

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-012

Jueves, 1 de julio de 2021



Contenido



1

Variables del SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Casos determinísticos
Caso estocástico
Análisis energético de largo plazo

3

Varios

Indicadores operación
Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

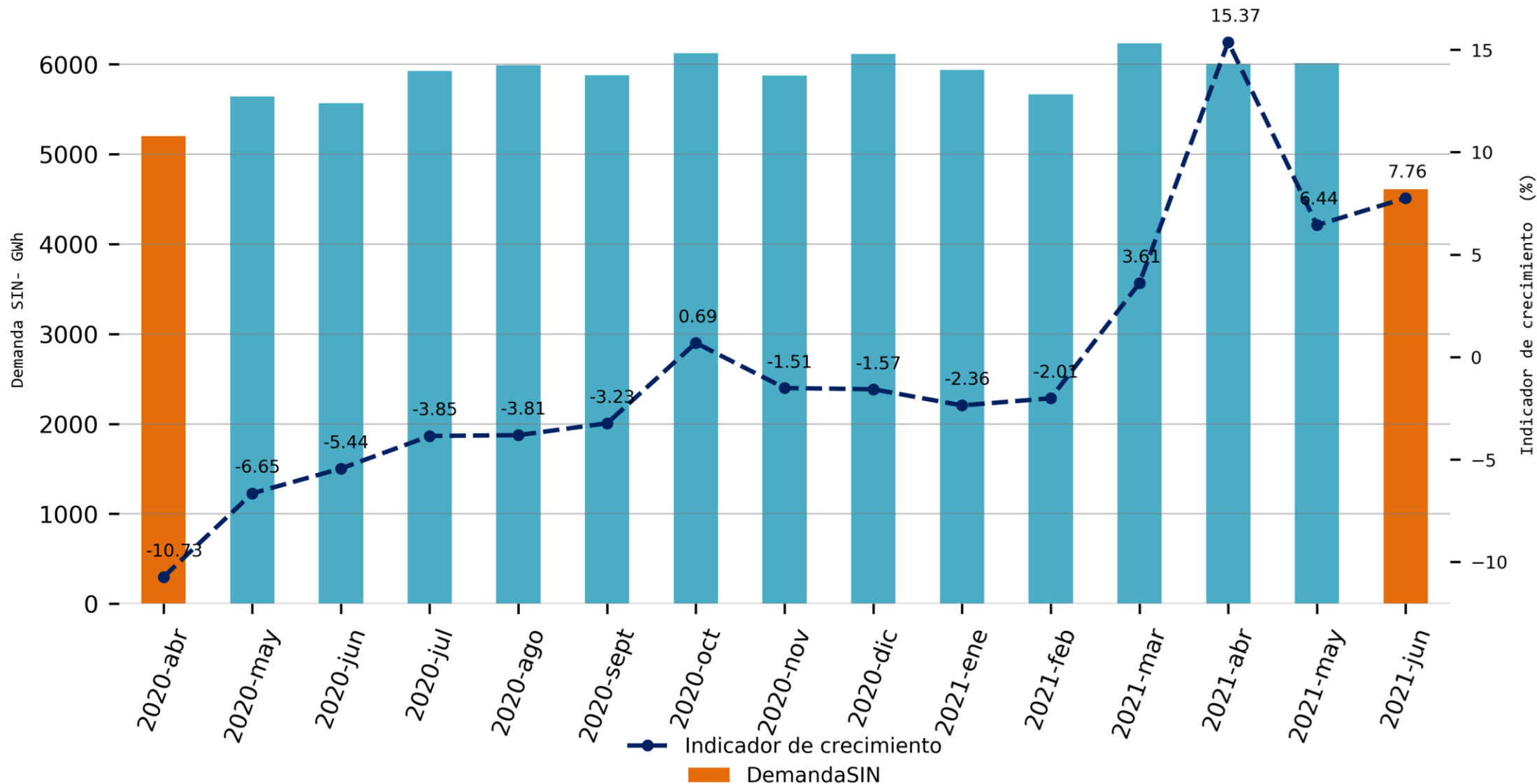
1. Variables del SIN

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



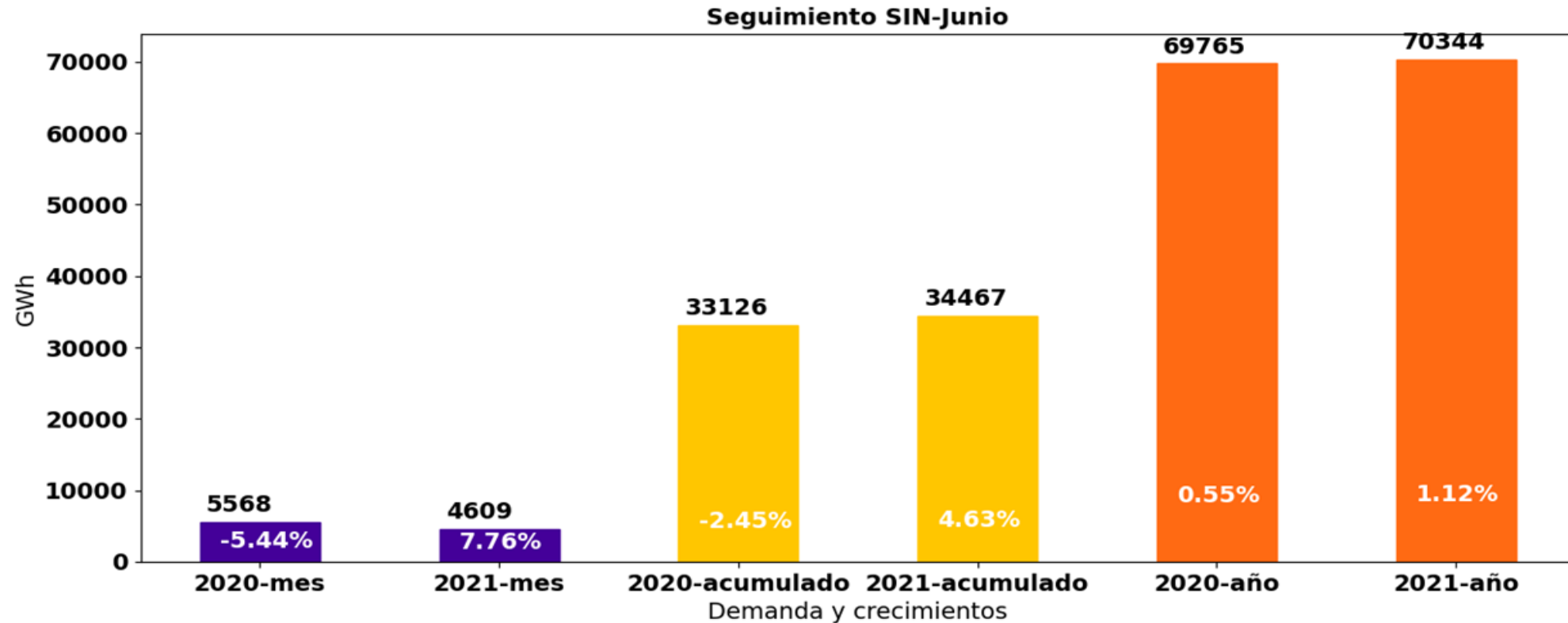
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2021-06-23
Información actualizada el 2021-06-30

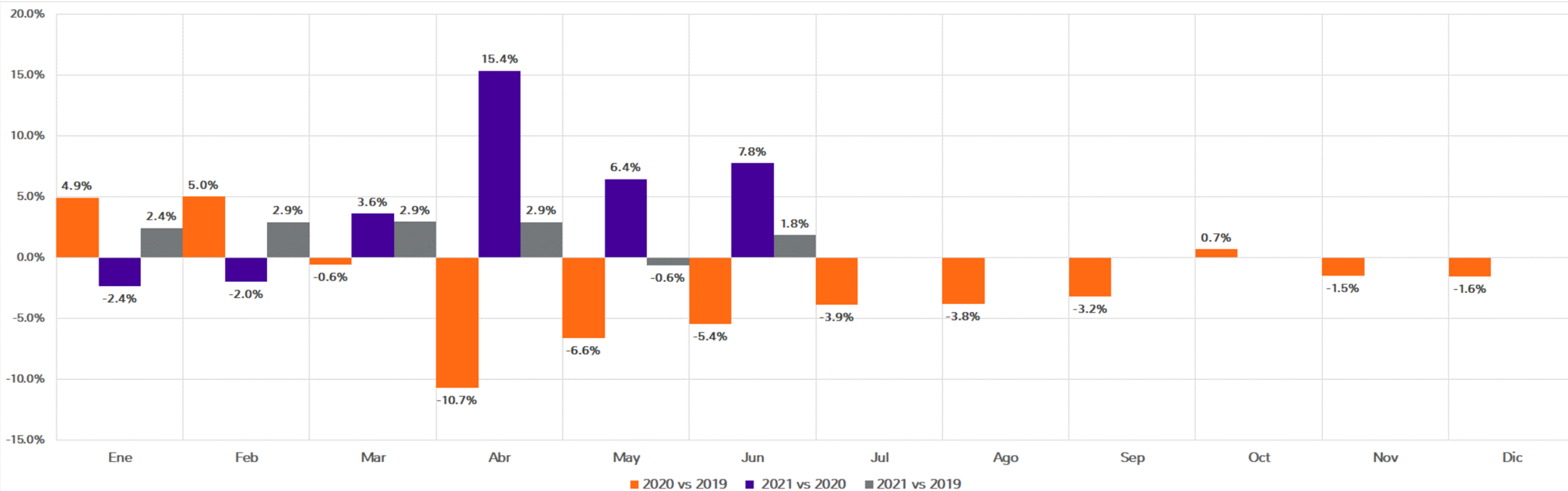
Demanda de energía del SIN Junio 2021*



mes	2020-mes				2021-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	3639.55	19	191.56	-6.34%	3091.87	15	206.12	7.61%
SAB	738.08	4	184.52	-4.88%	602.30	3	200.77	8.81%
FEST	1190.72	7	170.10	-3.32%	914.94	5	182.99	7.58%
TOTAL	5568.36	30	185.61	-5.44%	4609.12	23	200.40	7.76%

*Información hasta el 23 de junio de 2021

Crecimiento de demanda del SIN*



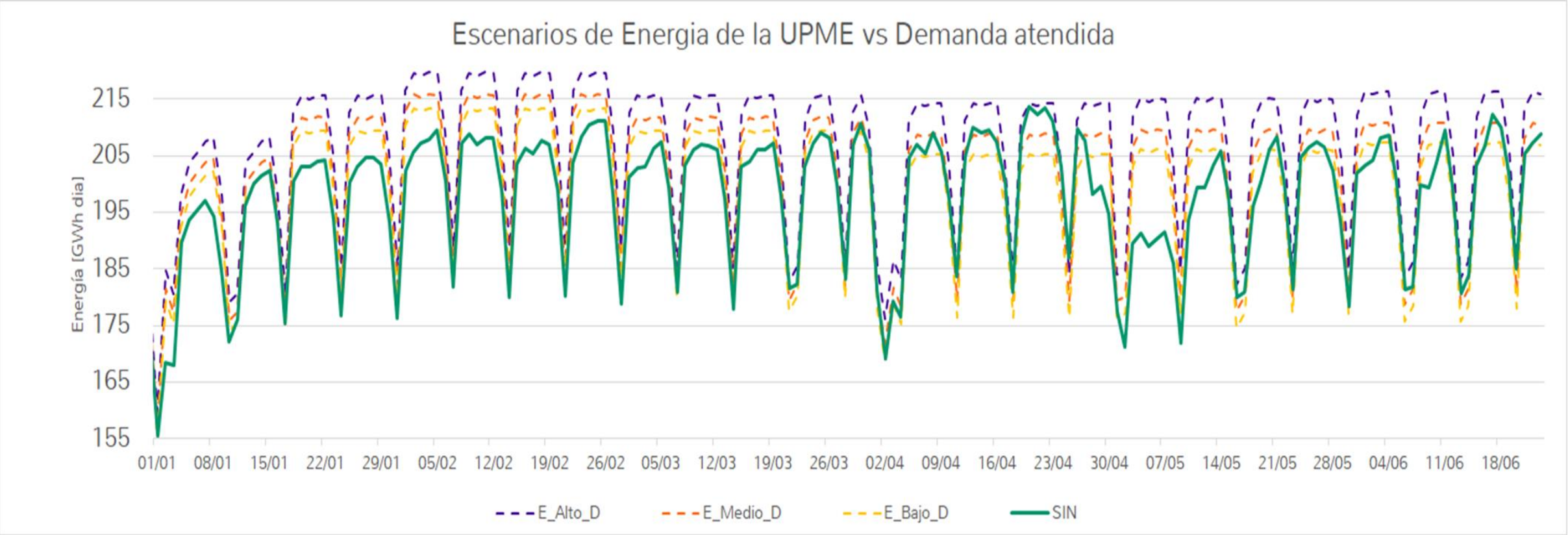
Demanda Promedio Junio [GWh/día]		# días
2019	196.09	30
2020	185.61	30
2021	200.40	23

Se observa que la demanda de mayo de 2021 al compararla con 2019 presenta un decrecimiento derivado de las condiciones de orden público; y al comparar el mes de junio de 2021 contra el mismo mes en 2019 se observa una recuperación respecto al mes de mayo que tuvo mayor afectación derivada de dichas alteraciones del orden público.

*Información hasta el 23 de junio de 2021

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

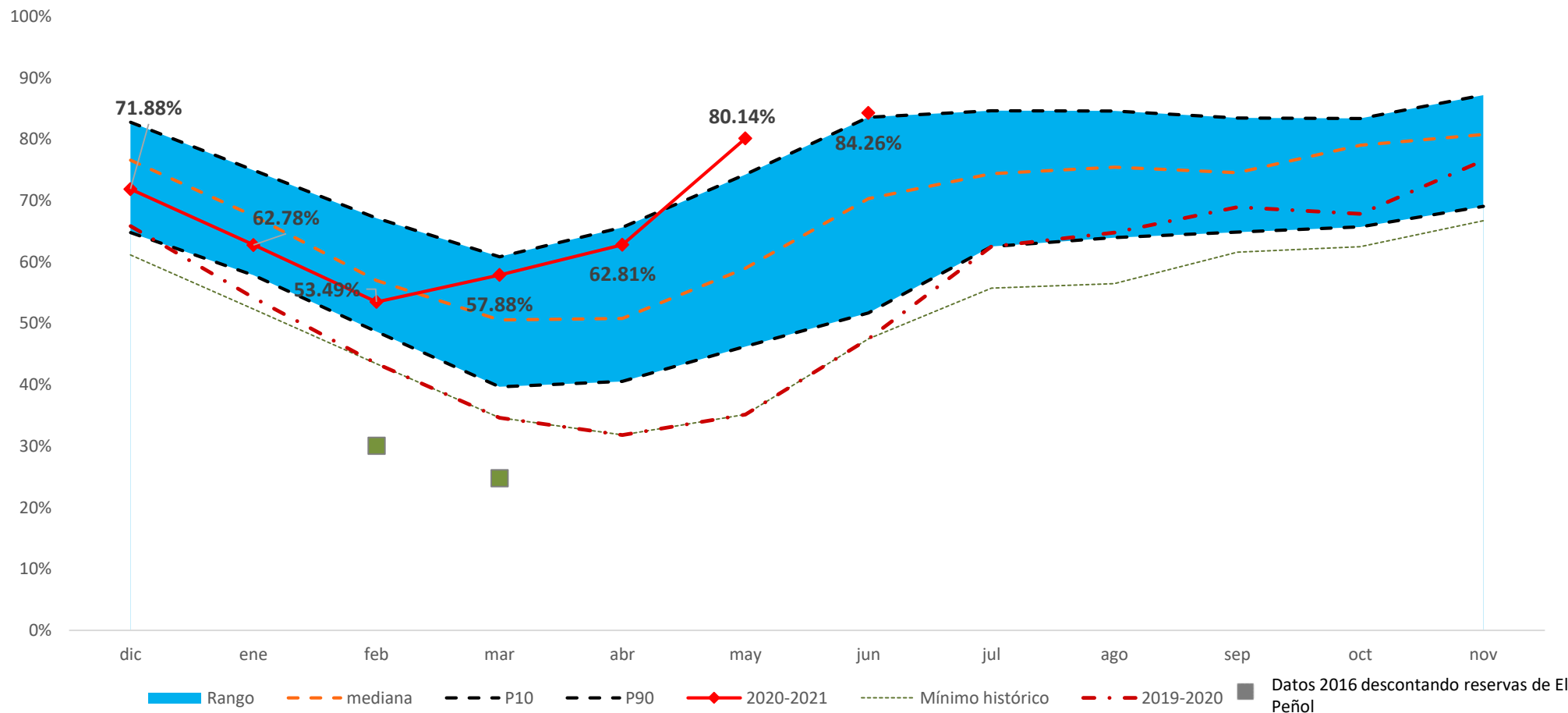
Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN



¿Cómo está la situación energética?



Reservas hídricas



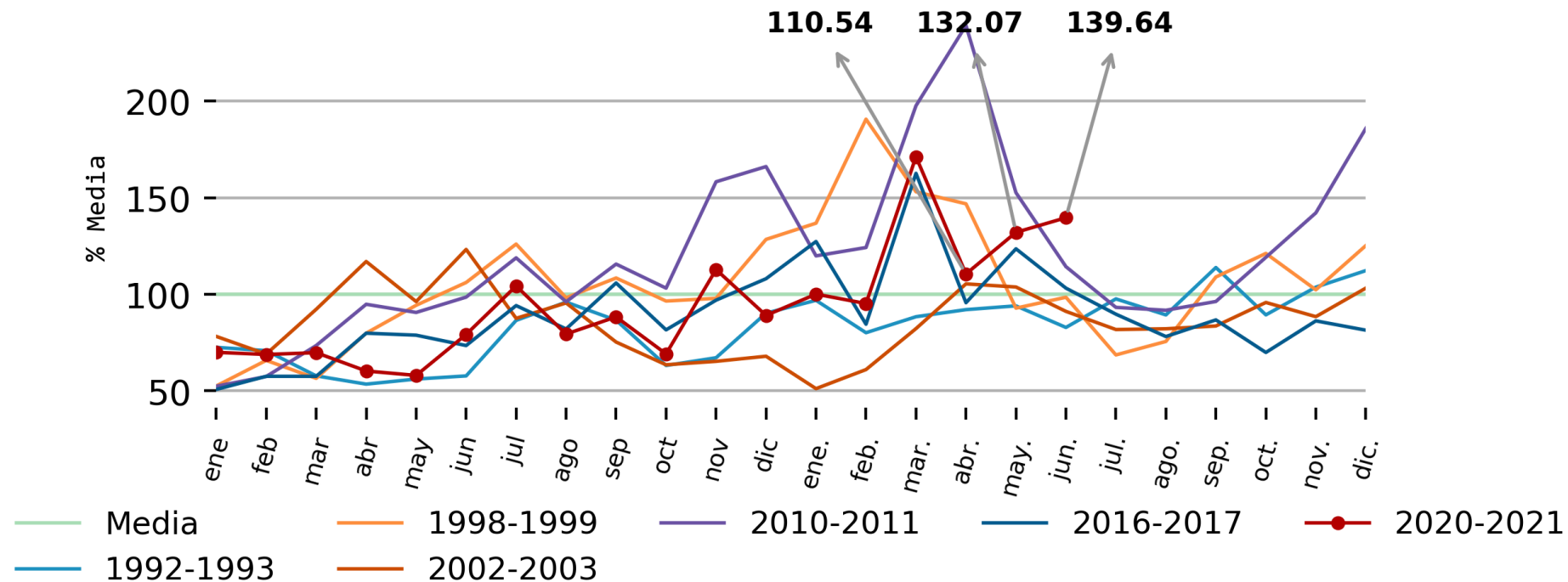
Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000.

Información hasta el: 2021-06-30

Información actualizada el: 2021-07-01

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses

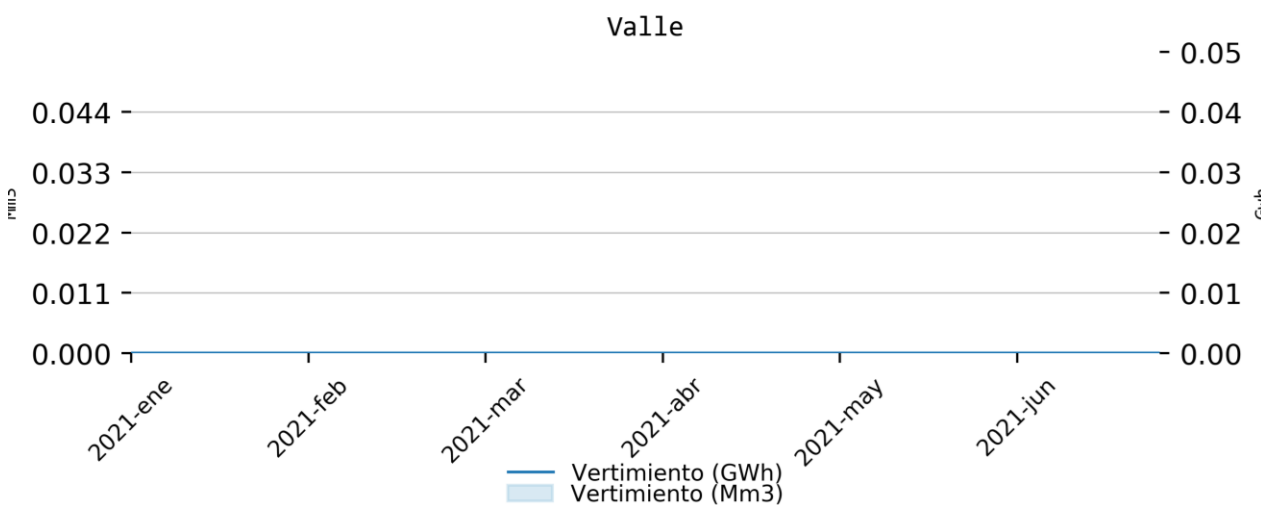
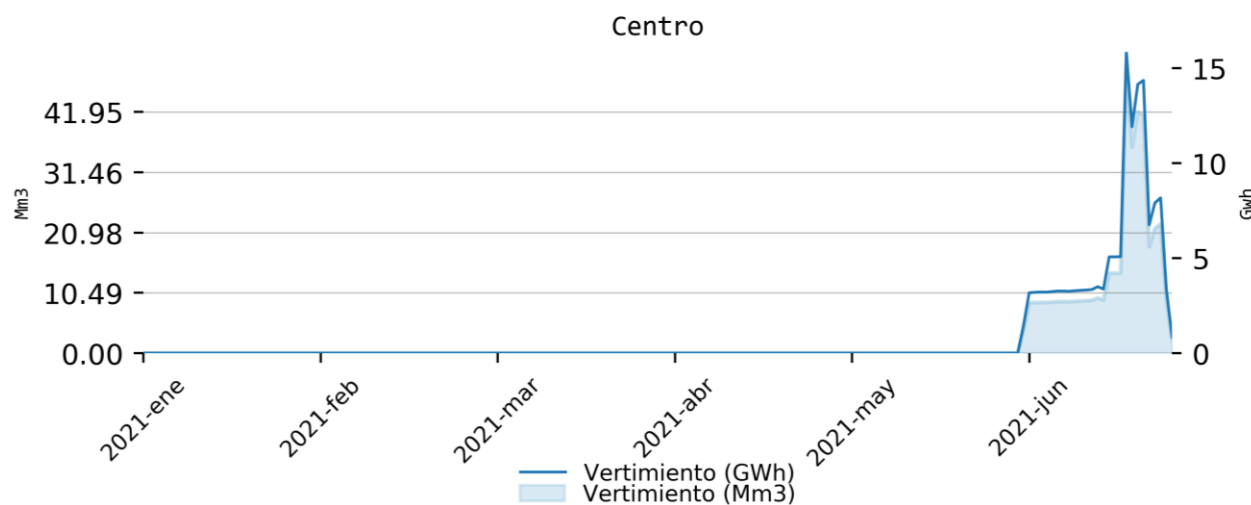
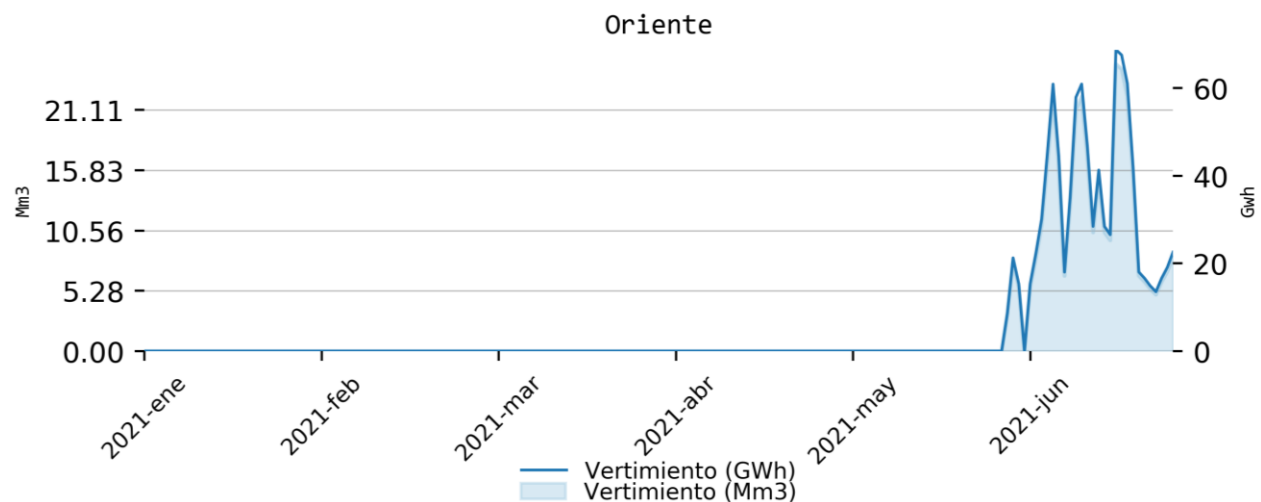
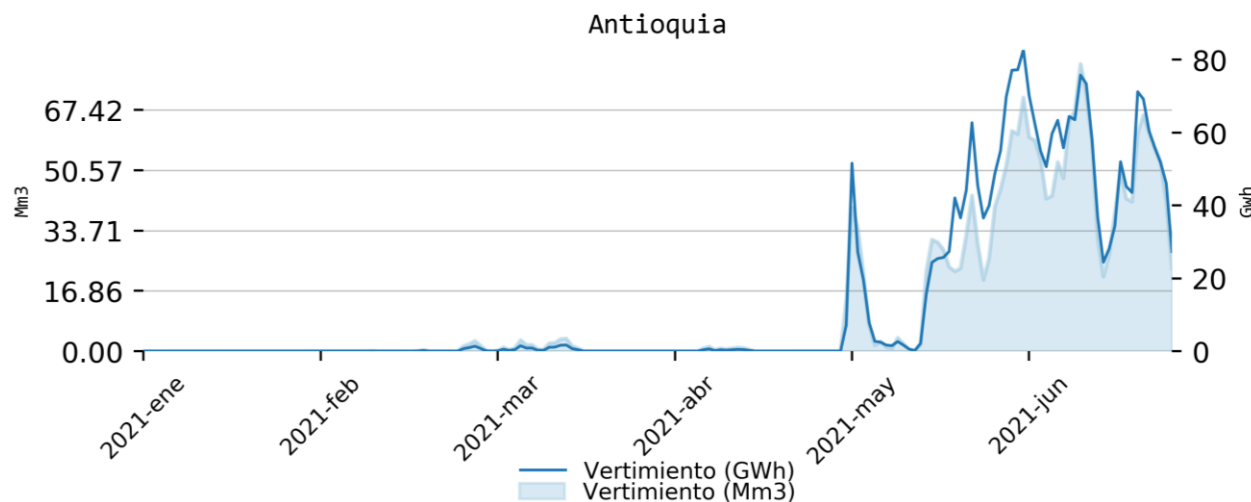


Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-06-30

Información actualizada el 2021-07-01

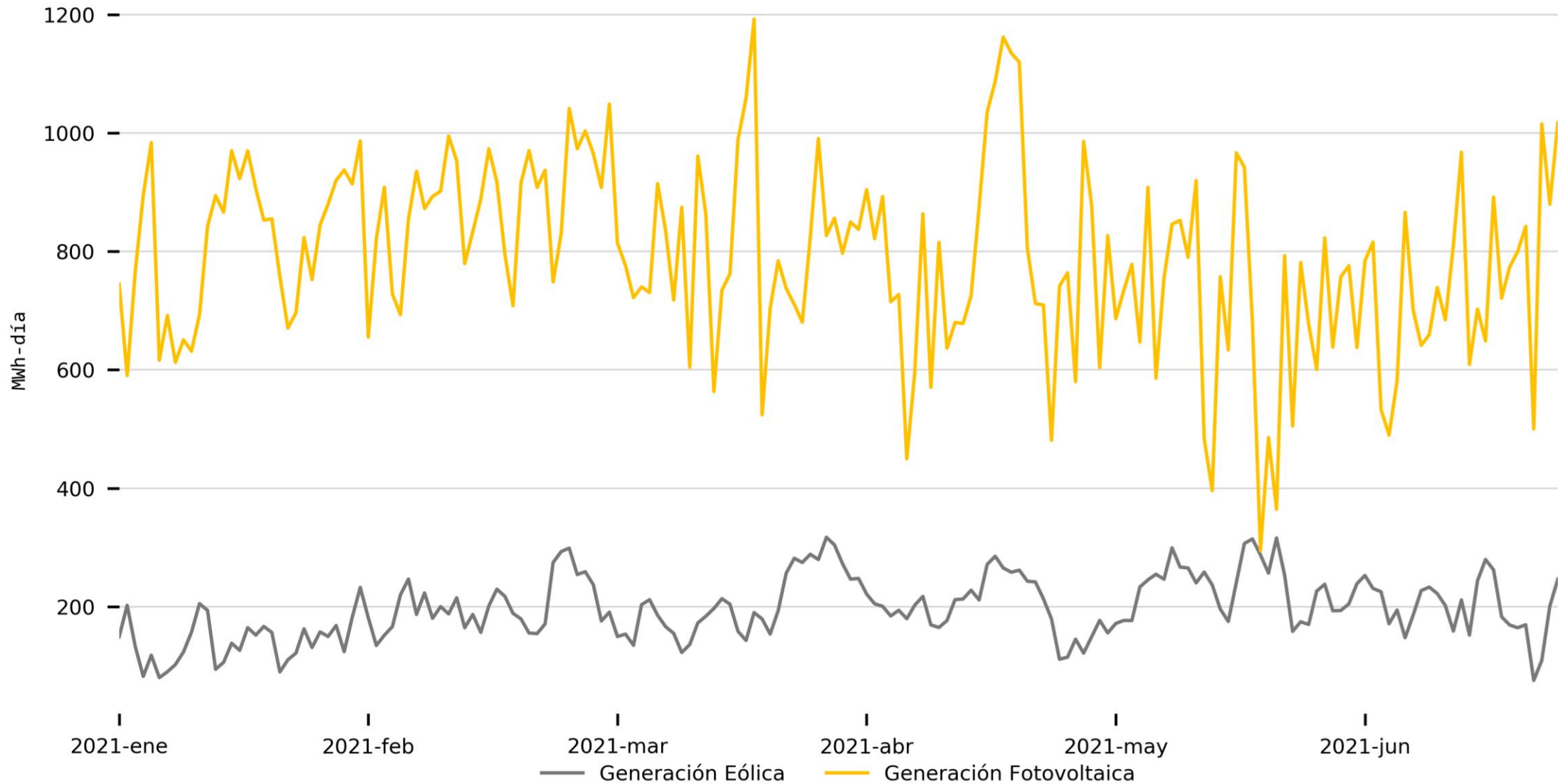
Vertimientos por regiones



Información hasta el 2021-06-30

Información actualizada el 2021-07-01

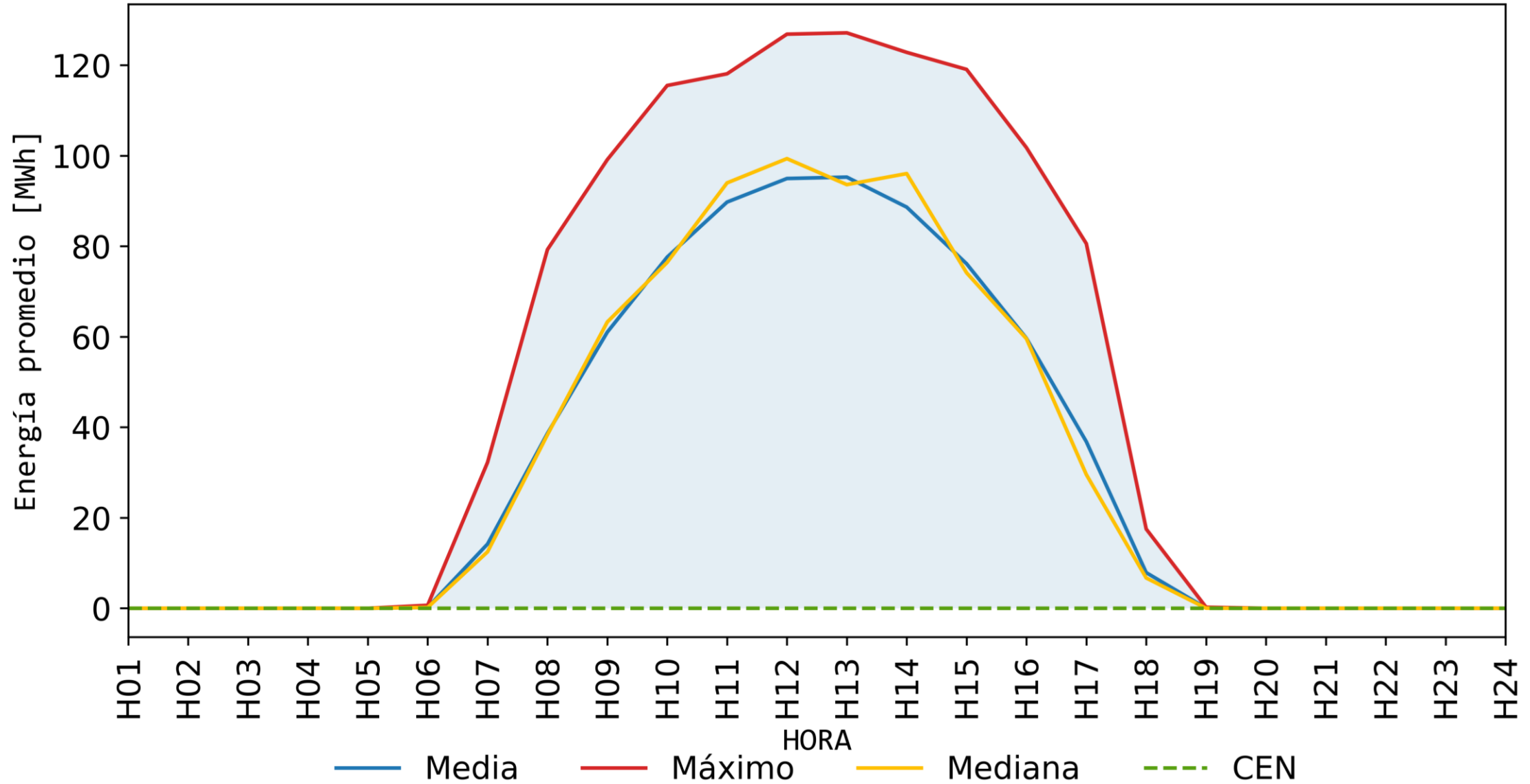
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

