

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-020
Jueves, 6 de octubre de 2022



Contenido

1. Variables del SIN

- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones

2. Expectativas Energéticas

- Análisis energético de Mediano plazo
- Análisis energético de Largo Plazo

3. Situación Operativa

- Seguimiento Área Oriental
- Resumen IPOEMP e IPOELP
- Indicadores operación
- Balance Ejecución Mantenimiento Planta de Regasificación de Cartagena– Septiembre 8 al 12 de 2022
- Mantenimiento planta de producción de gas CUSIANA (Octubre 8 al 19)

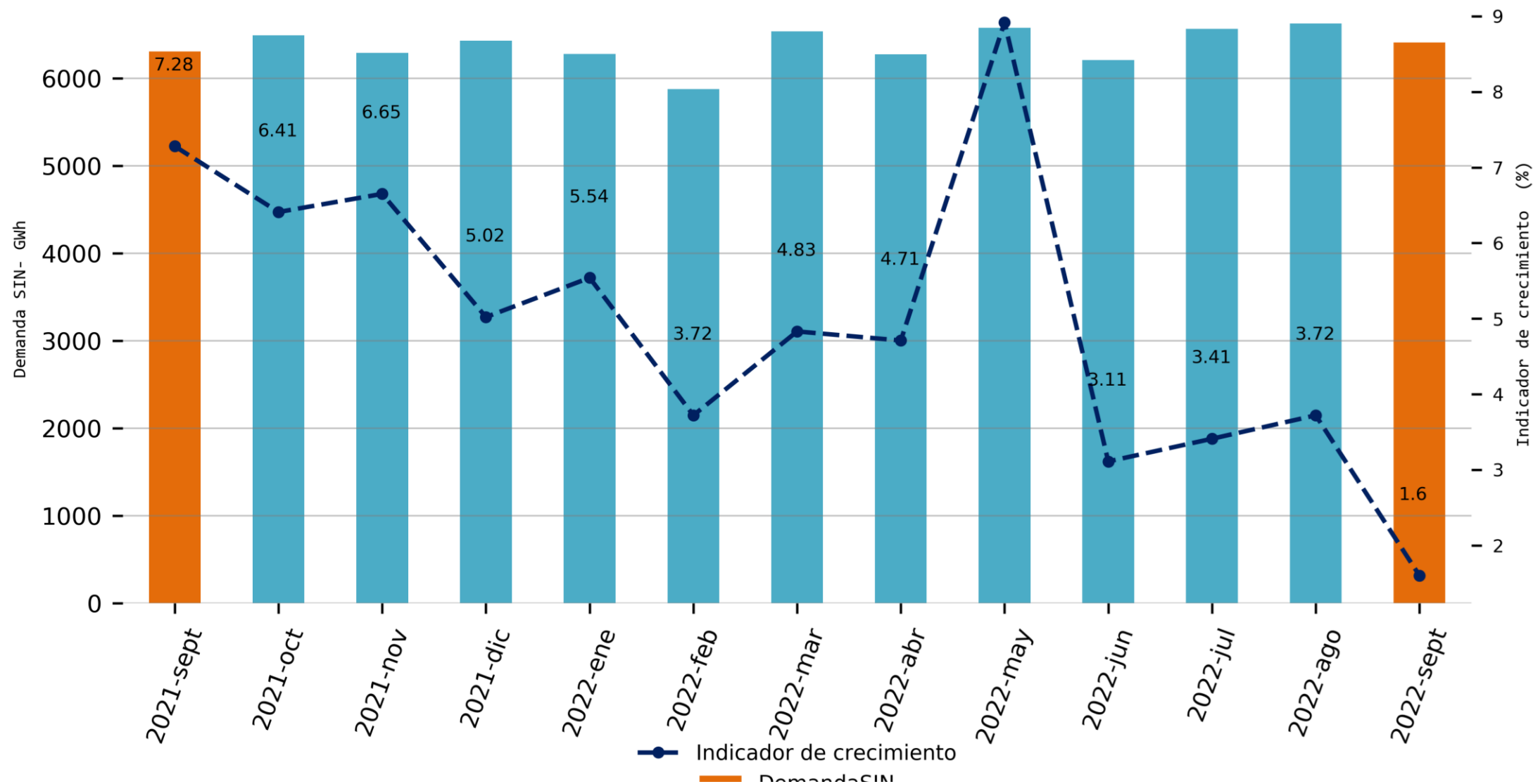
1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones



¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



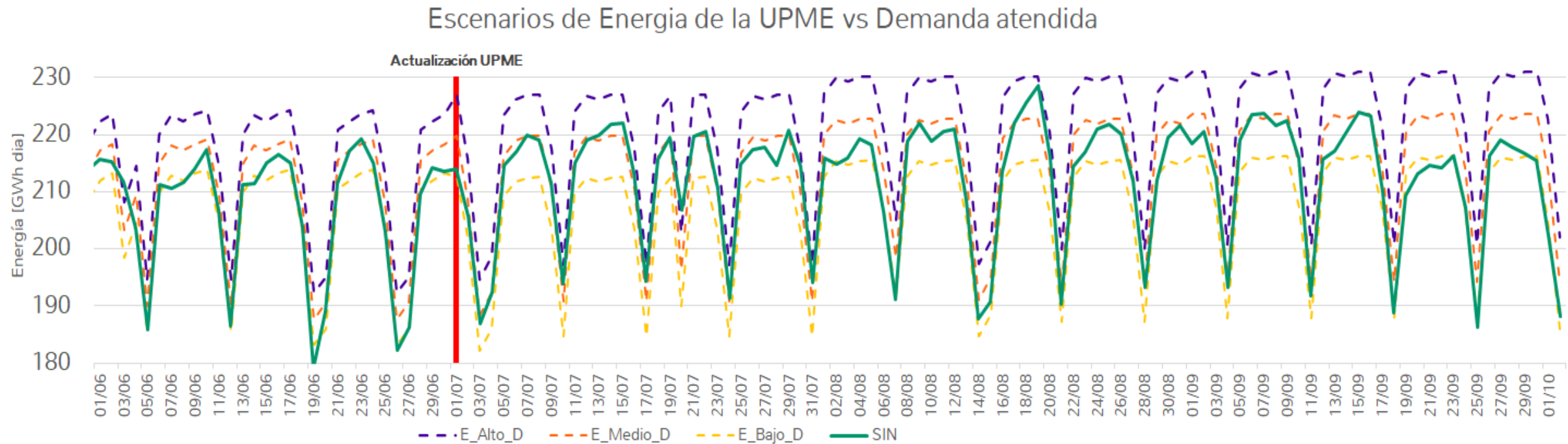
Información hasta el 2022-09-30
Información actualizada el 2022-10-04

Crecimiento Demanda del SIN



Información hasta el 2022-09-30
Información actualizada el 2022-10-04

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



El mes de junio cerró con la demanda un 1.7% por debajo del escenario medio y un 4.0% por debajo del escenario alto de la UPME; por otro lado, con la actualización de los escenarios de la UPME el mes de julio cerró un 3.1% por debajo del escenario alto y un 0.1% por encima del escenario medio de la UPME. Además, el mes de agosto finalizó con la demanda un 4.5% por debajo del escenario alto y un 1.3% por debajo del escenario medio de la UPME; adicionalmente, el mes de septiembre cerró con la demanda ubicada un 2% por debajo del escenario medio de la UPME. Finalmente, en lo que va corrido del mes de octubre la demanda se ubica un 4.2% por debajo del escenario medio y un 8.1% por debajo del escenario alto de la UPME.

Demanda comercial de energía del SIN - septiembre 2022

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	7.69%	2.29%

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	7.19%	-1.5%

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
CALDAS	CHEC (CHCD)	6.51%	-0.2%
CARTAGO	EEP (EEPD)	3.27%	1.71%
PEREIRA	EEP (EEPD)	8.22%	2.89%
QUIINDIO	EDEQ (EDQD)	6.36%	3.07%

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	4.08%	-0.93%
TULUA	CETSA (CETD)	1.71%	-4.19%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	2.05%	2.63%

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	16.41%	13.3%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	3.79%	-1.01%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	4.26%	0.74%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	33.09%	16.68%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	3.51%	10.25%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	-0.87%	2.85%

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
COSTA CARIBE	AIR-E (CSSD) + CARIBEMAR (CMMD)	9.89%	-4.77%

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
ARAUCA	ENELAR (ENID)	33.37%	16.34%
BOYACA	EBSA (EBSD)	8.07%	-3.52%
CASANARE	ENERCA (CASD)	3.6%	65.67%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	8.94%	3.1%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	5.19%	-32.26%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	7.81%	-0.64%

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL (ENDD)	6.33%	2.03%
META	EMSA (EMSD)	3.7%	43.9%

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	13.22%	6.53%

MC	COD_OR	2021-09	2022-09
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	6.06%	8.02%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	3.75%	4.45%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-0.75%	-2.57%

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

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

**No considera consumos propios

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

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-09	Demanda Comercial [GWh] 2022-09	Variación 2021-09	Variación 2022-09
CARIBE	1744.79	1605.88	9.89%	-4.77%
CENTRO	1512.17	1564.88	6.01%	7.16%
ORIENTE	846.52	858.99	9.75%	5.02%
ANTIOQUIA	867.22	856.57	7.69%	2.29%
VALLE	590.27	571.79	3.23%	0.3%
CQR	261.29	255.36	6.63%	1.14%
THC	253.09	247.57	1.62%	1.2%
SUR	175.88	171.33	4.41%	0.83%
CHOCO	21.83	20.75	7.19%	-1.5%
GUAVIARE	5.84	6.02	13.22%	6.53%

Información hasta el 2022-09-30

Información actualizada el 2022-10-04

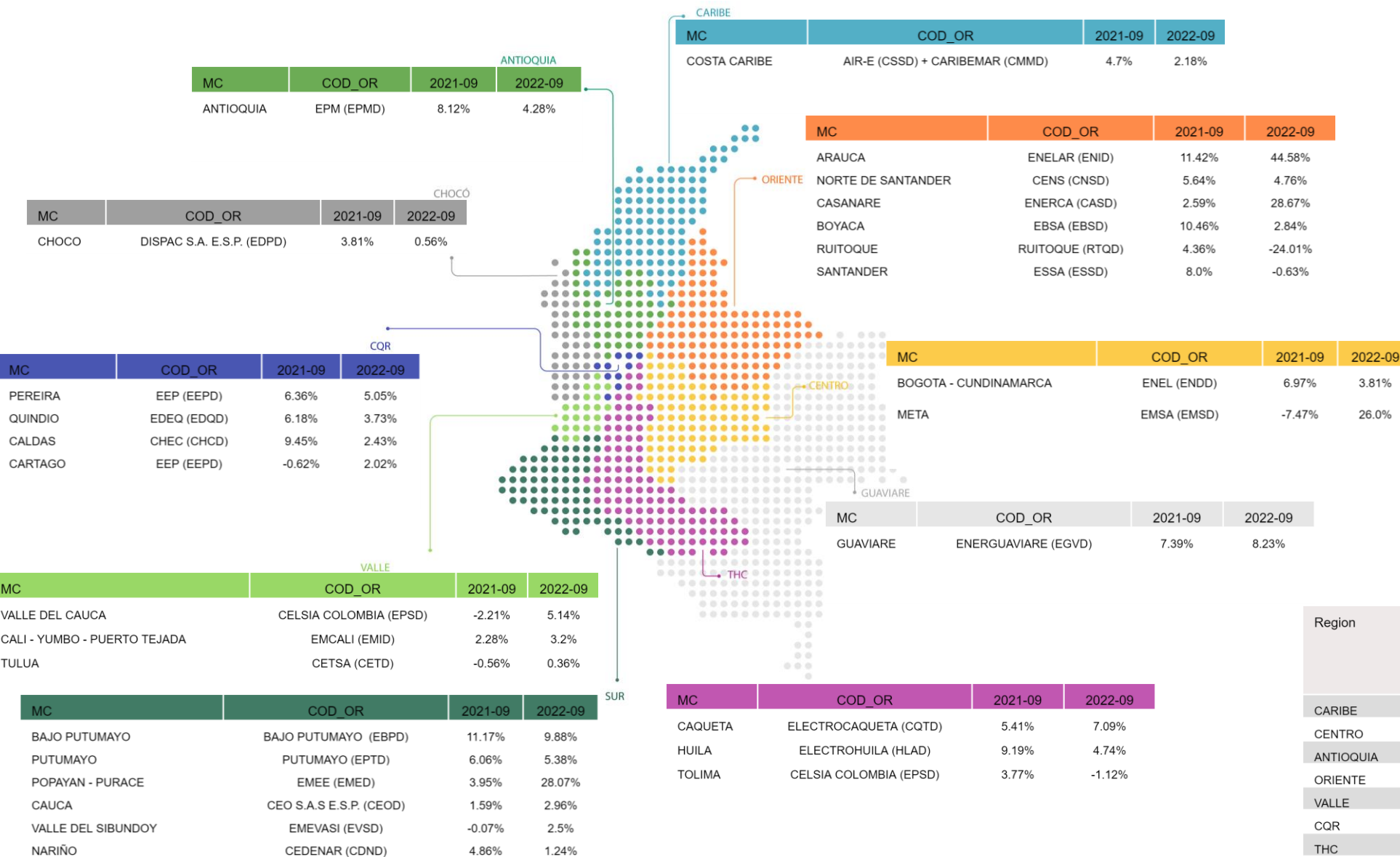
Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta septiembre 2022

