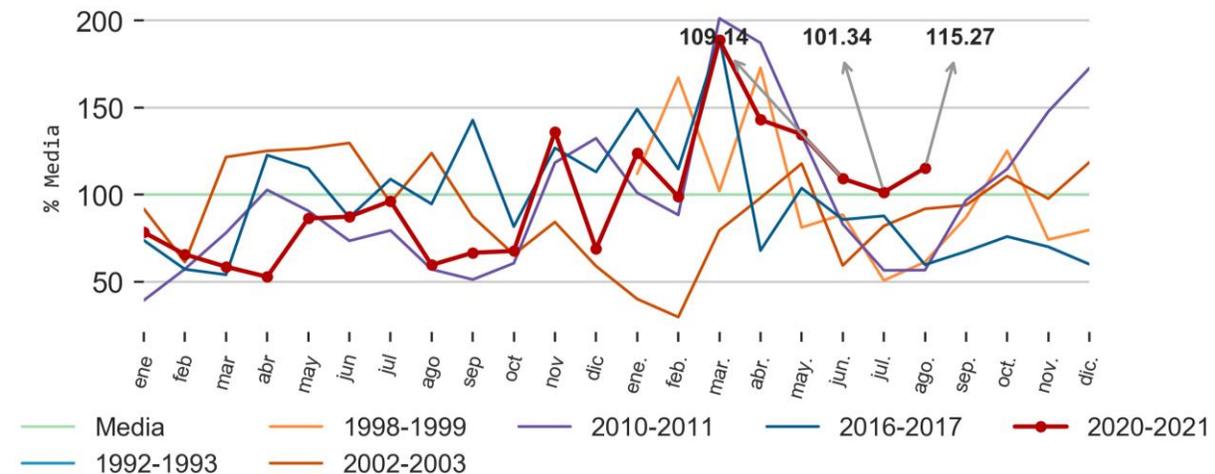
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Aportes por regiones