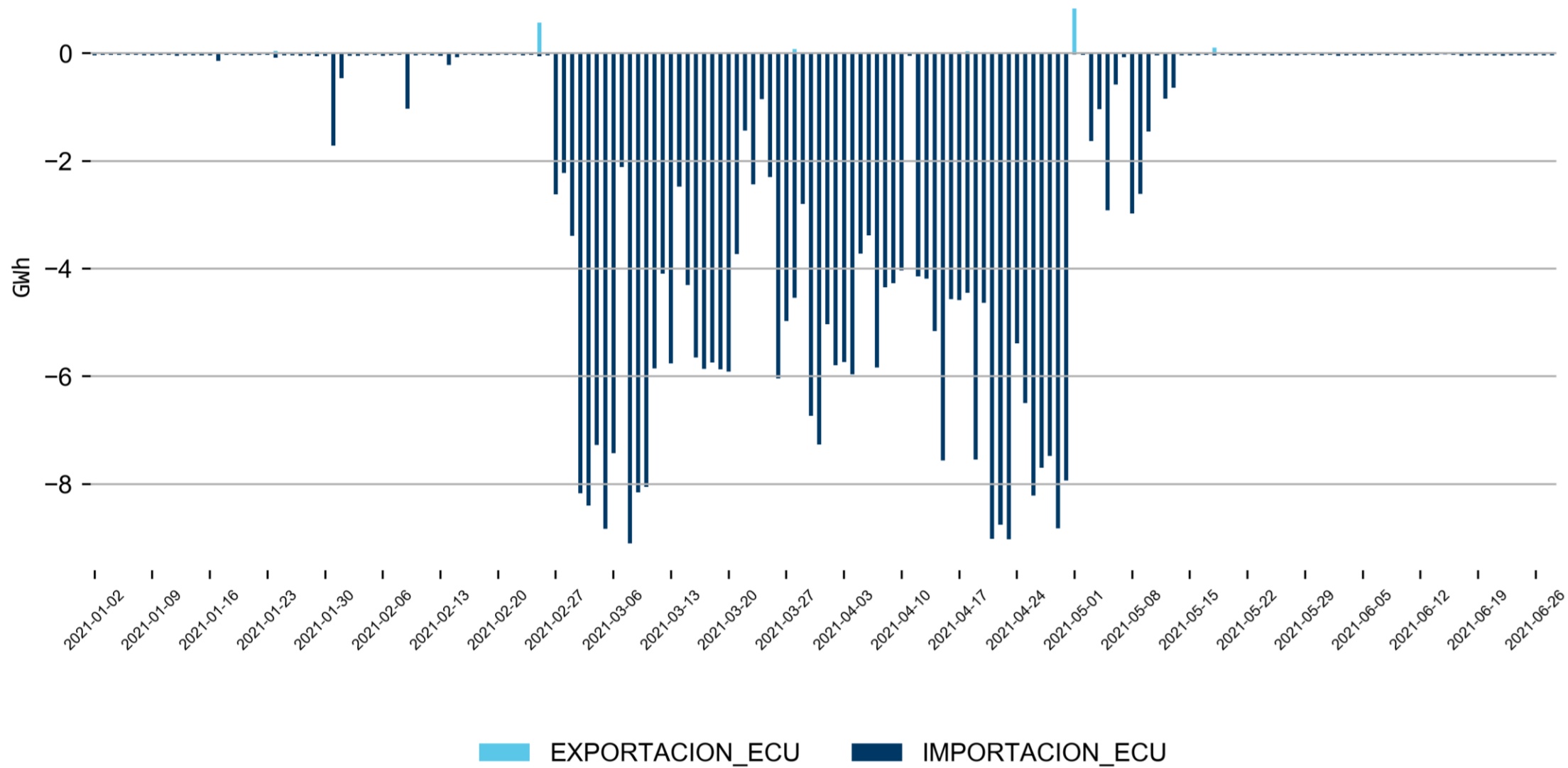
Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar Carmelo, Granja Solar Belmonte, El Paso, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLIII, Planta Solar Bayunca I

Curva Generación Solar



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

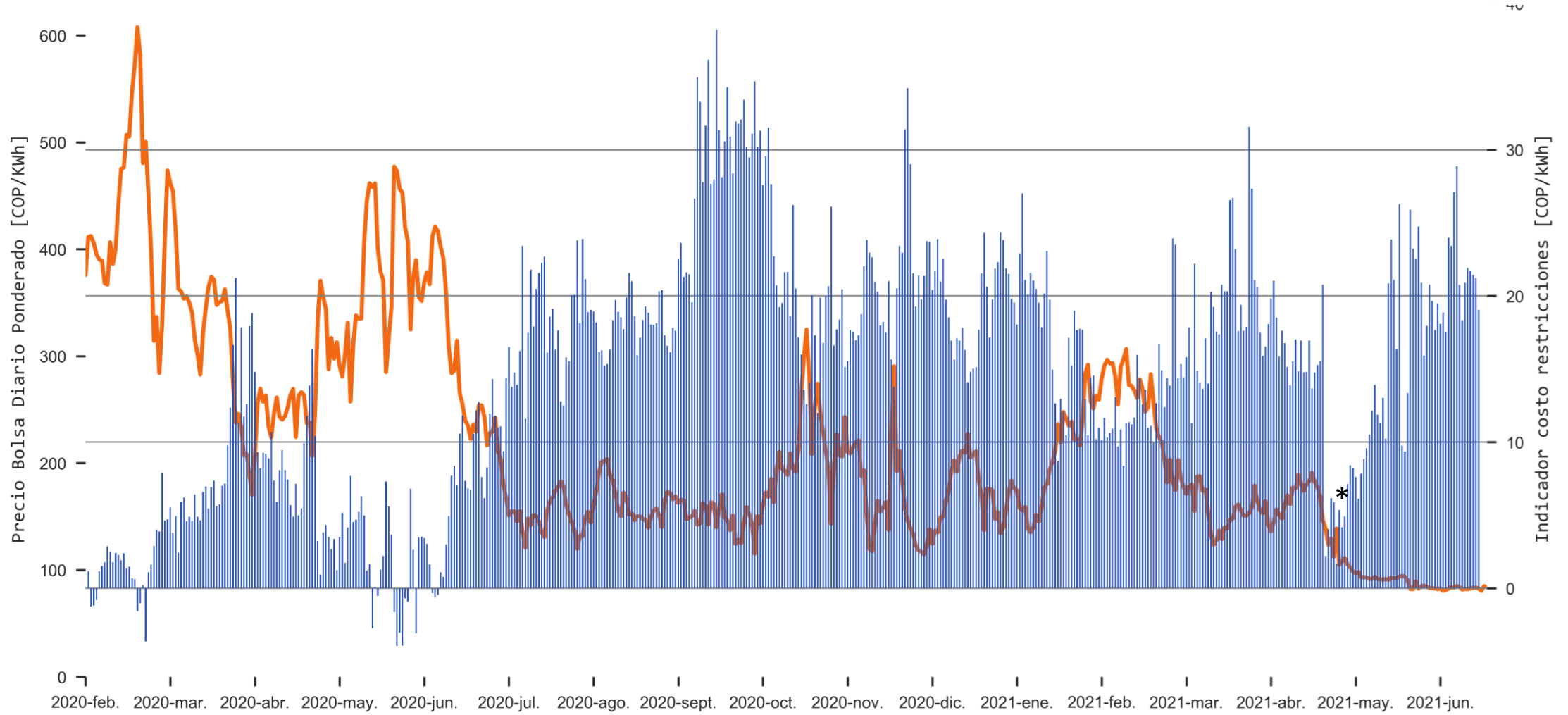
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2021-06-28
Información actualizada el 2021-06-30

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



*En el mes de Mayo de 2021 se presentó ejecución de Garantías, lo cual se ve reflejado como un menor costo en las restricciones del sistema.

— PPPBolsaDiario
■ Indicador costo restricciones

Información hasta el 2021-06-30
Información actualizada el 2021-07-01

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

Junio 27, 84.83%



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 junio 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)
Desbalances de 5.18 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: UPME may/20 Disponibilidad reportada por agentes.



Parámetros del SIN

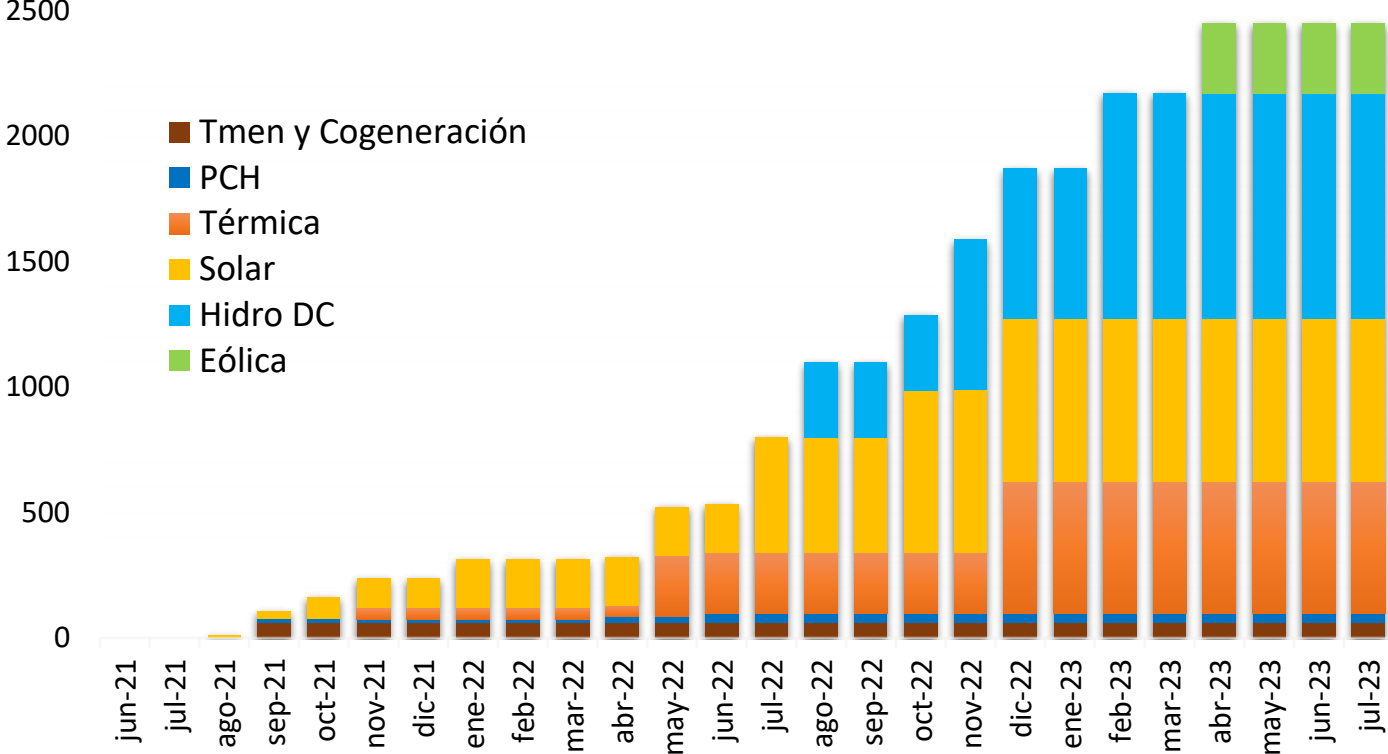
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



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 2021-2022 (TCENTRO 2020-2021)

Detalle de proyectos de generación:

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FPO
S_Paila	Solar	9.9	26/07/2021
T_CogIncauca	Ter. NDC	60	30/08/2021
H_Chorrera	PCH	15	31/08/2021
S_BSLlanos3	Solar	19.9	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	4/10/2021
S_Cordobal	Solar	9.9	30/10/2021
TERMO_JAGUEY	Termico	21.87	31/10/2021
TERMORUBIALE	Termico	21.87	31/10/2021
S_BSLlanos5	Solar	17.9	5/12/2021
S_Levapan	Solar	9.9	15/12/2021
S_Baranoa	Solar	19.3	30/12/2021
S_CSBuga1	Solar	9.9	31/12/2021
S_PoloNuevo2	Solar	9.9	31/12/2021
S_Alma1	Solar	9.8	1/01/2022
H_TZII	PCH	10.5	30/03/2022
ELTESORITO	Termico	198.7	30/04/2022
H_Zeus	PCH	9.9	31/05/2022
S_DelphiHeli	Solar	16.5	30/06/2022
S_ElCampano	Solar	99.9	30/06/2022
S_LatamSolar	Solar	150	30/06/2022
ITUANGO	Hidro	300	27/07/2022
S_SanFelipe	Solar	90	1/10/2022
S_Cartago	Solar	99	1/10/2022
ITUANGO	Hidro	600	2/10/2022
TERMOCARIBE3	Termico	42	24/11/2022
C_CANDELARIA	Termico	546	30/11/2022
ITUANGO	Hidro	900	14/01/2023
E_Acacias2	Eólica	80	31/03/2023
E_Windpeshi	Eólica	200	31/03/2023





Casos Determinísticos

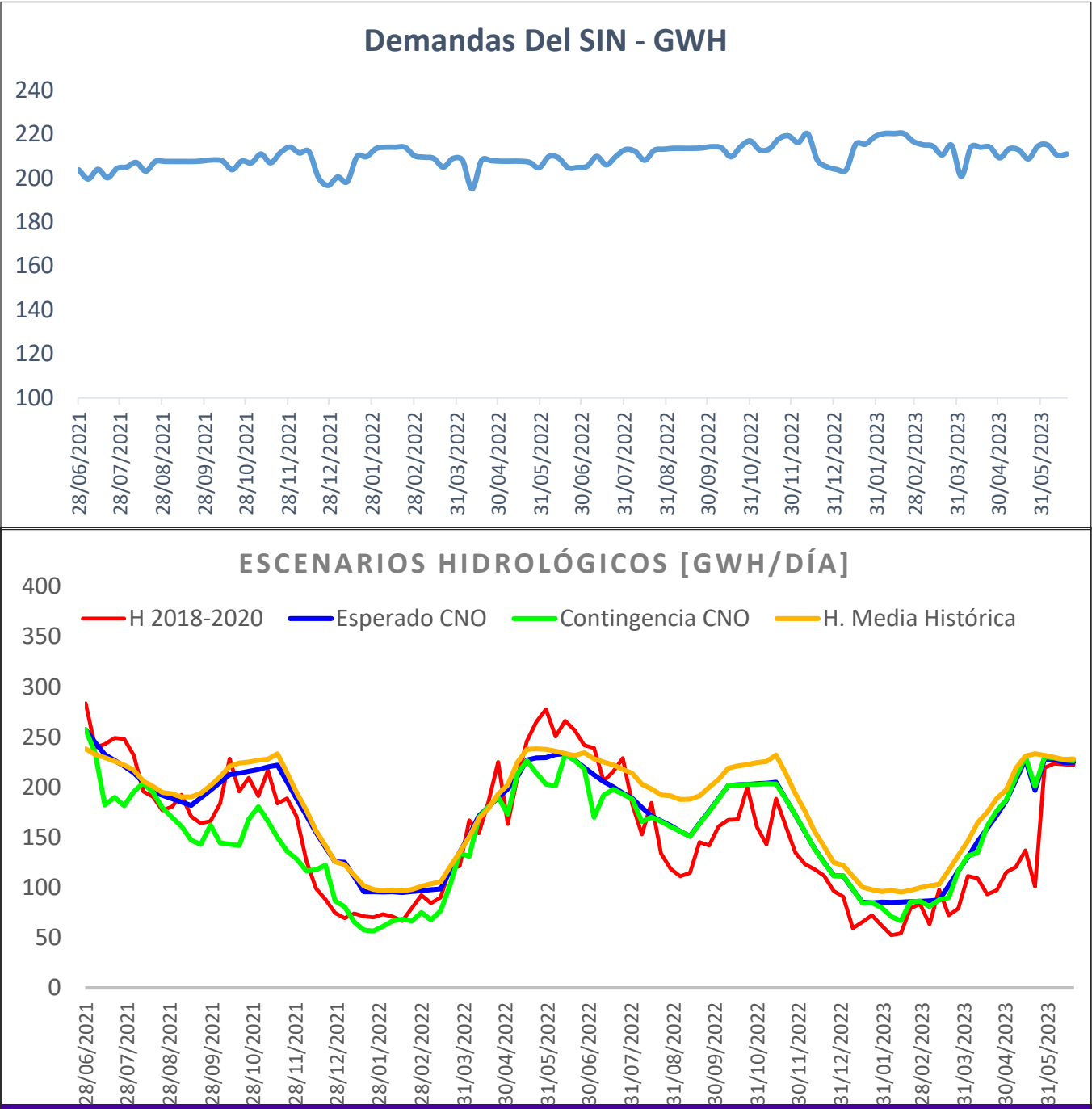
Estudio Mediano Plazo

Escenarios analizados

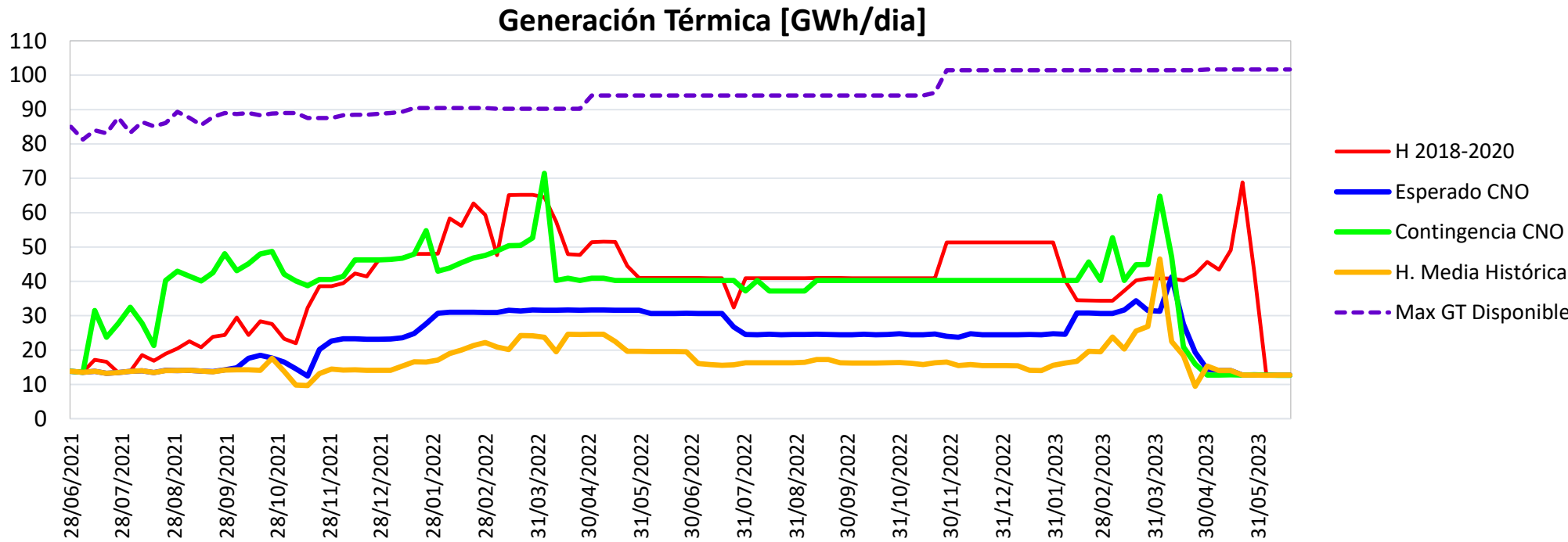
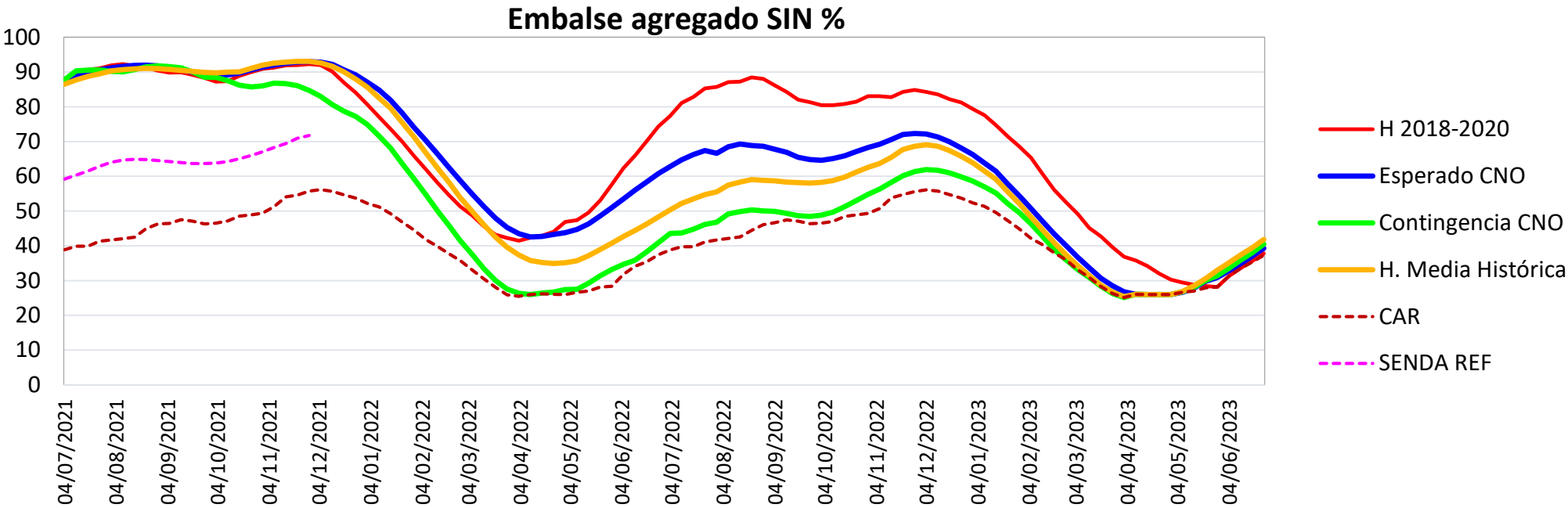
Demanda

Escenario **Mayo Alto**
de la UPME

Hidrología	1	Caso XM: hidrología histórica del periodo junio de 2018 a mayo 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





Caso Estocástico

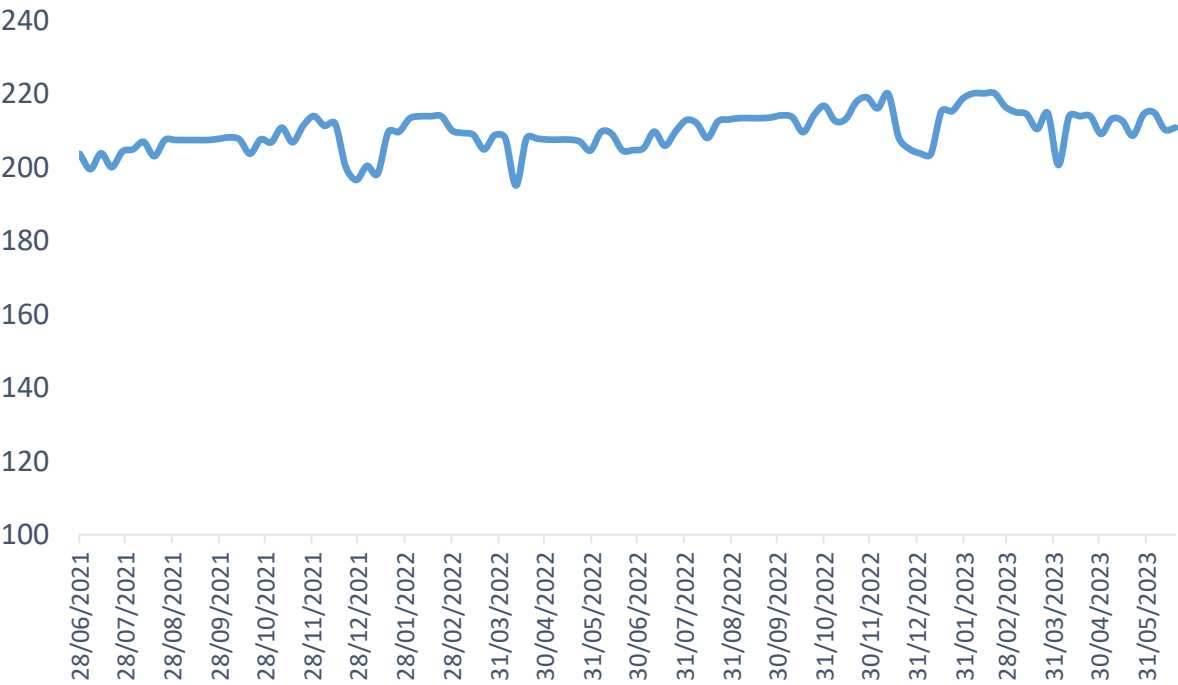
Estudio Mediano Plazo

Escenario Estocástico

Demanda

Escenario **Mayo Alto** de la UPME

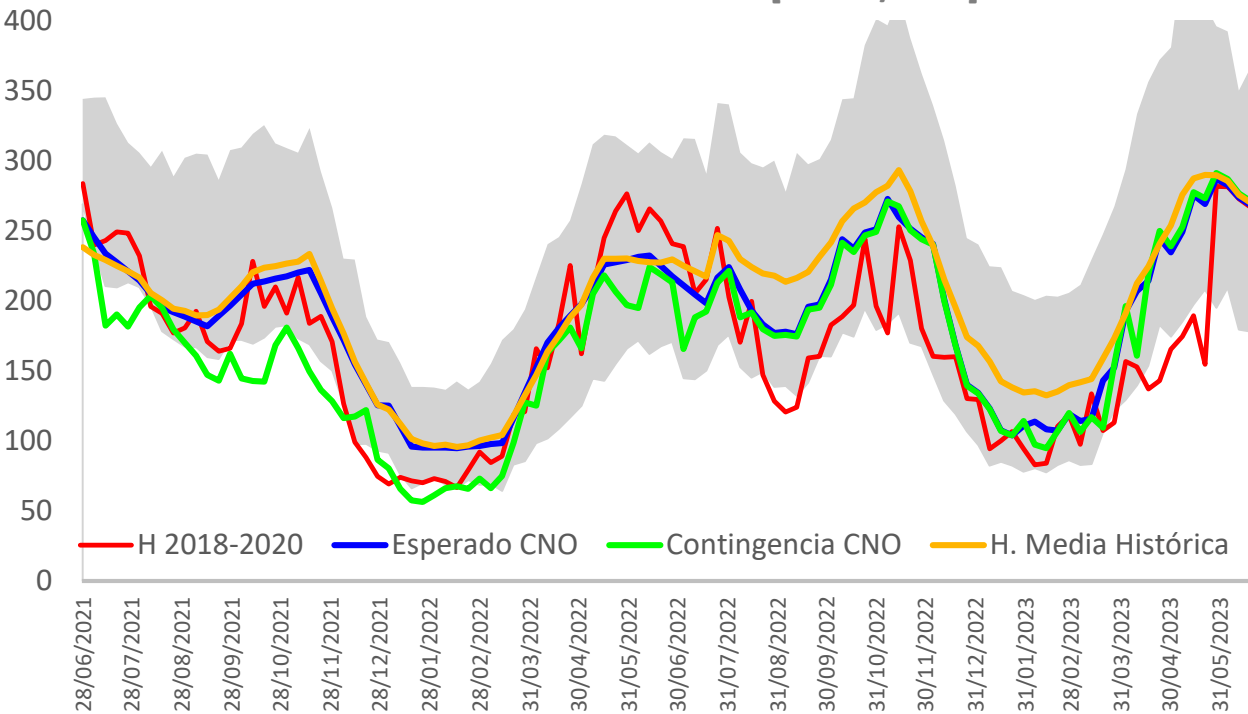
Demandas Del SIN - GWH



Hidrología

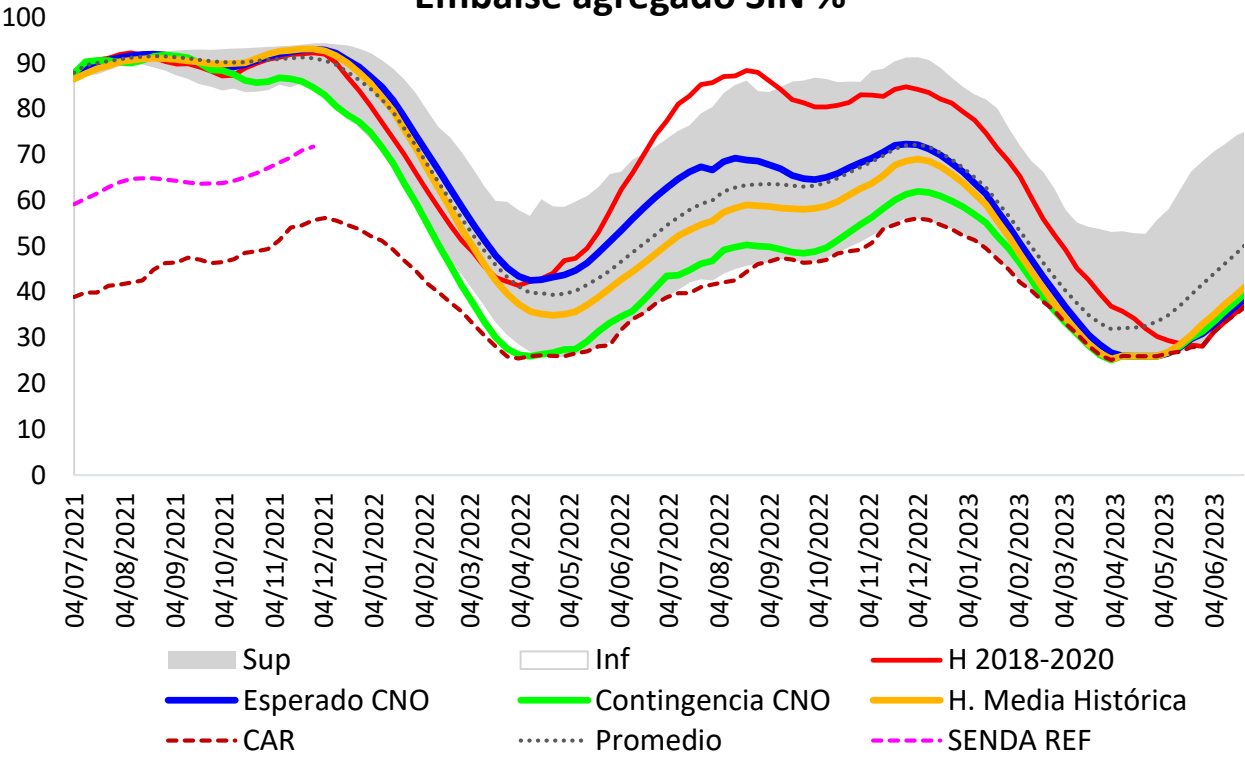
100 Series Sintéticas – Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

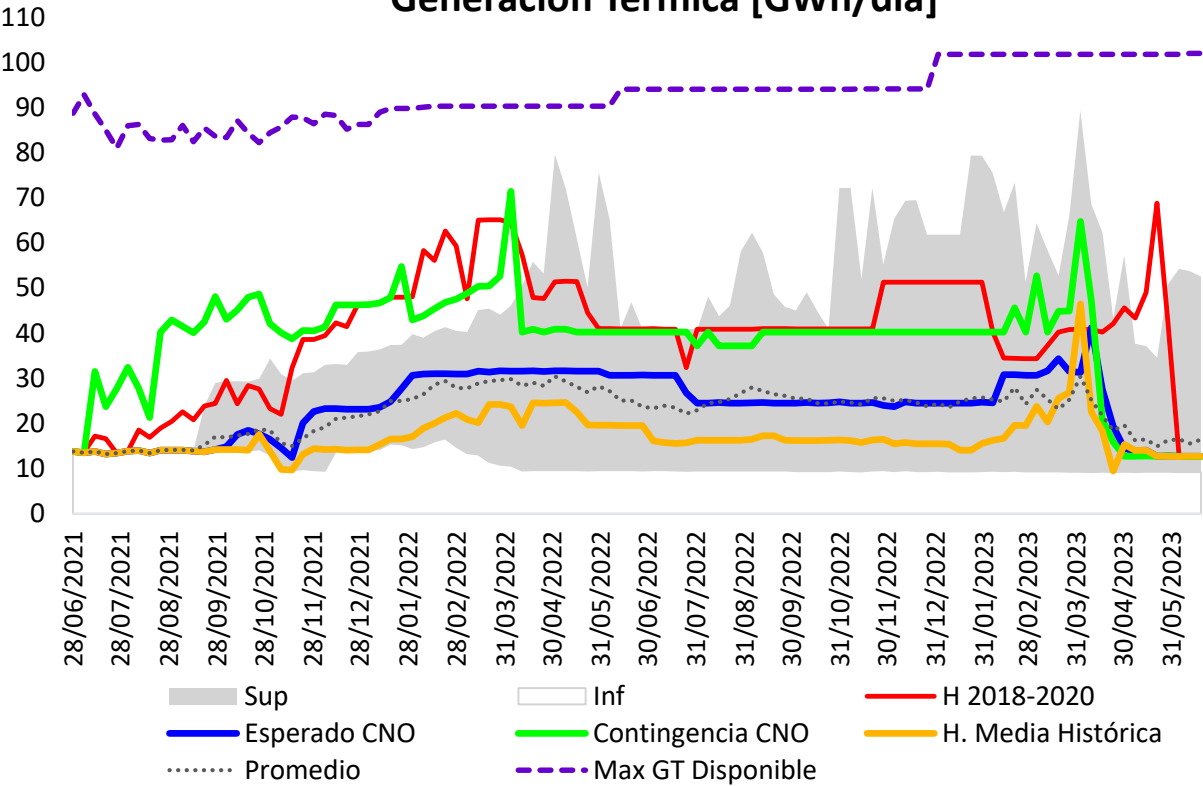


Escenario Estocástico

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.