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

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

**No considera consumos propios

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



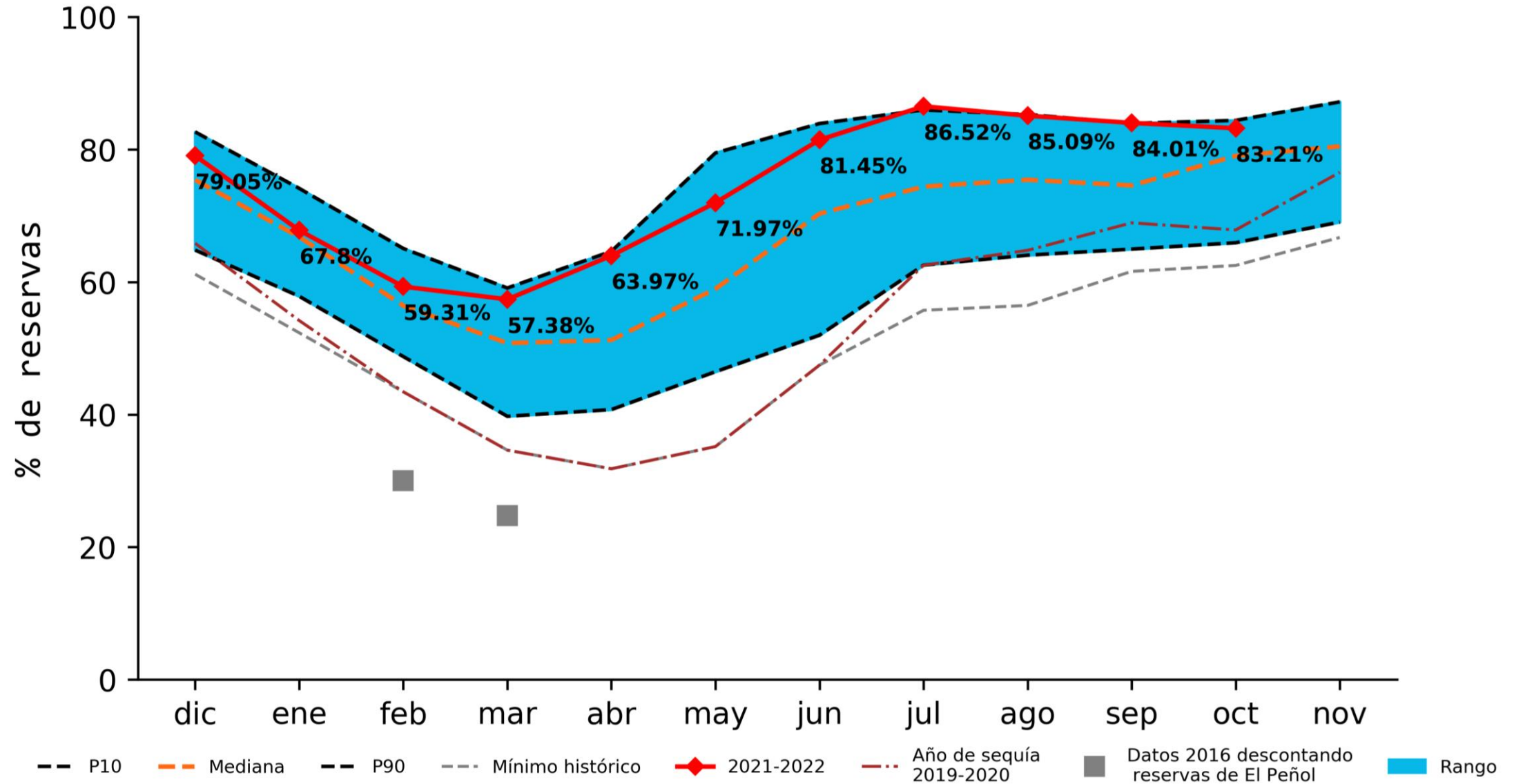
Información hasta el 2022-09-30

Información actualizada el 2022-10-04

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-09	Demanda Comercial [GWh] 2022-09	Variación 2021-09	Variación 2022-09
CARIBE	15185.01	15464.06	4.7%	2.18%
CENTRO	13207.4	14029.48	4.98%	6.51%
ANTIOQUIA	7614.58	7918.44	8.12%	4.28%
ORIENTE	7245.76	7705.6	8.09%	6.69%
VALLE	5073.53	5254.92	0.46%	3.83%
CQR	2302.47	2369.46	7.52%	3.19%
THC	2251.03	2288.61	6.03%	1.98%
SUR	1541.9	1578.78	3.44%	2.68%
CHOCO	193.41	193.82	3.81%	0.56%
GUAVIARE	50.89	54.91	7.39%	8.23%

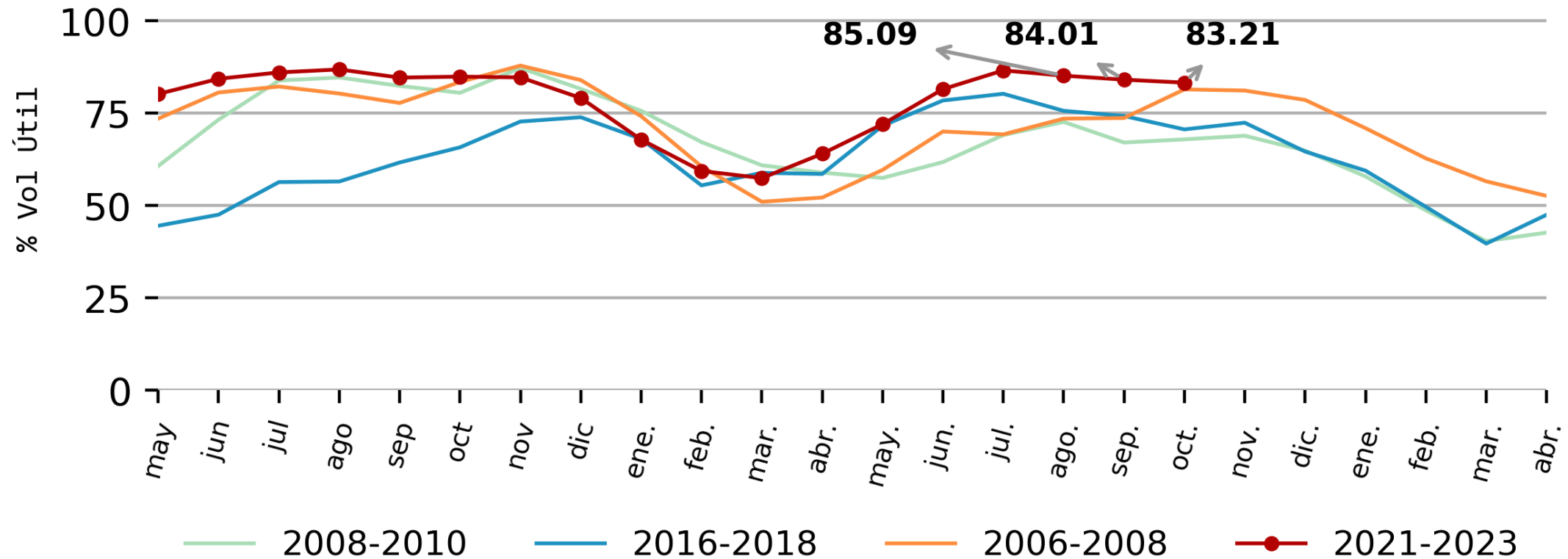
¿Cómo está la situación energética?