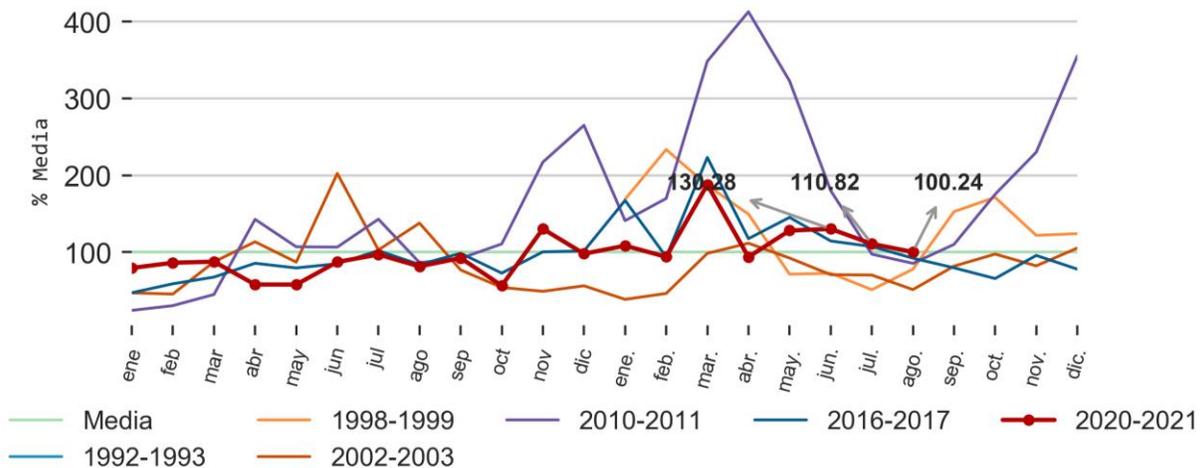
Antioquia



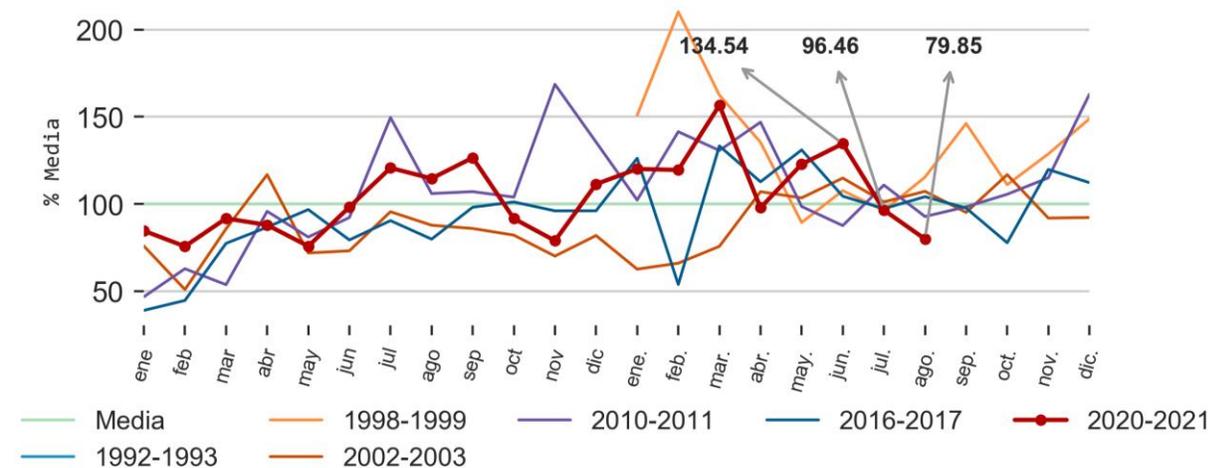
Oriente



Centro



Valle



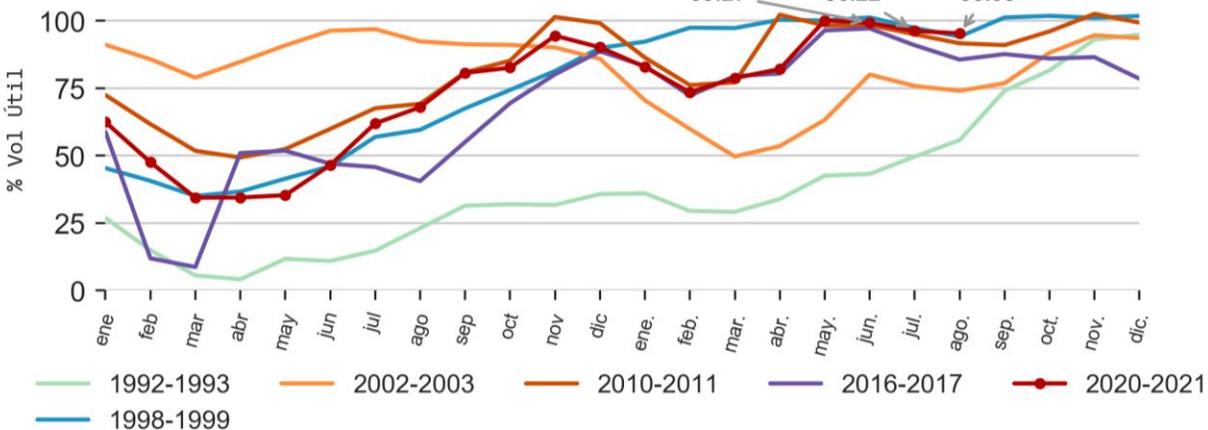
Información hasta el 2021-08-02

Similitud ENSO e hidrología

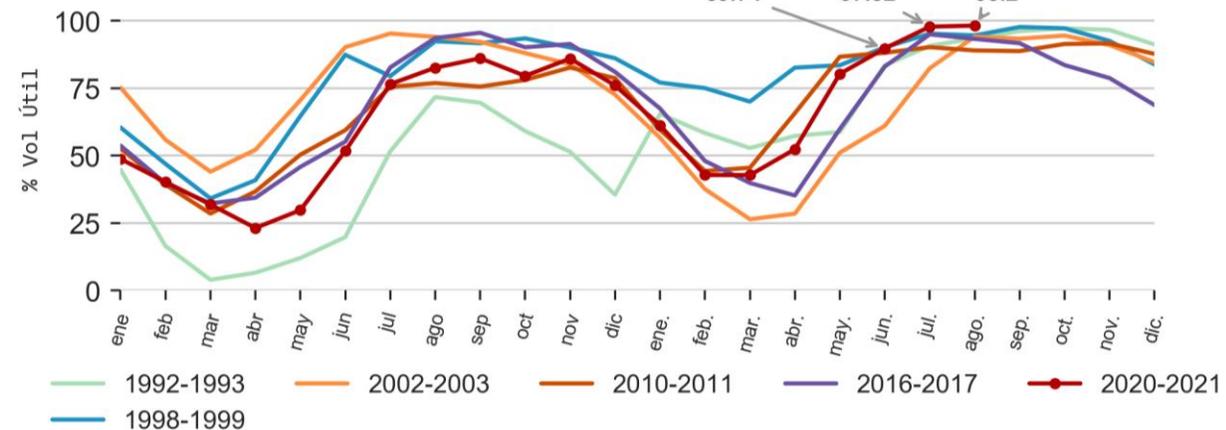