Conclusión



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



Seguimiento energético – Invierno 2021



Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

REFERENCIA CREG

Rango de fechas

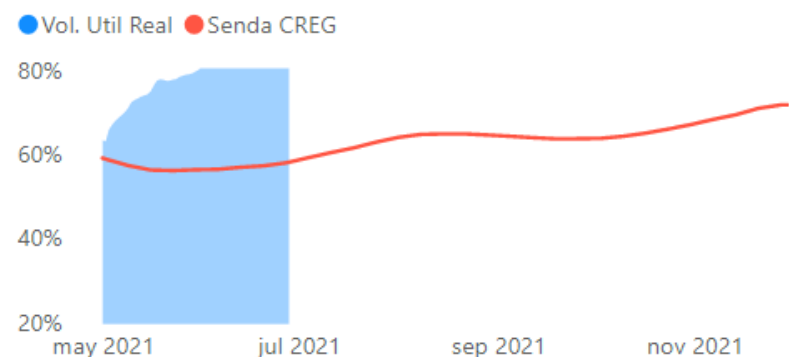
01/05/2021

30/11/2021

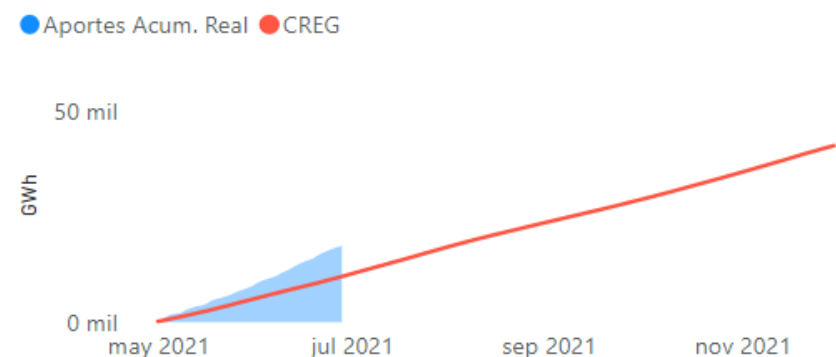
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Import.
[%]	45,21%	75,24 %	-2,66%	-9,59%	14,87%	51,90%	
[GWh]	4.442,97	7.743,19	-301,33	-895,97	177,48	402,40	14,80



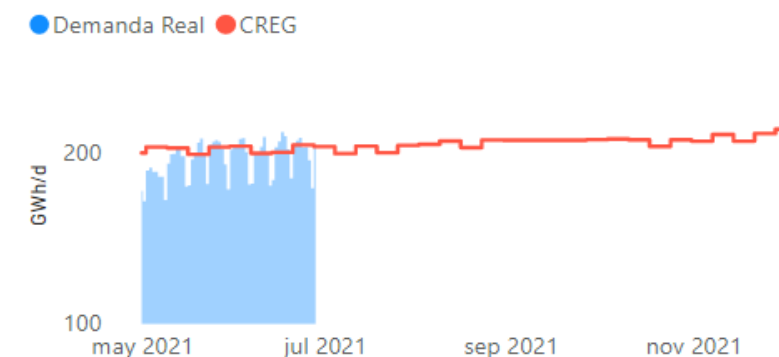
Embalse Agregado



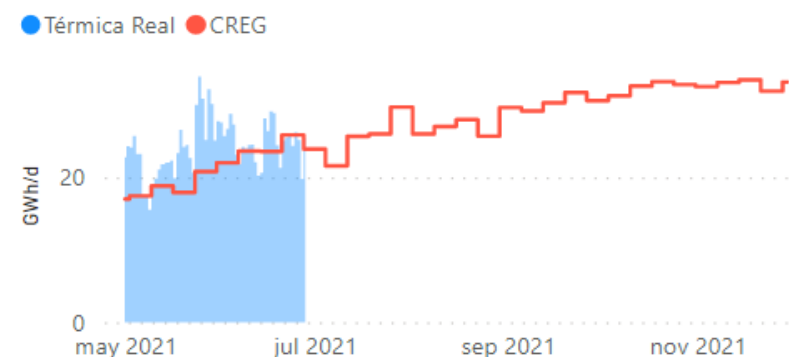
Aportes Acumulados



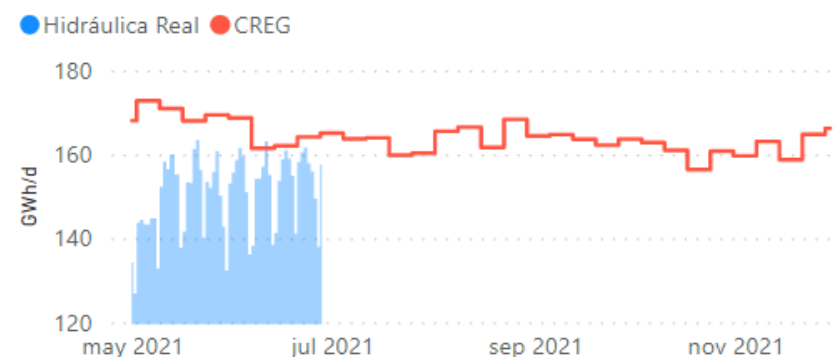
Demanda



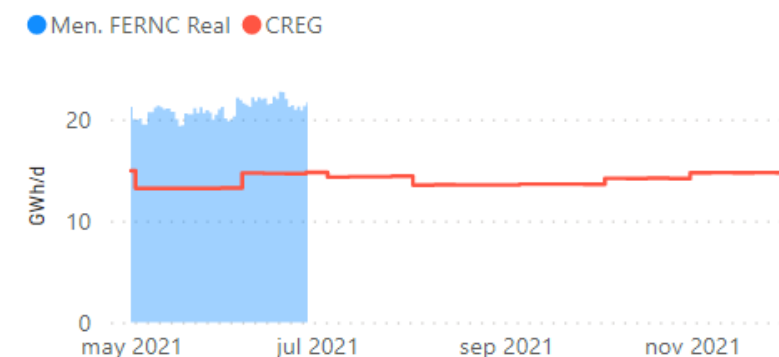
Térmica



Hidráulica



Menores y FERNC



Informe energético de Largo Plazo

Supuestos del Estudio

A continuación se detallan los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación.

Tipo de simulación

Estocástico - 100 series



Condición Inicial Embalse

May 31, 80.14 %



Intercambios Internacionales

Caso Autónomo y Coordinado



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año.



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. (Tcentro 2020-2021)

Horizonte del estudio

5 años

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para mayo 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 5.18 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: UPME may/20 Disponibilidad.

Se corrió el modelo sin restricción de disponibilidad de combustible.



Parámetros del SIN

PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



Demanda

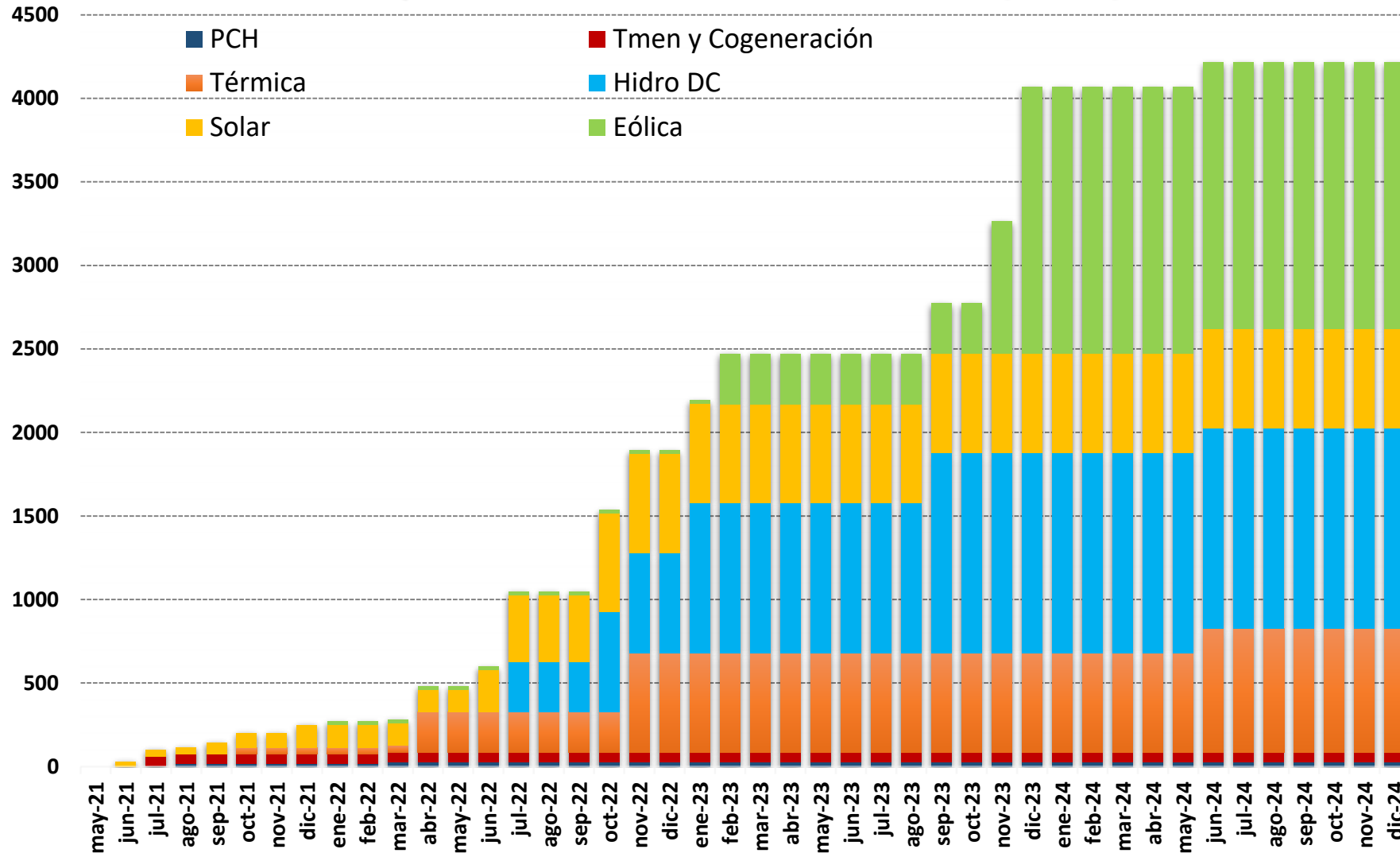
Escenario medio (Mayo Alto)



Proyectos de generación futuros considerados en el estudio de Largo plazo



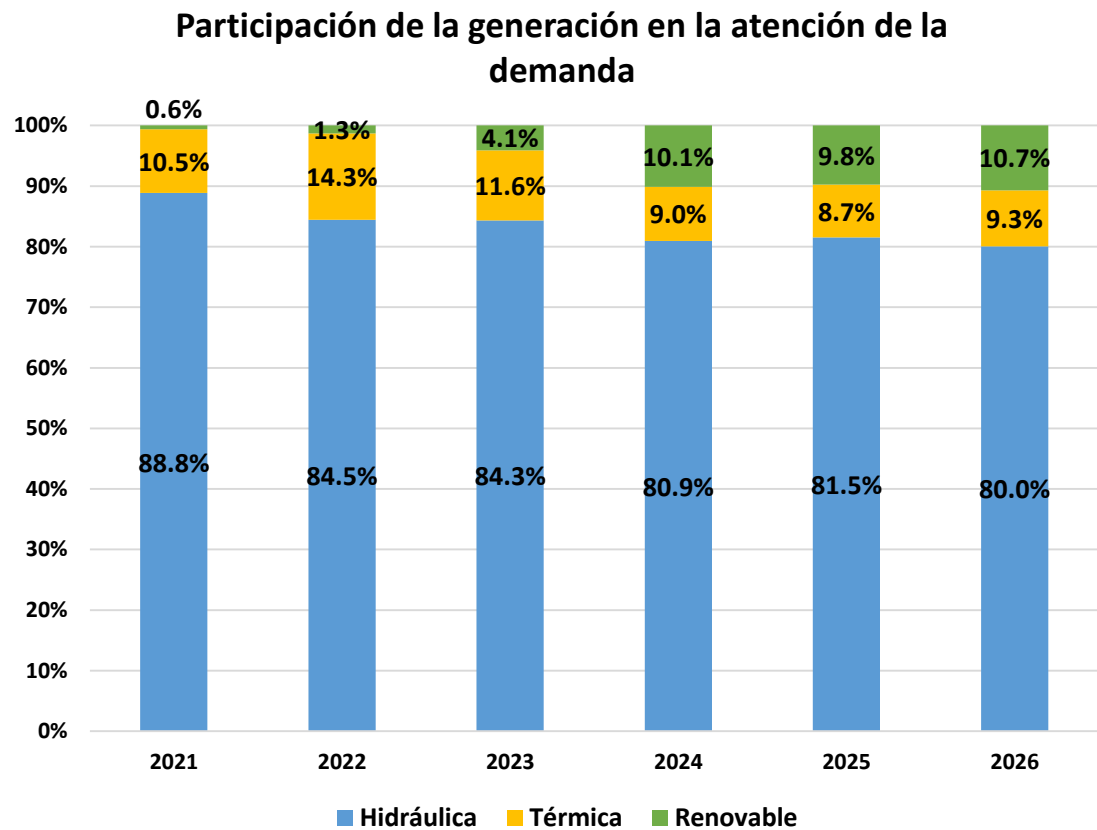
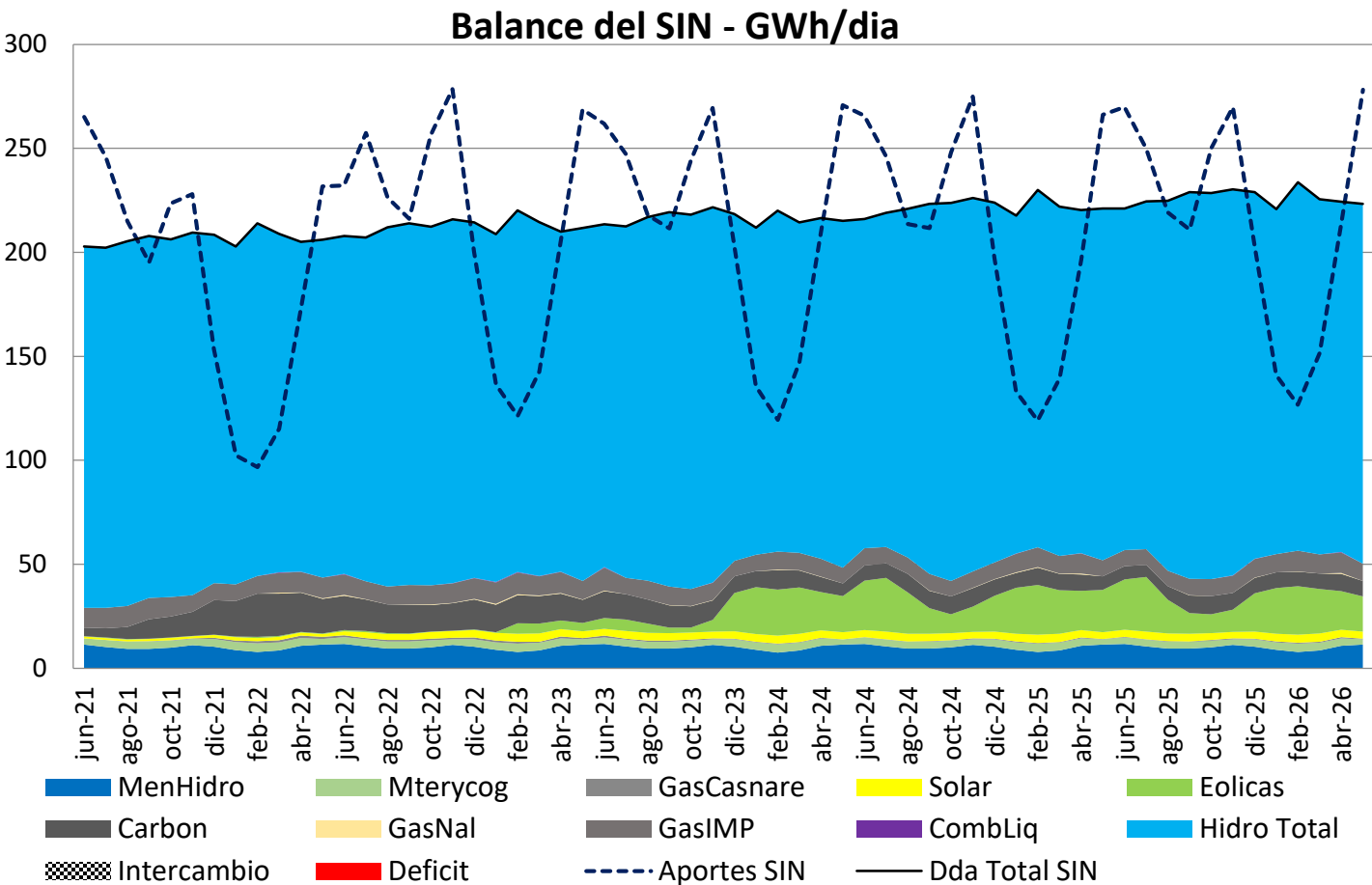
Expansión de la Generación (MW)



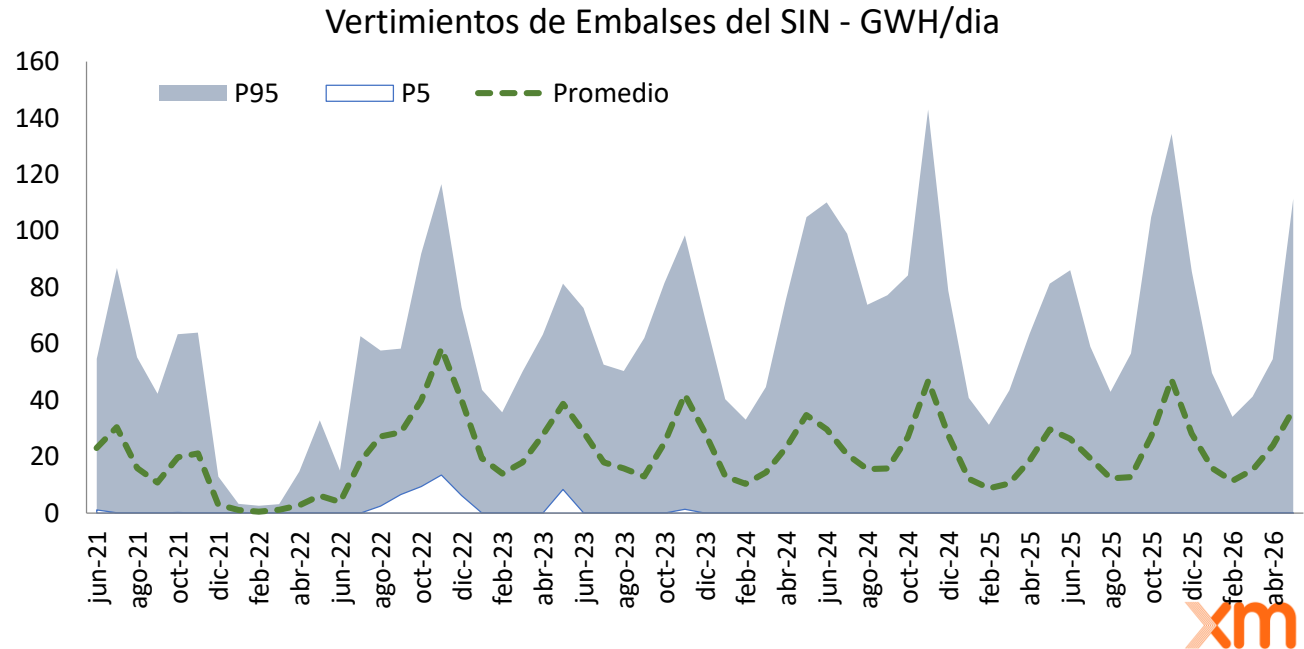
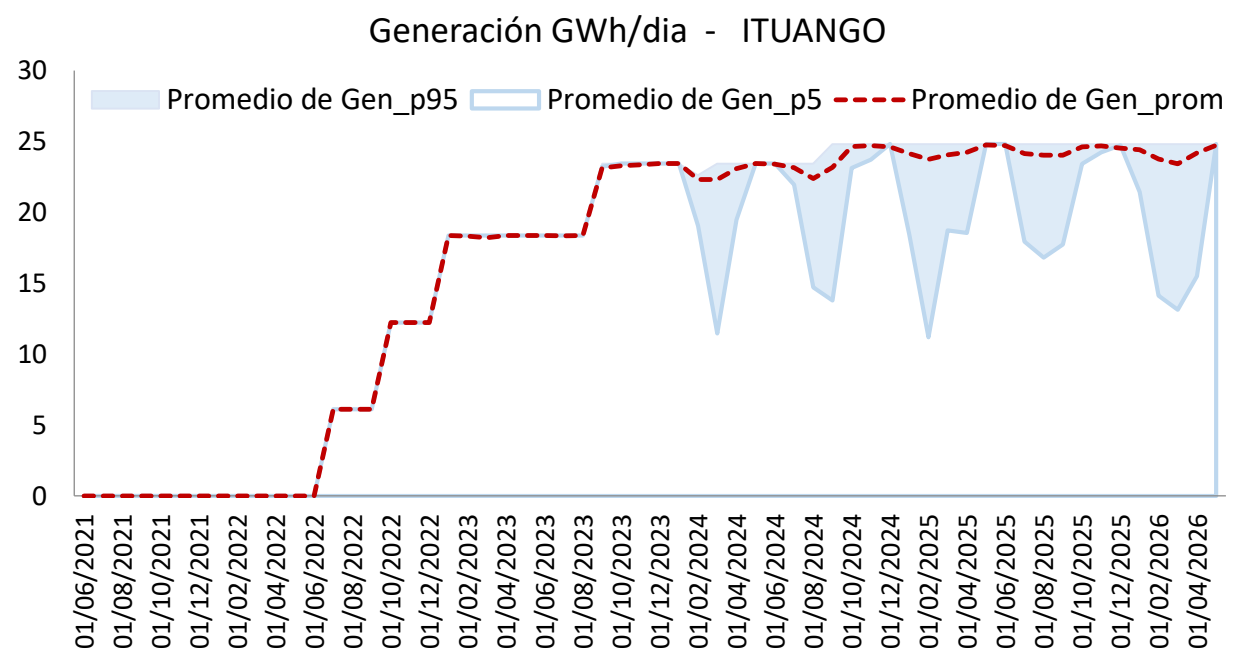
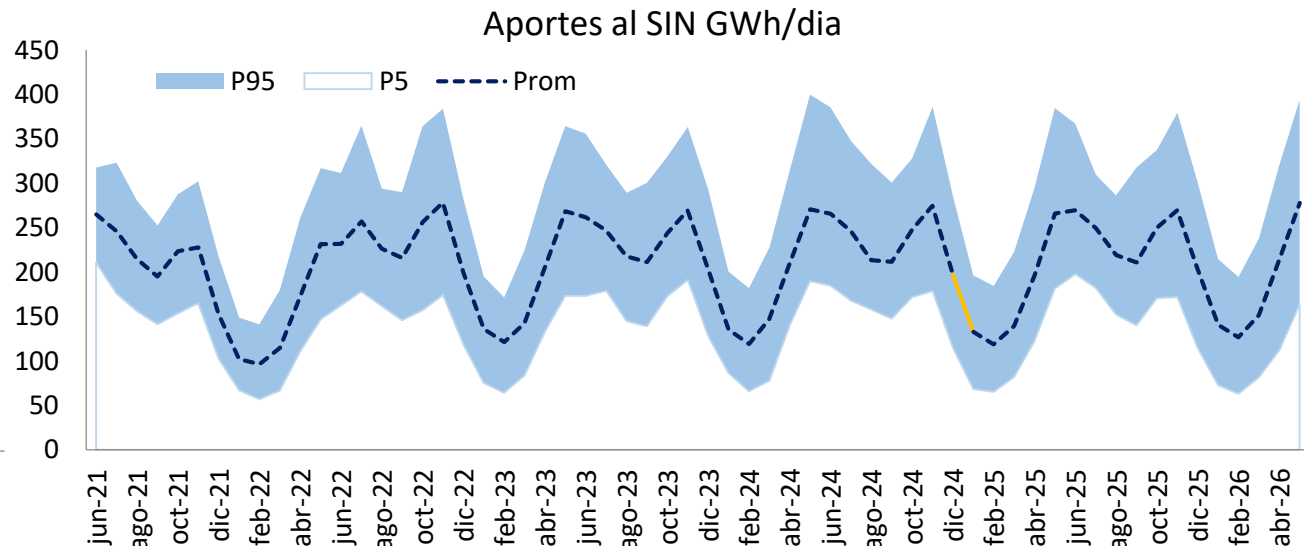
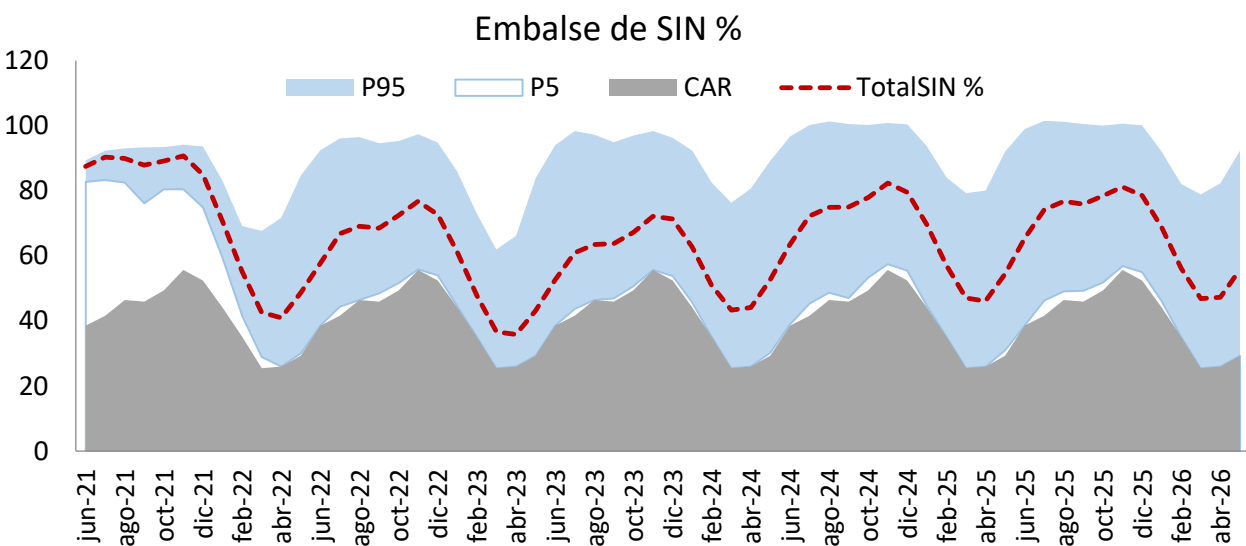