Reservas hídricas

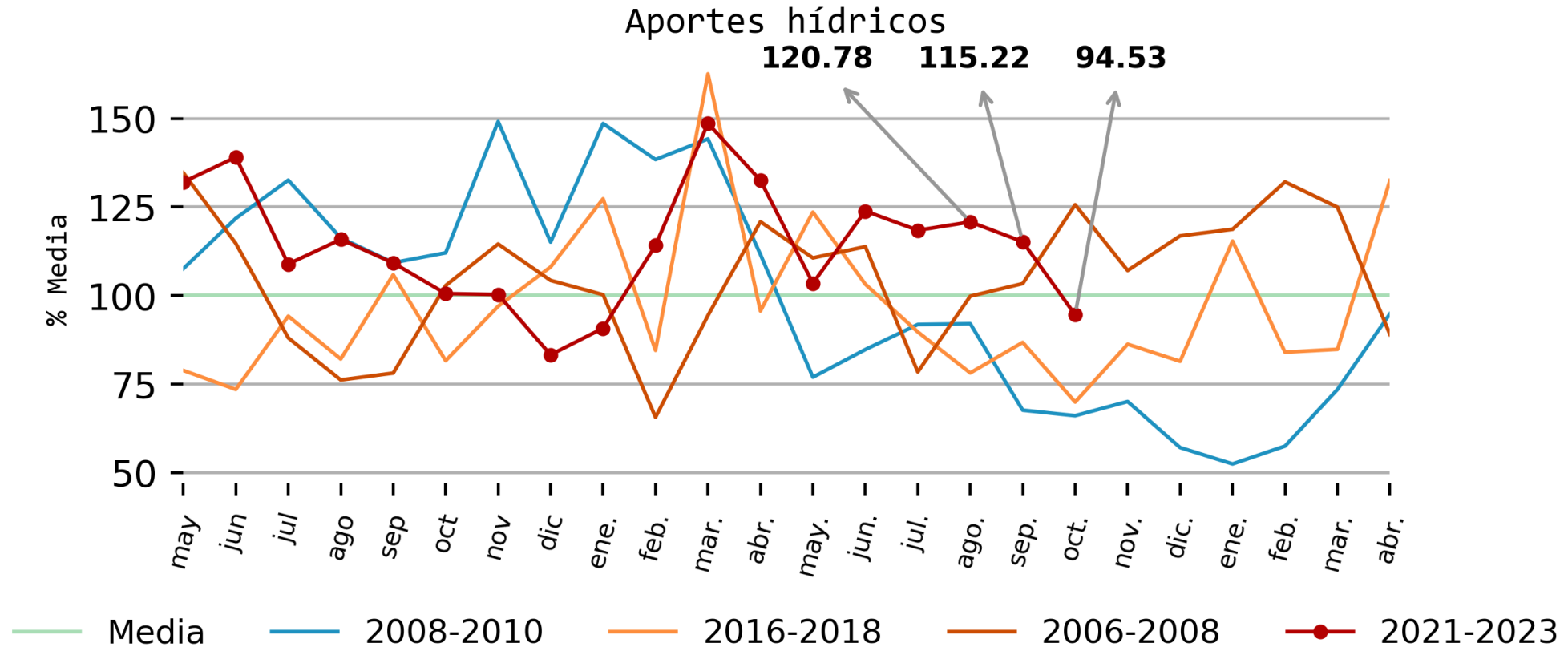


Reservas Hídricas

Reservas hídricas

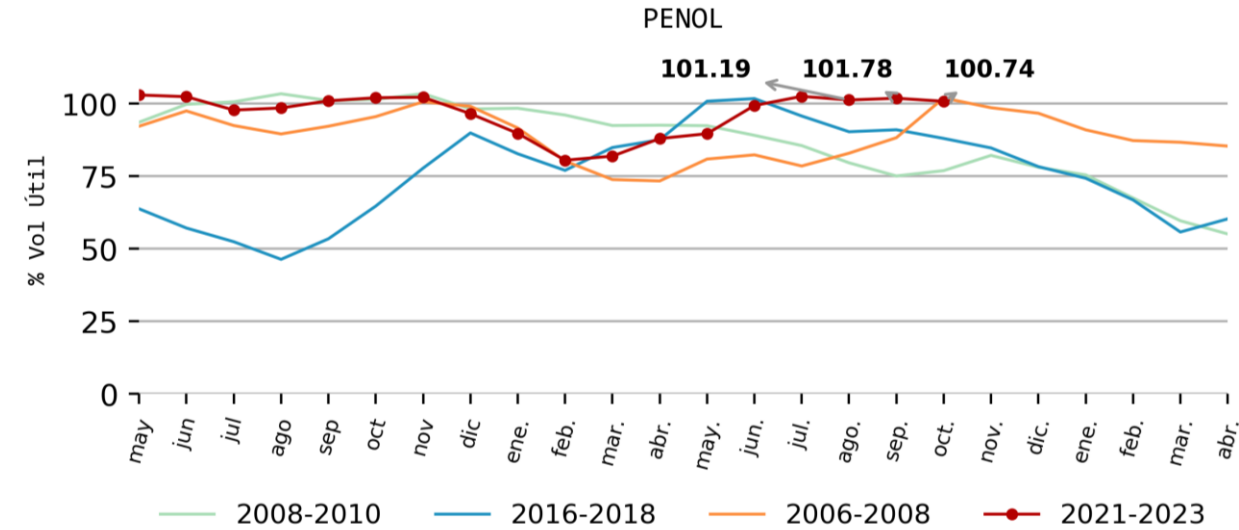


Aportes hídricos

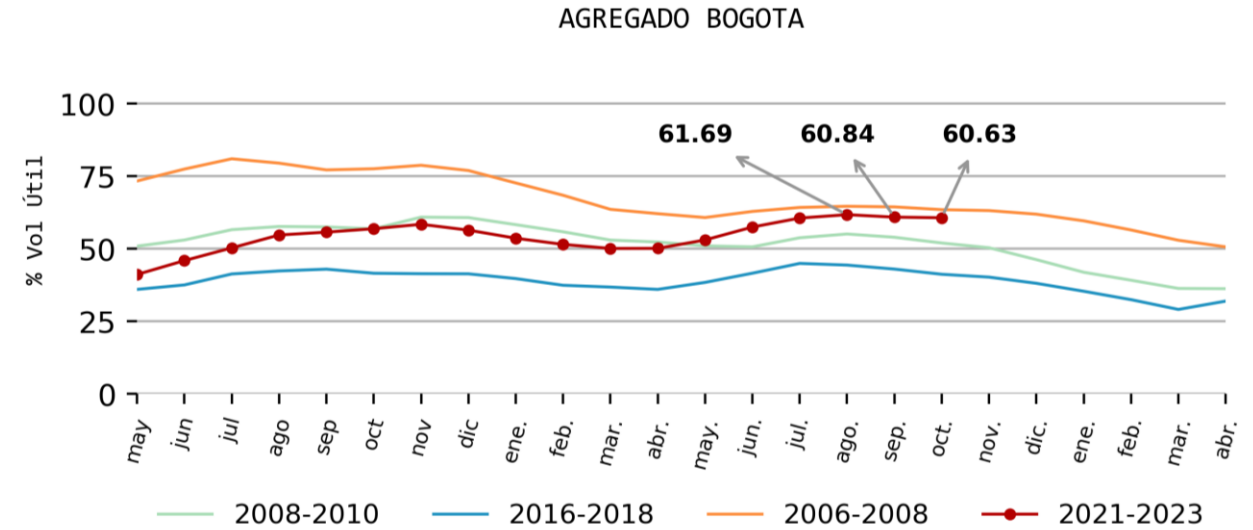


Evolución de principales embalses

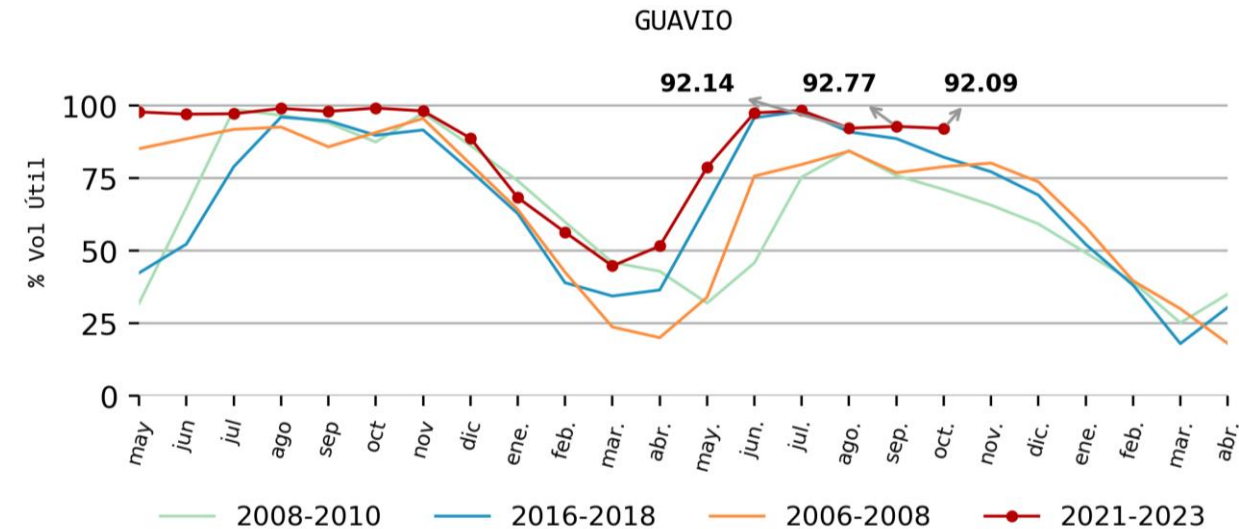
PENOL



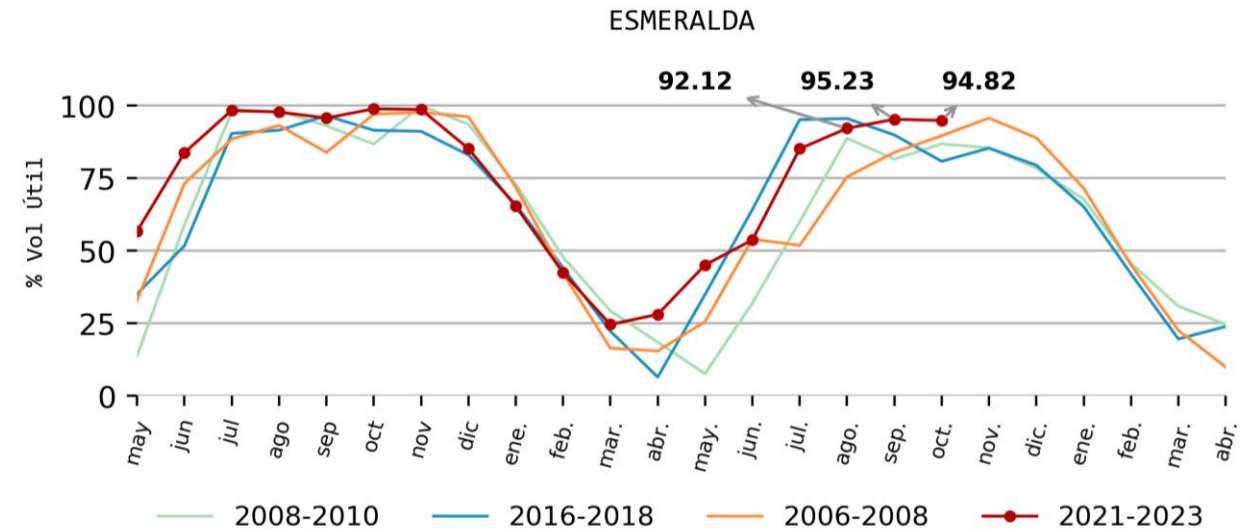
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



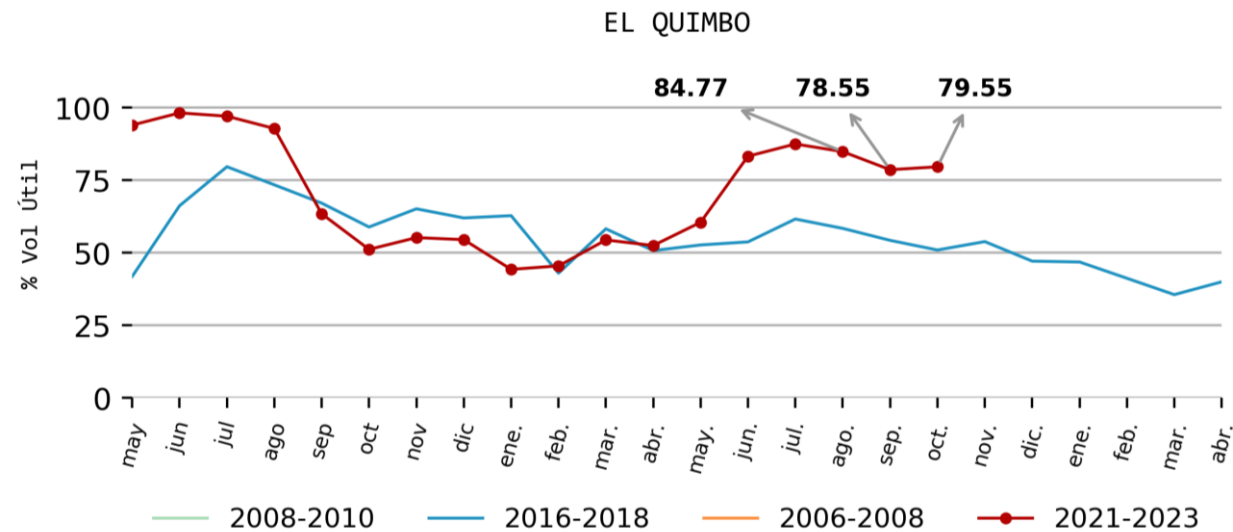
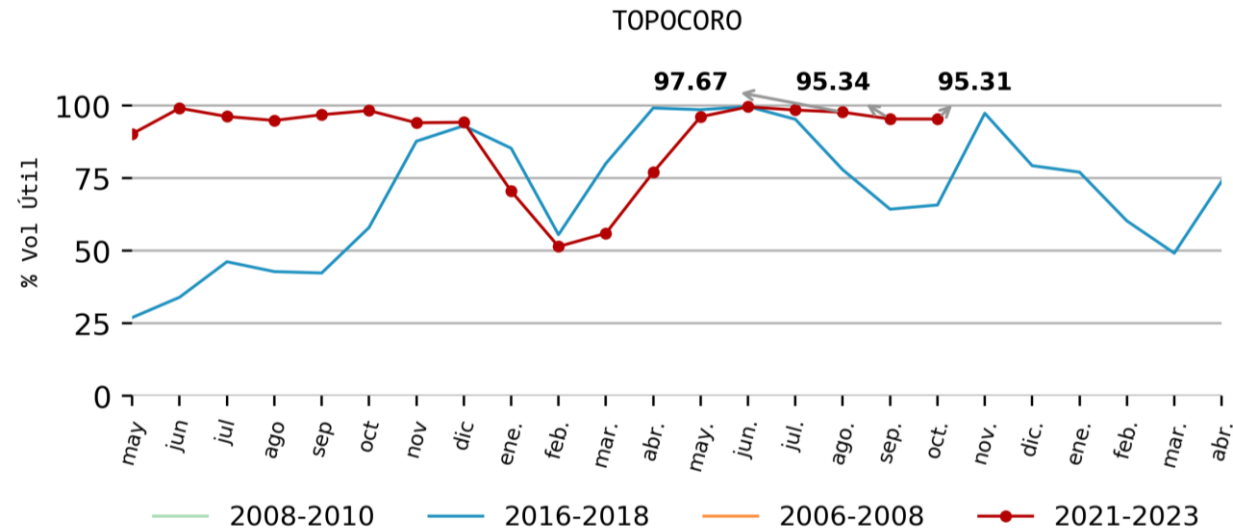
ESMERALDA



Información hasta el 2022-10-04

Información actualizada el 2022-10-05

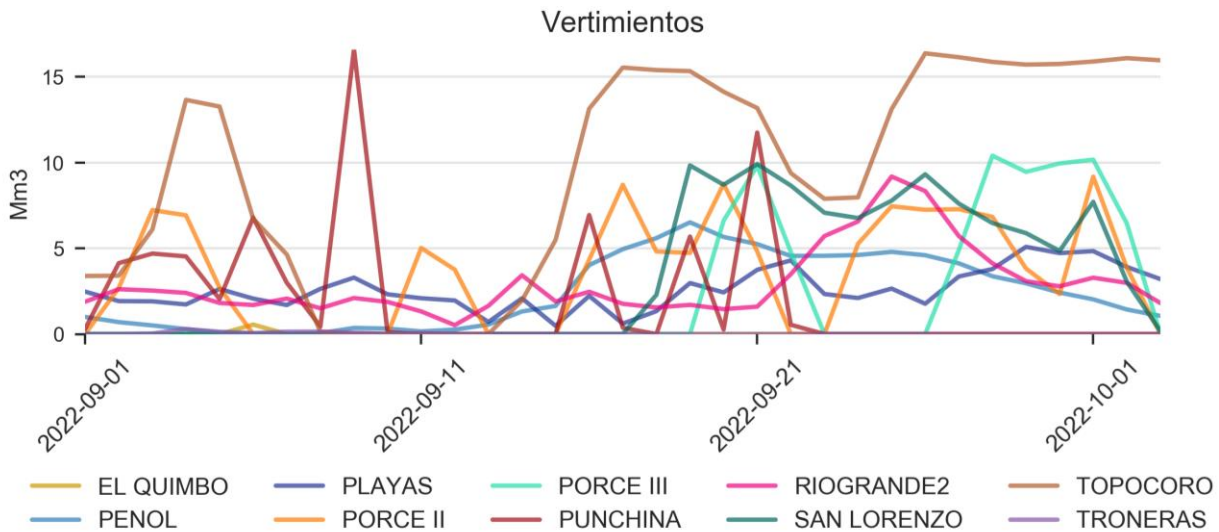
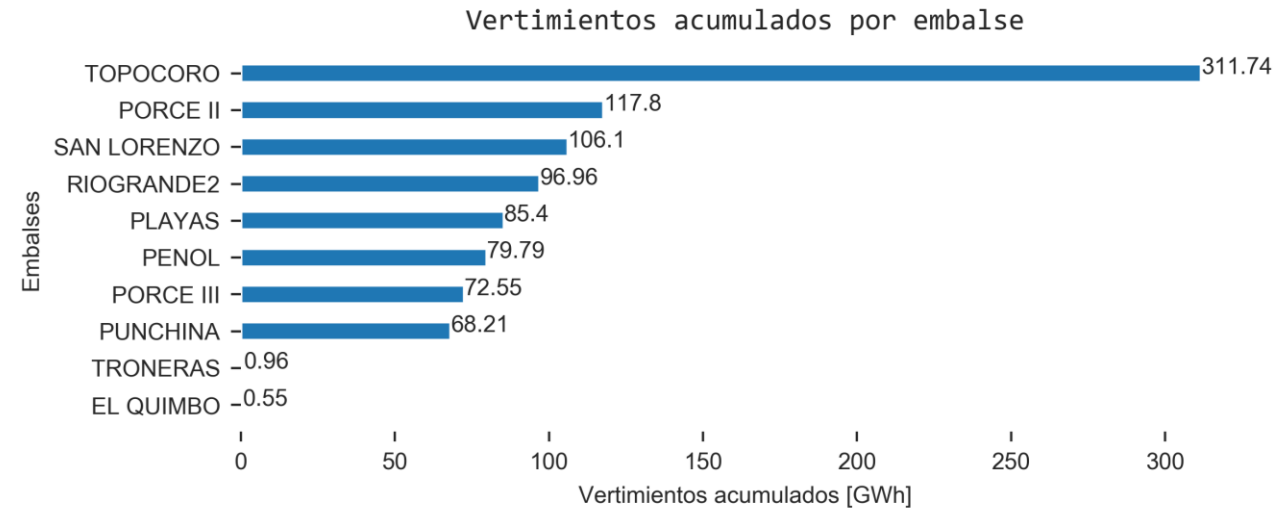
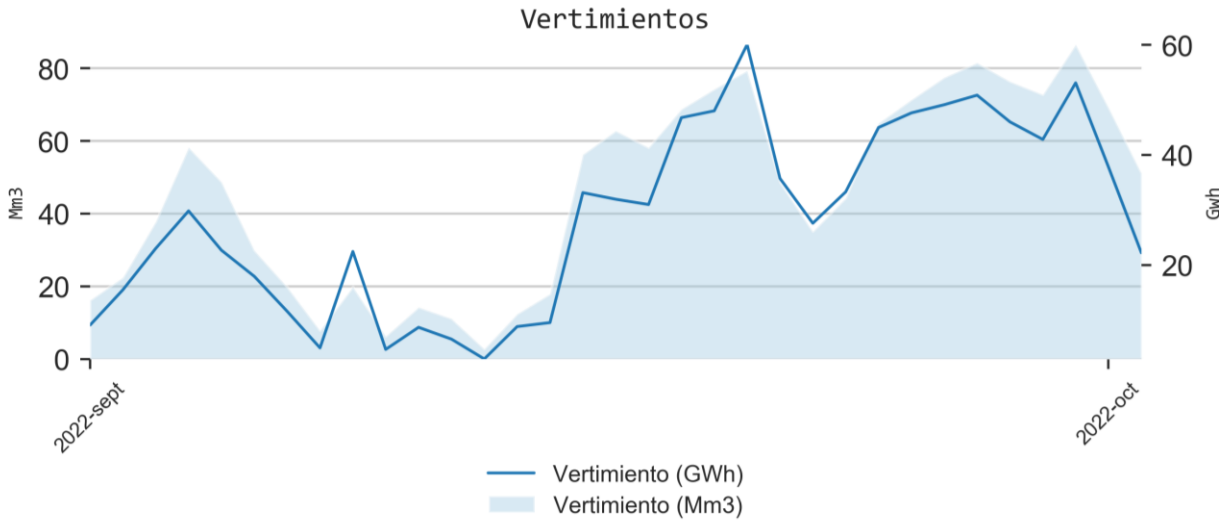
Evolución de principales embalses