Información actualizada el 2021-08-03

Evolución de reservas por regiones

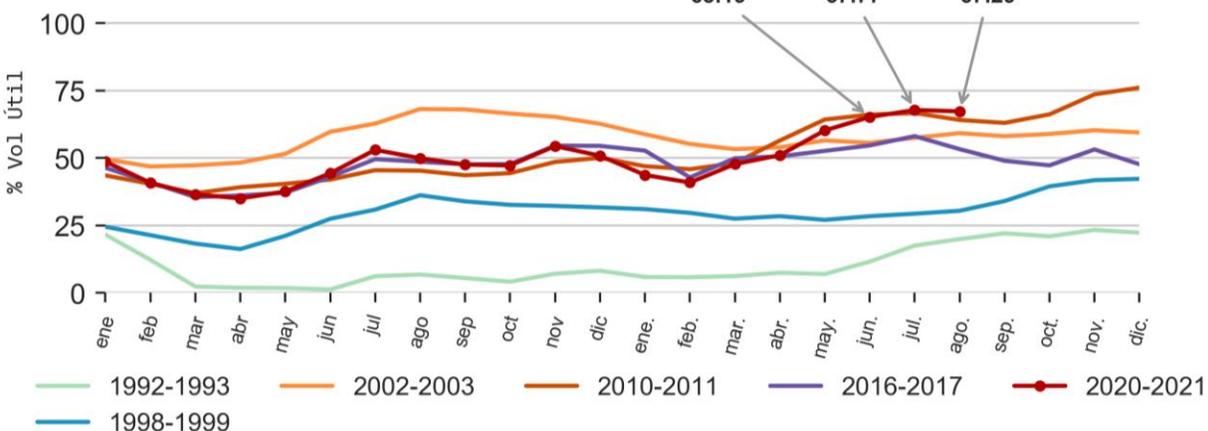
Antioquia



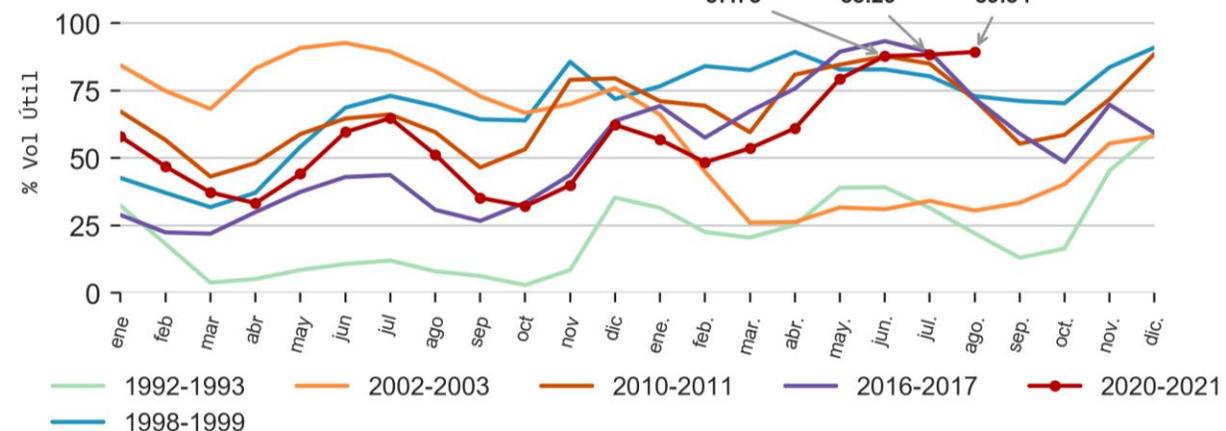
Oriente



Centro



Valle

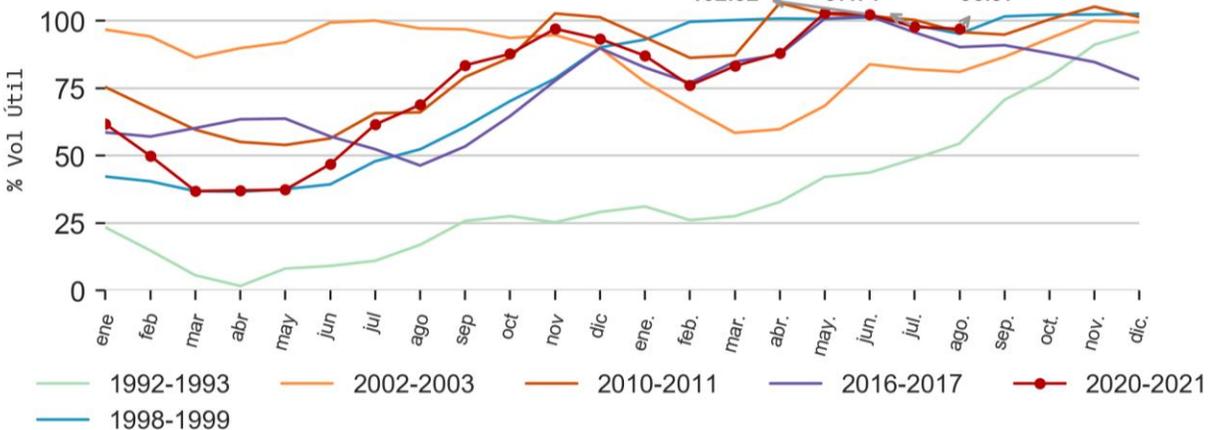


Información hasta el 2021-08-02