Largo Plazo – Caso Autónomo

Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo

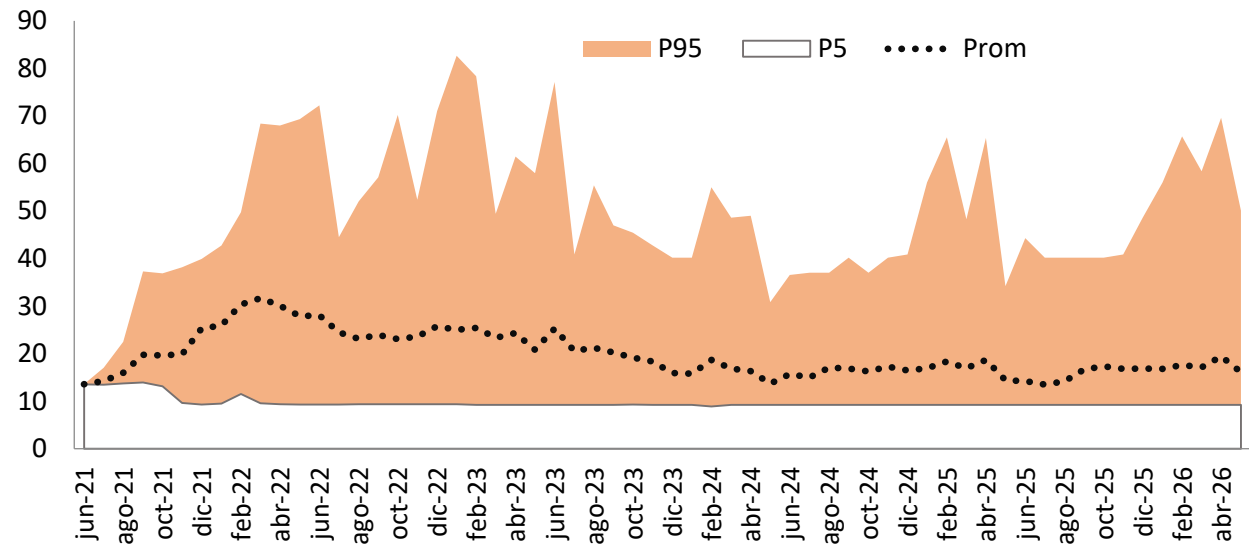


Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo

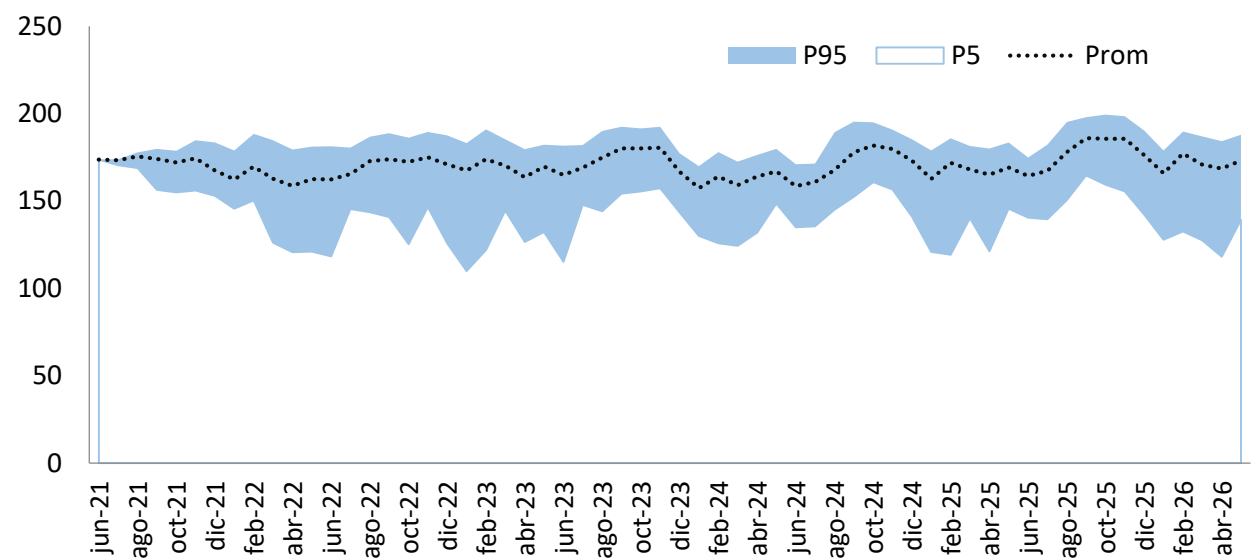


Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo

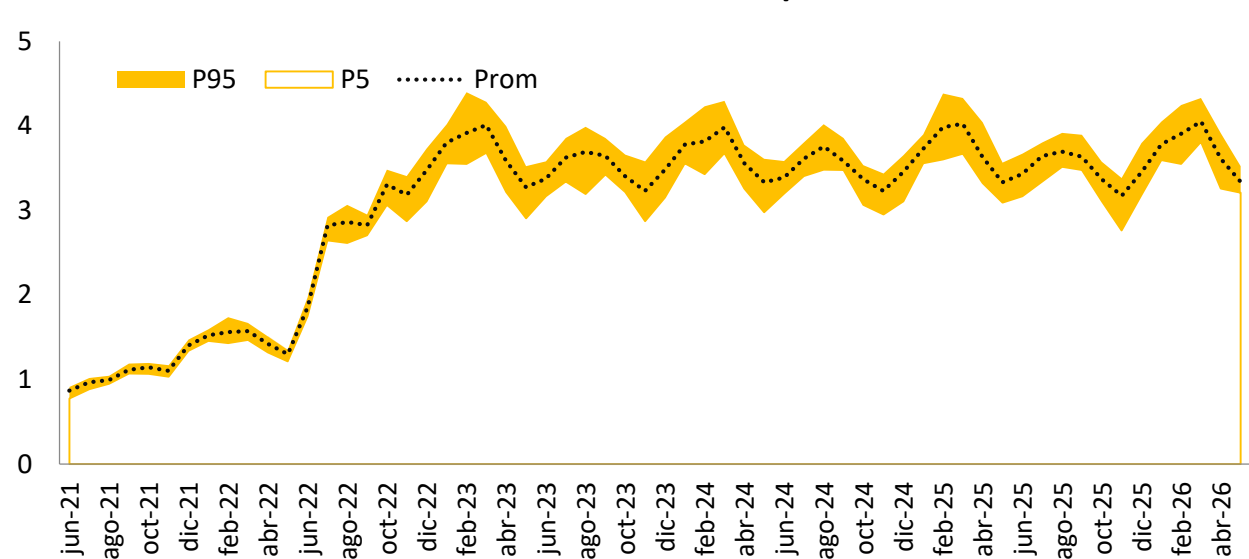
Generación Termica GWh/dia



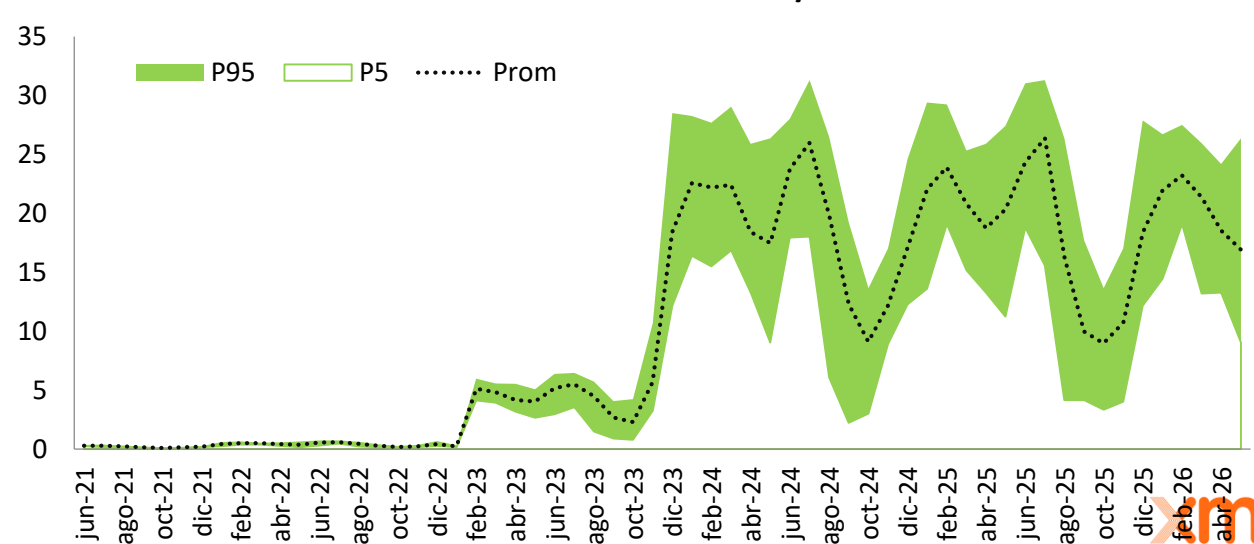
Generación Hidro GWh/dia



Generación Solar GWh/dia



Generación Eolica- GWh/dia

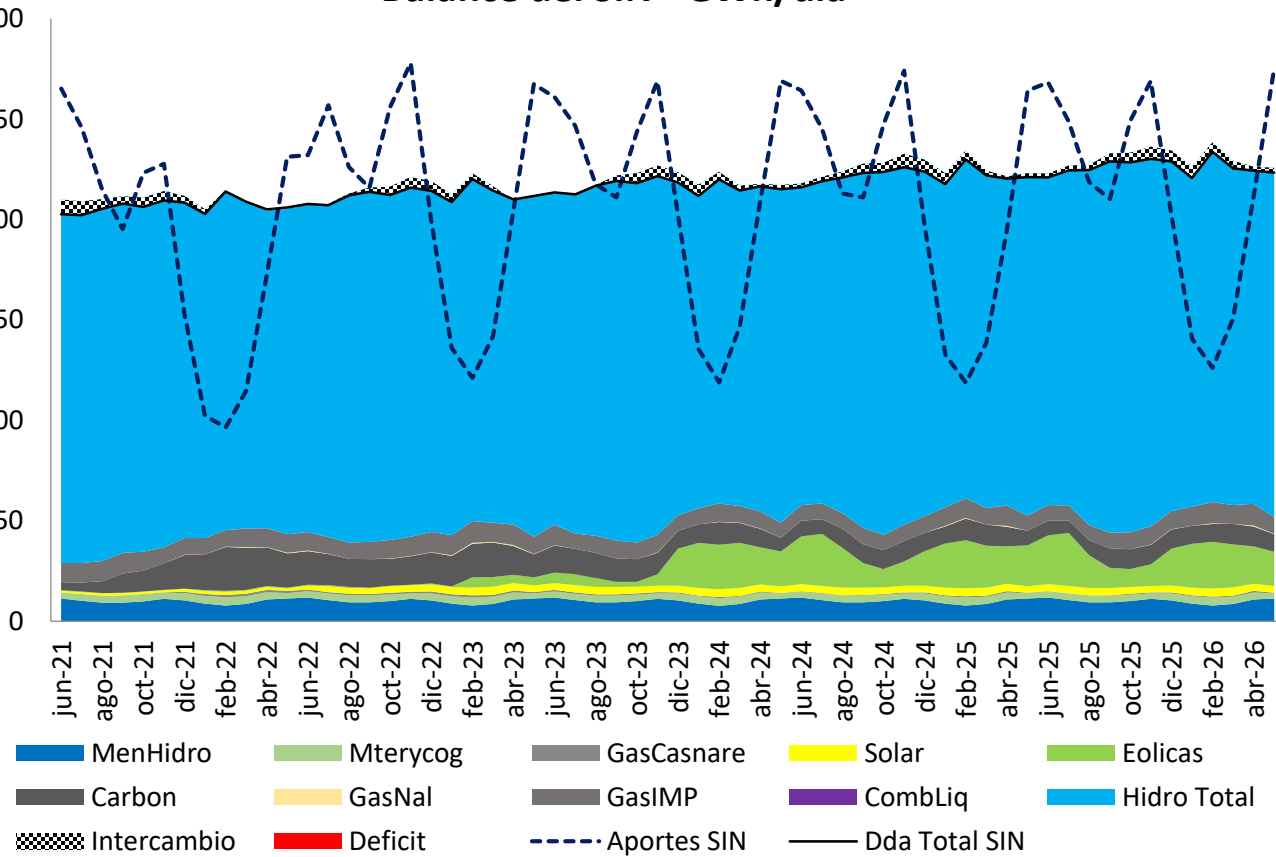




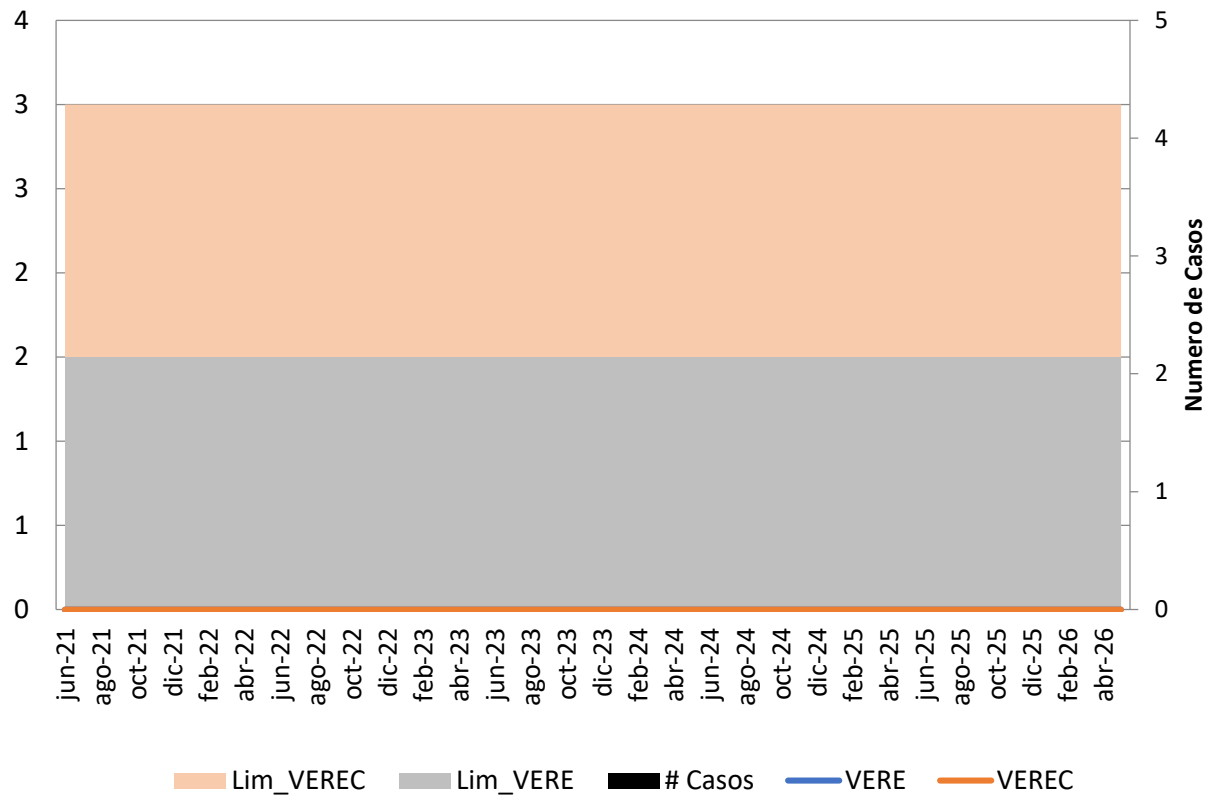
Largo Plazo – Caso Coordinado

Resultados Largo Plazo – Caso Coordinado

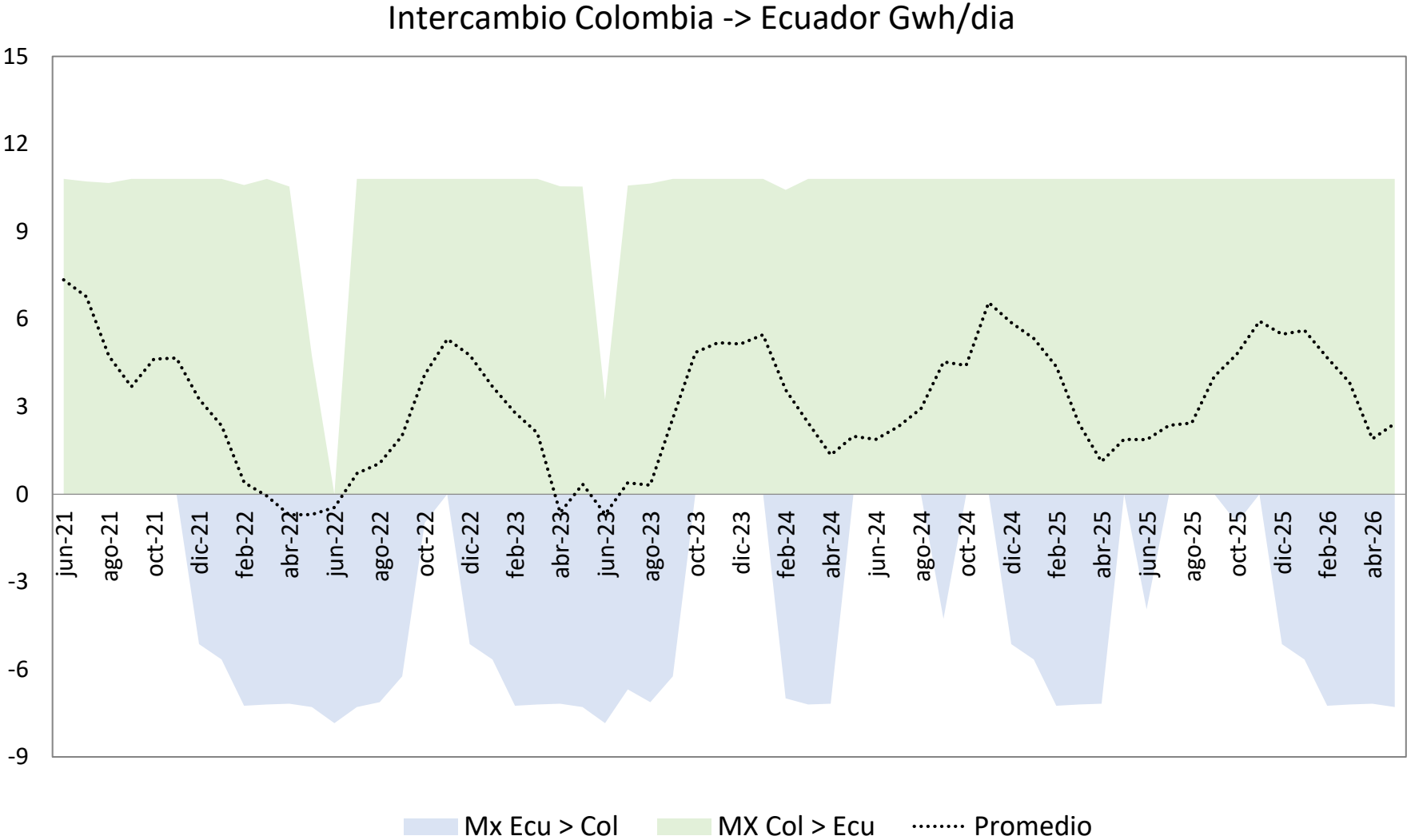
Balance del SIN - GWh/dia



Indices de confiabilidad



Resultados Largo Plazo – Caso Coordinado



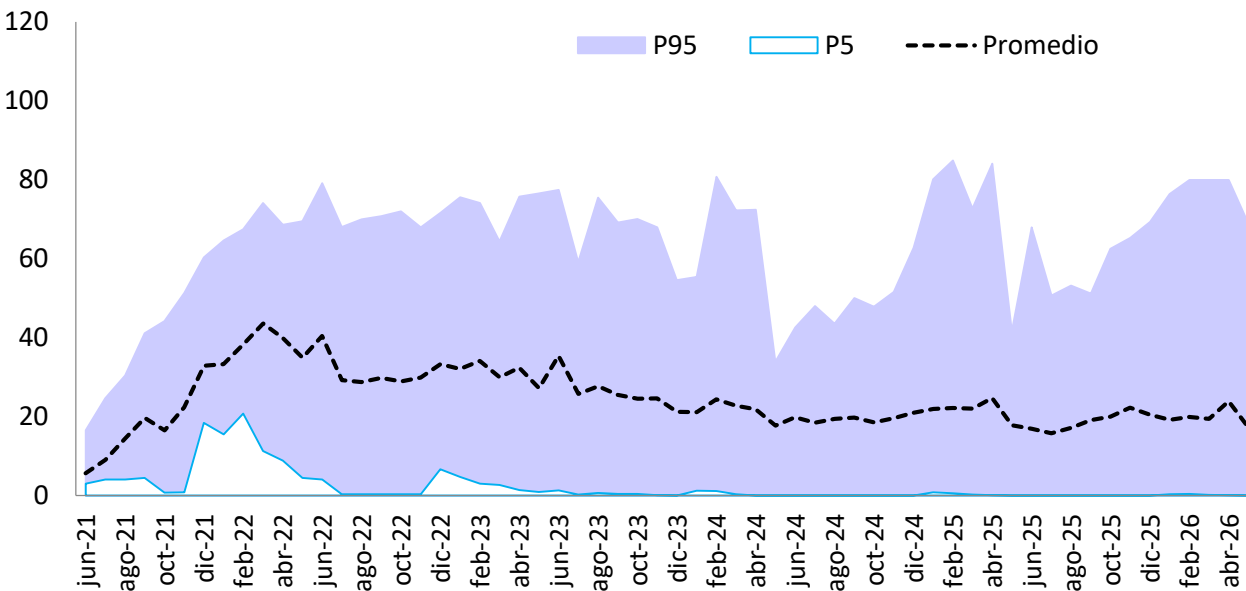
Resultados Largo Plazo – Caso Coordinado

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.

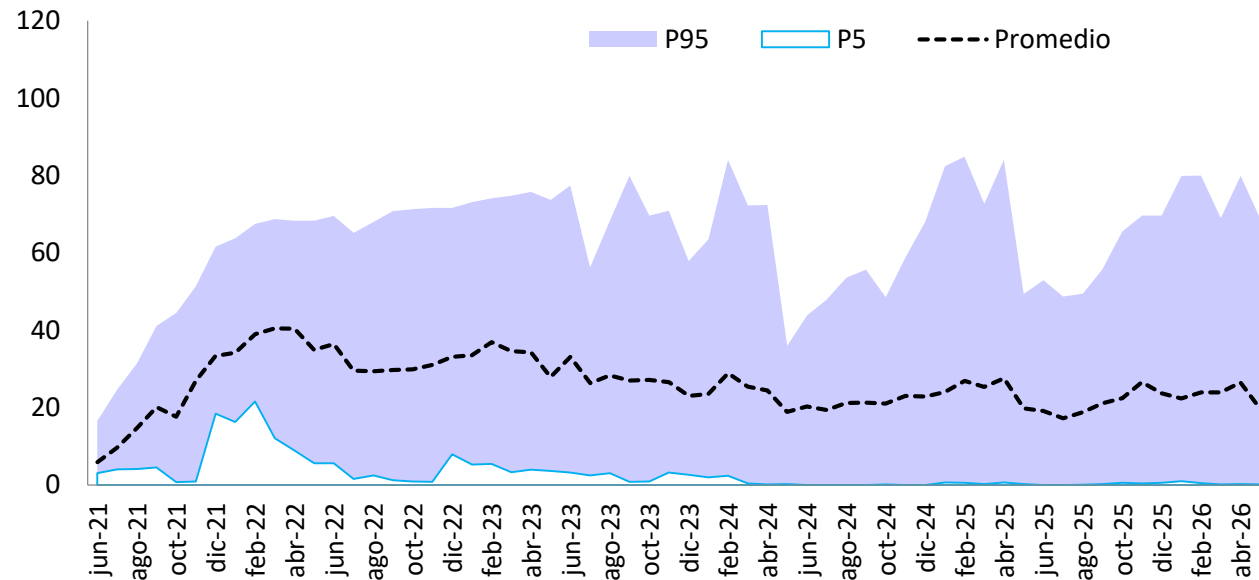
Autónomo

Costo Marginal USD\$/MWh



Coordinado

CMarginal Colombia [USD/MWh]



Conclusiones y recomendaciones



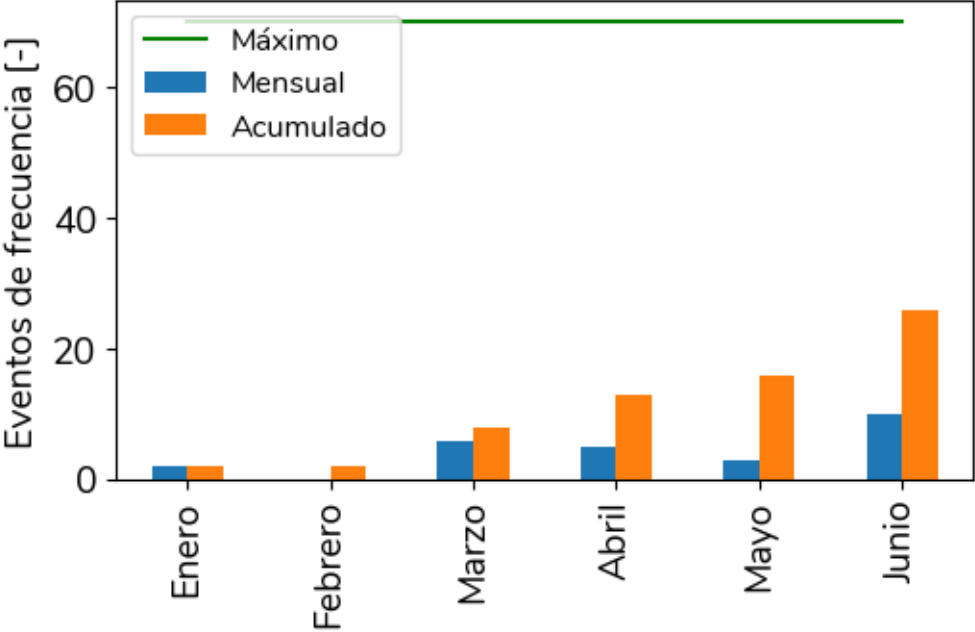
- En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- Se observa que la entrada progresiva de los proyectos de generación renovable supone una reducción en la generación térmica promedio en los próximos veranos, no obstante, ésta continua siendo un soporte para la atención segura y confiable de la demanda.
- El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda hacer seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

3. Varios



Indicadores de Operación

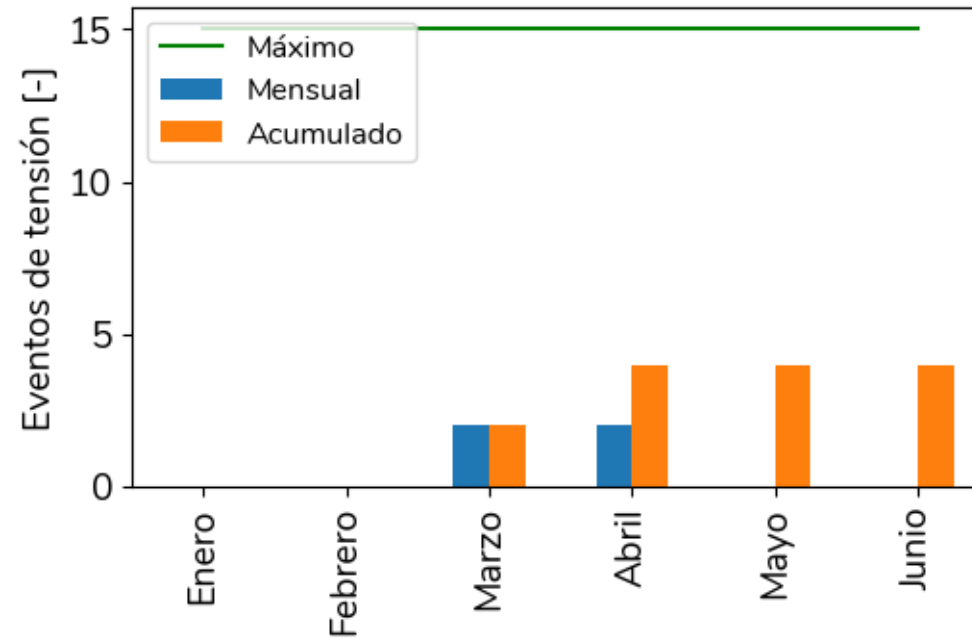
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Junio de 2021 se presentaron 10 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

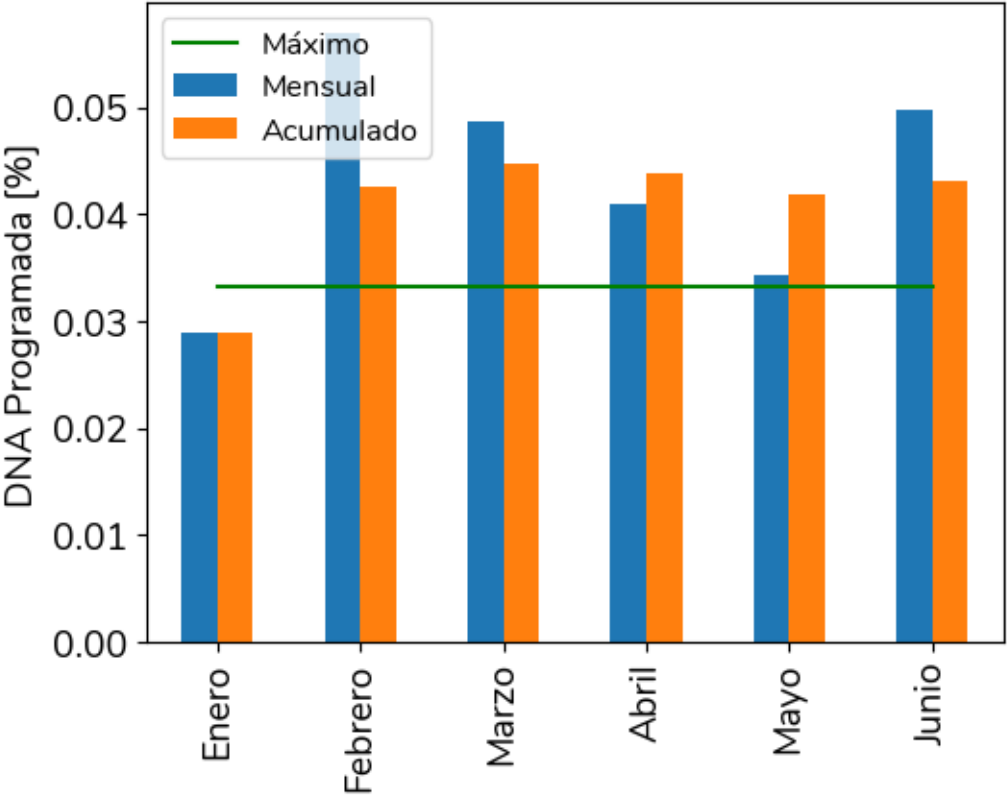
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2021-06-30 04:59	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad de generación QUIMBO 1 con 200 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.748 Hz.	No
2021-06-07 13:39	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 1 de SOGAMOSO con 280 MW. El agente reporta falla de comunicaciones. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.71 Hz.	No
2021-06-08 14:36	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 1 de SOGAMOSO con 275 MW. El agente reporta falla de comunicaciones. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.73 Hz.	No
2021-06-30 02:54	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 59.772 Hz.	No
2021-06-07 17:08	4.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 3 de PORCE II con 135 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz. El agente reporta falsa alarma de bajo nivel en tanque de sumidero.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



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

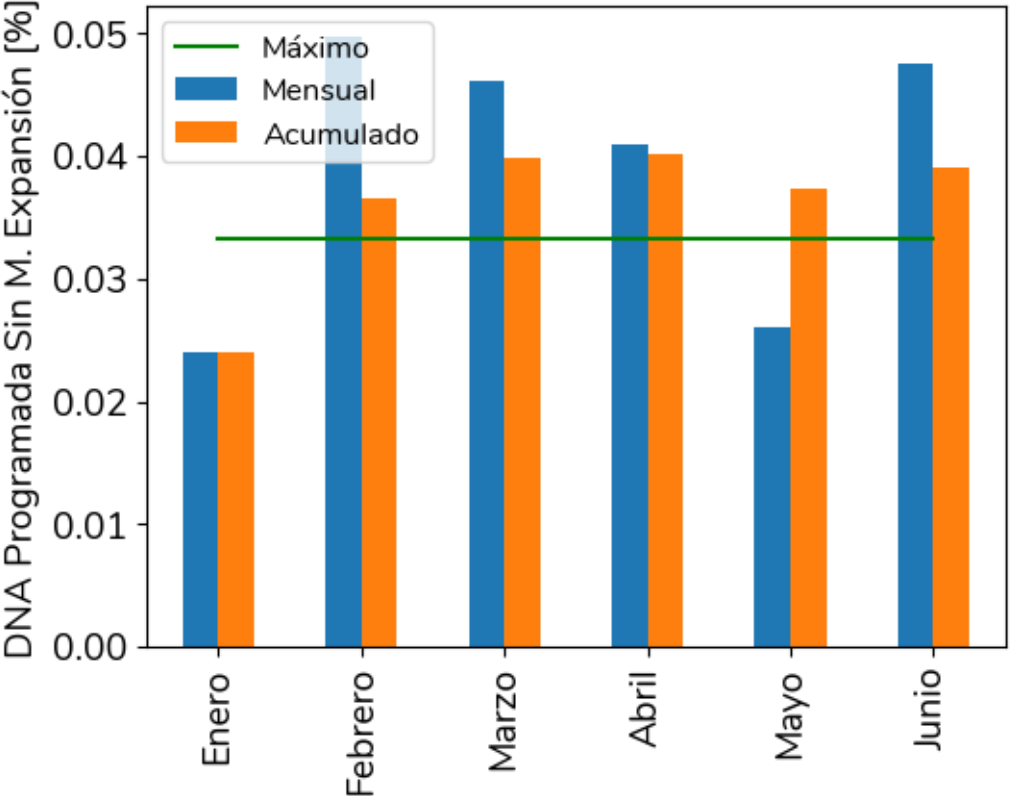
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 2.91 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2021-06-20 07:05	385.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191561 del activo EL CARMEN - TOLUVIEJO 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SAN JACINTO 66 kV, EL CARMEN 66 kV y CALAMAR 66 kV.
2021-06-07 04:00	302.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0183540 del activo BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV.
2021-06-13 05:05	254.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0185545, C0192803 y C0192834 sobre los activos BT FUNDACION 2 42 MVA 34.5 kV, FUNDACION 2 42 MVA 110/34.5/13.8 kV y BT FUNDACION 2 42 MVA 110 kV._x000D_
2021-06-06 05:00	224.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0190627 y C0191483 del activo BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV.
2021-06-27 07:00	219.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0193022 del activo BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 34.5 KV.
2021-06-06 07:00	14.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191720 del activo BL1 IRRRA A ESMERALDA (CHEC) 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales IRRRA 115 kV, RIOSUCIO 115 kV y SALAMINA (CALDAS) 115 kV.

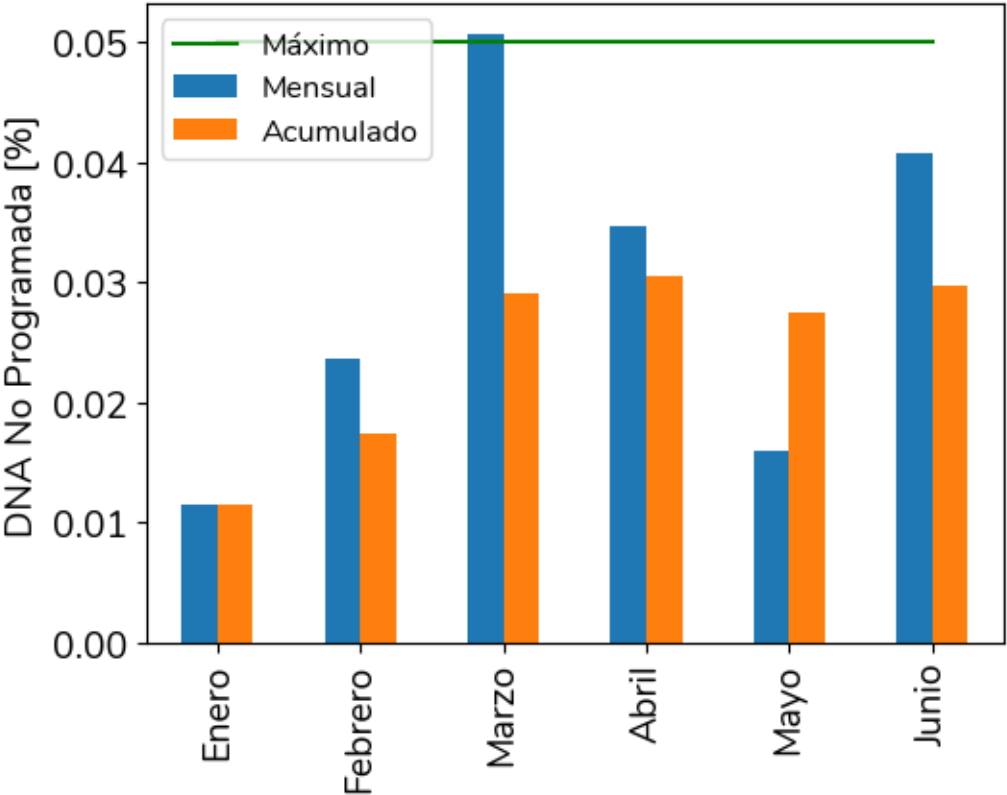
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.78 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2021-06-20 07:05	385.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191561 del activo EL CARMEN - TOLUVIEJO 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SAN JACINTO 66 kV, EL CARMEN 66 kV y CALAMAR 66 kV.
2021-06-07 04:00	302.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0183540 del activo BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV.
2021-06-13 05:05	254.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0185545, C0192803 y C0192834 sobre los activos BT FUNDACION 2 42 MVA 34.5 kV, FUNDACION 2 42 MVA 110/34.5/13.8 kV y BT FUNDACION 2 42 MVA 110 kV._x000D_
2021-06-06 05:00	224.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0190627 y C0191483 del activo BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV.
2021-06-27 07:00	219.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0193022 del activo BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 34.5 KV.