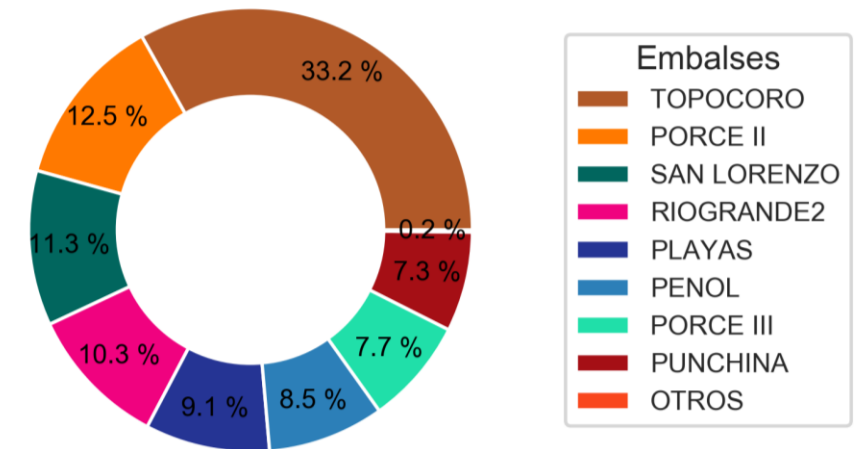
Información hasta el 2022-10-04

Información actualizada el 2022-10-05

Vertimientos del SIN



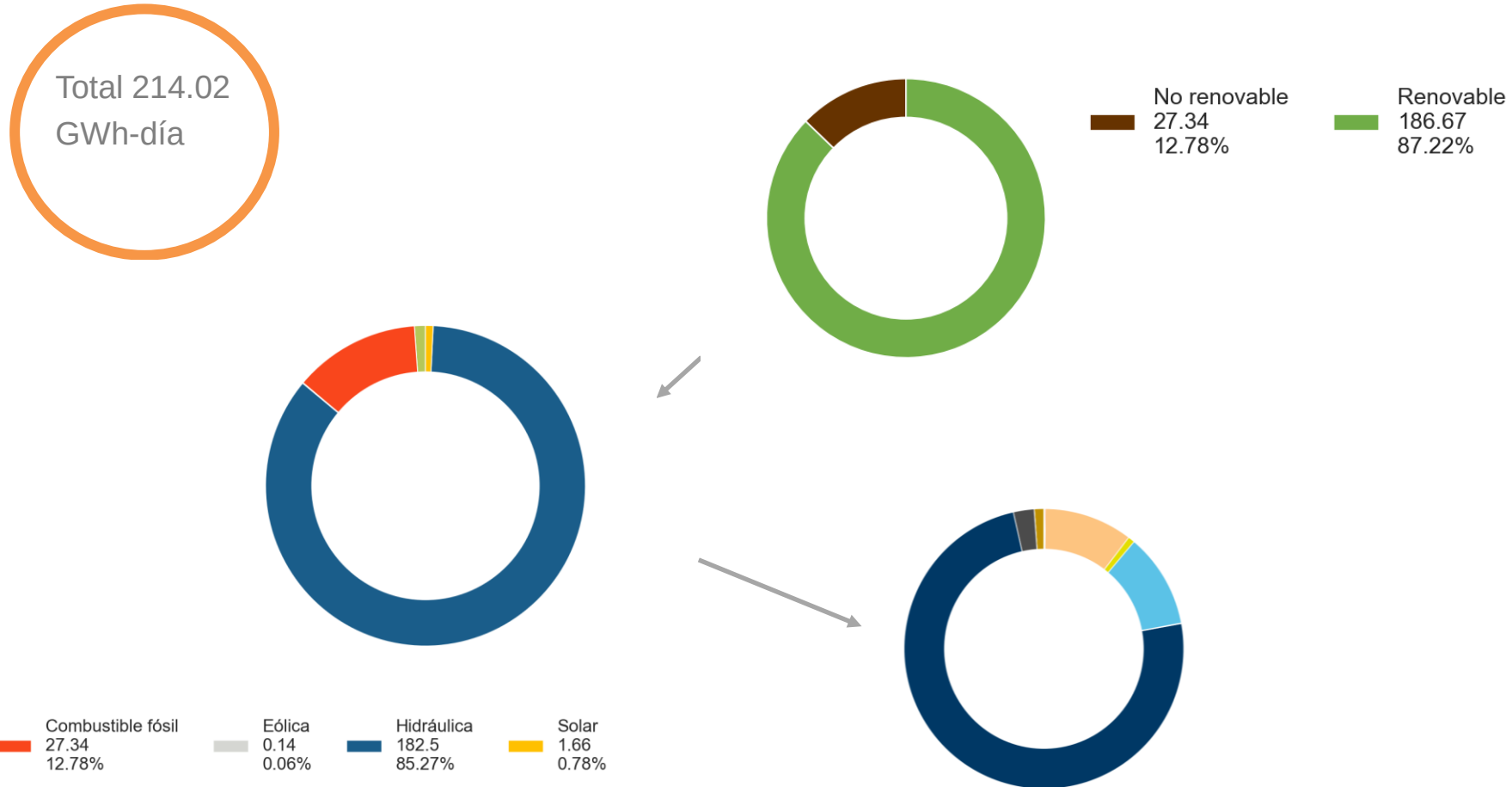
Participación vertimientos por embalse



Información hasta el 2022-10-03
Información actualizada el 2022-10-04

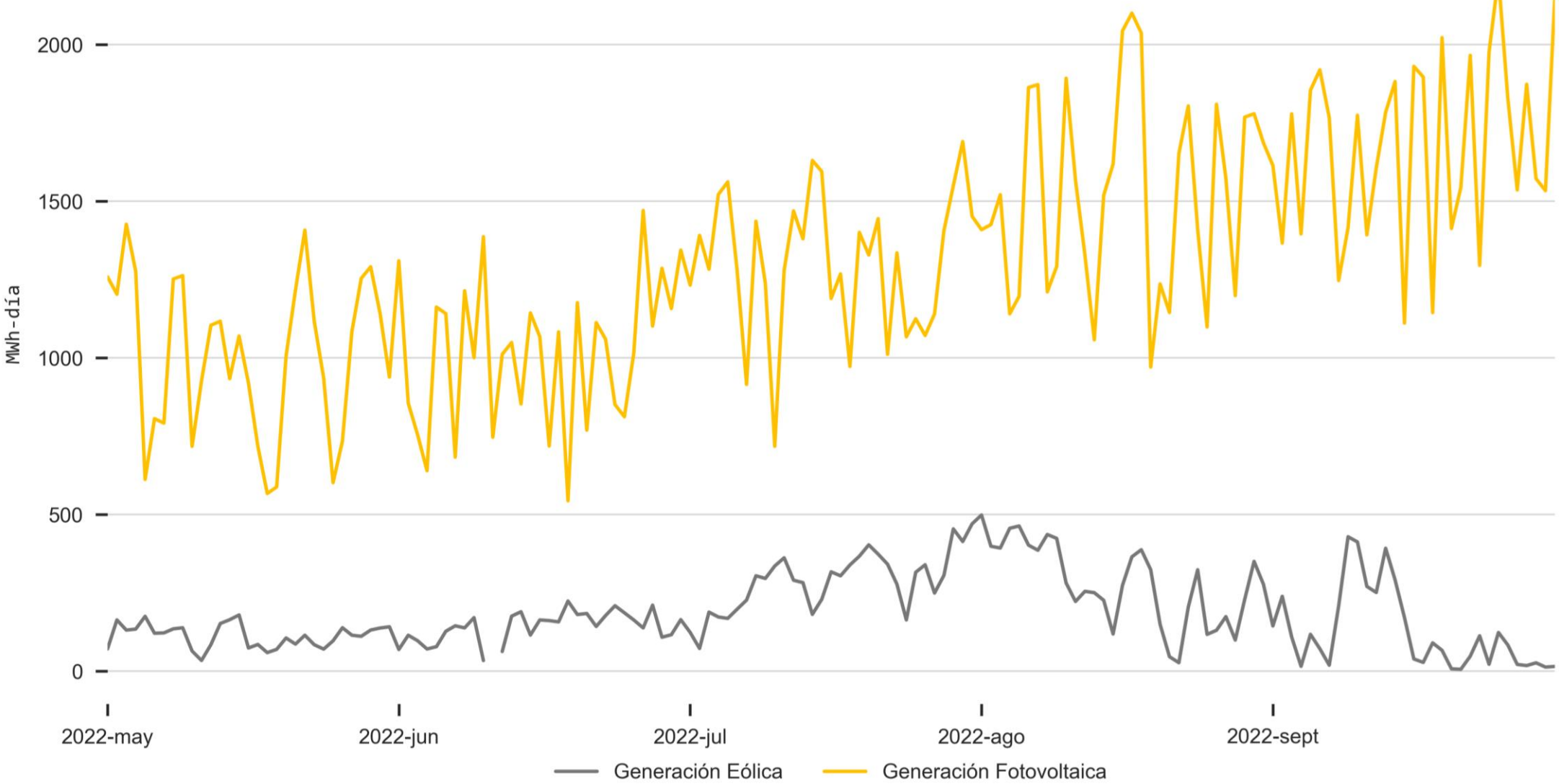
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-09-01 hasta 2022-10-03.
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación promedio diaria en GWh-día



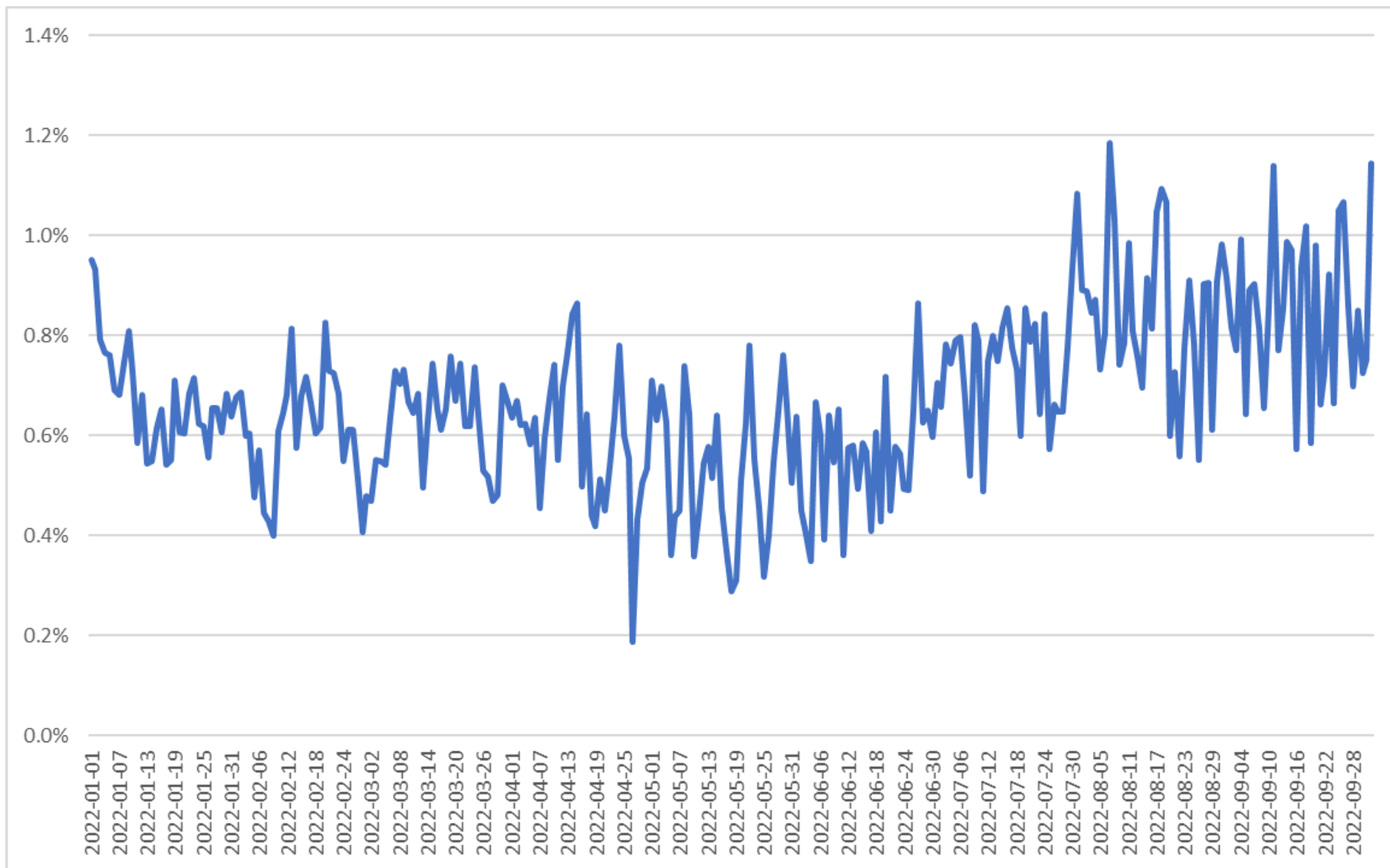
La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-sept.-2022 hasta el 30-sept.-2022

Generación FERNC



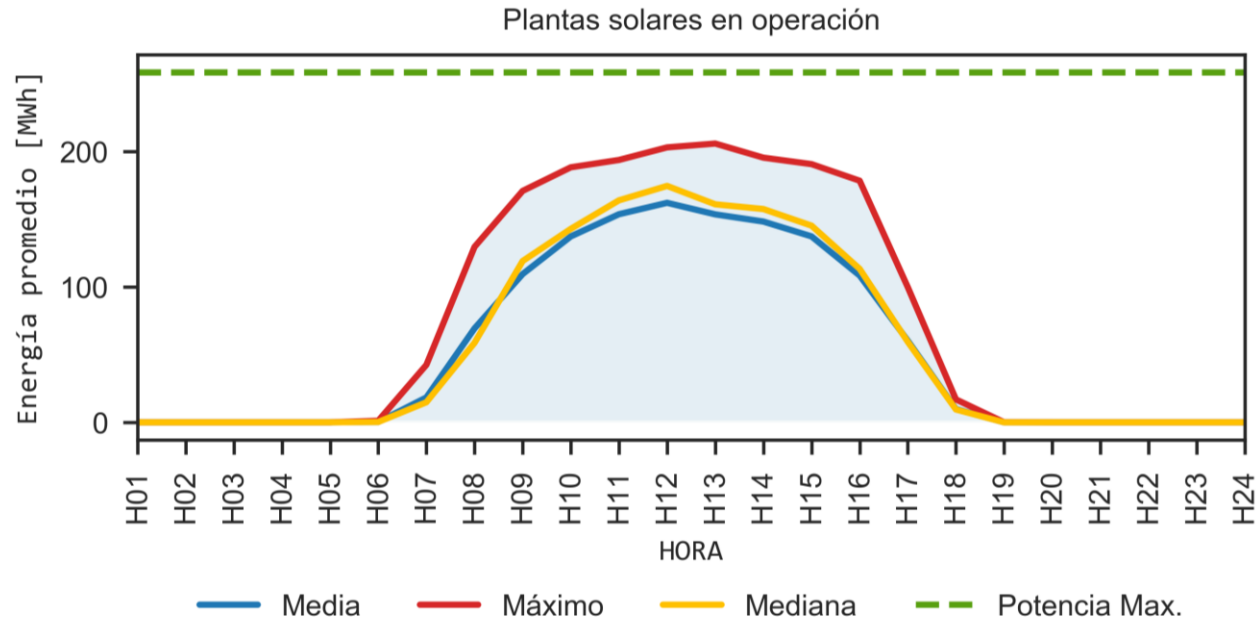
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 - 15, Parque Eólico Guajira I