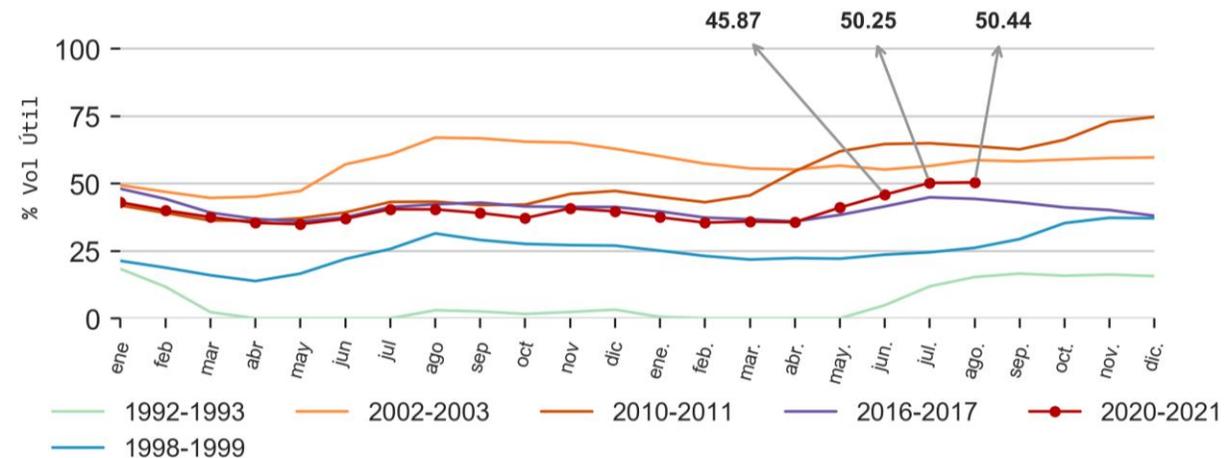
Información actualizada el 2021-08-03

Evolución de principales embalses

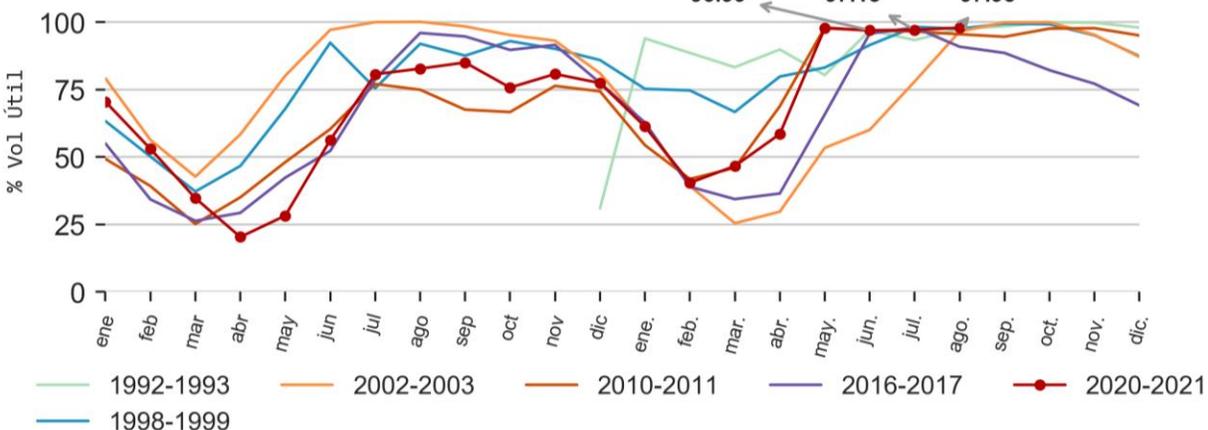
PENOL



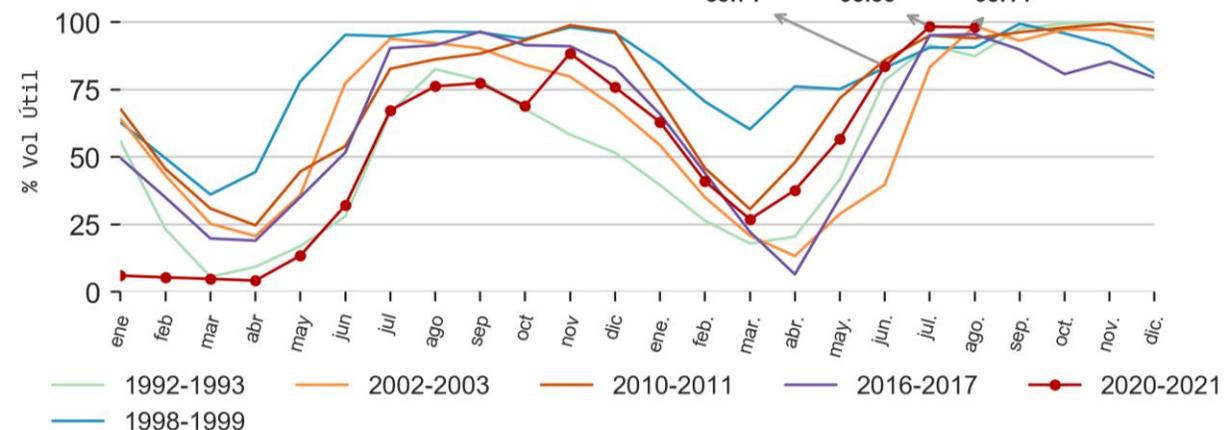
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