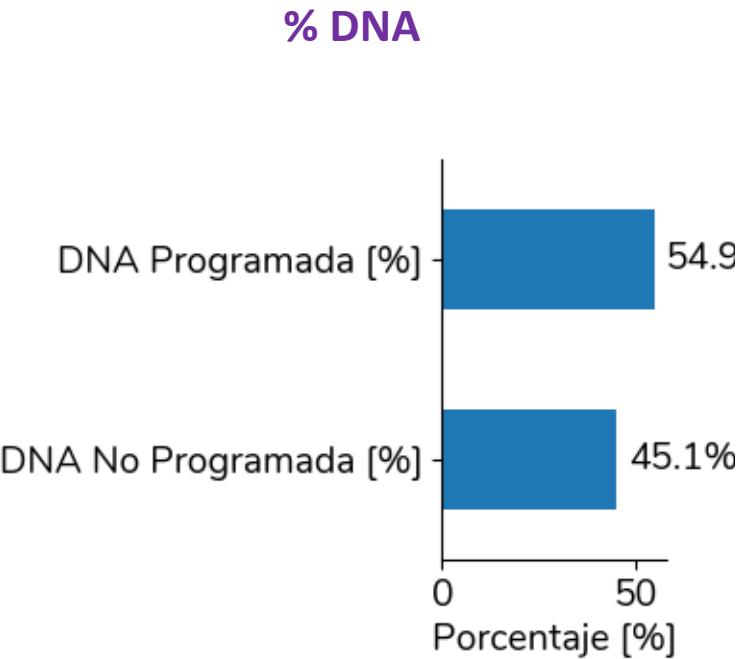
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 2.39 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

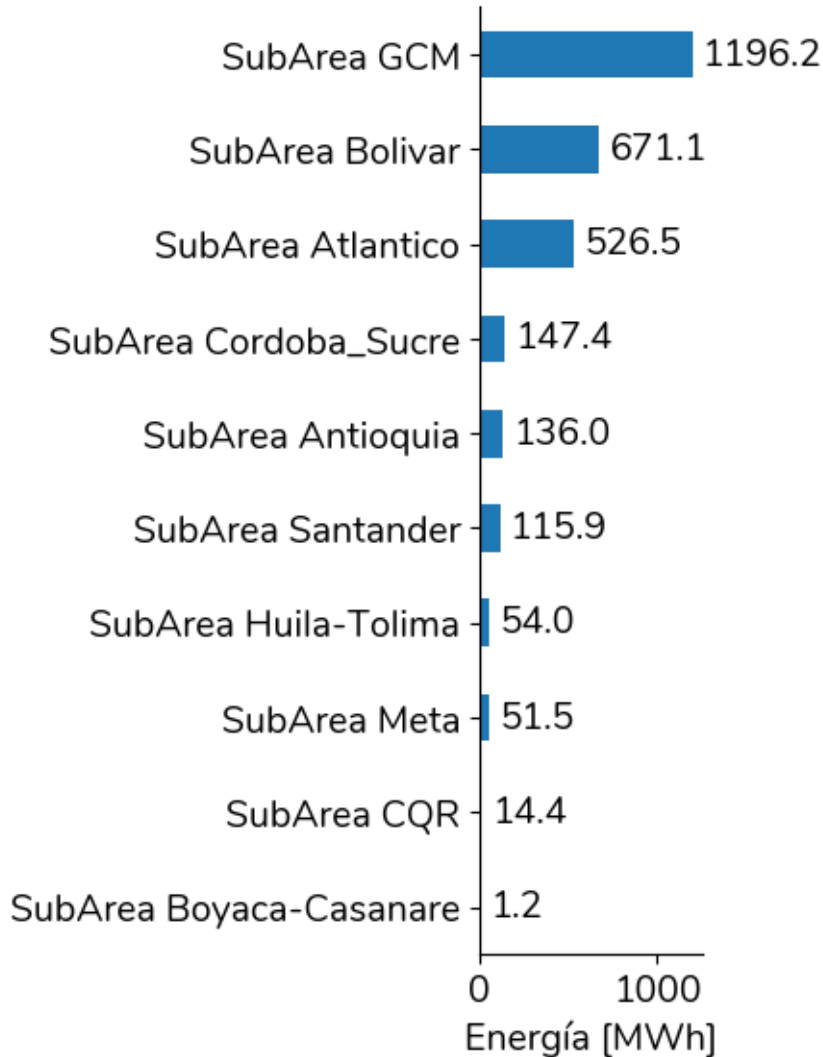
FechaIni	Energia	Descripcion
2021-06-16 00:00	689.1	Continúa demanda no atendida por disparo del activo ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV.
2021-06-15 16:23	272.1	Demanda no atendida por disparo del activo ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV.
2021-06-24 13:57	216.0	Demanda no atendida por disparo del activo PANCE - ALFEREZ 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones ALFEREZ 1, MELENDEZ, SUR y DIESEL 115 kV.
2021-06-14 16:11	169.0	Demanda no atendida por disparo del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
2021-06-13 00:00	118.1	Continúa demanda no atendida por disparo del activo TRANSFORMADOR VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110/13.8 kV.

Resumen – Demanda no atendida

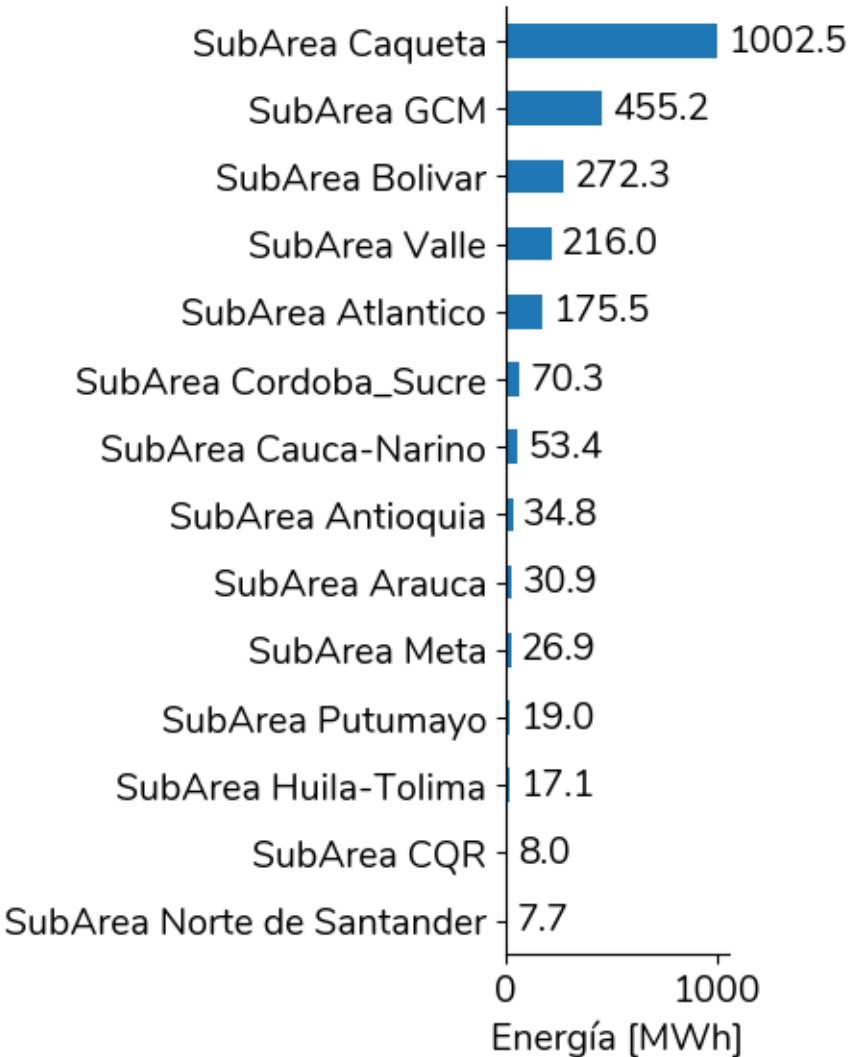


El total de demanda no atendida en Junio fue 5.3 GWh

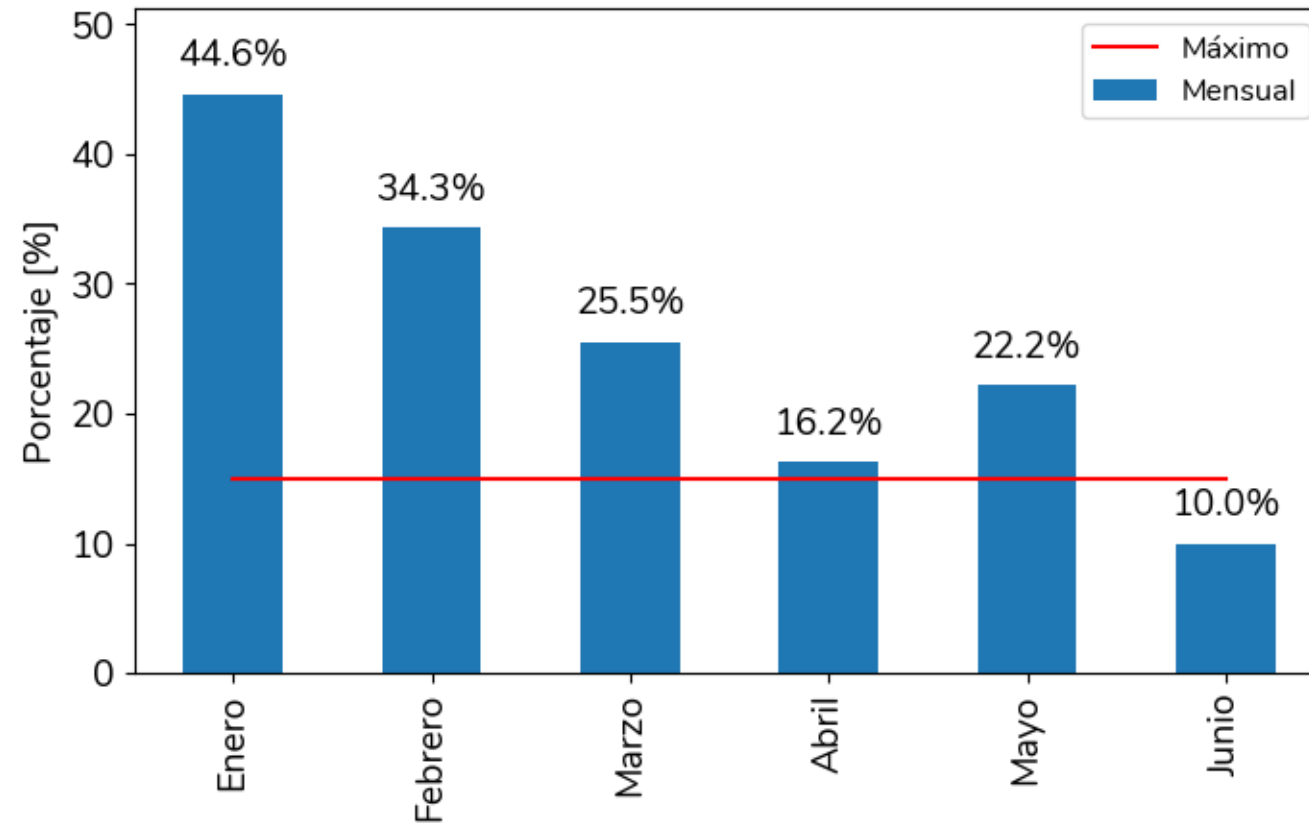
DNA Programada



DNA No Programada



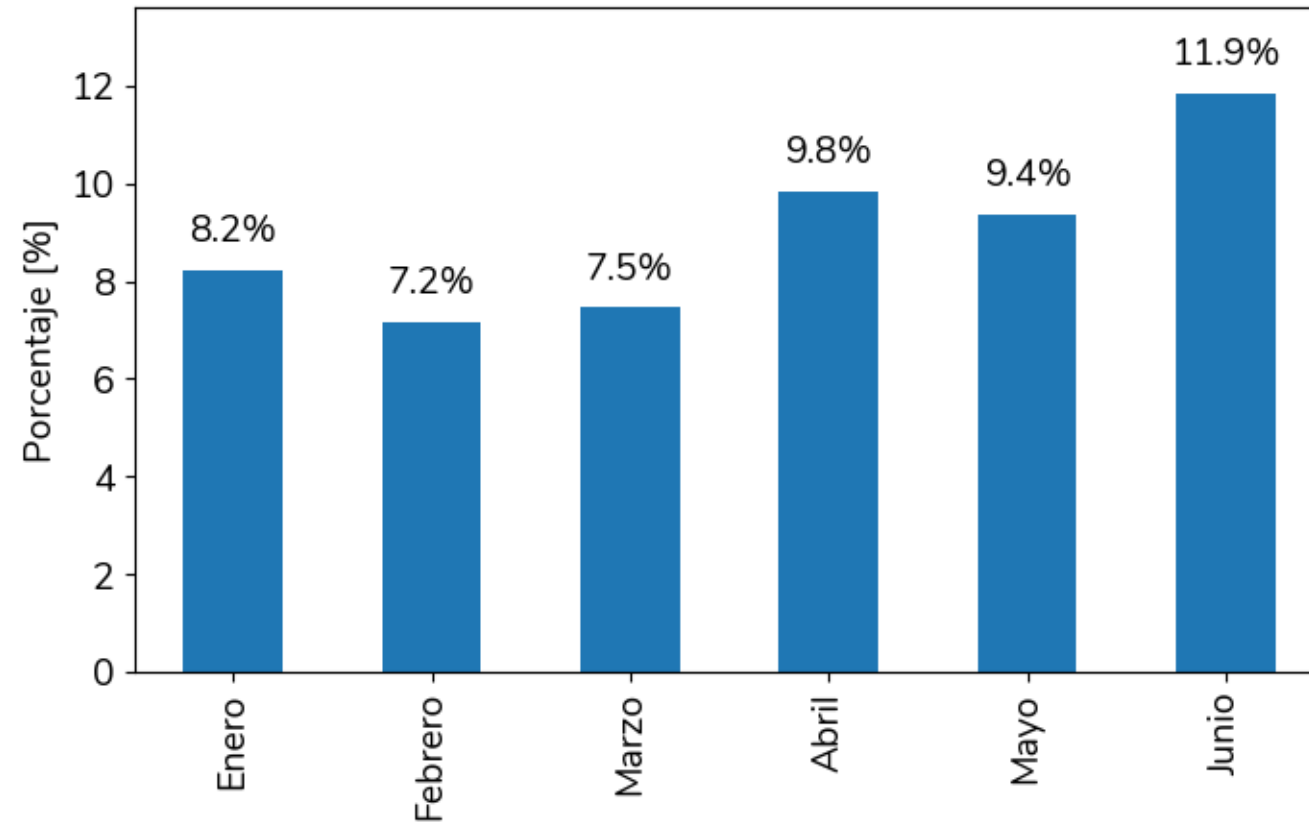
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC Horas del mes con desviación mayor al 15%



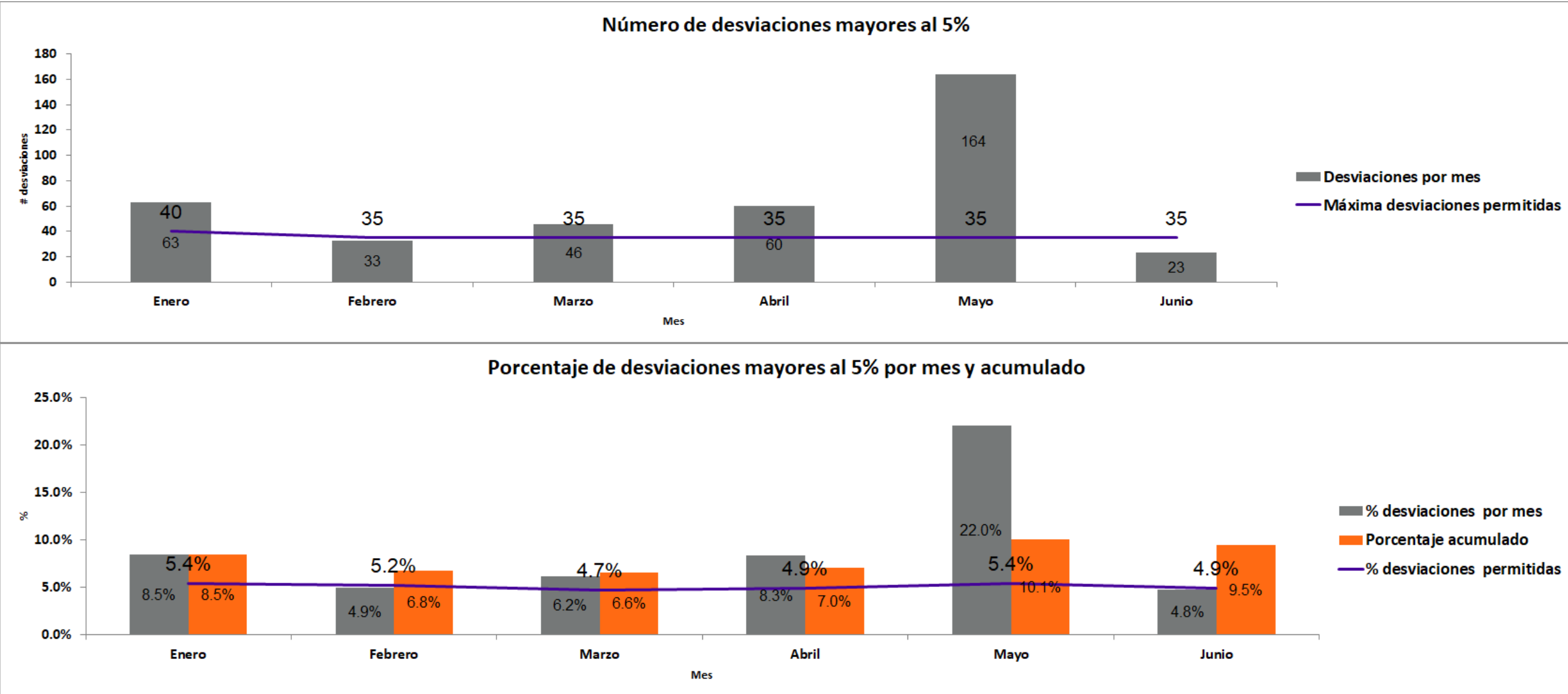
Participación PNDC en la generación total del SIN



Participación PNDC en la generación total del SIN



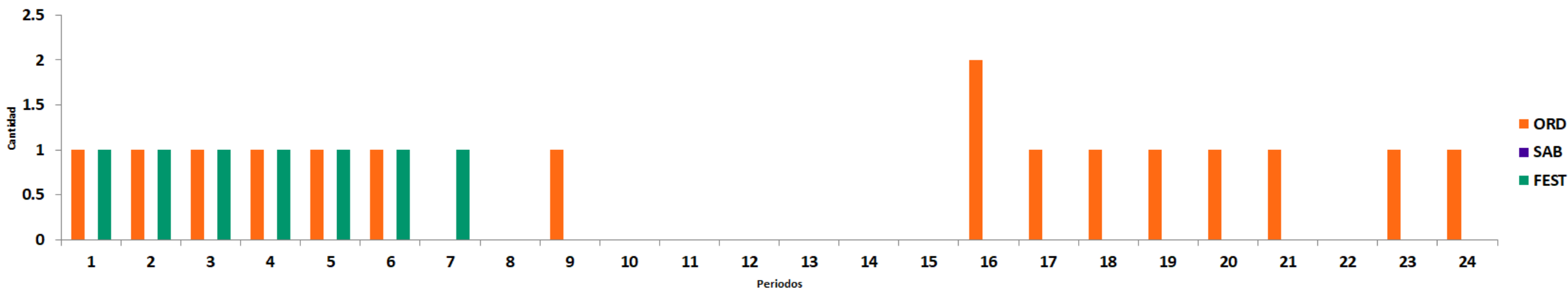
Indicador de calidad del pronóstico oficial Junio 2021



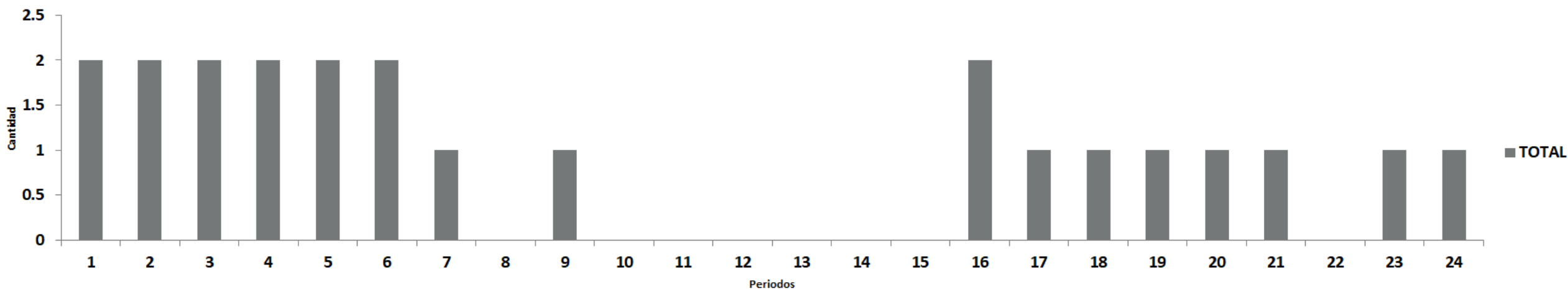
*Informacion hasta el 20 de junio de 2021

Indicador de calidad del pronóstico oficial Junio 2021

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

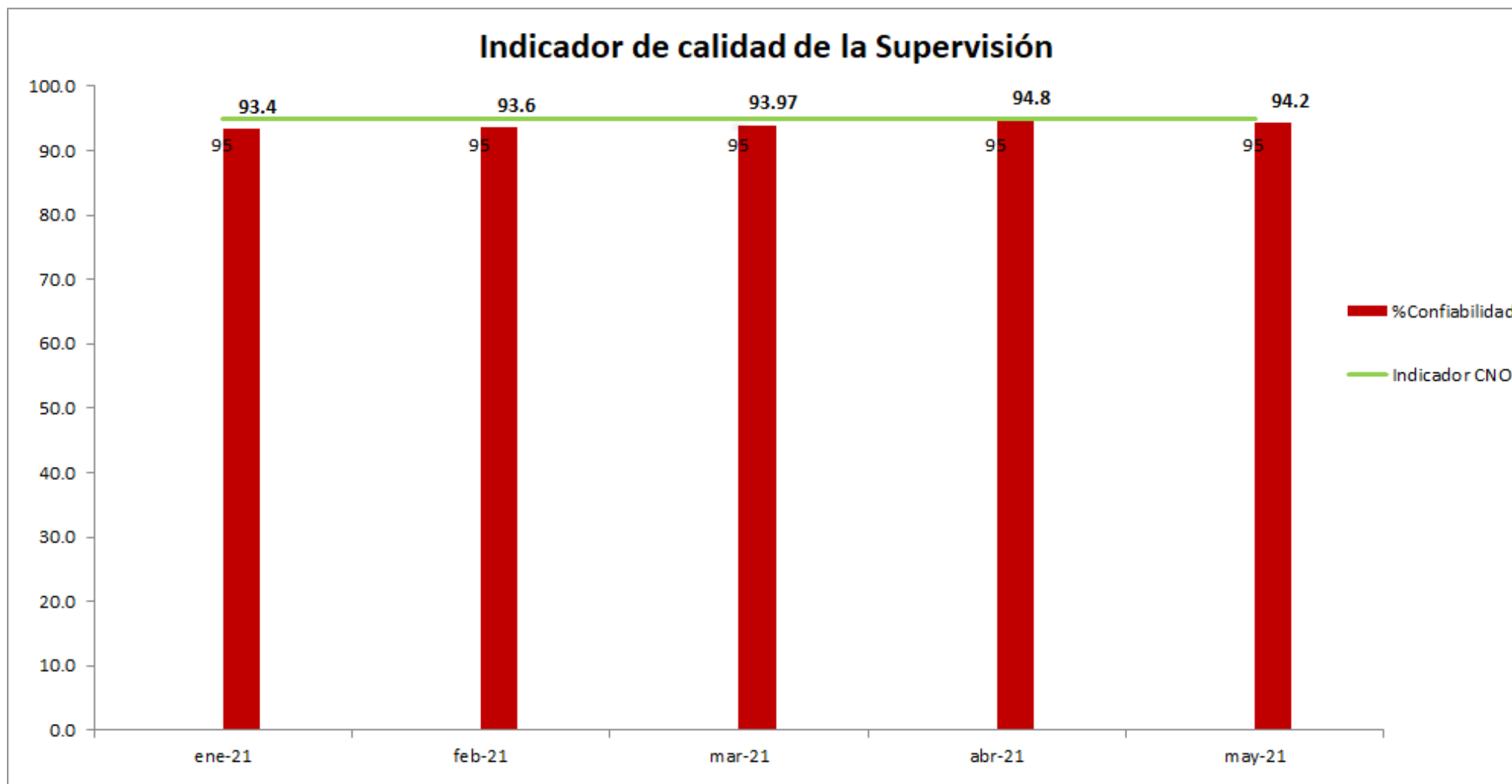


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Informacion hasta el 20 de junio de 2021

Indicador de calidad de la Supervisión



Nota: el indicador corresponde al mes de mayo de 2021

Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

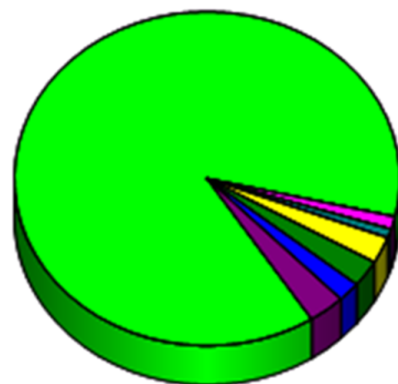
Porcentaje de adelanto y atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan

Desde: 01/01/2021

Hasta: 30/06/2021

Resolución:

Semestre



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

Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	2,58
Adelanto entre 20% y 30%	3,06
Adelanto entre 30% y 50%	1,91
Ajustado entre el 80% y 120%	87,75
Atrasado > 50%	2,58
Atrasado entre 20% y 30%	1,24
Atrasado entre 30% y 50%	0,86

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

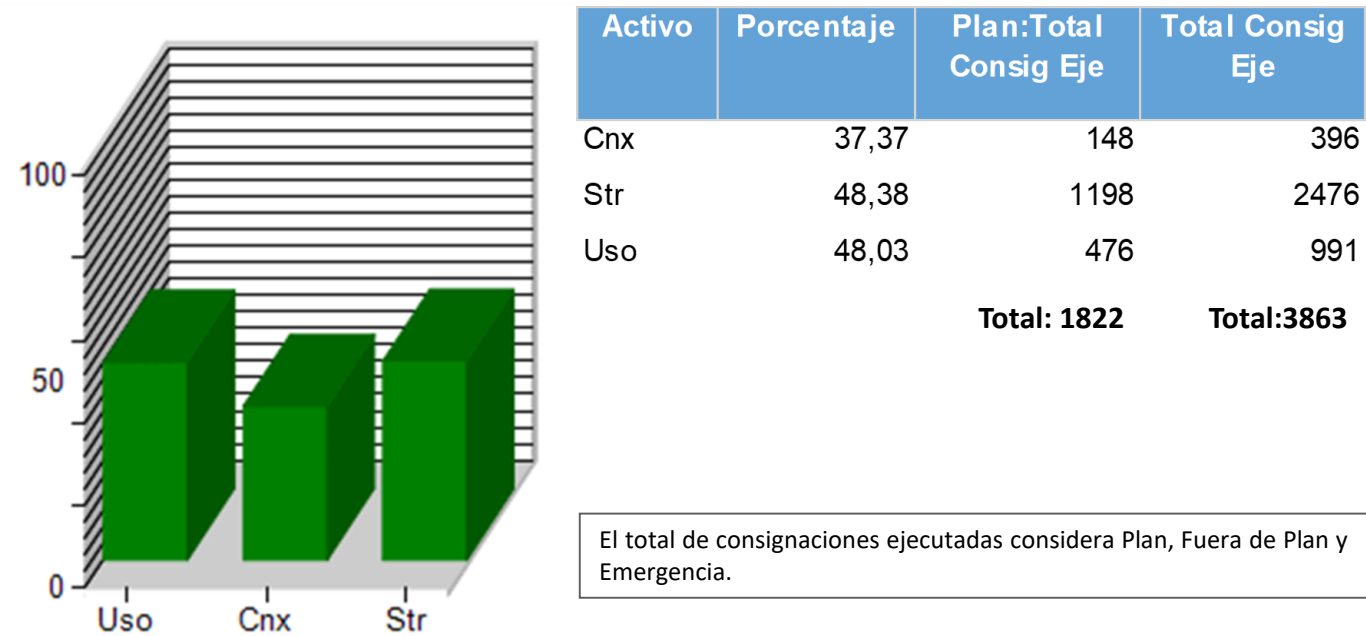
Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

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

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

Desde: 01/01/2021 Hasta: 30/06/2021 Resolución: Semestral

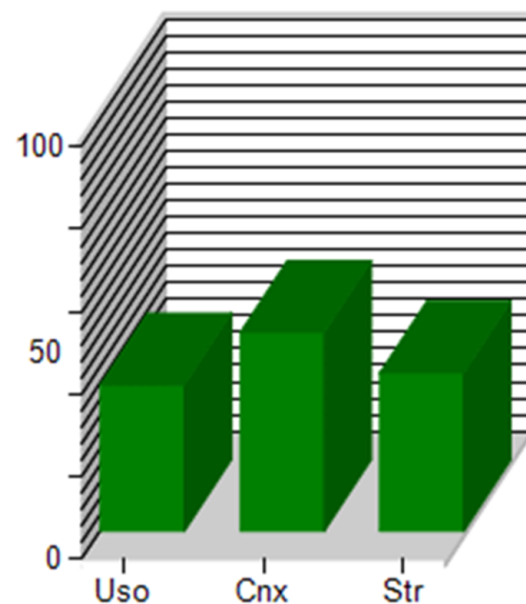
Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan

Desde: 01/01/2021 Hasta: 30/06/2021 Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



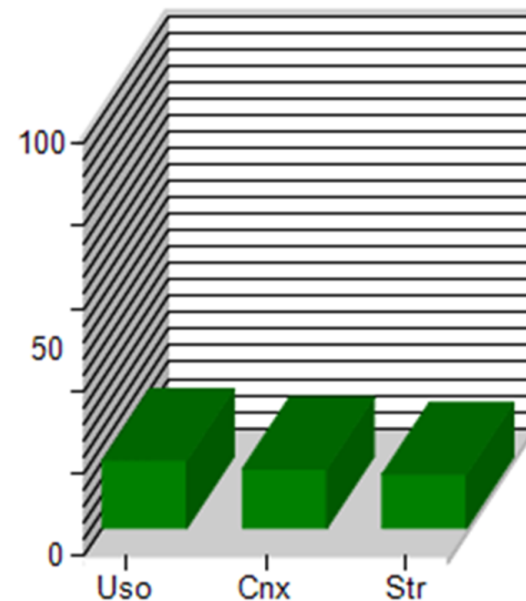
Activo	Porcentaje	Fuera de Plan:Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	48,23	191	396
Str	38,45	952	2476
Uso	35,52	352	991
		Total: 1495	Total:3863

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

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia

Desde: 01/01/2021 Hasta: 30/06/2021 Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



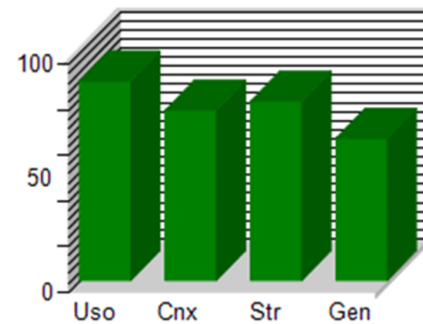
Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	14,39	57	396
Str	13,13	325	2475
Uso	16,45	163	991
		Total:545	Total:3863

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

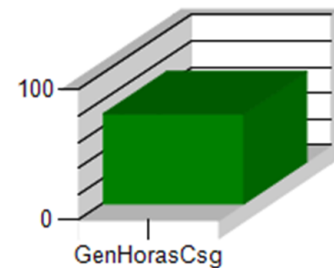
Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de Mantenimiento

Desde: 01/01/2021 Hasta: 30/06/2021 Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	87,8	475	541
Cnx	74,87	146	195
Str	78,84	1196	1517
Gen	62,6	164	262
Total:981		Total:2515	



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	69,1	21804	31553

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

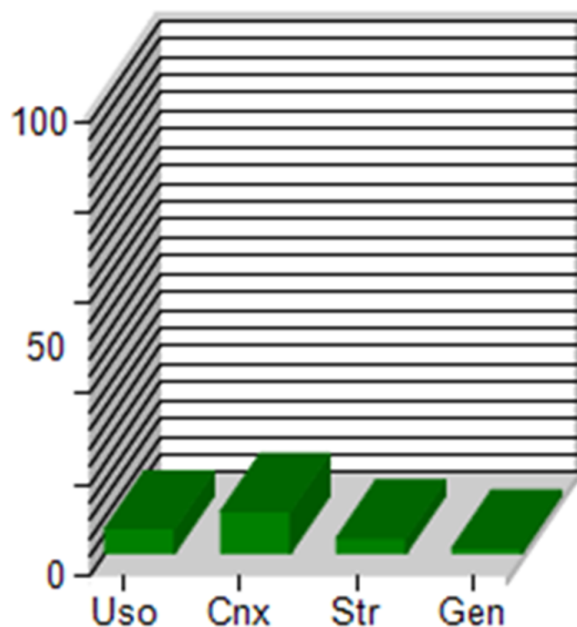
Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

Desde: 01/01/2021

Hasta: 30/06/2021

Resolución:

Semestral



Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	5,36	29	541
Cnx	9,23	18	195
Str	3,3	50	1517
Gen	1,15	3	262
		Total:100	Total:2515