Porcentaje de participación de la Generación FNCER en el SIN



Información hasta el 2022-09-30
Información actualizada el 2022-10-04

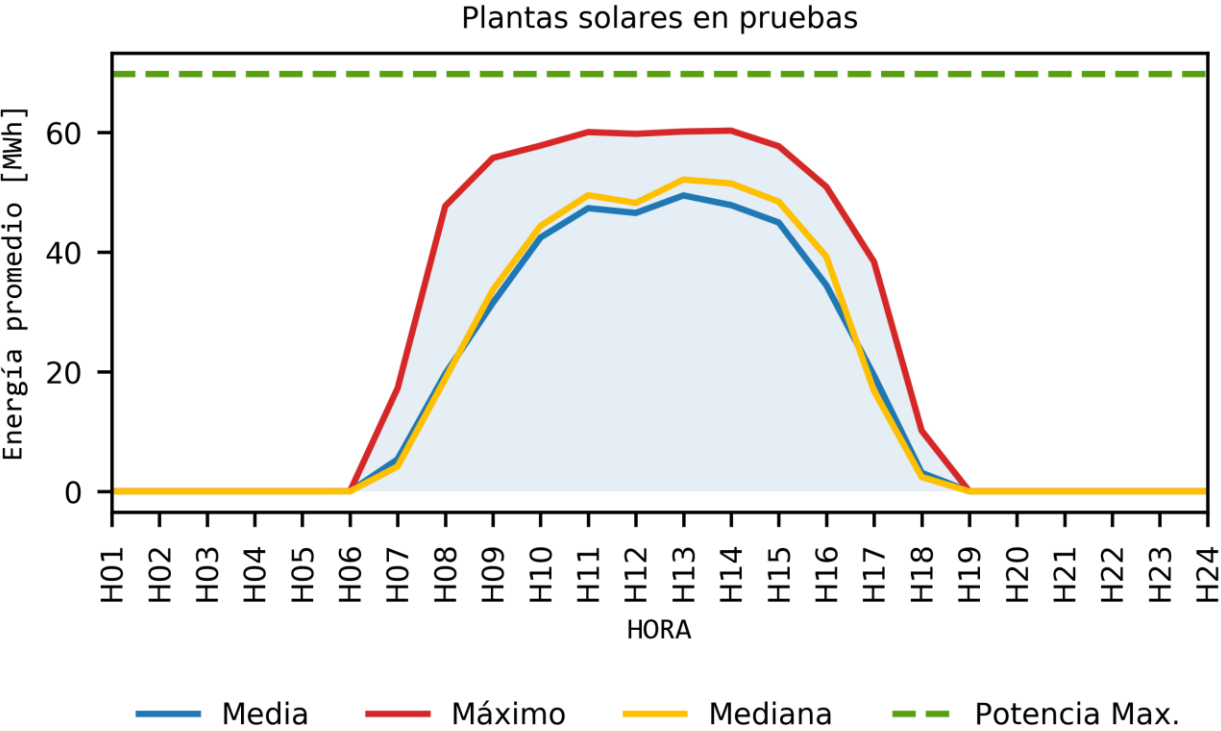
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2022 hasta el 30 de septiembre de 2022.

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	121.22	25.4%
LA SIERPE	19.9	120.01	25.1%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	117.3	24.6%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	117.23	24.5%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	117.14	24.5%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	108.27	25.2%
SINCE	18.5	100.63	22.7%
LA MEDINA	9.9	58.85	24.8%
LOS CABALLEROS	9.9	57.16	24.1%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	50.76	21.4%
PETALO DE CORDOBA I	9.9	49.62	20.9%
CERRITOS	9.9	46.21	19.4%
HELIOS I	9.9	44.39	18.7%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	35.19	18.2%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	32.48	13.7%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	20.75	17.1%
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	4.99	16.6	13.9%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	15.71	6.6%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	12.36	5.2%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	12.1	5.1%
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	2.45	7.66	13.0%
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3	6.21	8.6%
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0.3	0.07	0.9%
Total	258.66	1267.92	

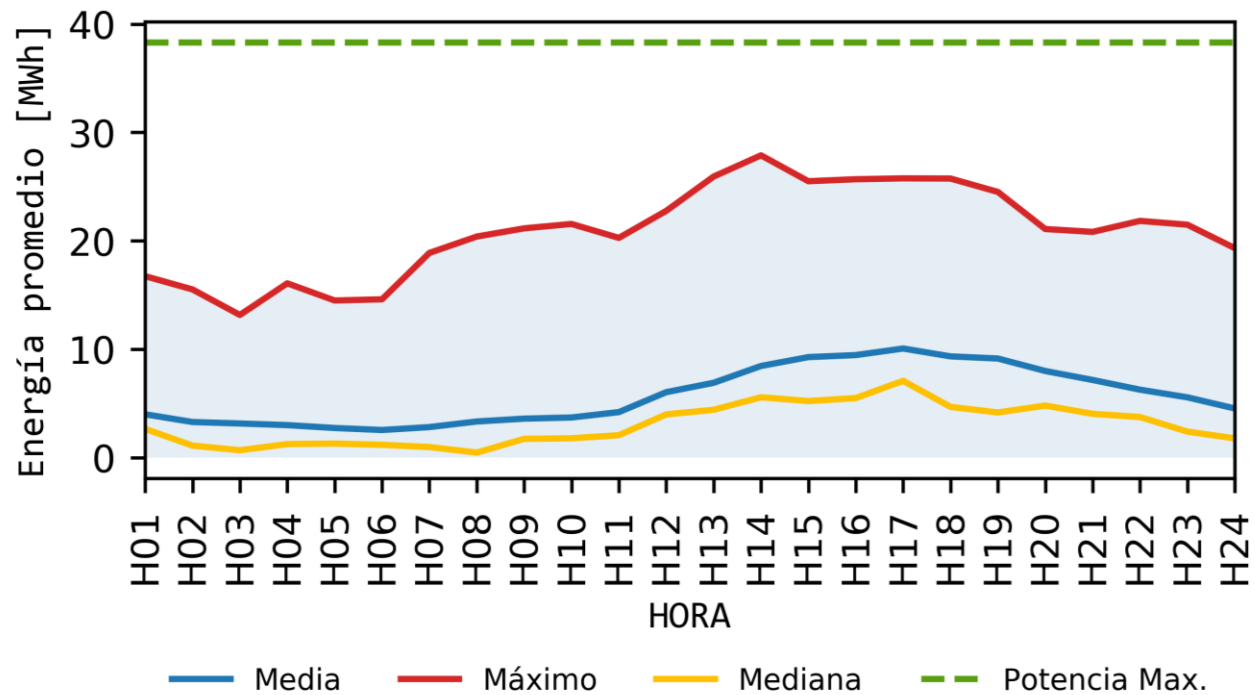
Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
EL PASO	67	392.07
AUTOG CI JEANS	1.41	1.11
AUTOG PINTUCO	1.43	0.08
Total	69.84	393.25

Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2022 hasta el 30 de septiembre de 2022.

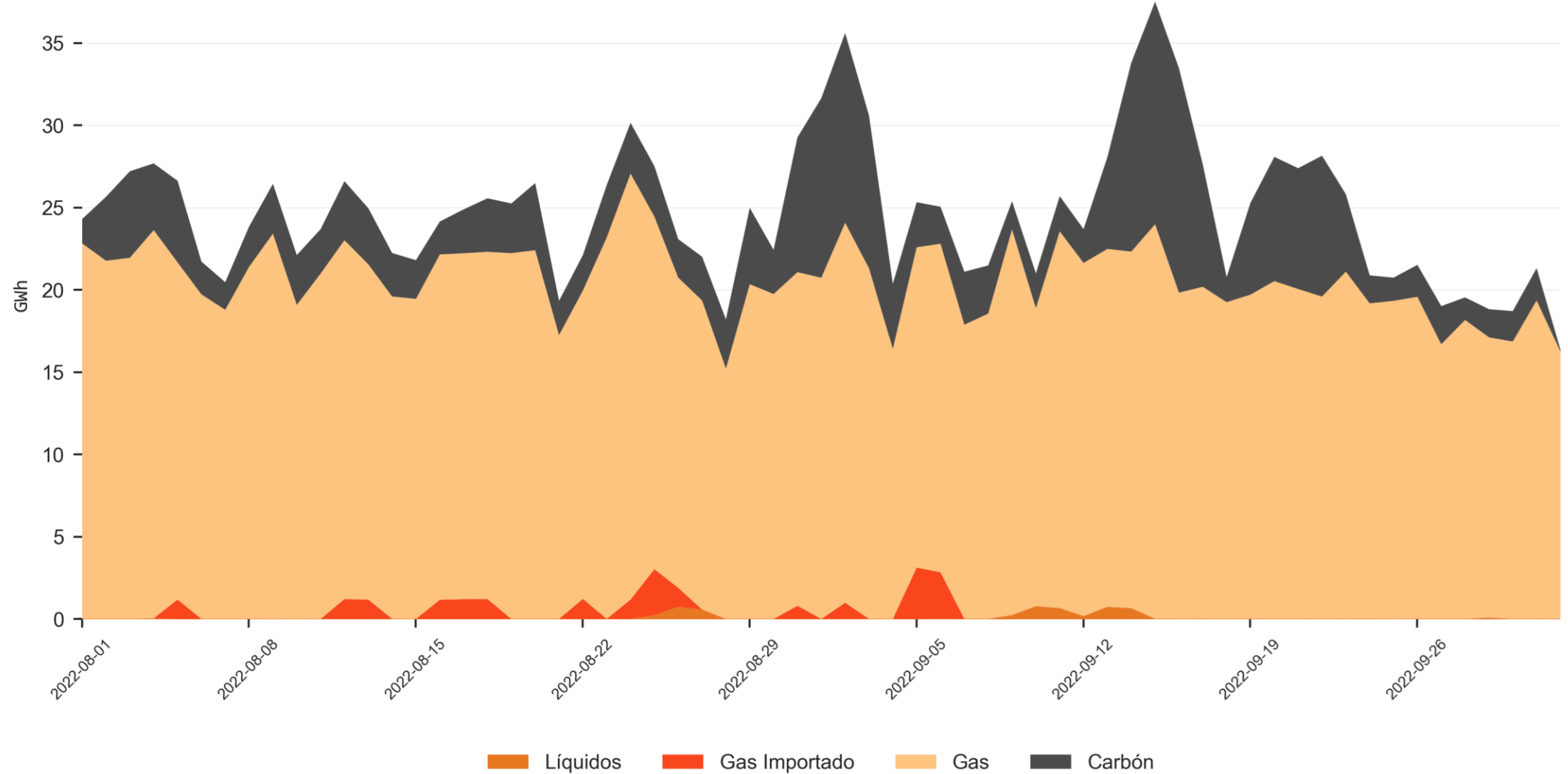
Curva Generación Eólica



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Estado	Factor de planta [%]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	97.45	Pruebas	20.4%
JEPIRACHI 1 - 15	18.42	39.1	Operación	8.8%
Total	38.32	136.55		14.8%

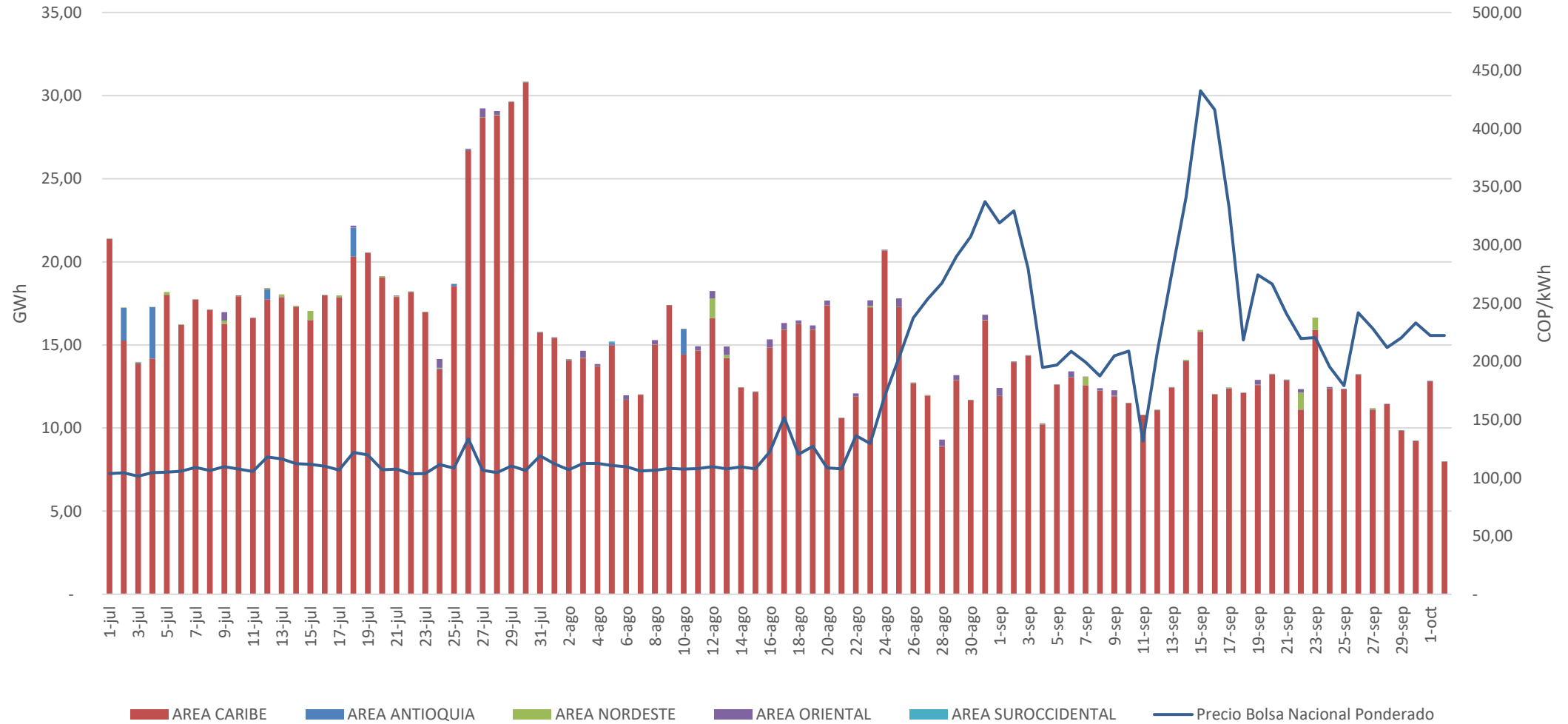
Corresponde a la generación real de todos los recursos eólicos que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2022 hasta el 30 de septiembre de 2022. Incluye la potencia de las plantas que se encuentran en pruebas.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