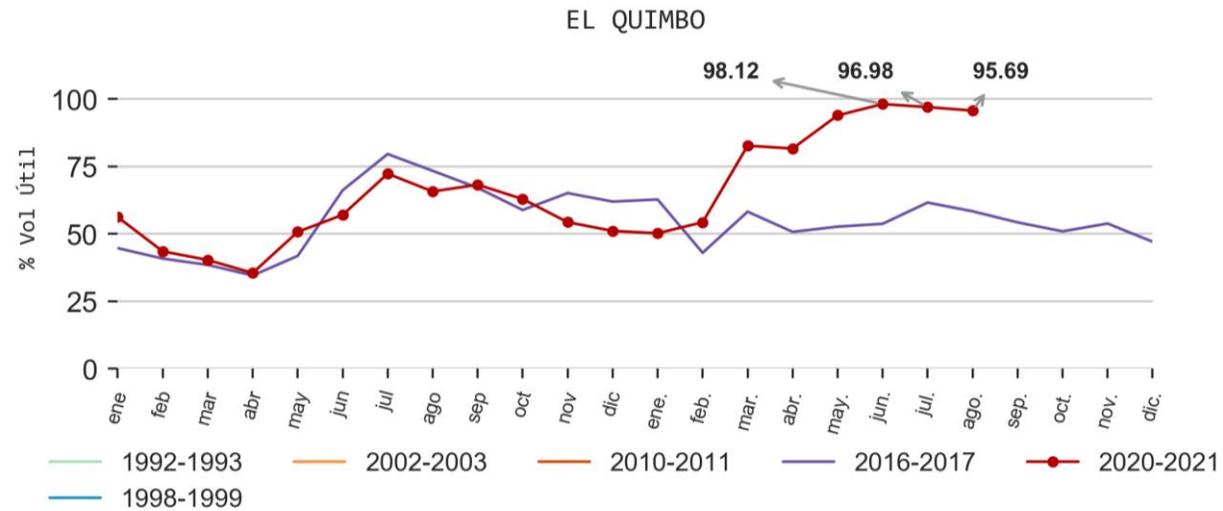
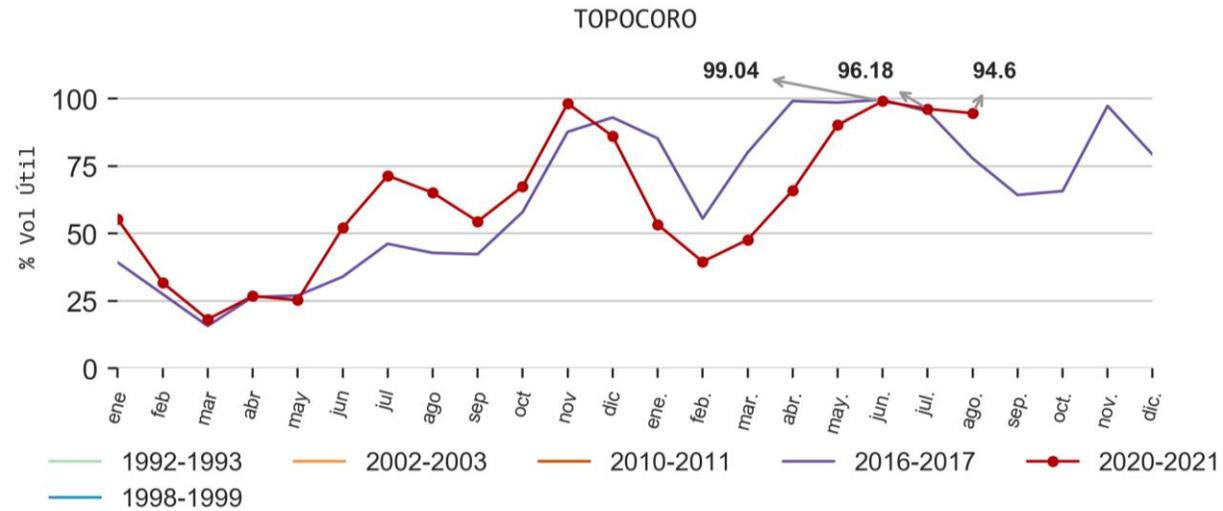
ESMERALDA