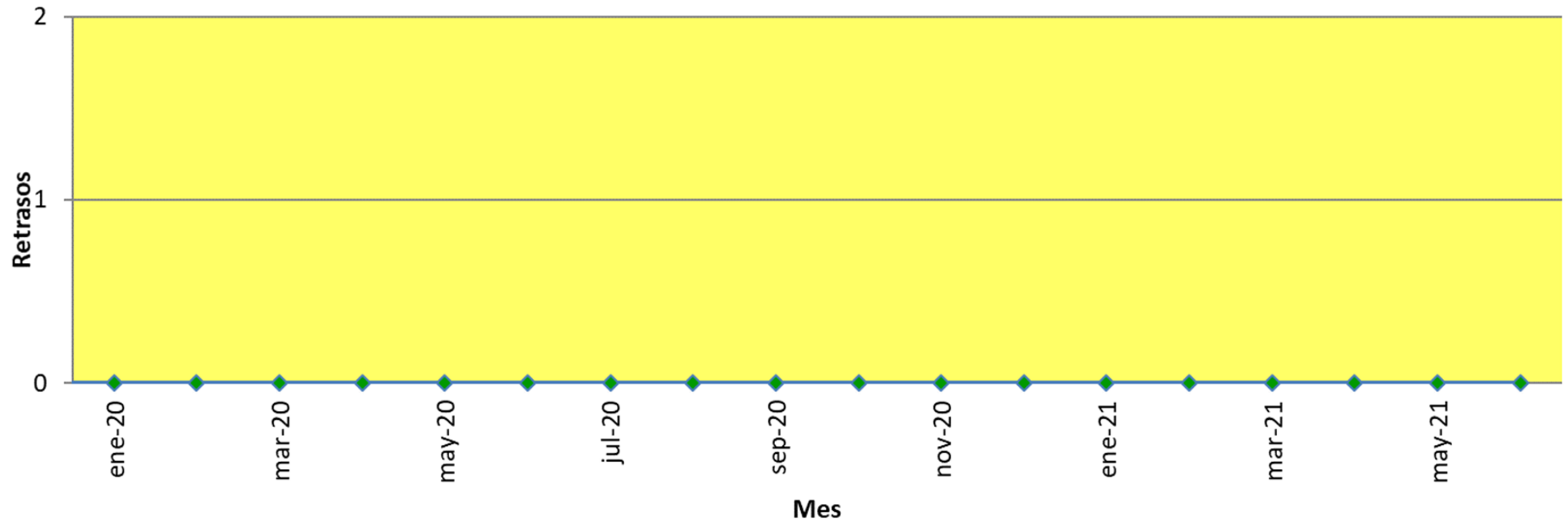


Seguimiento Histórico Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

Semestre enero 01 2021 – junio 30 2021

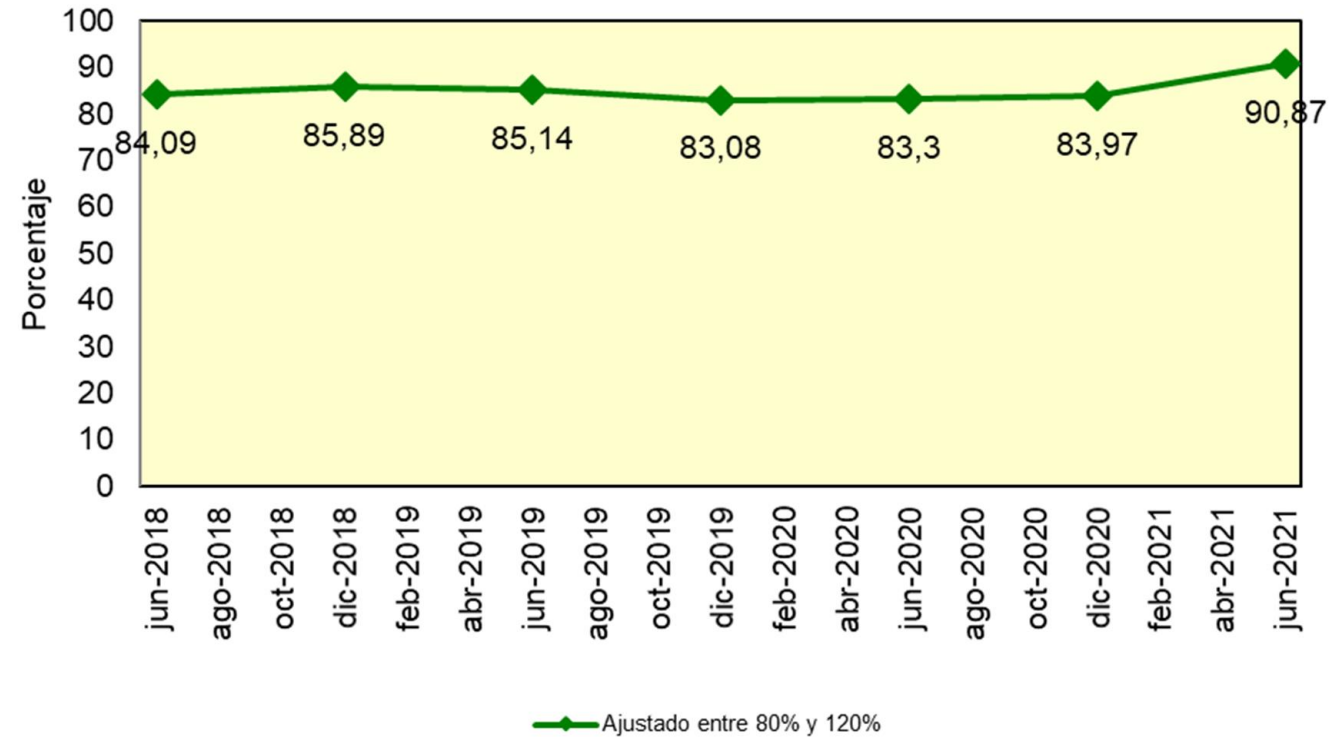
Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

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



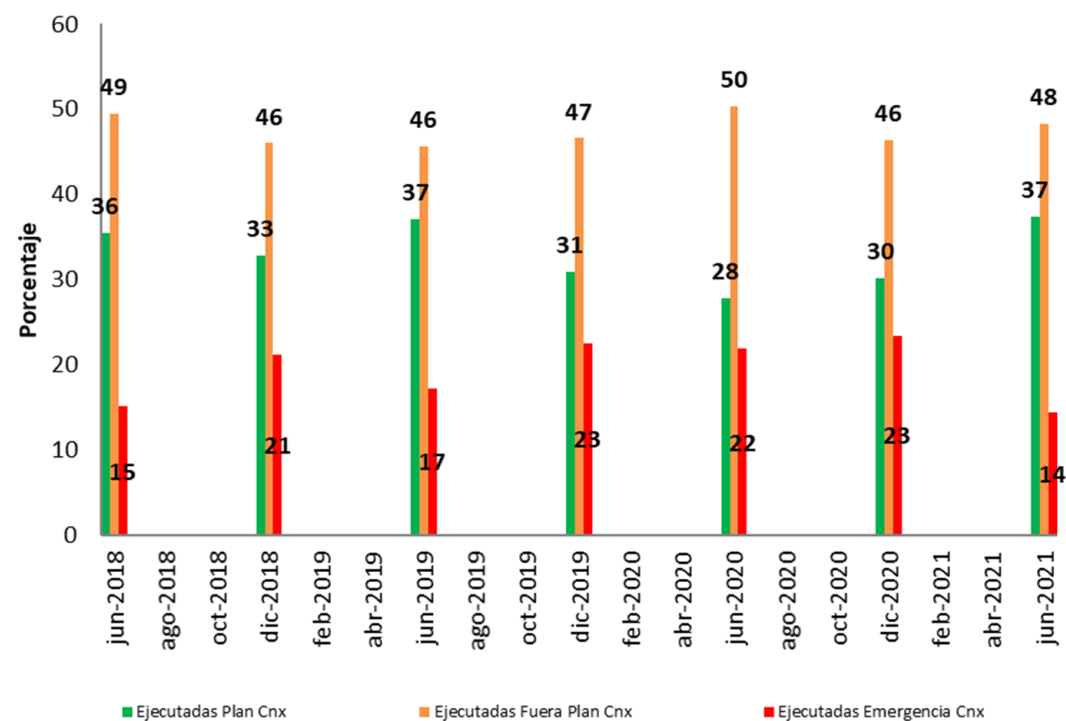
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

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



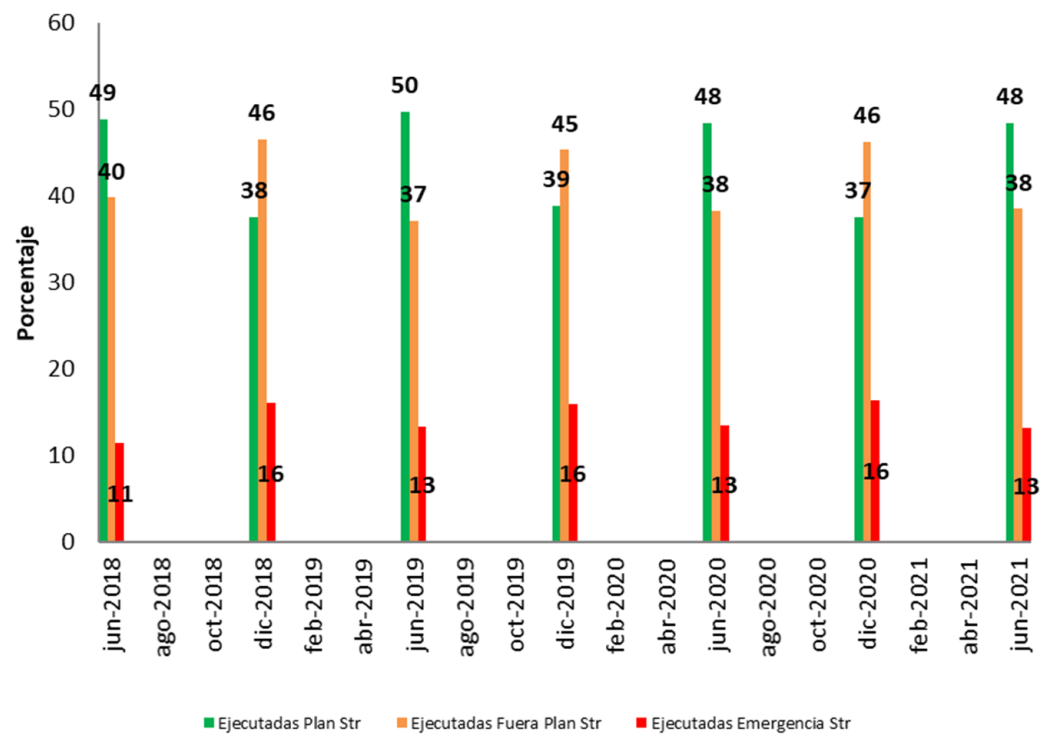
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

**Porcentaje de consignaciones ejecutadas
activos de conexión**



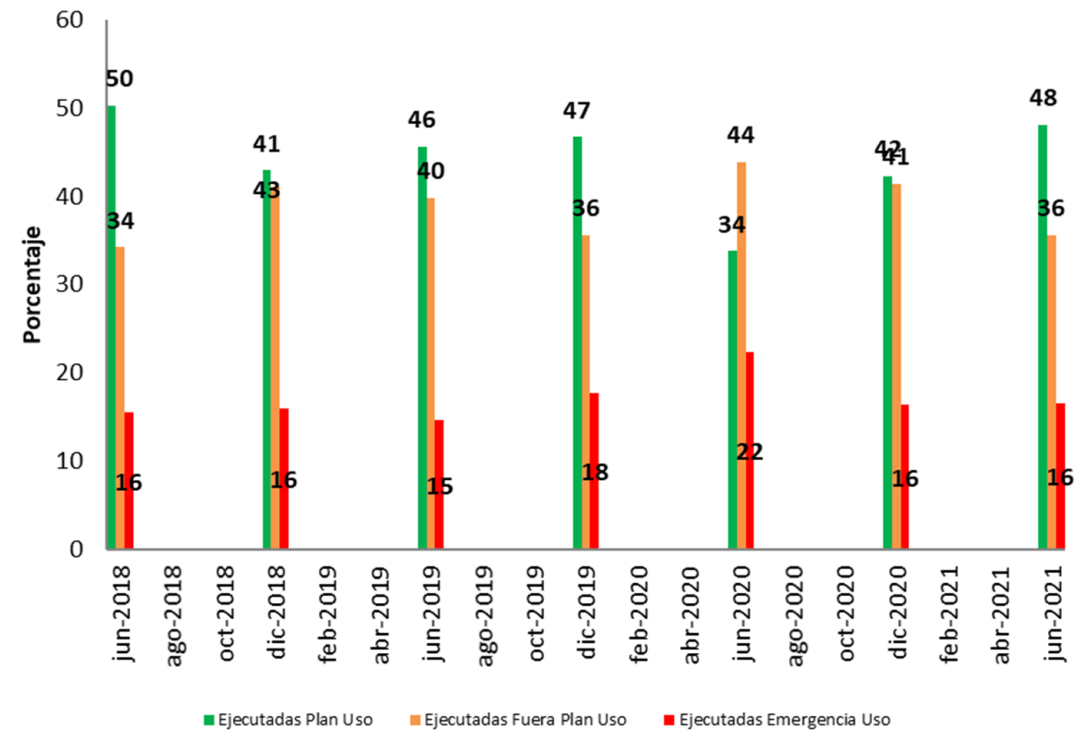
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

**Porcentaje de consignaciones ejecutadas
activos de Str**



Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas
activos de Uso



Indicadores Acuerdo CNO 963



En términos generales se puede apreciar que:

- El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 90,87%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 83.97% evidenciándose un incremento de casi el 7% en este indicador, y manteniéndose en el rango el cual se considera que la duración de las desconexiones estuvieron ajustadas.
- Para los activos de conexión, STR y uso, el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 37%, 48% y 48% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 30%, 37% y 42%, evidenciándose un aumento en este indicador para los tres tipos de activos.
- Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 48%, 38% y 36% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 46%, 46% y 41%, evidenciándose una disminución en este indicador para los activos de STR y uso, y un leve aumento para los activos de conexión.

Indicadores Acuerdo CNO 963

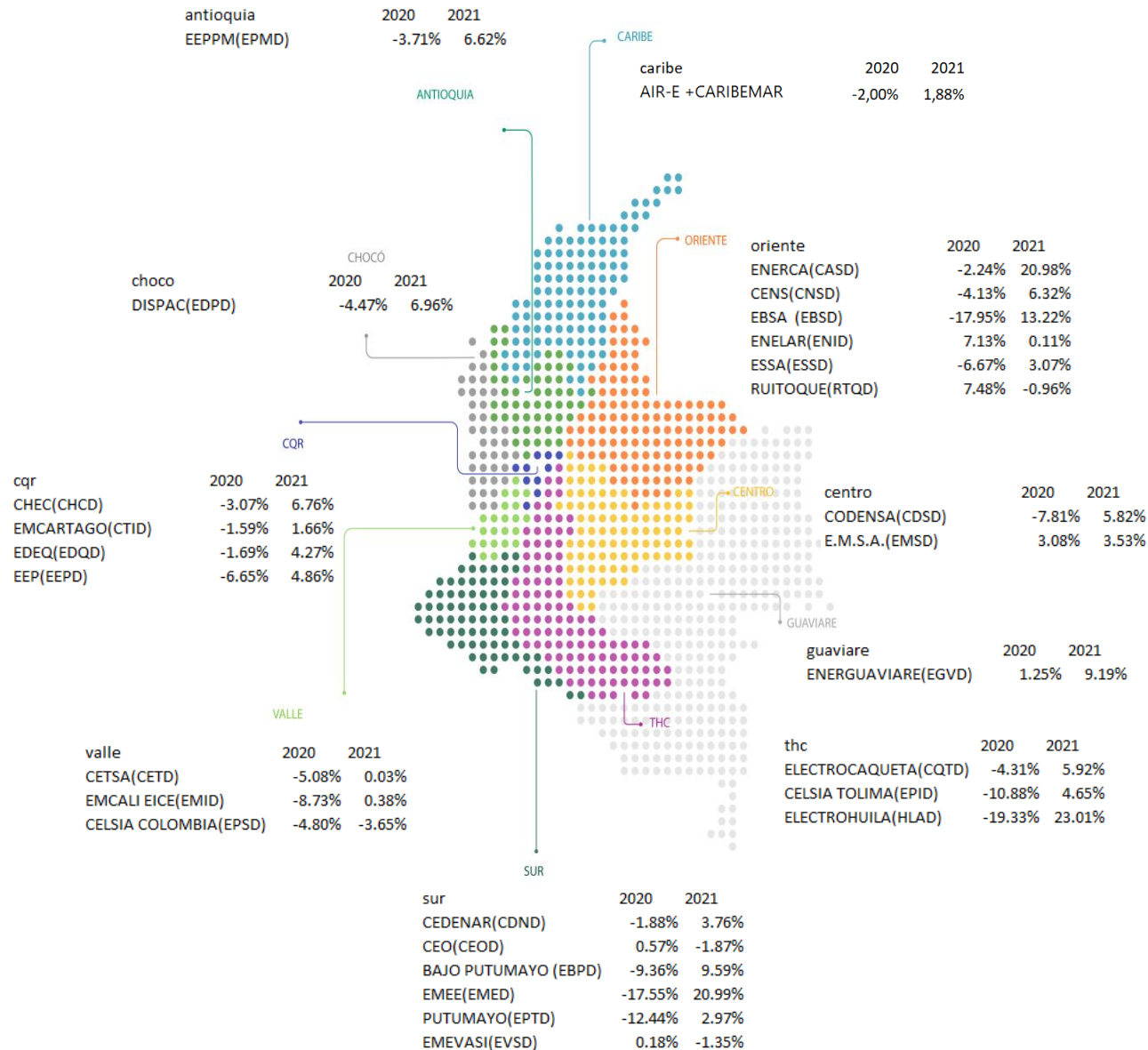


- Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 14%, 13% y 16% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 23%, 16% y 16%, evidenciándose una disminución en este indicador para los activos de conexión y STR, y un comportamiento estable para los activos de uso.
- El índice de porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango de 1,15% y 5,36% dependiendo del tipo de activo. El valor este indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 2,27% y 5,78%, por tanto se aprecia una leve disminución en este indicador.
- Con respecto a las 3863 consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia un aumento significativo con respecto a las 3529 consignaciones ejecutadas en el semestre anterior, en porcentaje este aumento fue del 9,5%.



Anexos

Demanda de energía por operadores de red y región Junio 2021



Región	2020-06-01--2020-06-30	2020-06-01--2020-06-30%	2021-06-01--2021-06-30	2021-06-01--2021-06-30%
ANTIOQUIA	744.31	-3.71%	741.63	6.62%
CARIBE	1437.28	-2.00%	1367.91	1.88%
CENTRO	1278.52	-6.72%	1263.15	5.57%
CHOCO	19.36	-4.47%	18.63	3.14%
CQR	227.33	-3.55%	223.72	5.31%
GUAVIARE	4.77	1.25%	4.69	5.29%
ORIENTE	556.18	-8.35%	553.32	6.44%
SUR	160.68	-1.47%	151.42	0.85%
THC	208.44	-13.56%	216.19	10.99%
VALLE	523.44	-7.17%	482.95	-1.17%

*Información con corte al 28 de junio de 2021

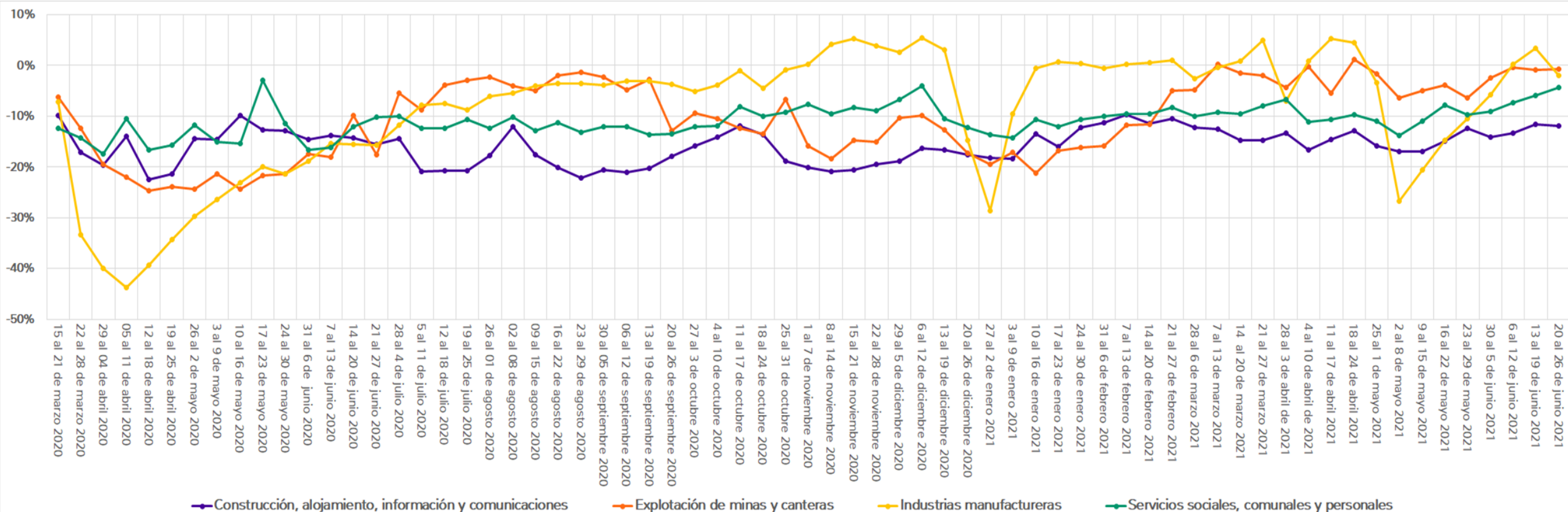
Demanda de energía Regulada y No Regulada Junio 2021

	2020-6	2021-6	Crec	Participacion
NO REGULADO	1615.62	1179.33	15.32%	31.14%
REGULADO	3918.54	2608.08	5.11%	68.86%
Industrias manufactureras	683.07	513.90	18.95%	43.57%
Explotación de minas y canteras	408.44	299.80	16.17%	25.42%
Servicios sociales, comunales y personales	115.75	78.39	6.85%	6.65%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	115.06	73.98	1.43%	6.27%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	93.06	64.15	8.66%	5.44%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	79.80	63.82	26.15%	5.41%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	57.96	41.58	12.70%	3.53%
Transporte y almacenamiento	30.74	23.40	19.78%	1.98%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	31.73	20.41	1.44%	1.73%

*Informacion hasta el 19 de junio 2021

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

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*



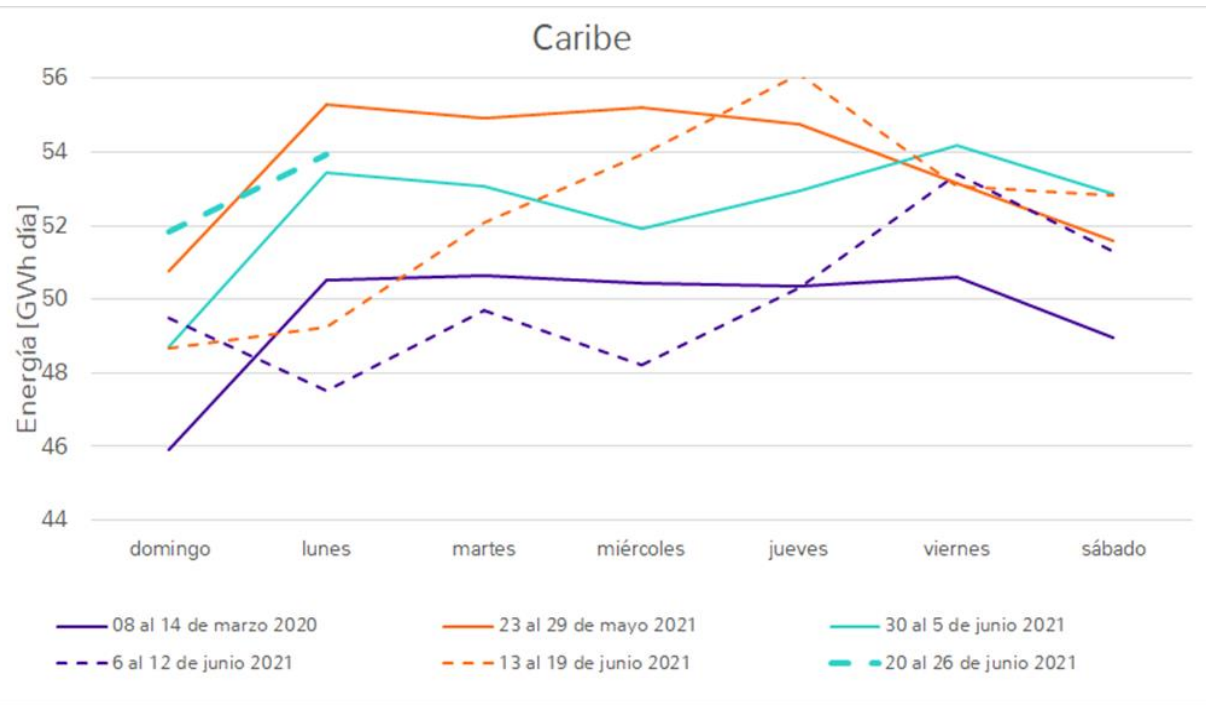
La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 21 de junio de 2021 fue del 43.3% del sector de industrias manufactureras; el 24.8% de la explotación de minas y canteras; el 6.6% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 7.0% de los servicios sociales, comunales y personales.

Para la **semana del 13 al 19 de junio de 2021** las **industrias manufactureras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 3.36 % 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 11.61%, **Explotación de minas y canteras** han reducido cerca del 0.89% y **servicios sociales, comunales y personales** han reducido cerca del 5.97%.

*Información hasta el 21 de junio de 2021

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

Caribe*

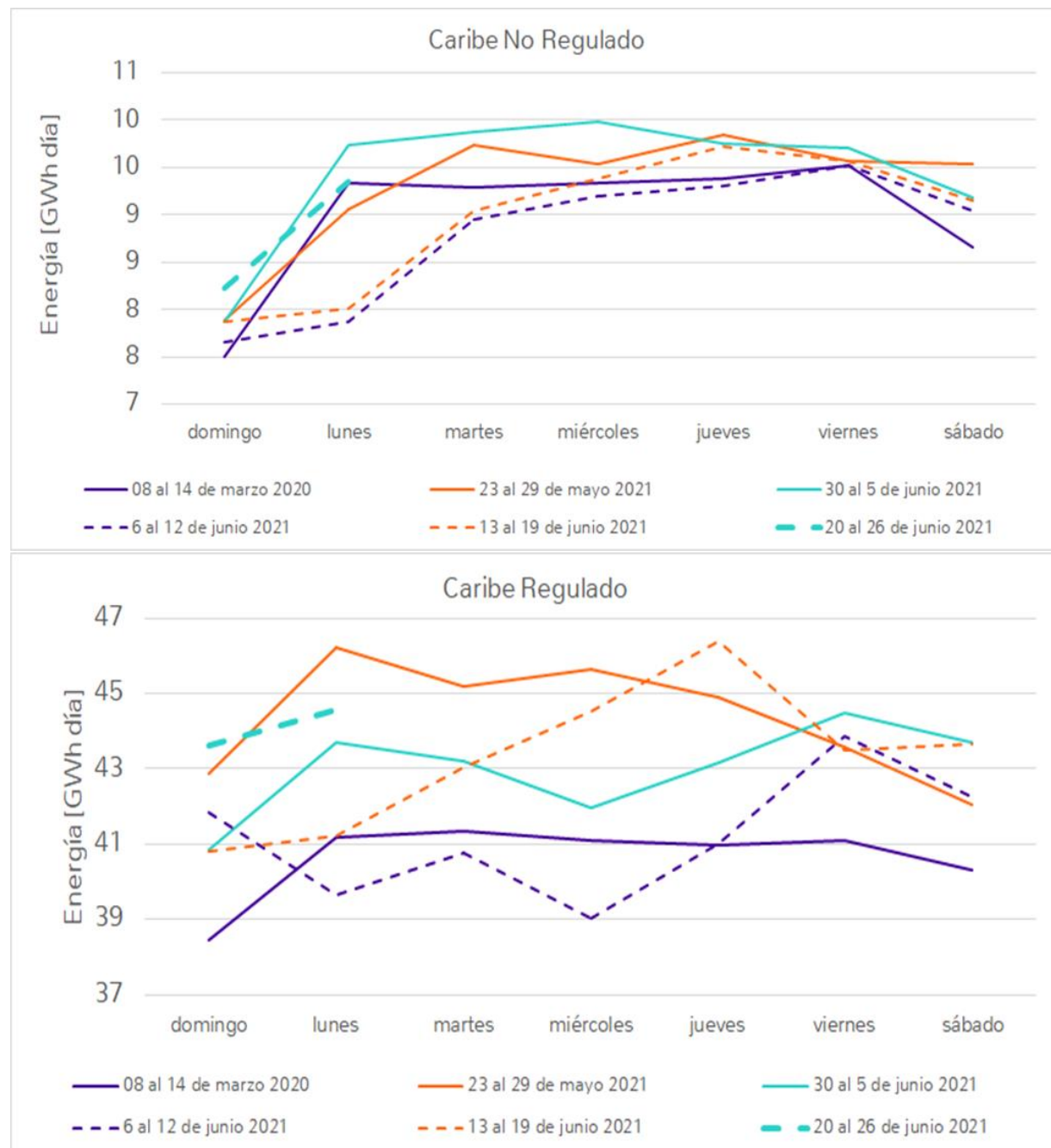


Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

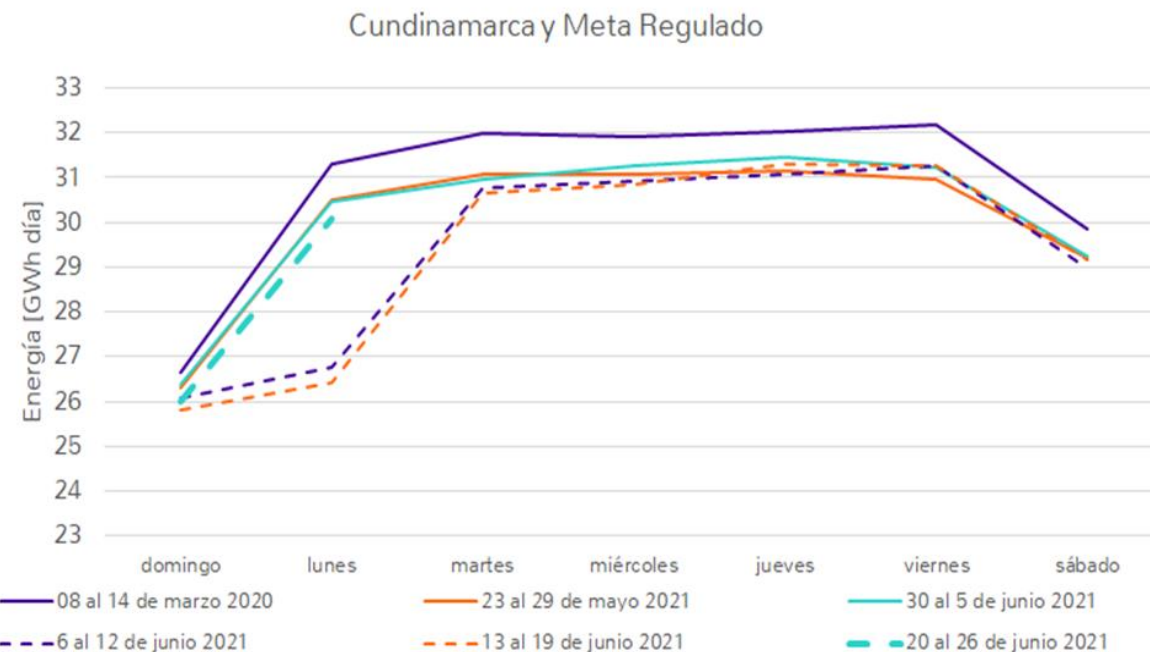
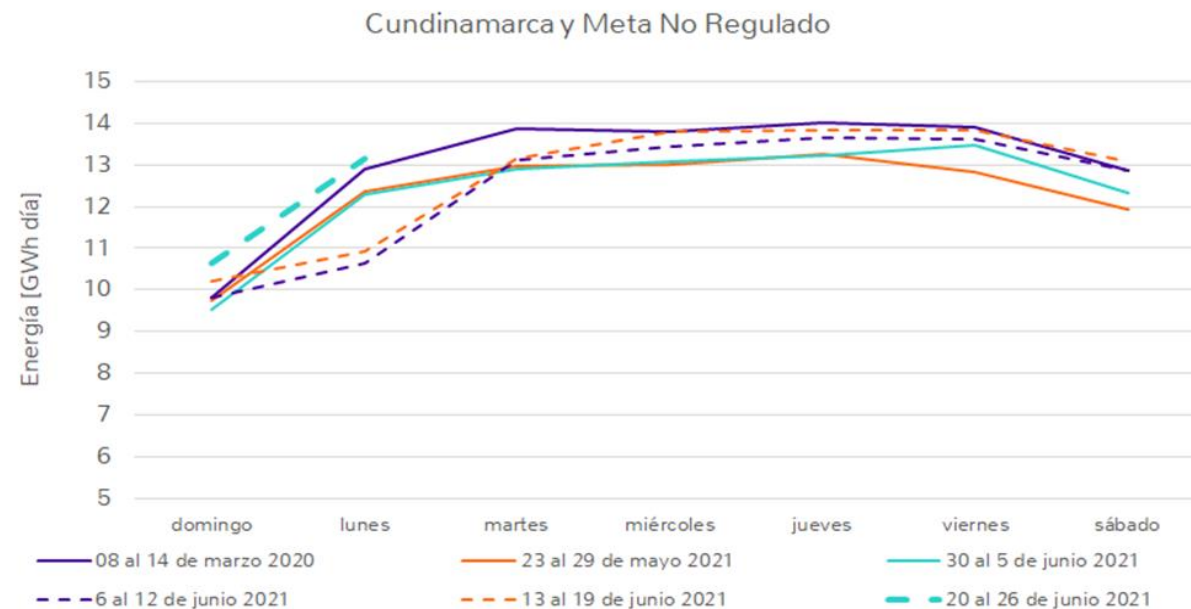
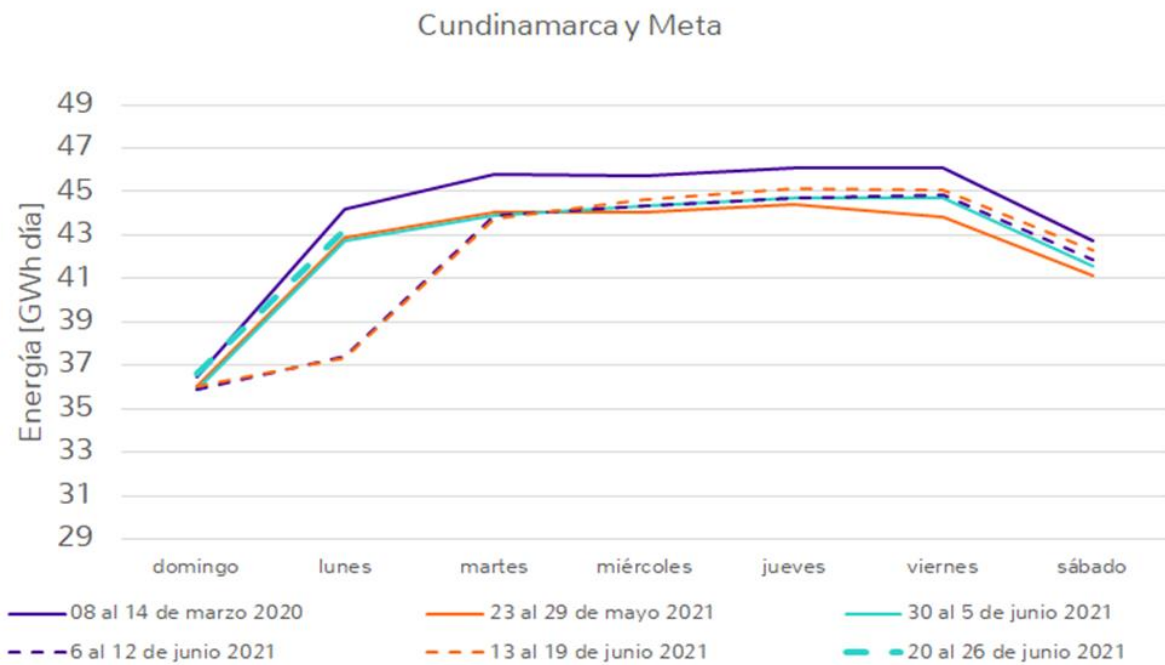
Desde el 16 de marzo de 2020 al 21 de junio de 2021, la demanda ha aumentado un 0.32%, donde la regulada ha aumentado un 1.98% y la no regulada ha disminuido cerca de un 7.22%.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 6.7% para la semana del 13 al 19 de junio de 2021 sobre la demanda pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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