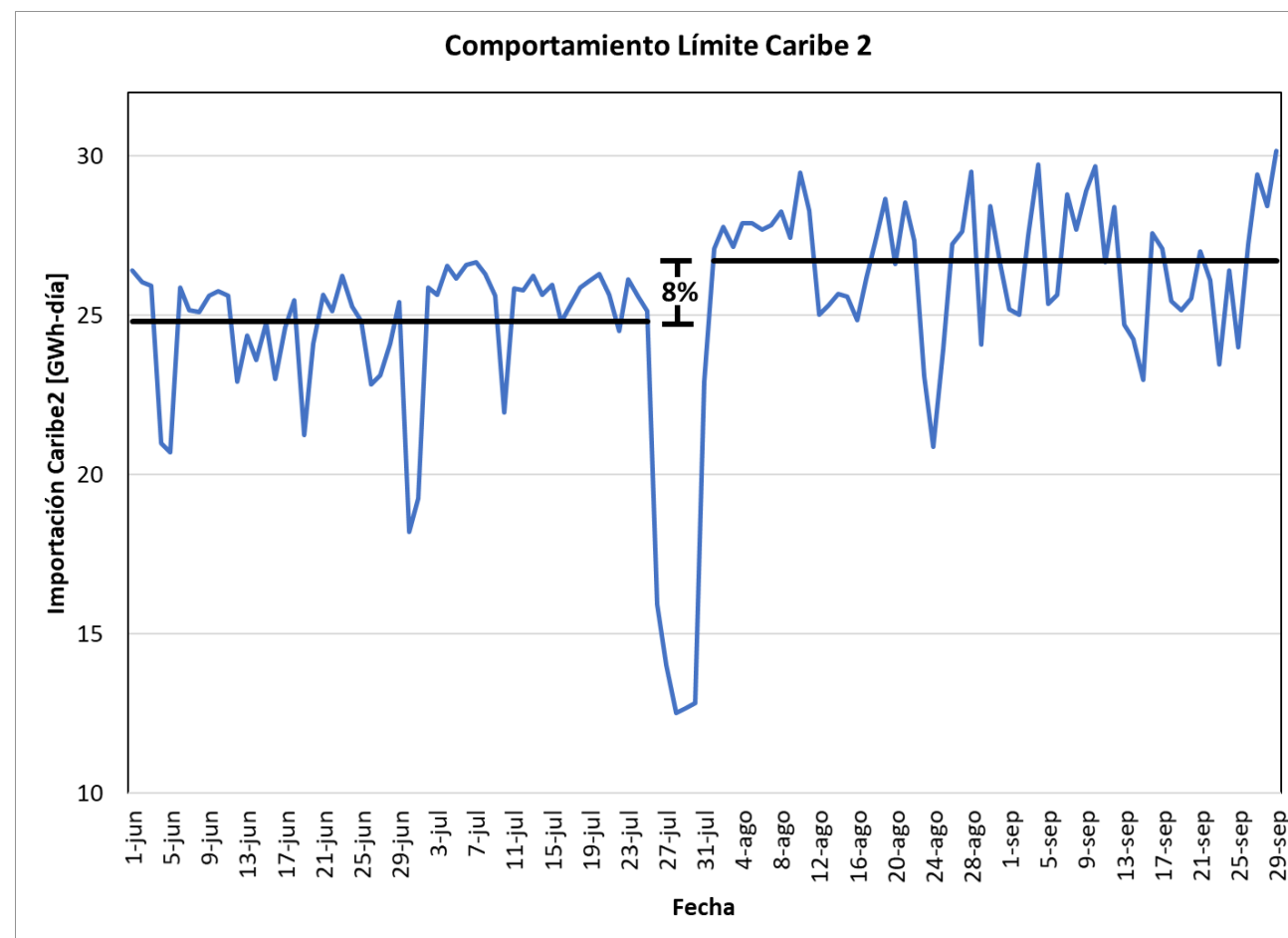
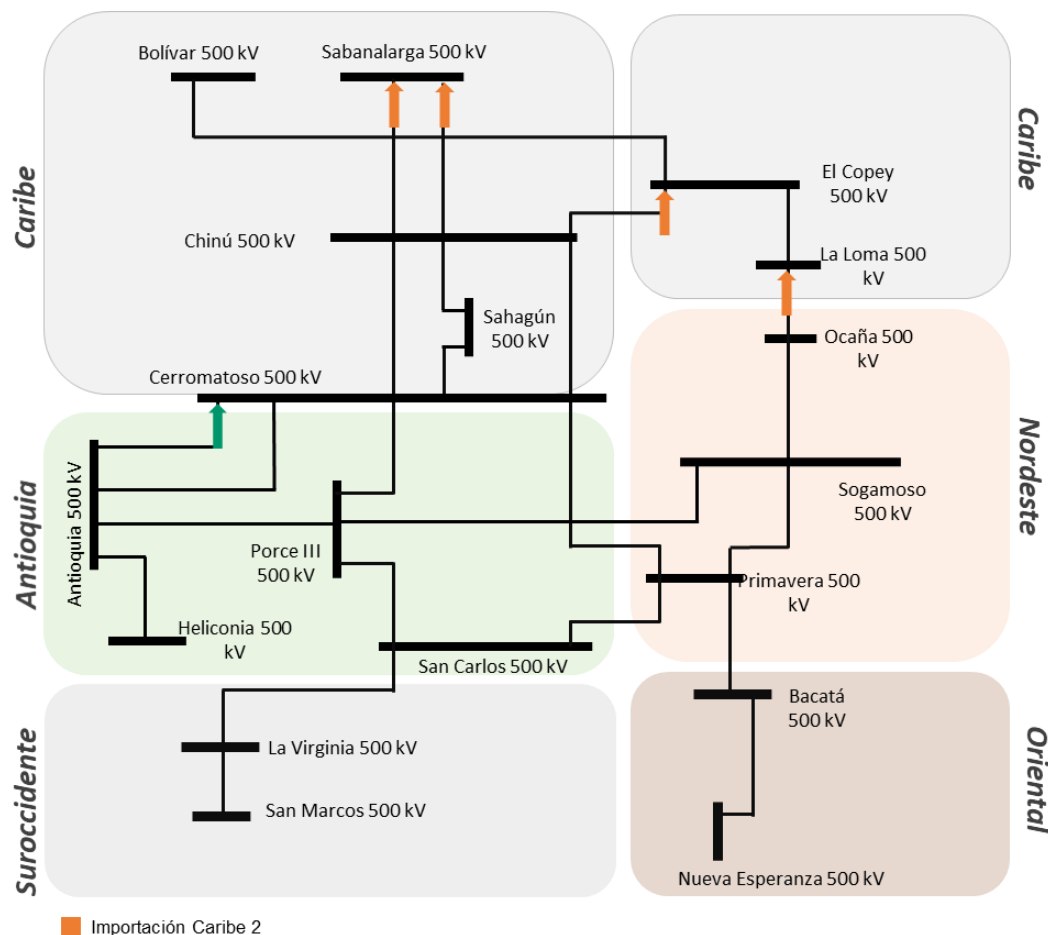
Información hasta el 2022-10-02
Información actualizada el 2022-10-04

Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa

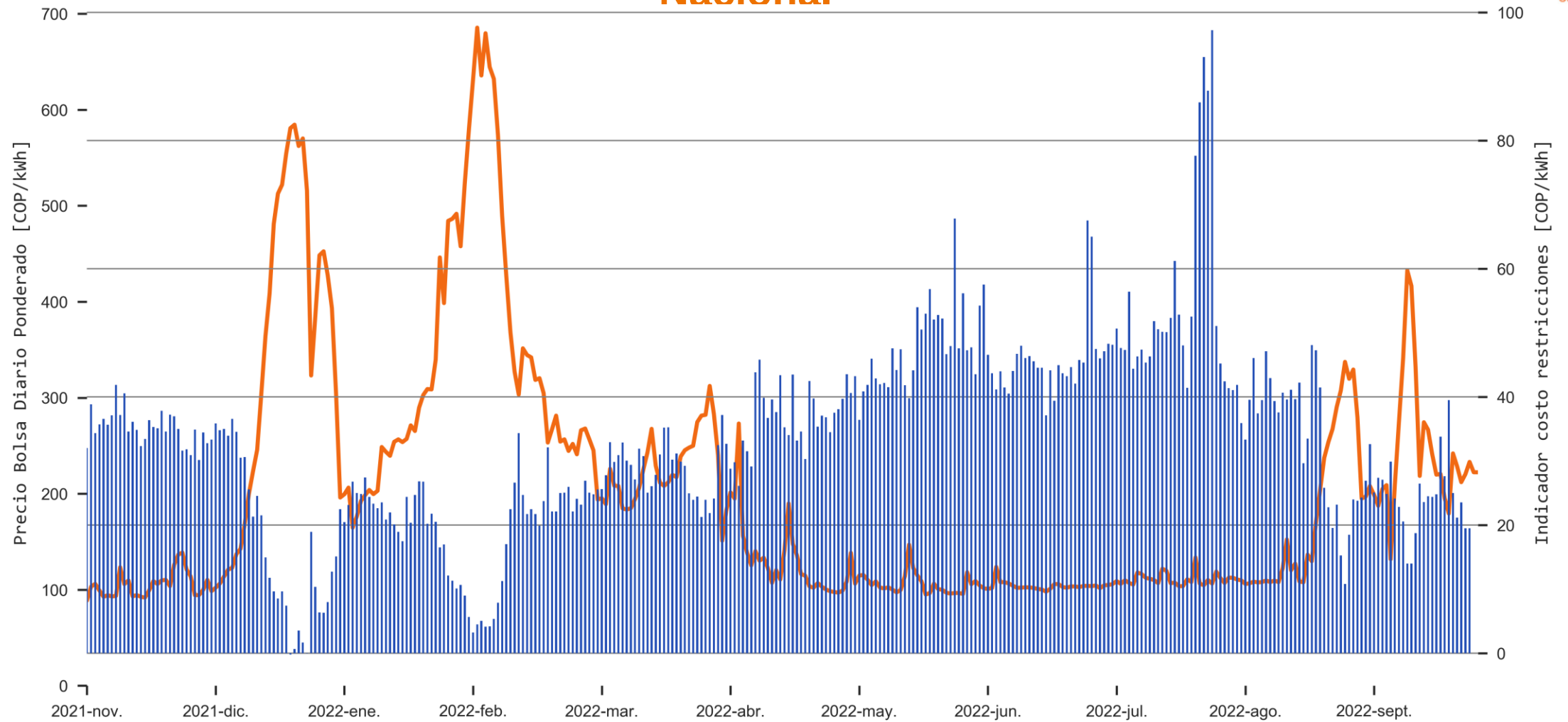


Información hasta el 2022-10-02
Información actualizada el 2022-10-04

Impacto Entrada Chinú – Copey 500 kV:



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



— PPPBolsaDiario
■ Indicador costo restricciones

Información hasta el 2022-10-02
Información actualizada el 2022-10-04

2. Expectativas Energéticas

Estado de cumplimiento de requisitos de Ituango



unidad 1:
FIPPS: 01/11/2022
FPO : 10/11/2022

unidad 2:
FIPPS: 10/11/2022
FPO : 20/11/2022

Requisitos por cumplir:
H: Hábiles
C: Calendario
Previo: Previo a la FPO
*Previo a la FIPPS