Información hasta el 2021-08-02

Información actualizada el 2021-08-03

Evolución de principales embalses

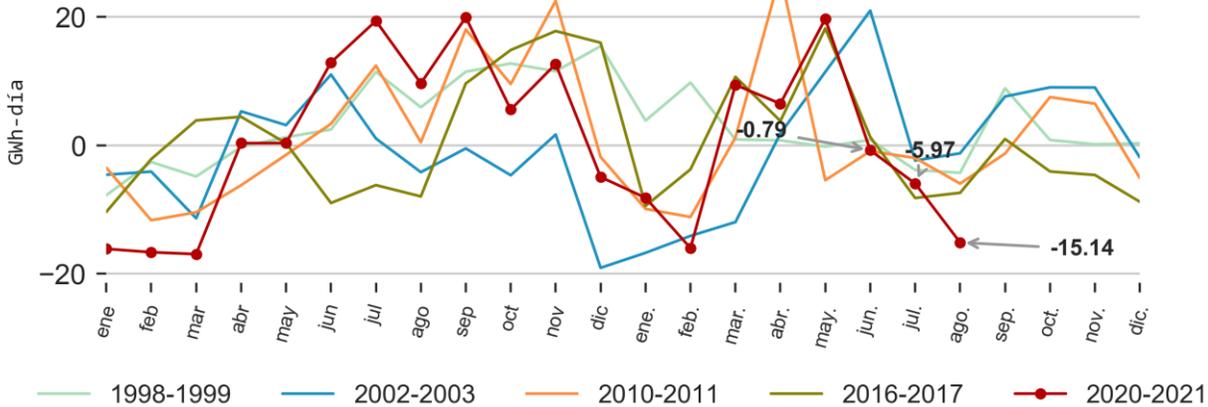


Información hasta el 2021-08-02

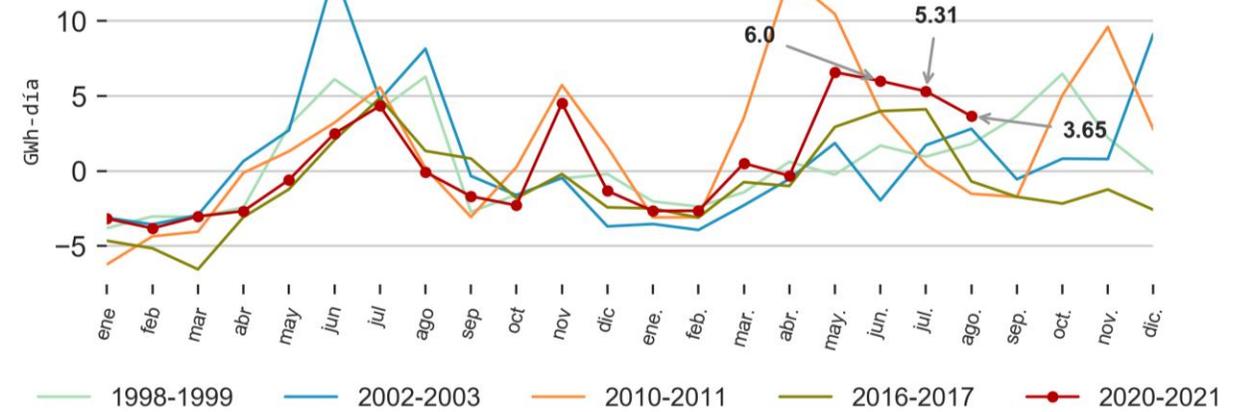
Información actualizada el 2021-08-03

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

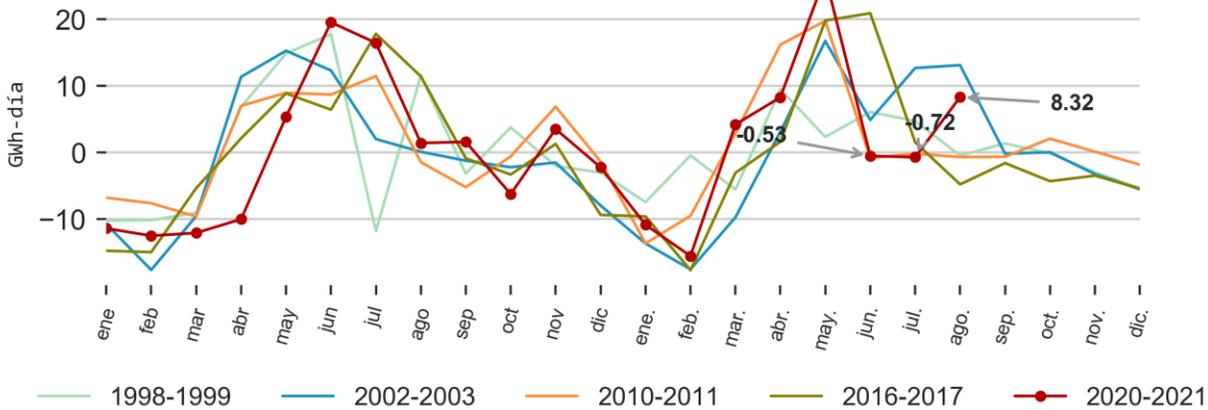
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



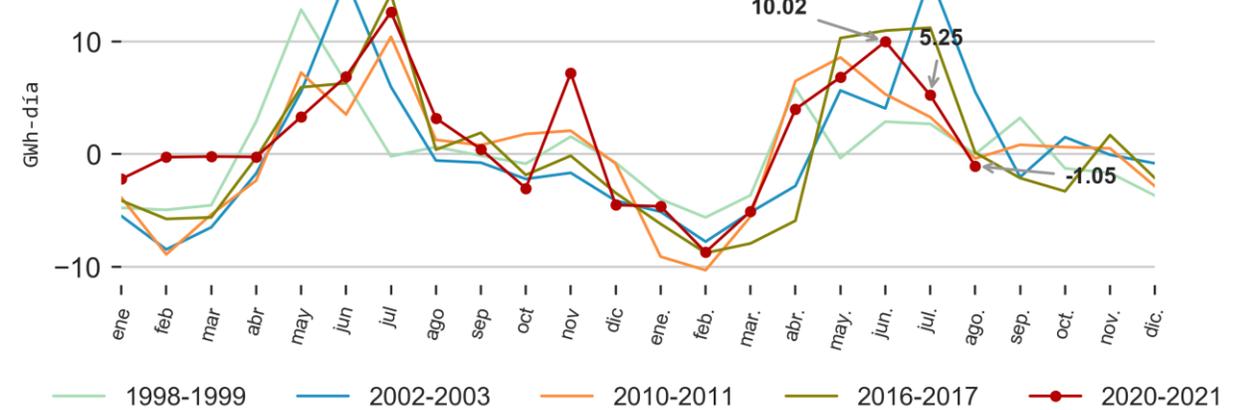
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAUVIO - Tasa de embalsamiento promedio