Cundinamarca y Meta*



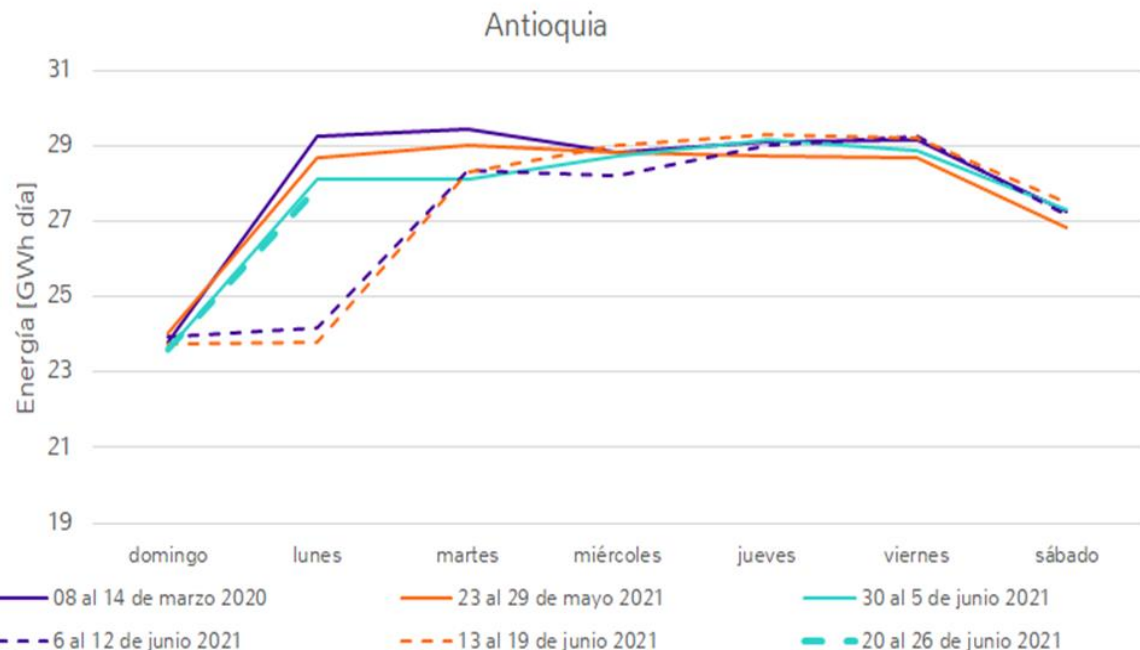
Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Desde el 16 de marzo de 2020 al 21 de junio de 2021, la demanda ha disminuido un 7.93%, donde la regulada y no regulada han disminuido un 6.09% y 11.85% respectivamente.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 1.5% para la semana del 13 al 19 de junio 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)

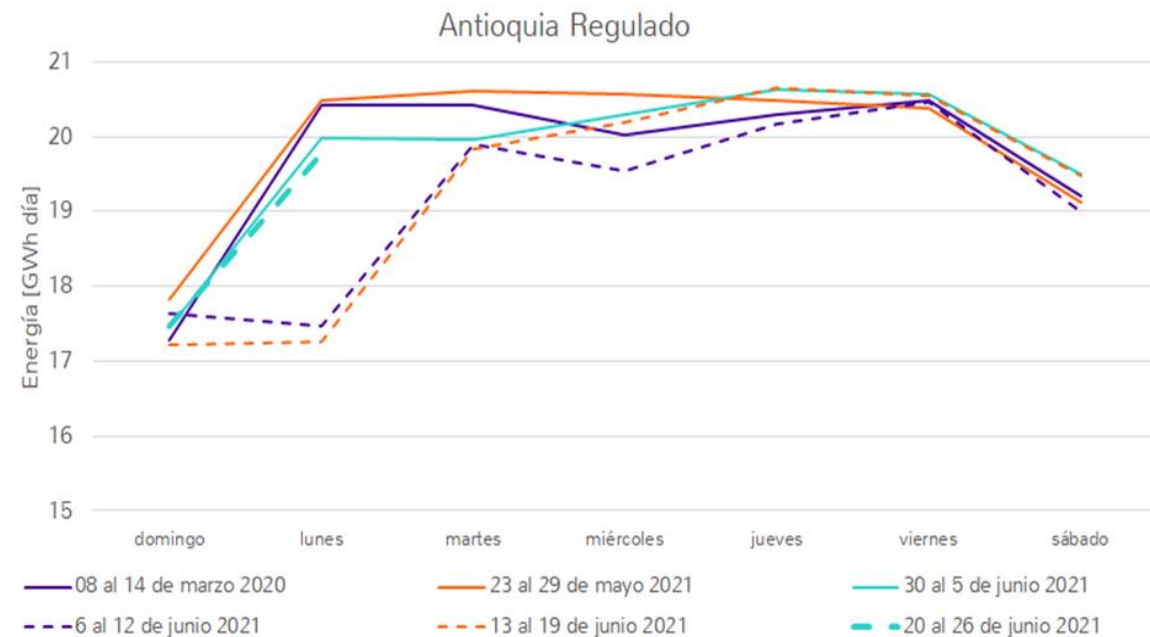
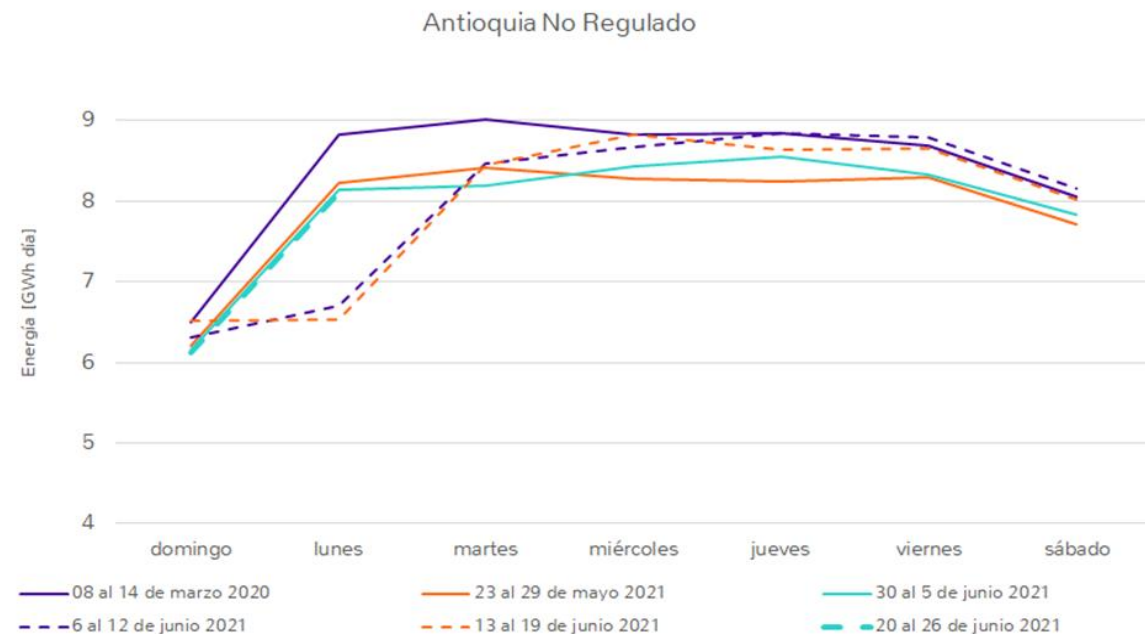
Antioquia*



Desde el 16 de marzo de 2020 al 21 de junio de 2021, la demanda ha disminuido un 4.99%, donde la regulada y no regulada han disminuido un 3.79% y 7.80% respectivamente.

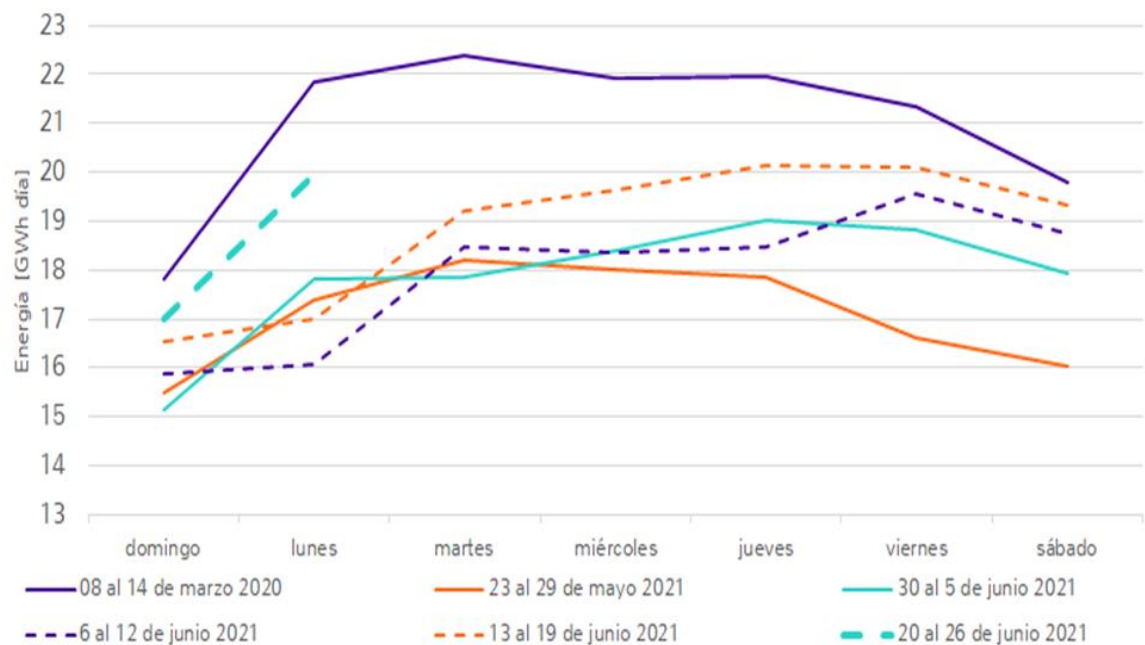
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Antioquia en un 0.4 % para la semana del 13 al 19 de junio de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020

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



Valle*

Valle



Desde el 16 de marzo de 2020 al 21 de junio de 2021, la demanda ha disminuido un 8.99%, donde la regulada y no regulada han disminuido un 6.12% y 13.28% respectivamente.

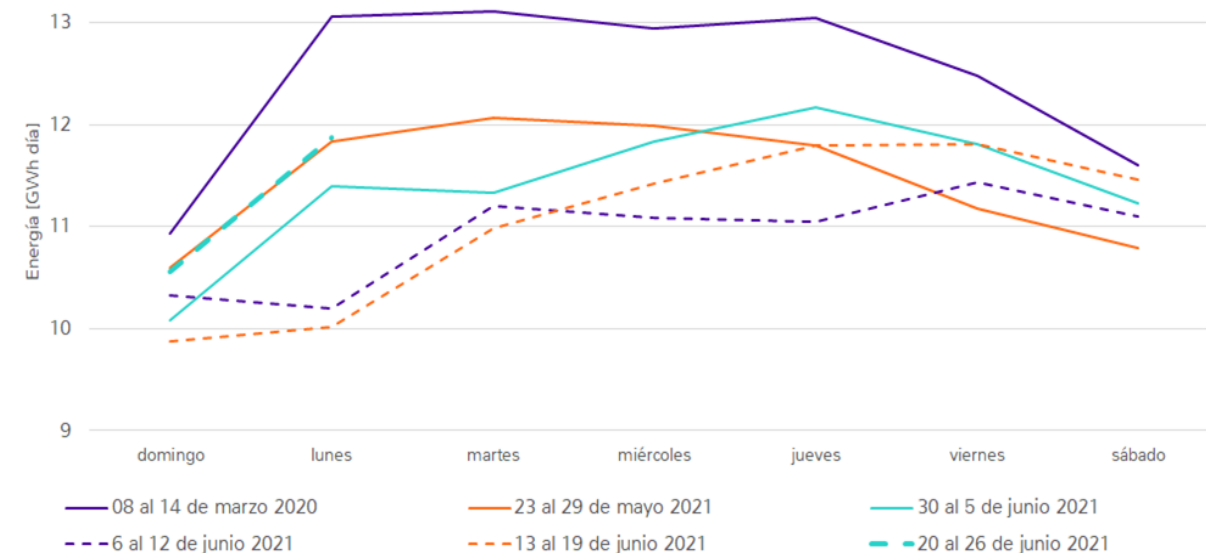
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 8.1% para la semana del 13 al 19 de junio de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020

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

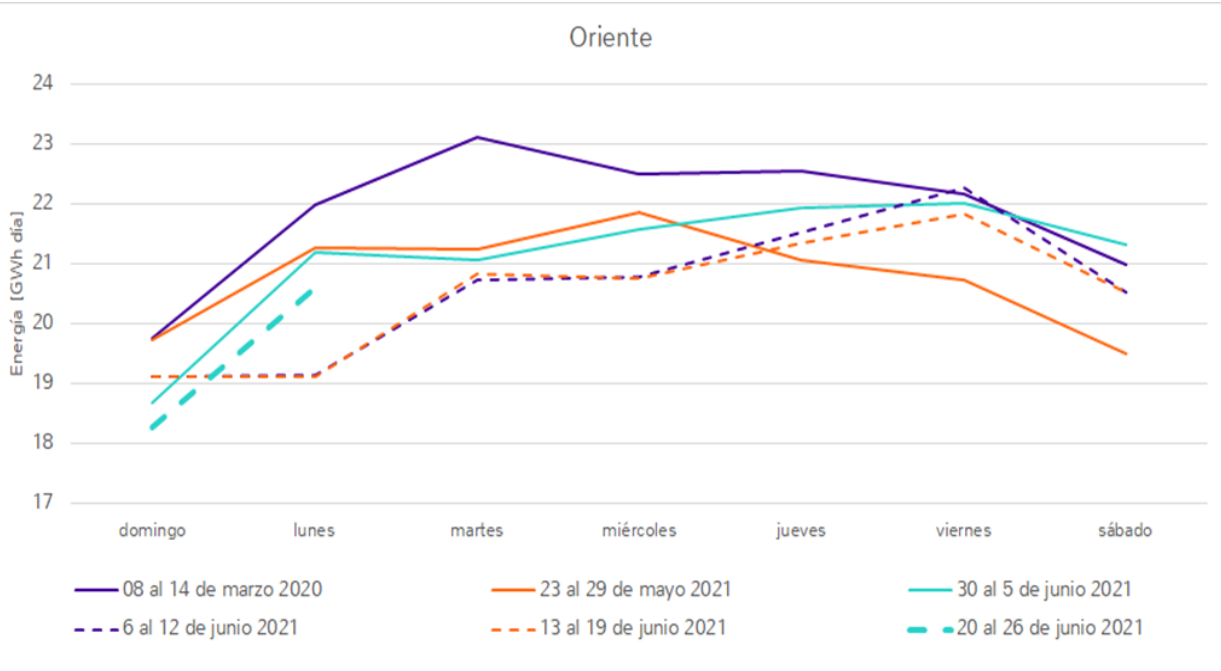
Valle No Regulado



Valle Regulado



Oriente*

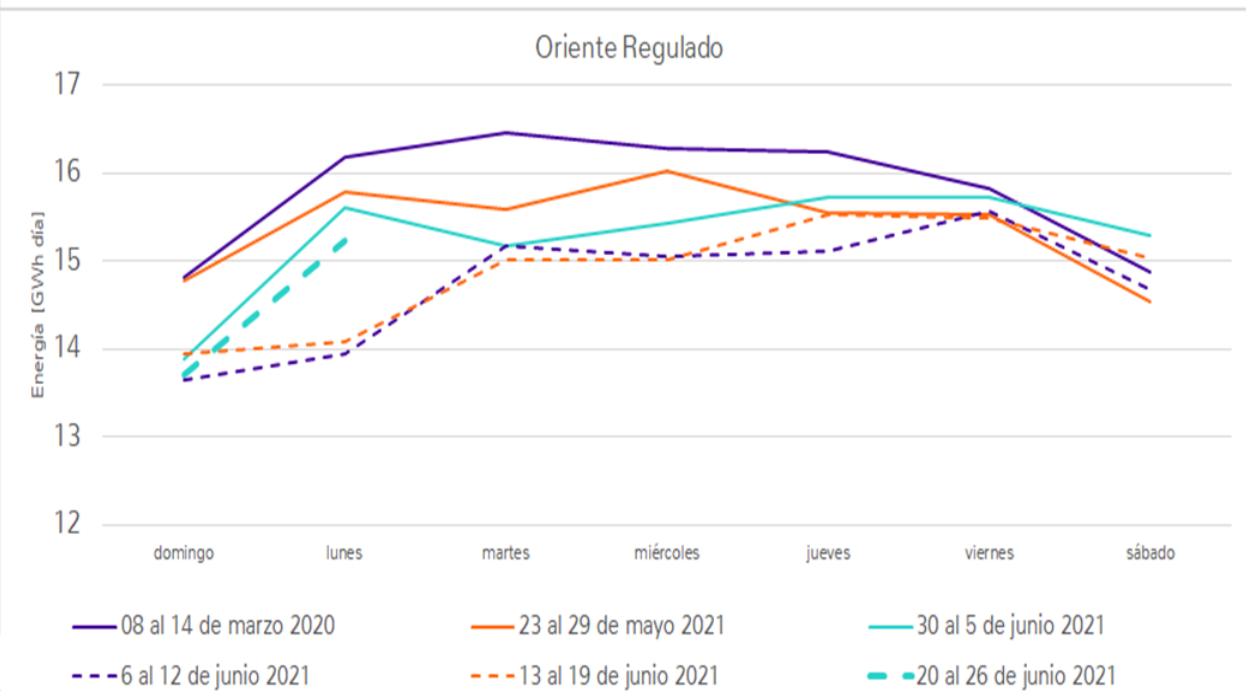
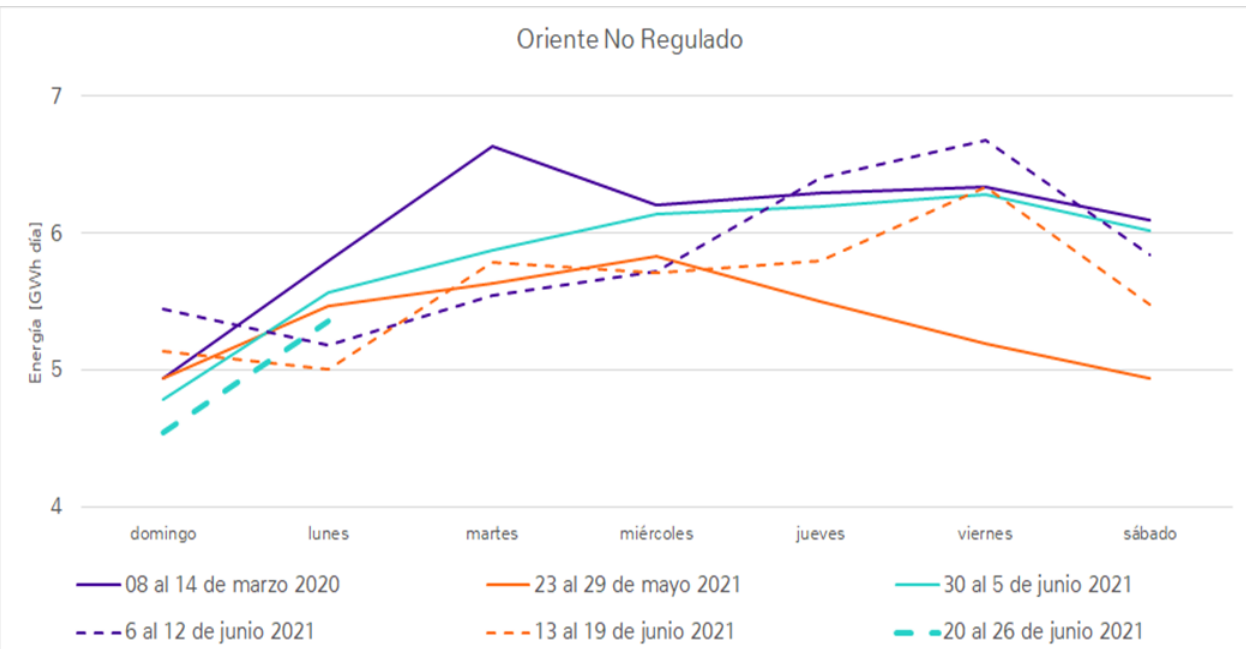


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

Desde el 16 de marzo de 2020 al 21 de junio de 2021, la demanda ha disminuido un 7.02%, donde la regulada y no regulada han disminuido un 4.54% y 13.31% respectivamente.

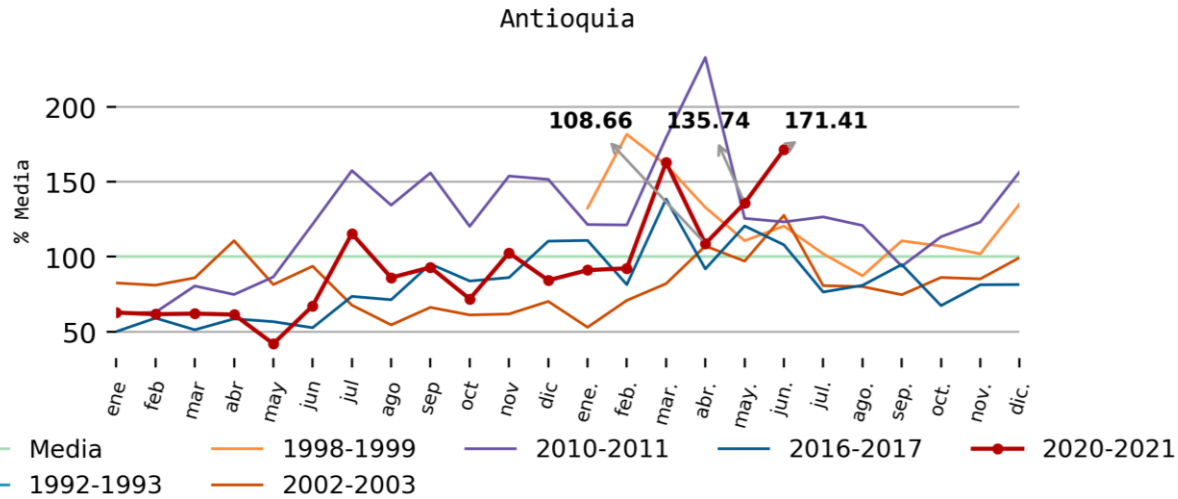
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Oriente en un 4.9 % para la semana del 13 al 19 de junio de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020