Análisis Energético Mediano Plazo

Horizonte 2 años

Datos de entrada y supuestos considerados

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

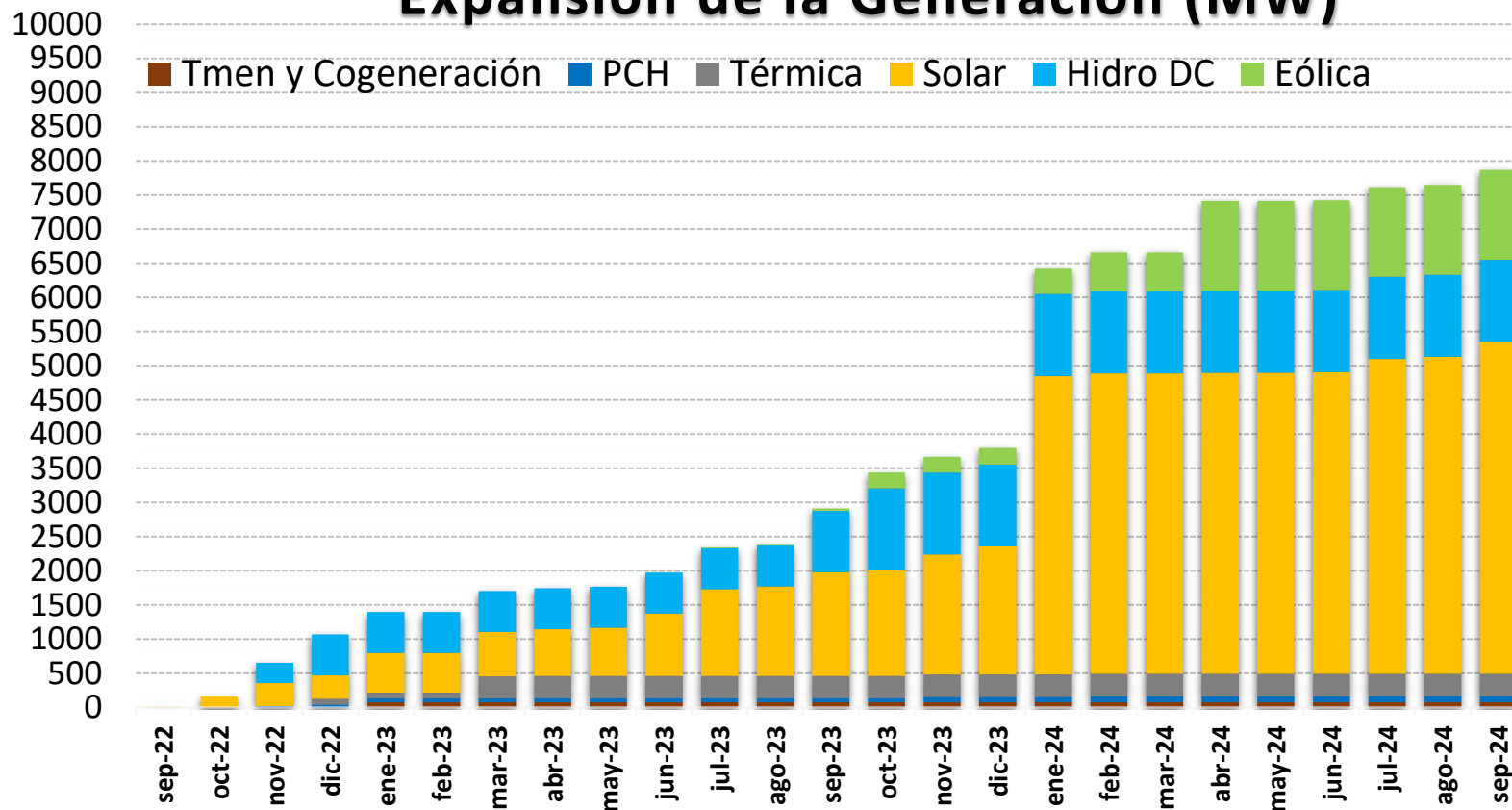
Condición Inicial Embalse  Oct 02, 83.92%	Intercambios Internacionales  No se consideran	Mantenimientos Generación  Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento  Ultimo Umbral UPME para septiembre 2022	Parámetros del SIN  PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas
Embalses*  MOI, MAX(MOS, NEP) Desbalances de 3.93 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistémica		Información combustibles  Precios: Reportados por UPME (Act. Dic/2021). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.		Expansión Generación  Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

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

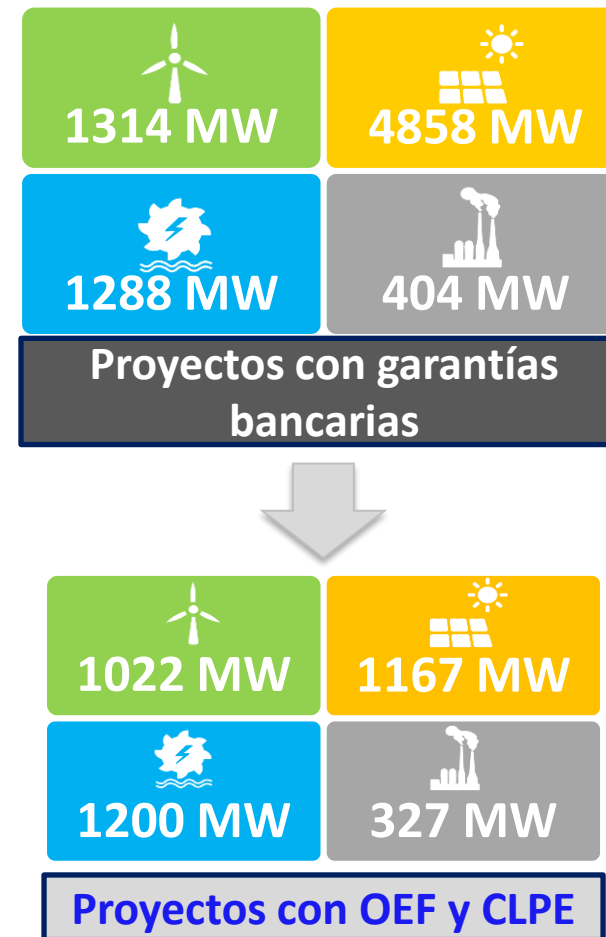
El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



Total:
7865 MW

Total:
3716 MW

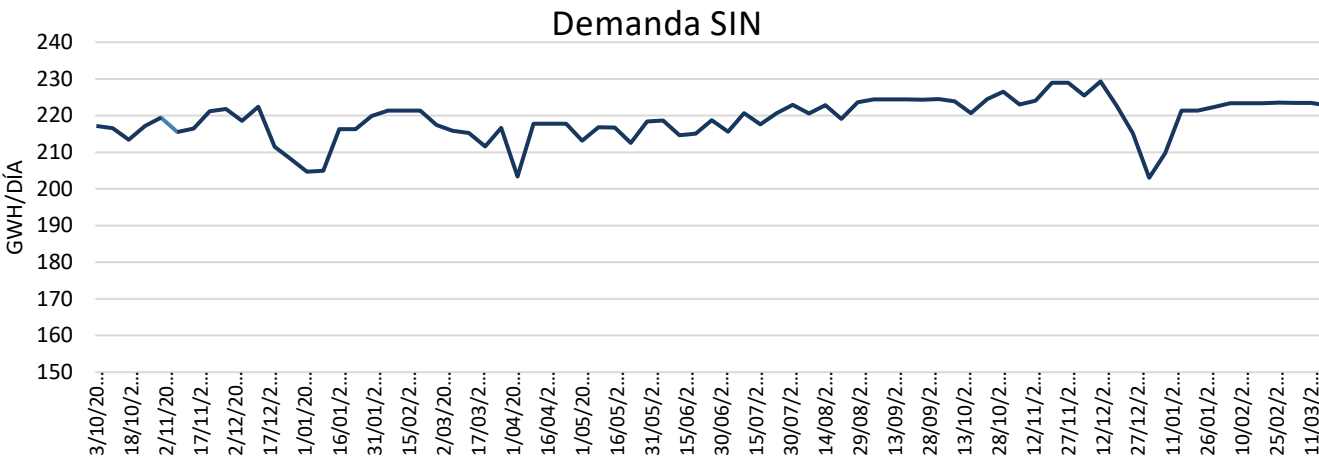
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

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

Datos de entrada y supuestos considerados

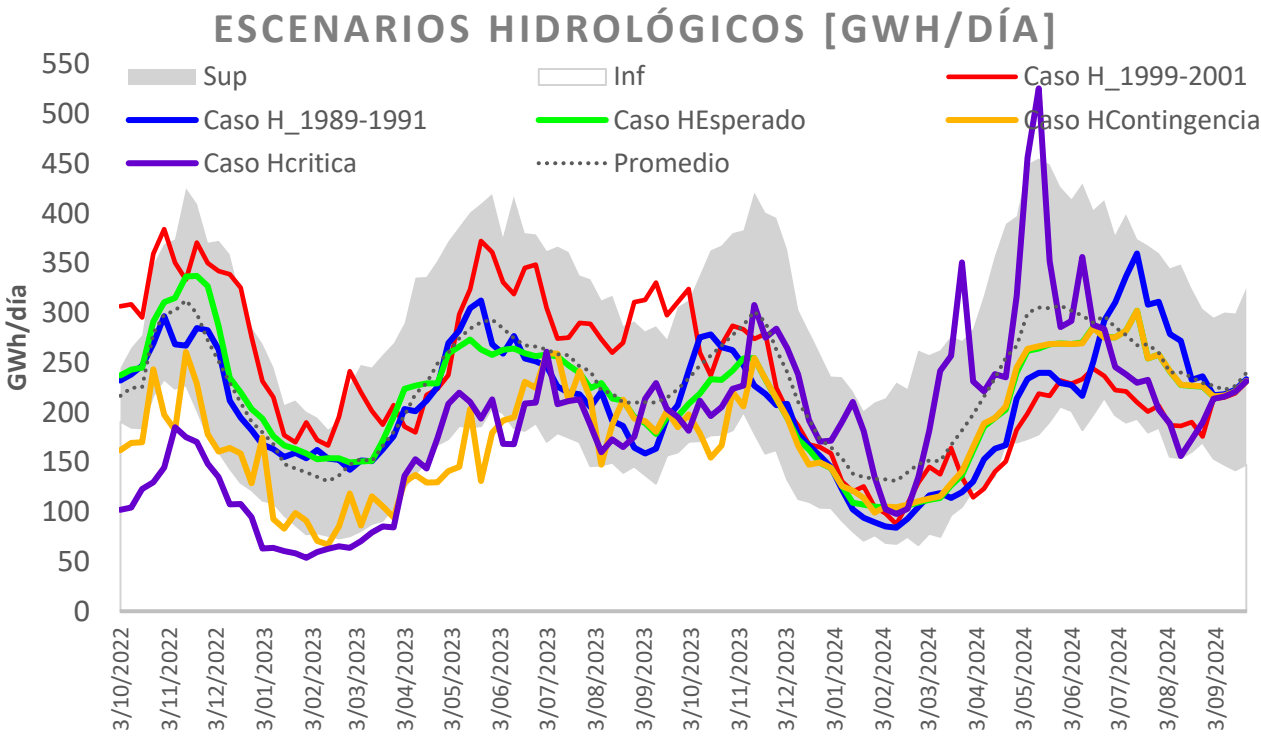
Demanda

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



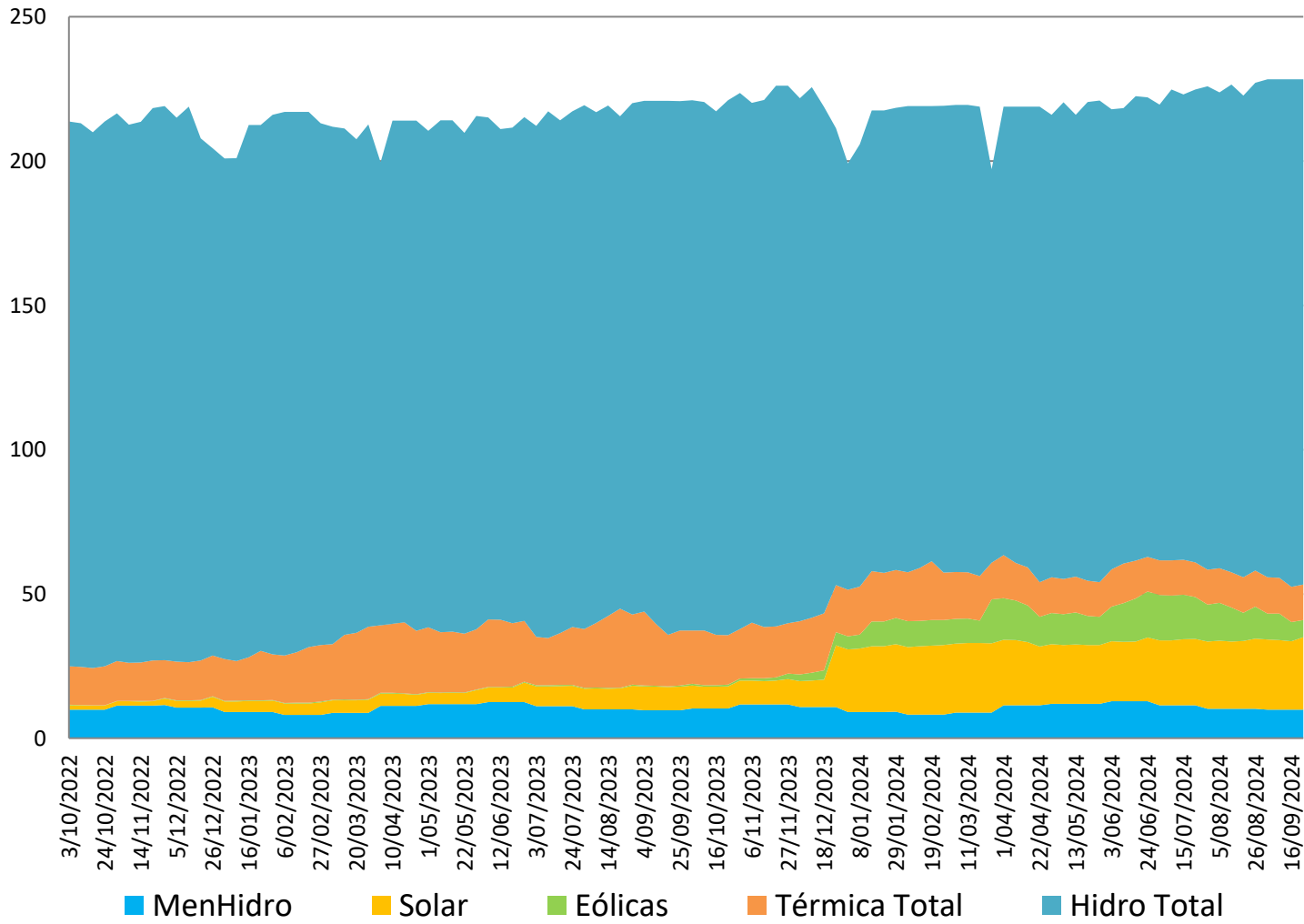
Hidrología

1	H 1999-2001: hidrología histórica del periodo sep de 1999 a ago de 2001	4	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2	H 1989-1991: hidrología histórica del periodo sep de 1989 a ago de 1991	5	Caso H Crítica : Hidrología histórica del periodo sep 2015 a ago de 2017 .
3	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico	100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica