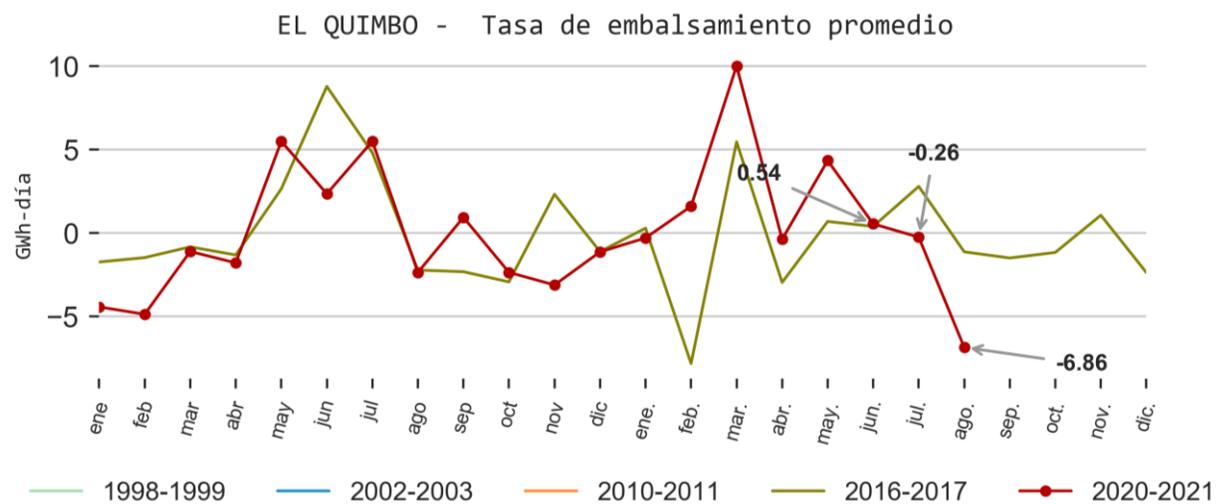
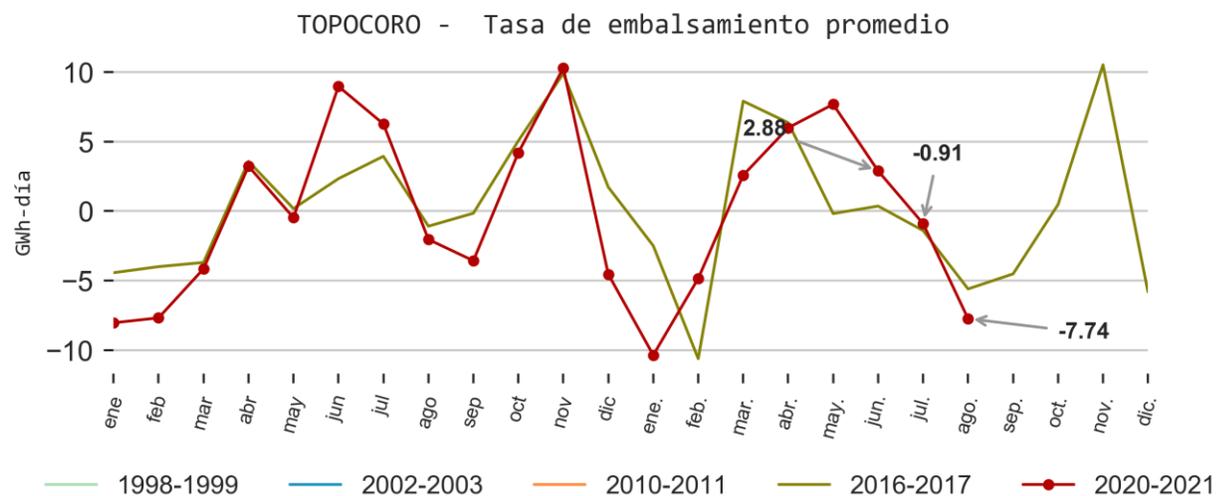
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2021-08-02