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

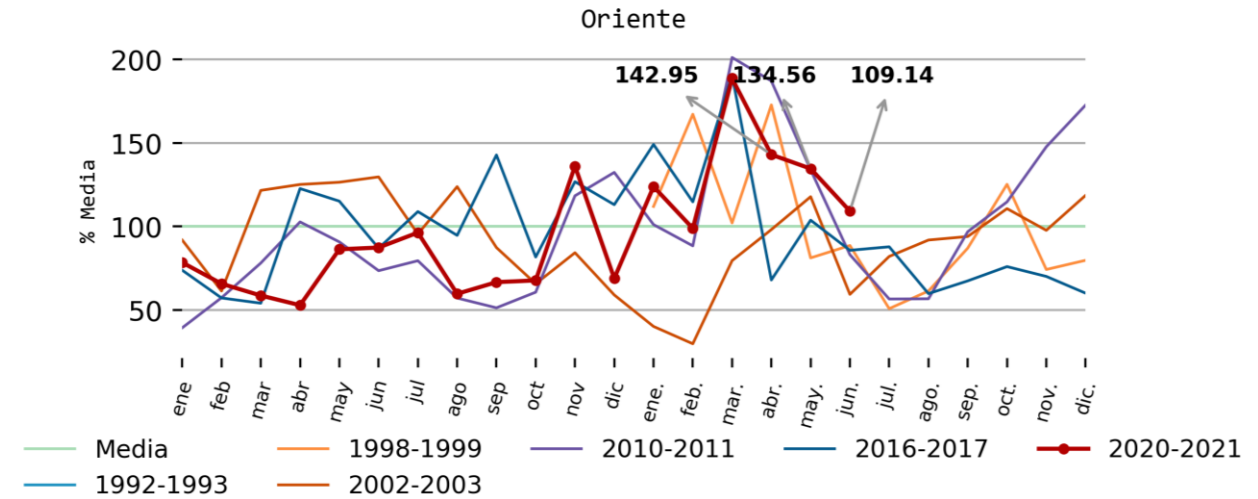


Aportes por regiones

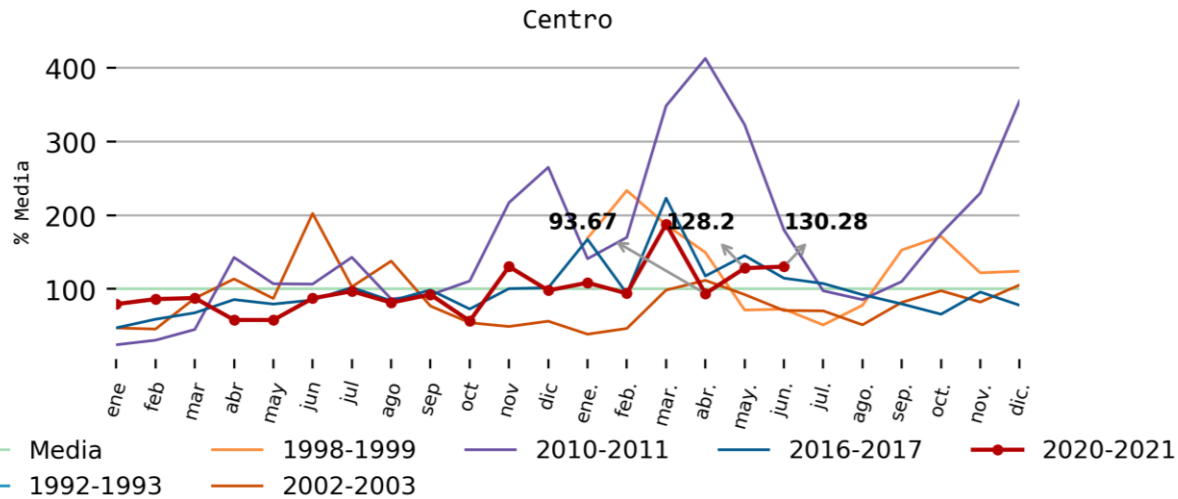
Antioquia



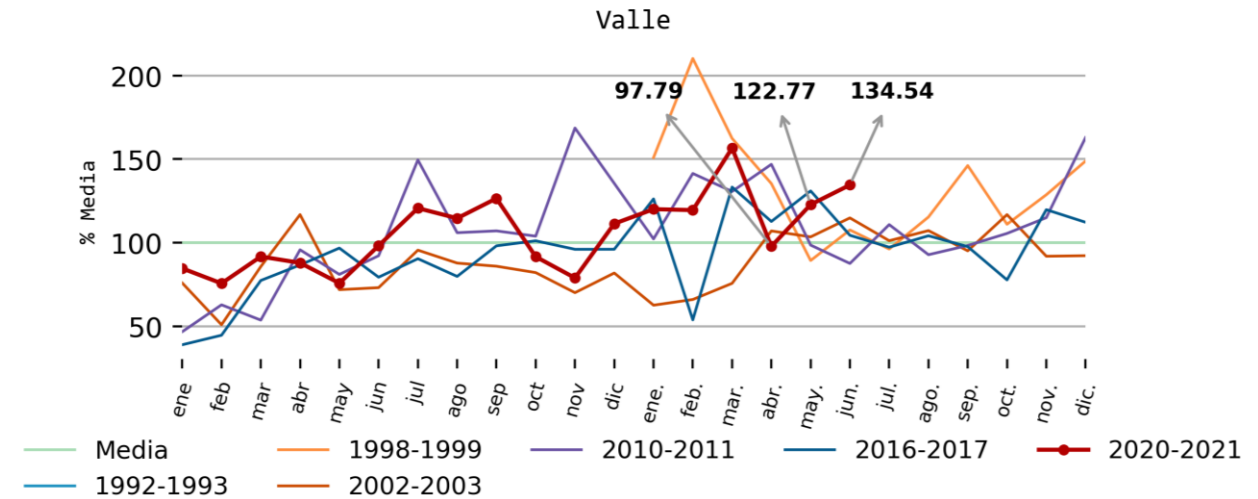
Oriente



Centro



Valle



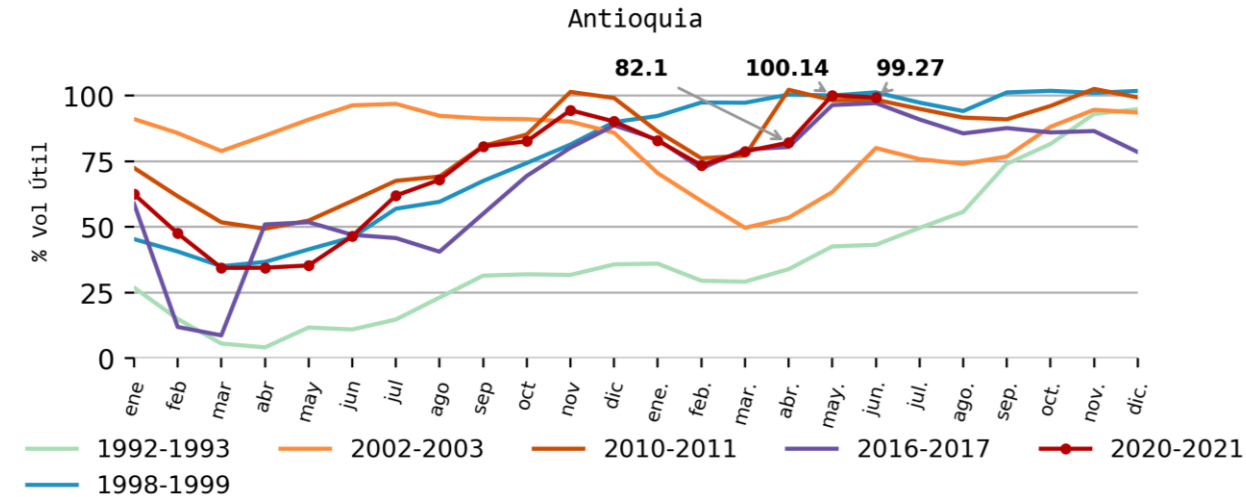
Información hasta el 2021-06-30

Similitud ENSO e hidrología

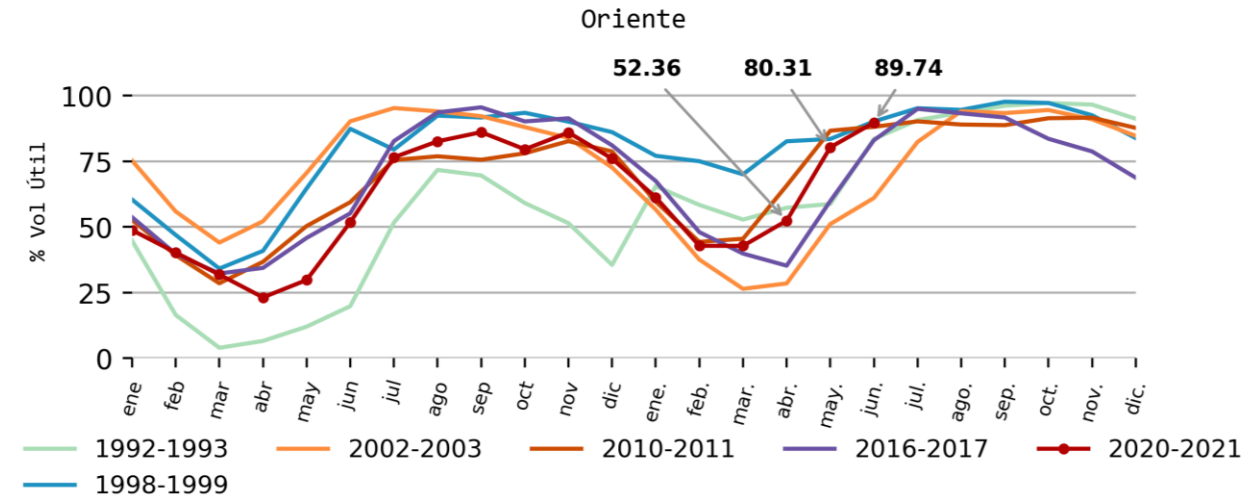
Información actualizada el 2021-07-01

Evolución de reservas por regiones

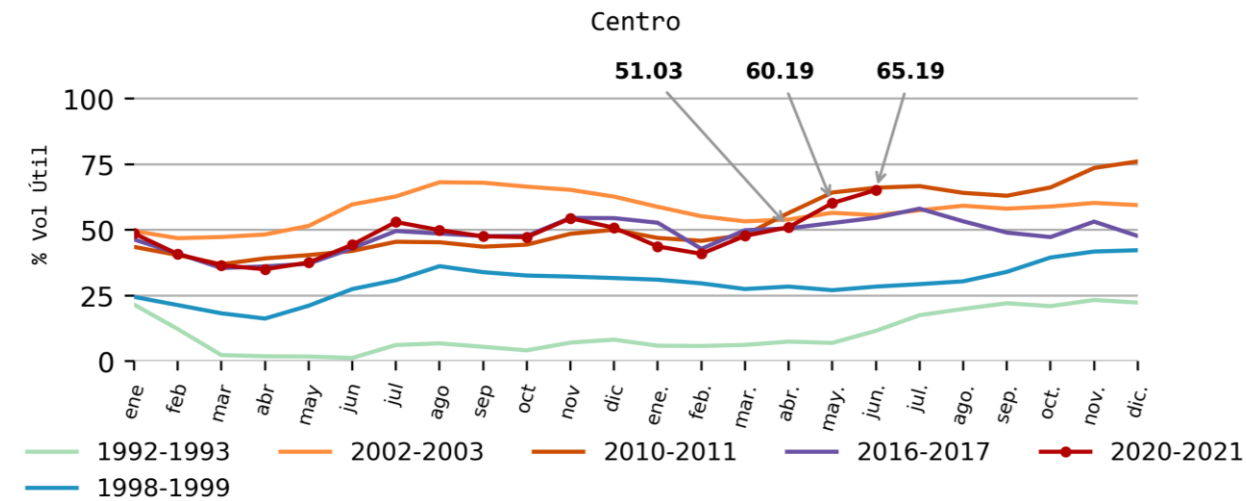
Antioquia



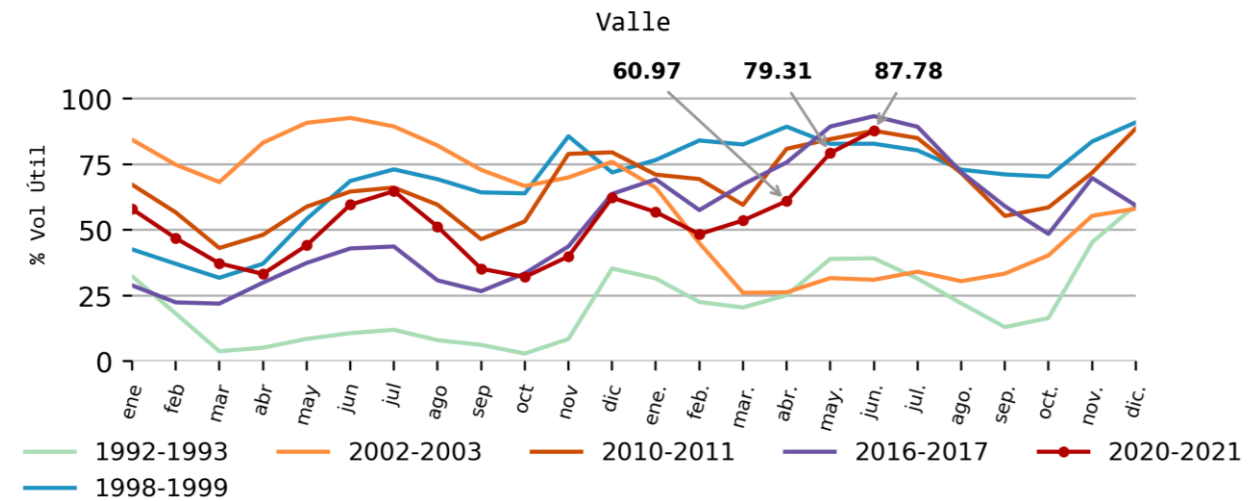
Oriente



Centro



Valle

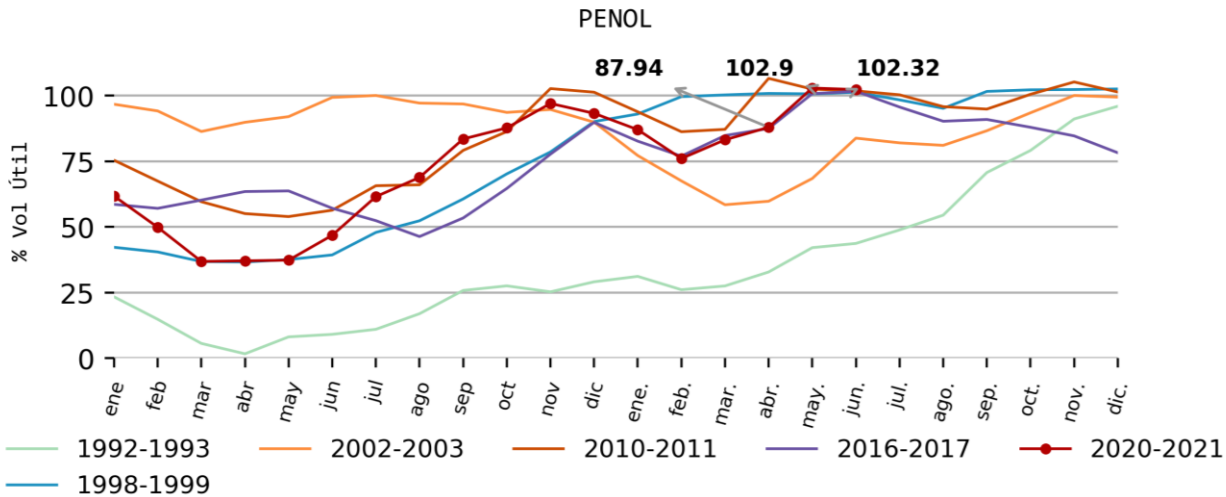


Información hasta el 2021-06-30

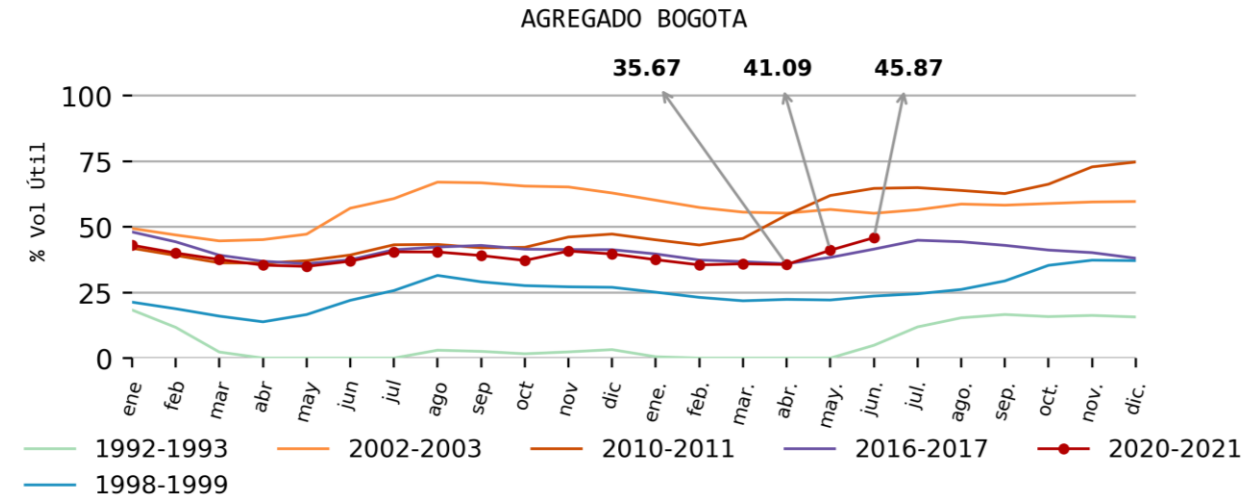
Información actualizada el 2021-07-01

Evolución de principales embalses

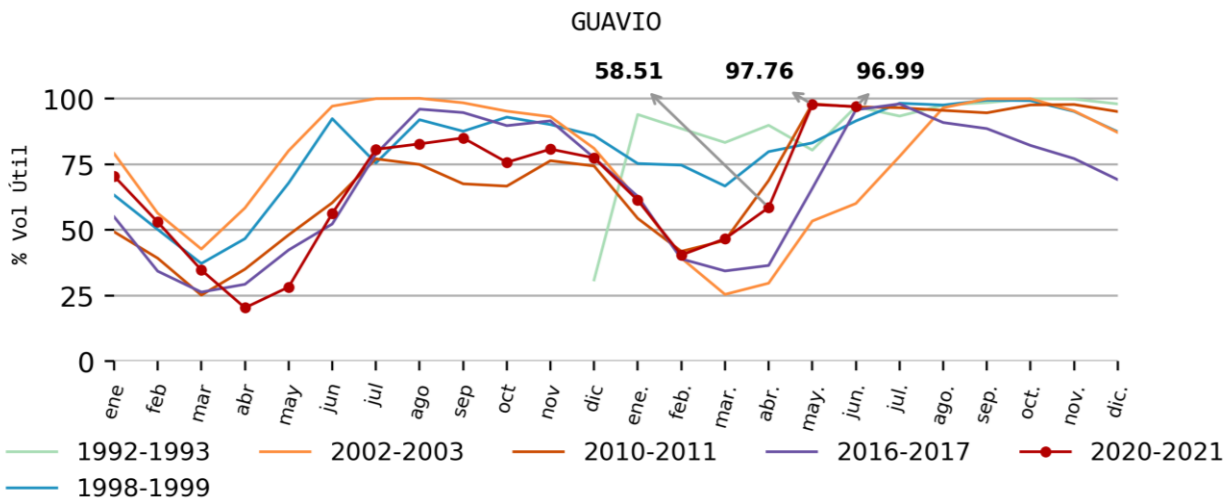
PENOL



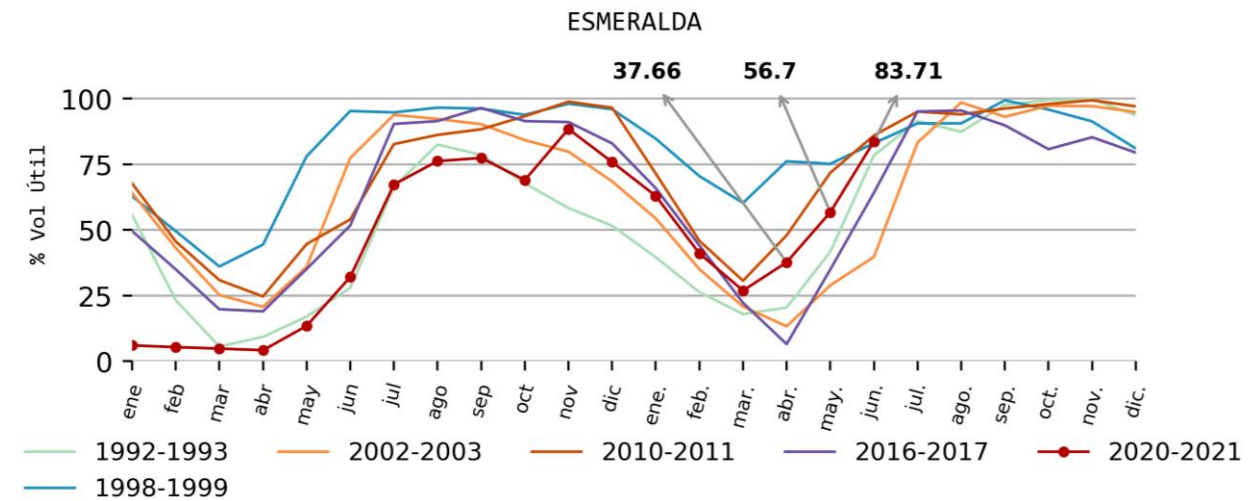
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



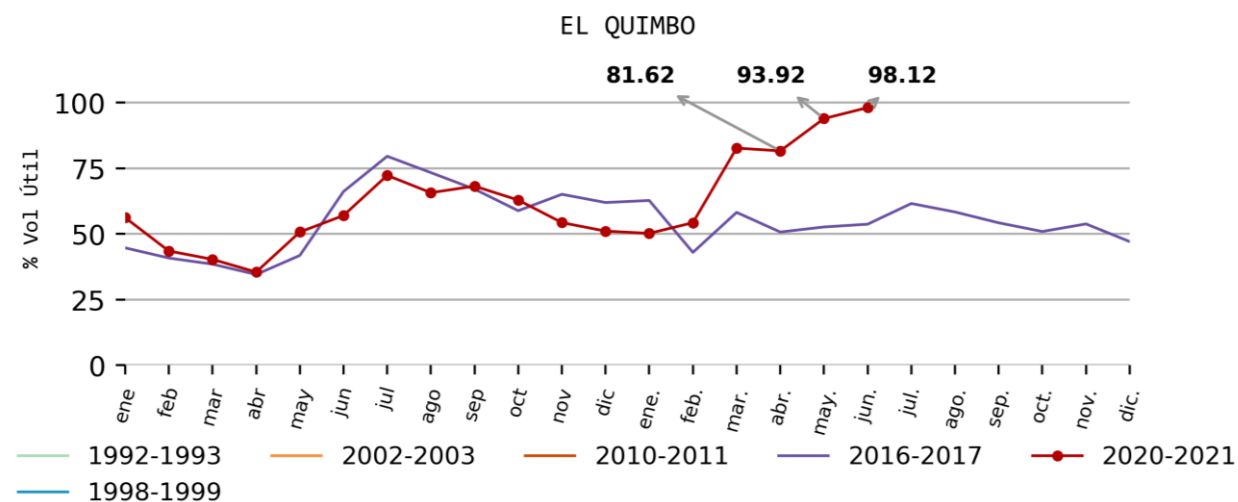
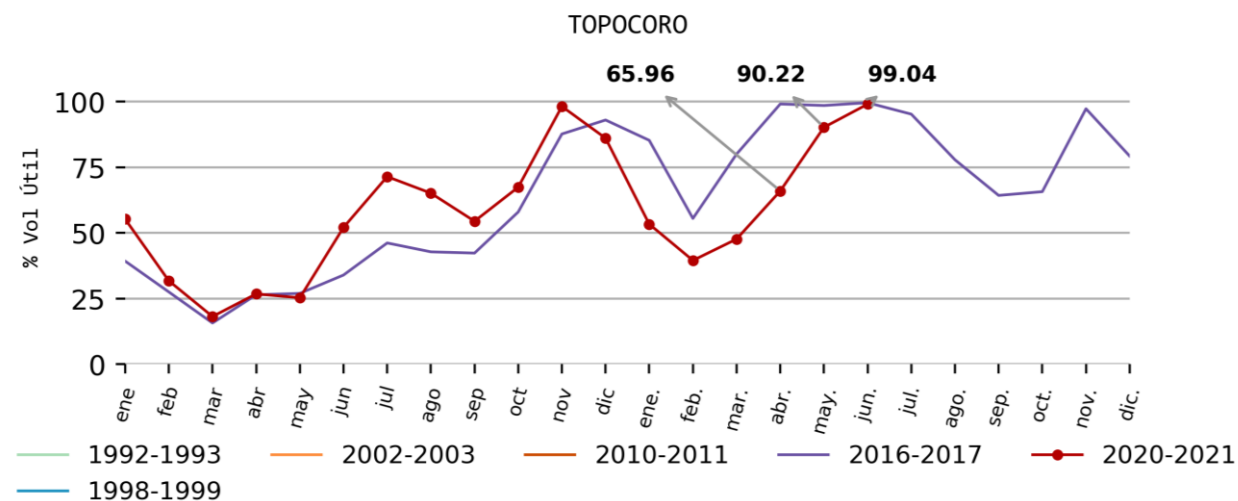
ESMERALDA



Información hasta el 2021-06-30

Información actualizada el 2021-07-01

Evolución de principales embalses

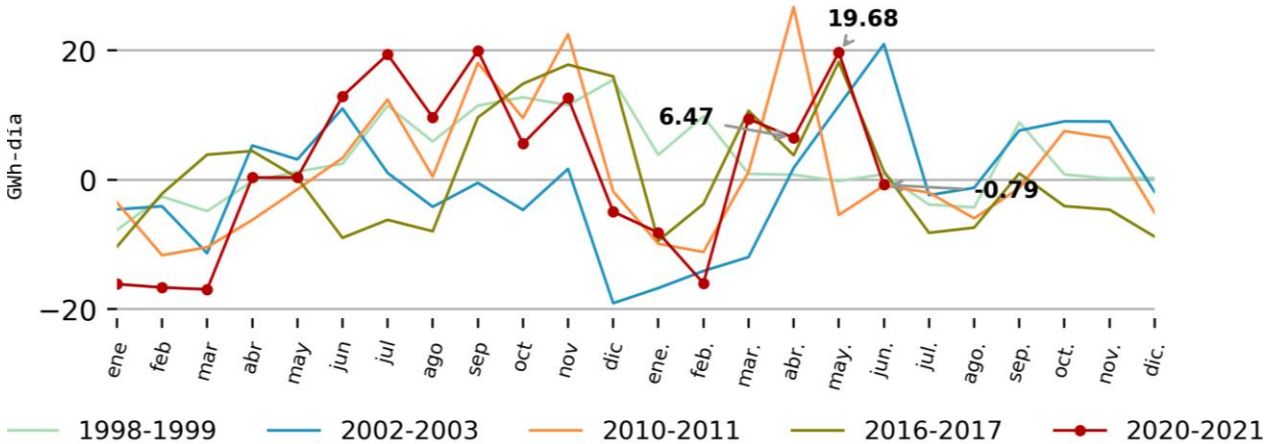


Información hasta el 2021-06-30

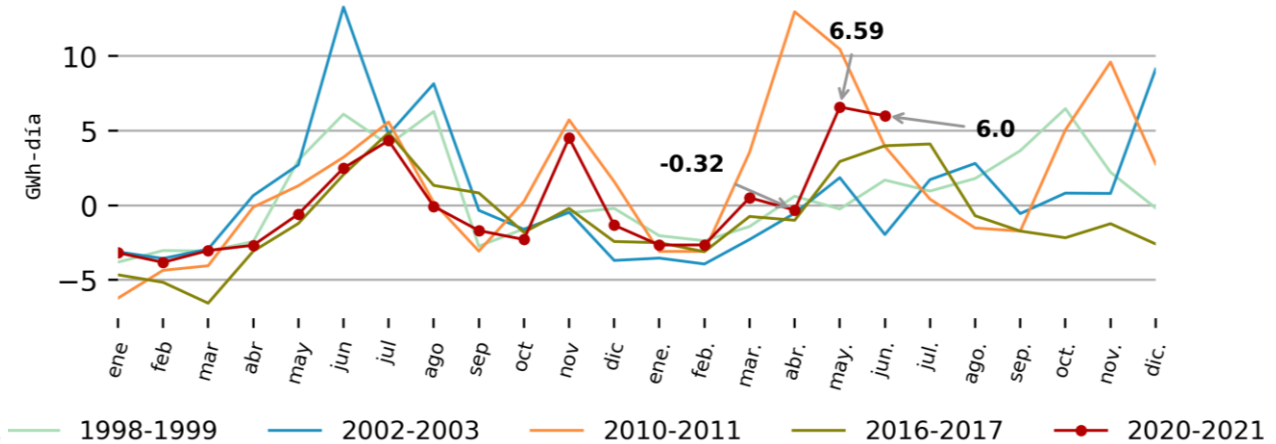
Información actualizada el 2021-07-01

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

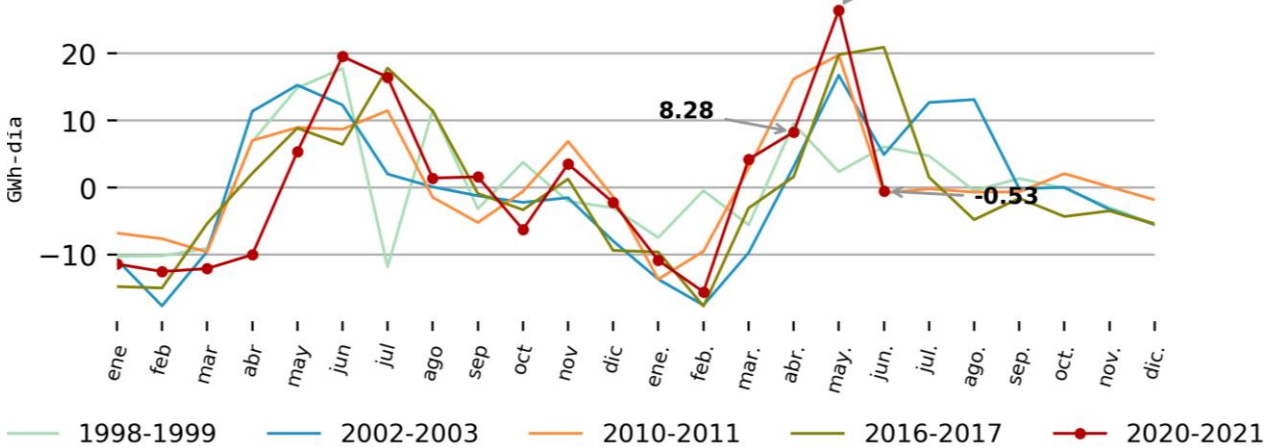
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



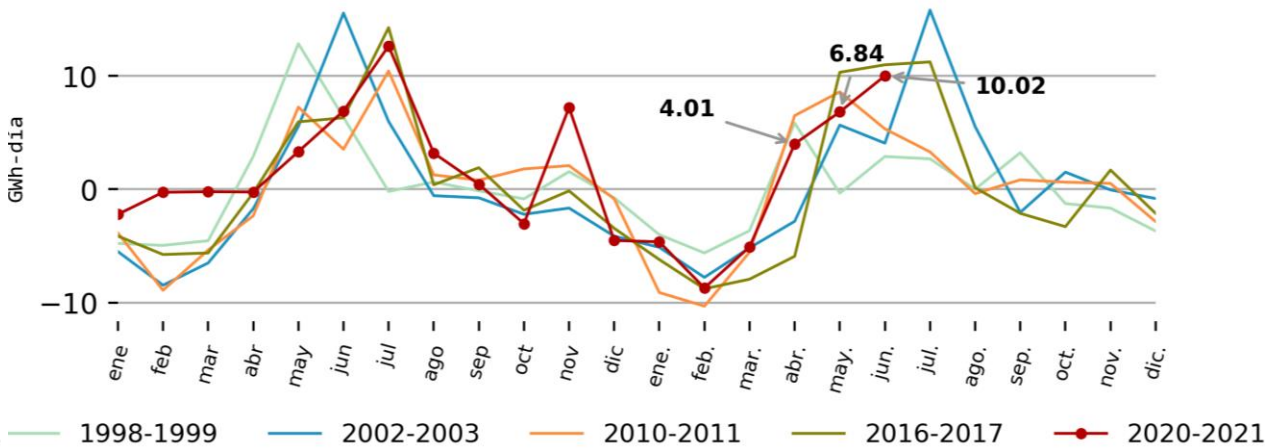
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



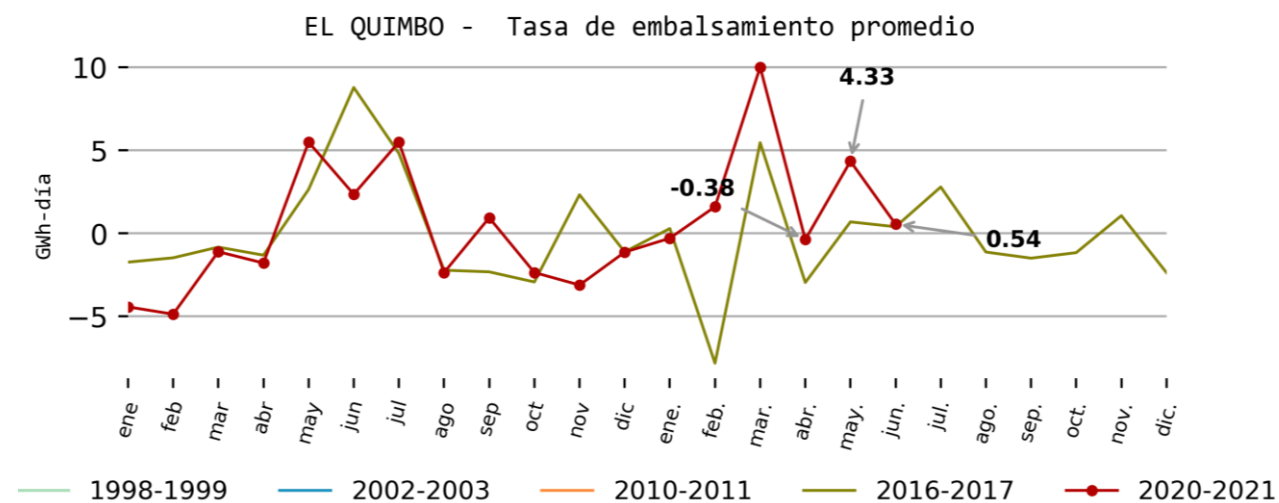
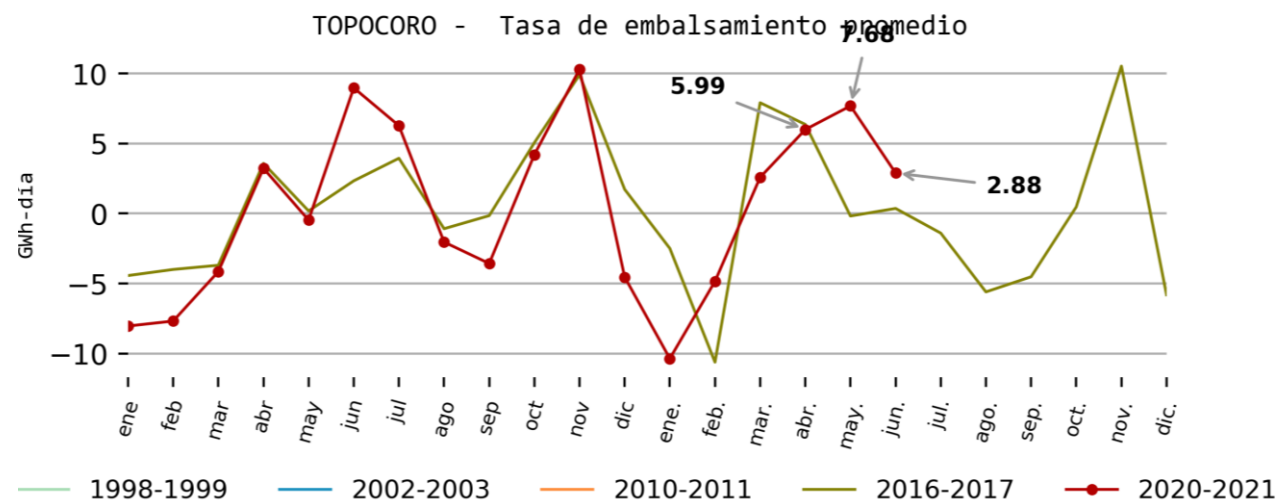
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2021-06-30

Información actualizada el 2021-07-01

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

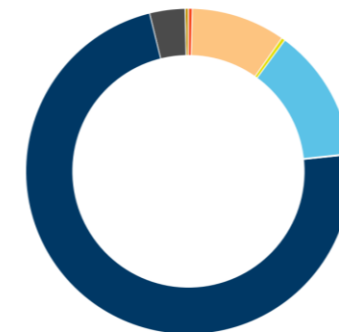
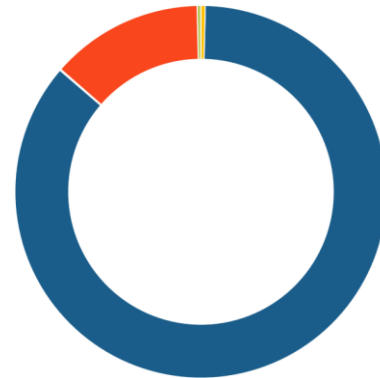
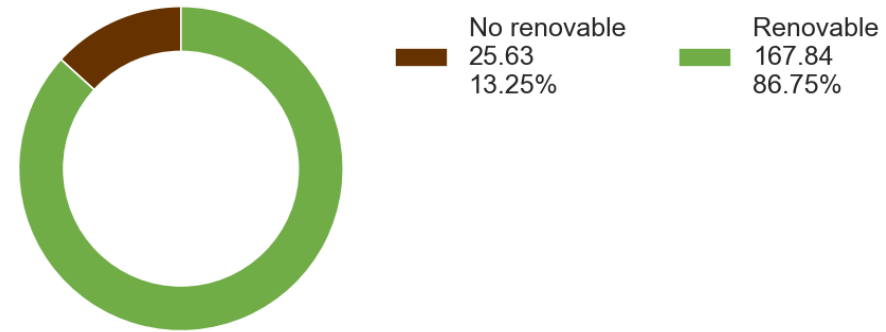


Información hasta el 2021-06-30

Información actualizada el 2021-07-01

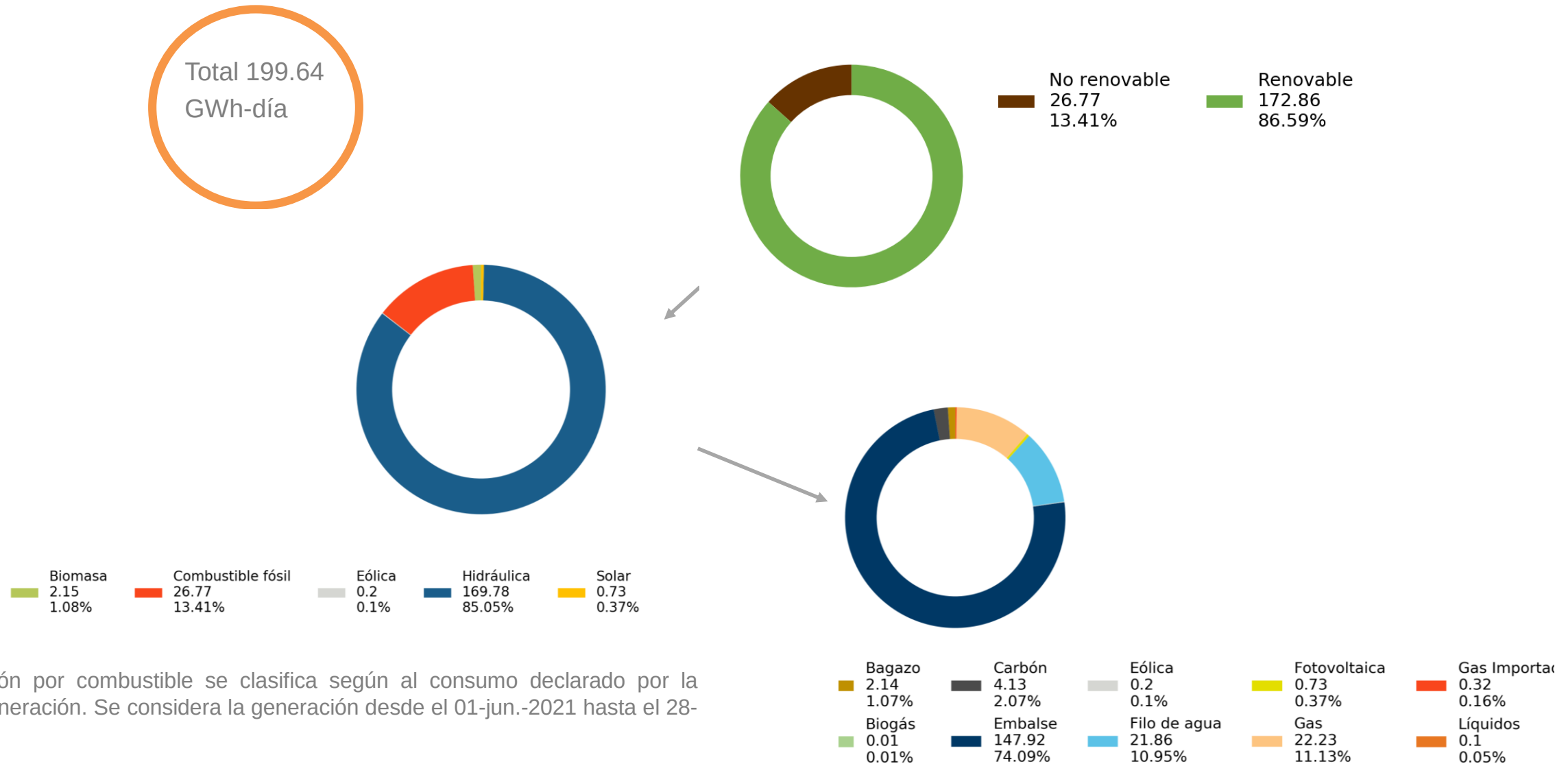
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 193.48
GWh-día



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 31-may.-2021

Generación promedio diaria en GWh-día



La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-jun.-2021 hasta el 28-jun.-2021

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



Fecha	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior(MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2021-04-30	GRANJA SOLAR BELMONTE	Solar	Fotovoltaica	ND		5.06		
2021-05-03	AUTOG UNIBOL	Combustible fosil	Gas	ND	1.1			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera
2021-06-09	INGENIO RISARALDA 1	Biomasa	Bagazo	ND	17	19.9	2.8999999999999986	

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 30-abr.-2021 hasta el 28-jun.-2021



Proyectos de generación futuros considerados en el estudio de Largo plazo



Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
HidroItuango (H)	300	27/07/2022
HidroItuango (H)	300	02/10/2022
HidroItuango (H)	300	14/01/2023
HidroItuango (H)	300	10/09/2023
Total	1200	

Termicas Menores y Cogeneración		
Proyecto	CEN	Fecha
T_CogIncauca	60	31/07/2021
Total	60	

PCH		
Proyecto	CEN	Fecha
H_TZII	11	30/03/2022
H_Chorrera	15	31/08/2021
Total	26	

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOCARIBE3	42	24/11/2022
ELTESORITO	200	30/04/2022
TERMO_JAGUEY	19.4	31/10/2021
TERMORUBIALE	19.4	31/10/2021
C_CANDELARIA	241	30/11/2022
TERMO SOLO 2	80	30/11/2022
TERMO SOLO 1	148	05/06/2024
Total	741	

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Cordobal	10	28/06/2021
S_Sierpe	20	30/06/2021
S_Paila	10	26/07/2021
S_PalmaSeca	28	30/09/2021
S_BSLlanos4	20	04/10/2021
S_BSLlanos5	18	05/12/2021
S_Baranoa	20	30/12/2021
S_DelphiHeli	17	30/06/2022
S_PoloNuevo2	10	31/12/2021
S_ElCampano	100	30/06/2022
S_LatamSolar	150	30/07/2022
S_Cartago	99	01/10/2022
S_SanFelipe	90	01/10/2022
Total	592	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_Guajiral	20	31/01/2022
E_Windpeshi	200	28/02/2023
E_Acacias2	80	28/02/2023
E_Camelia	250	31/12/2023
E_CasaElectr	180	31/12/2023
E_Chemesky	100	31/12/2023
E_TumaWind	200	31/12/2023
E_Apotalorru	75	31/12/2023
E_ParqueAlph	212	30/11/2023
E_ParqueBeta	280	30/11/2023
Total	1597	