Información actualizada el 2021-08-03

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

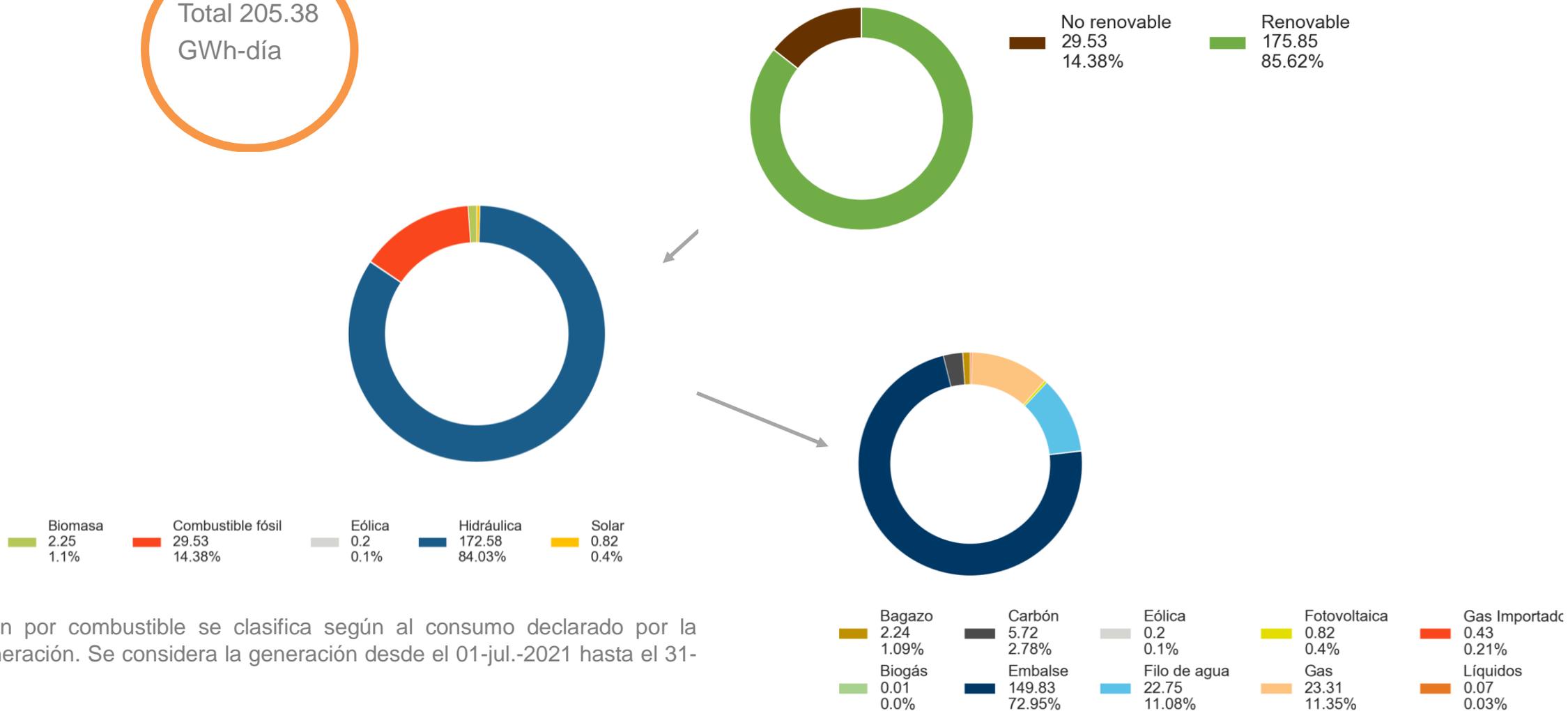


Información hasta el 2021-08-02

Información actualizada el 2021-08-03

Generación promedio diaria en GWh-día

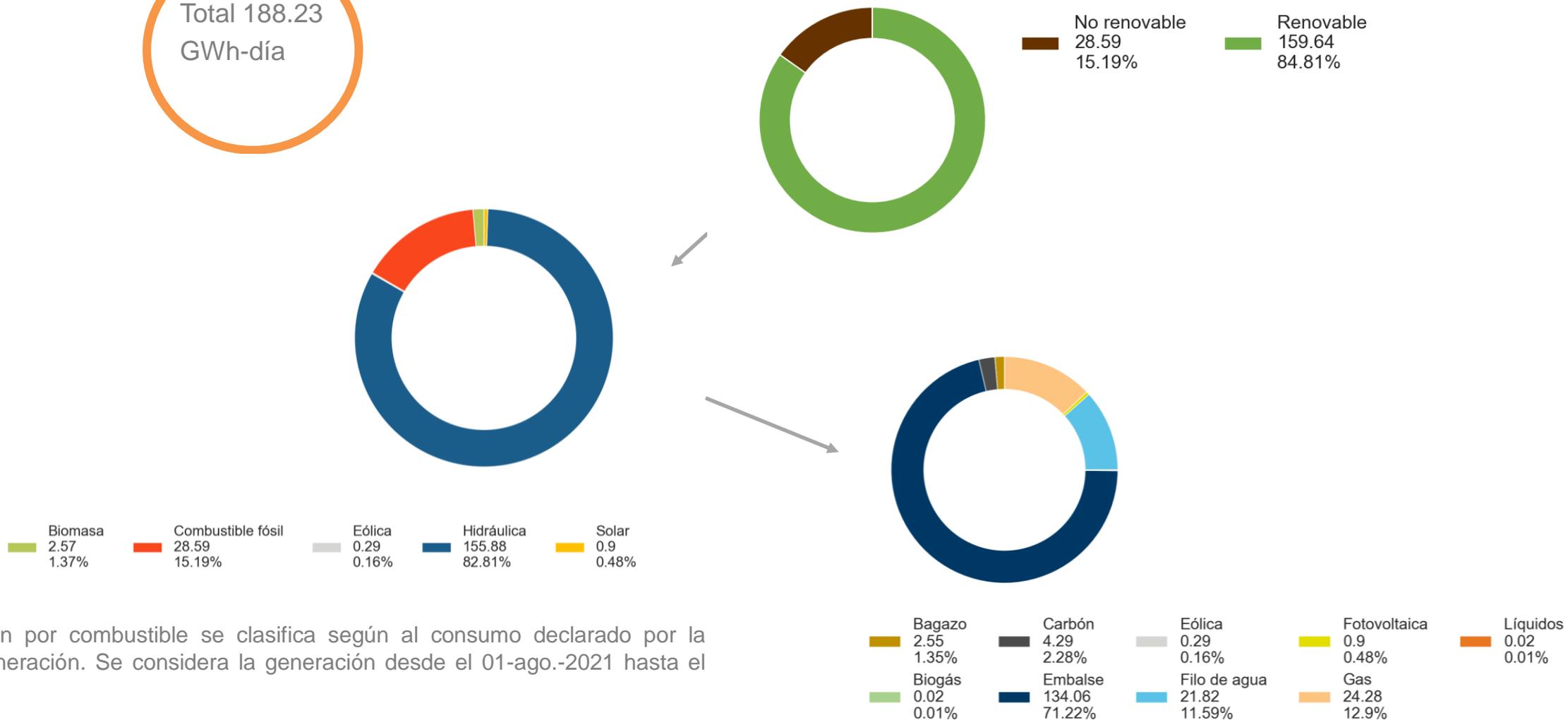
Total 205.38 GWh-día



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

Generación promedio diaria en GWh-día

Total 188.23 GWh-día



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

Causas de los cambios de la capacidad efectiva neta en el SIN



fecha	Agente Representante	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior(MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2021-07-01	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. - GENERADOR	AUTOG CDS TM2500	Combustible fosil	Gas	ND	19.9			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera
2021-07-27	NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	INCAUCA 1	Biomasa	Bagazo	ND	10	60	50	Se actualiza la CEN por entrada a pruebas del proyecto de ampliación a partir del 26/07/21
2021-07-30	NEU ENERGY S.A.S E.S.P - COMERCIALIZADOR	AGPE JUAN CARLOS VILLA	Solar	Fotovoltaica	ND	0.01			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 01-jul.-2021 hasta el 31-jul.-2021