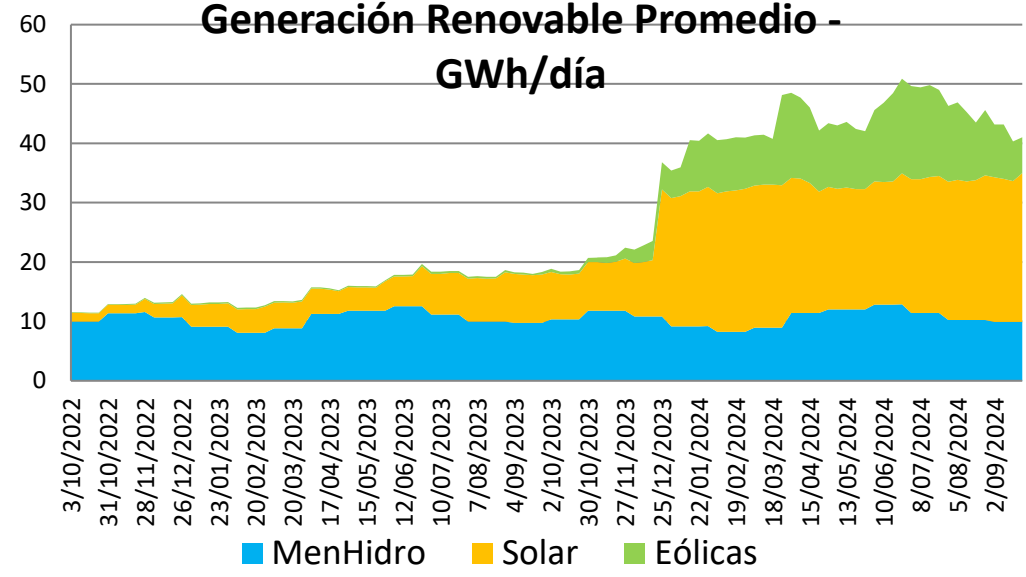


Resultados Estocásticos

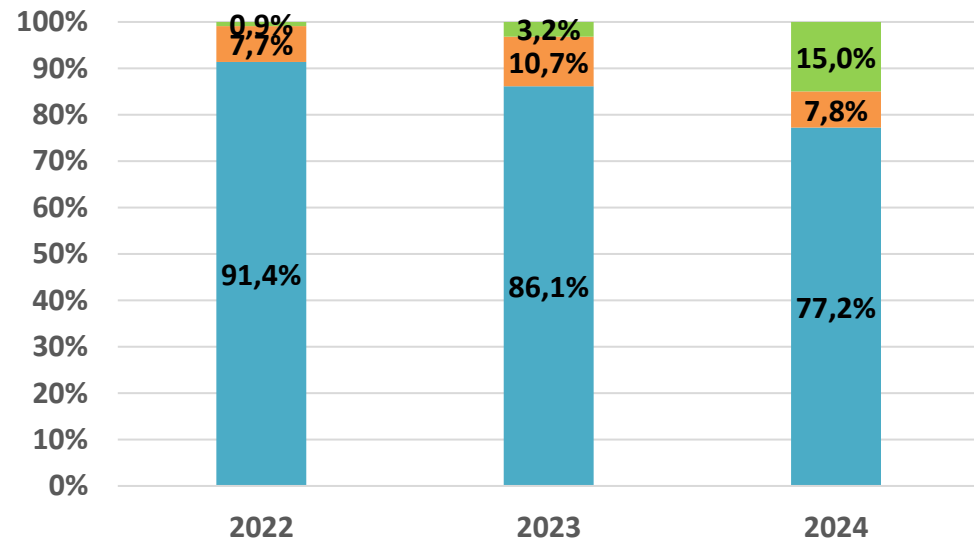
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día

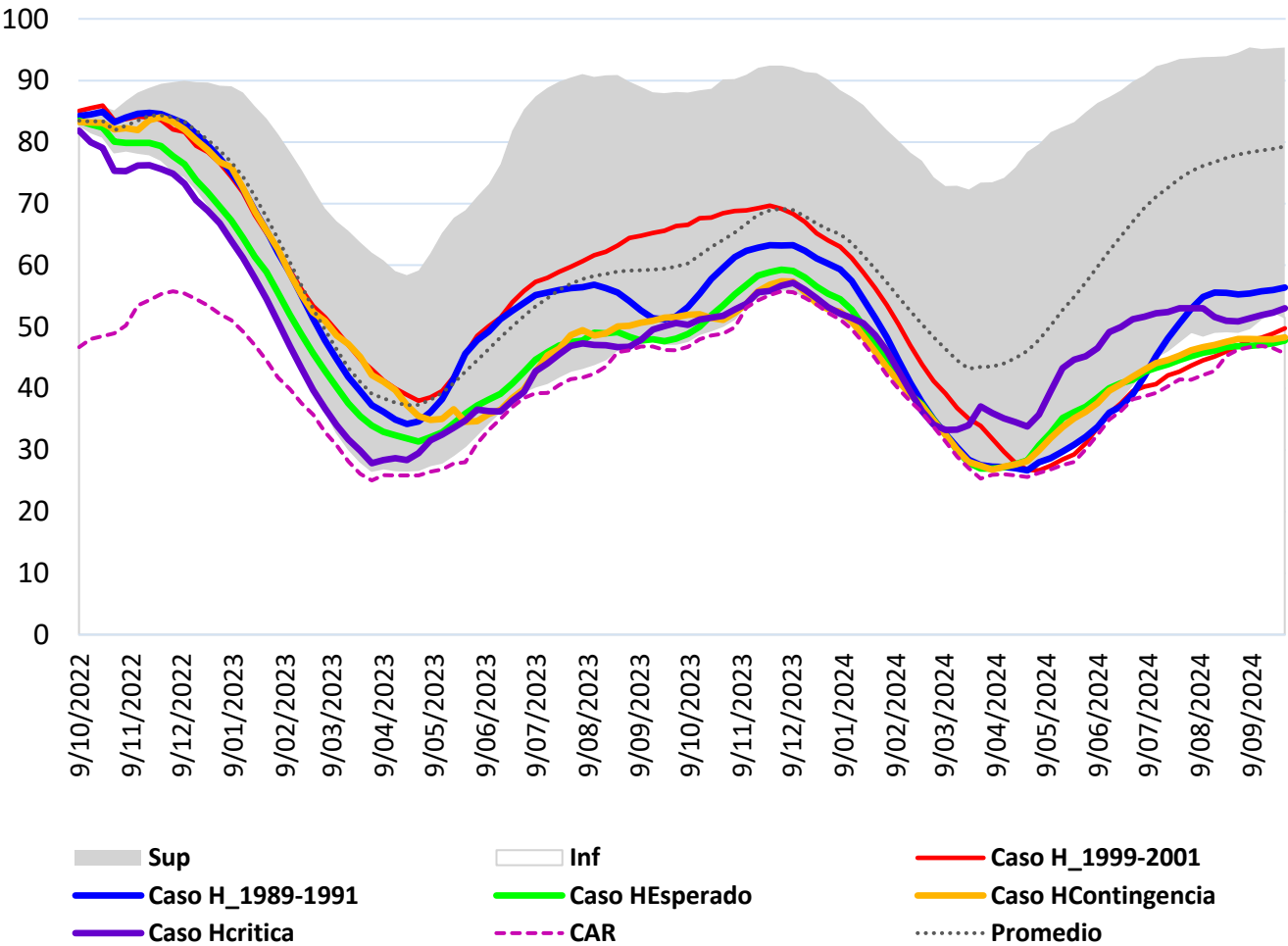


Participación de la generación en la atención de la demanda

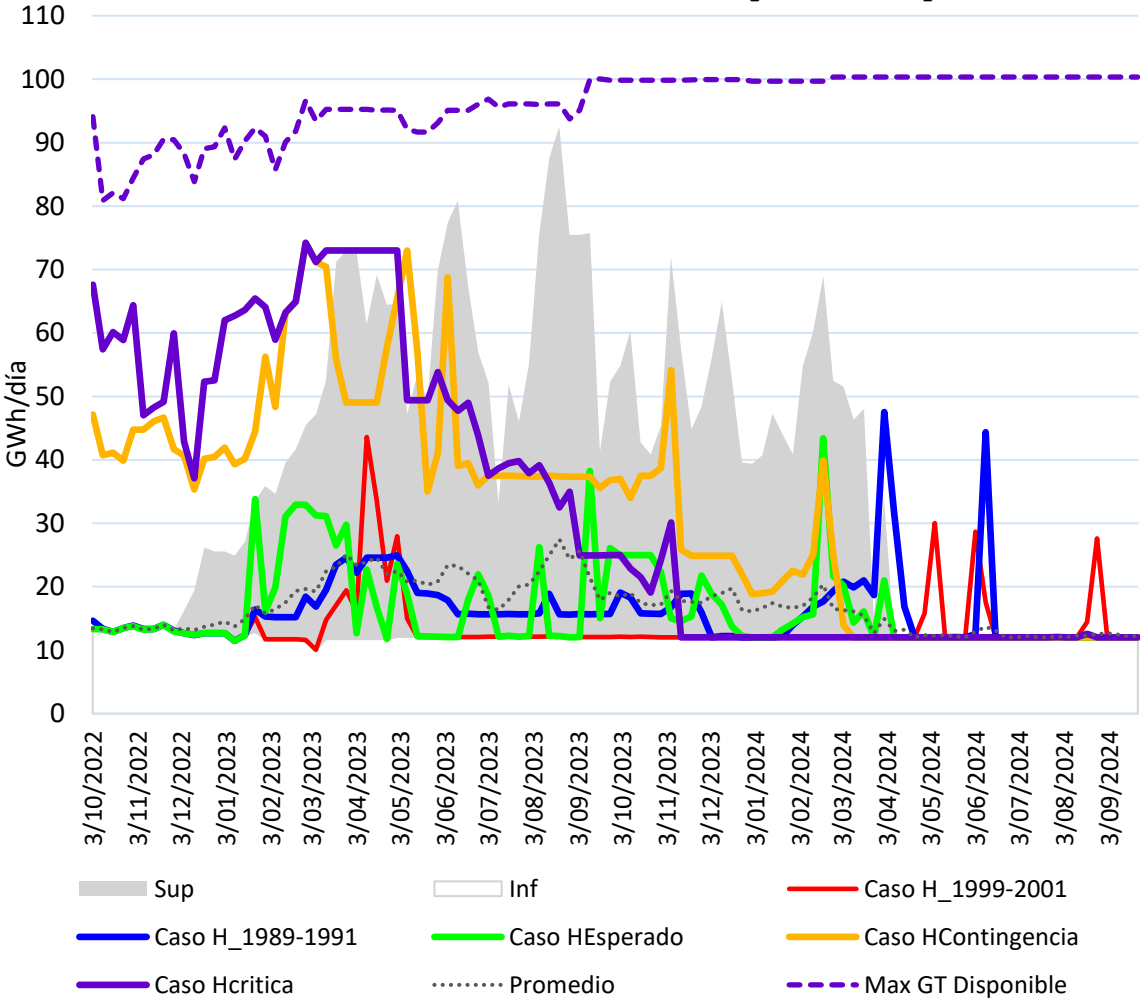


Resultados Determinísticos

Embalse agregado SIN %

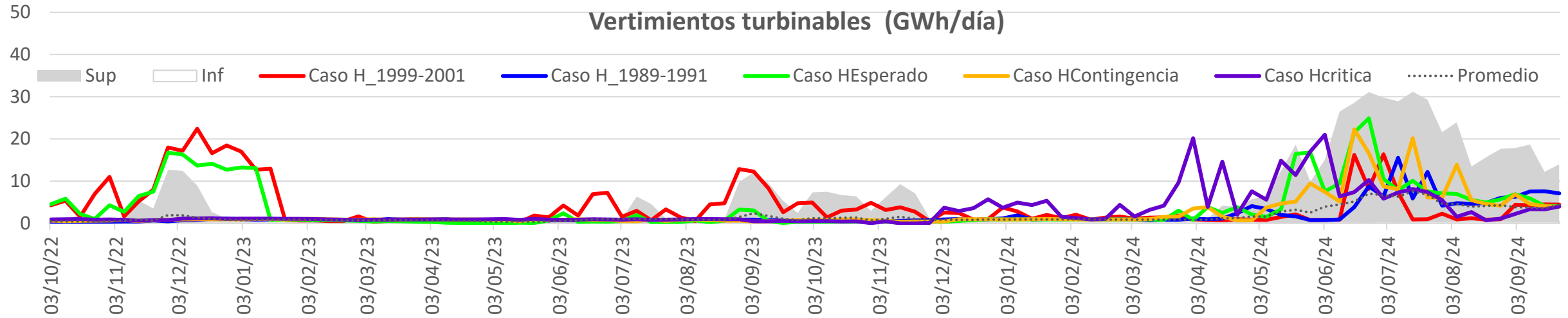


Generación Térmica [GWh/día]

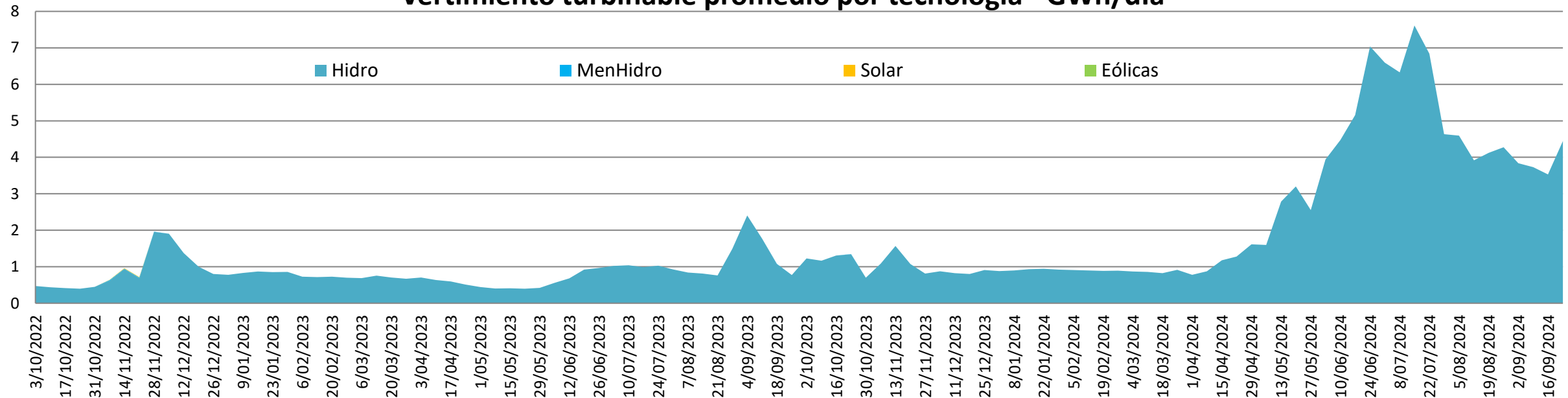


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Resultados de Vertimientos Turbinables



Vertimiento turbinable promedio por tecnología - GWh/día





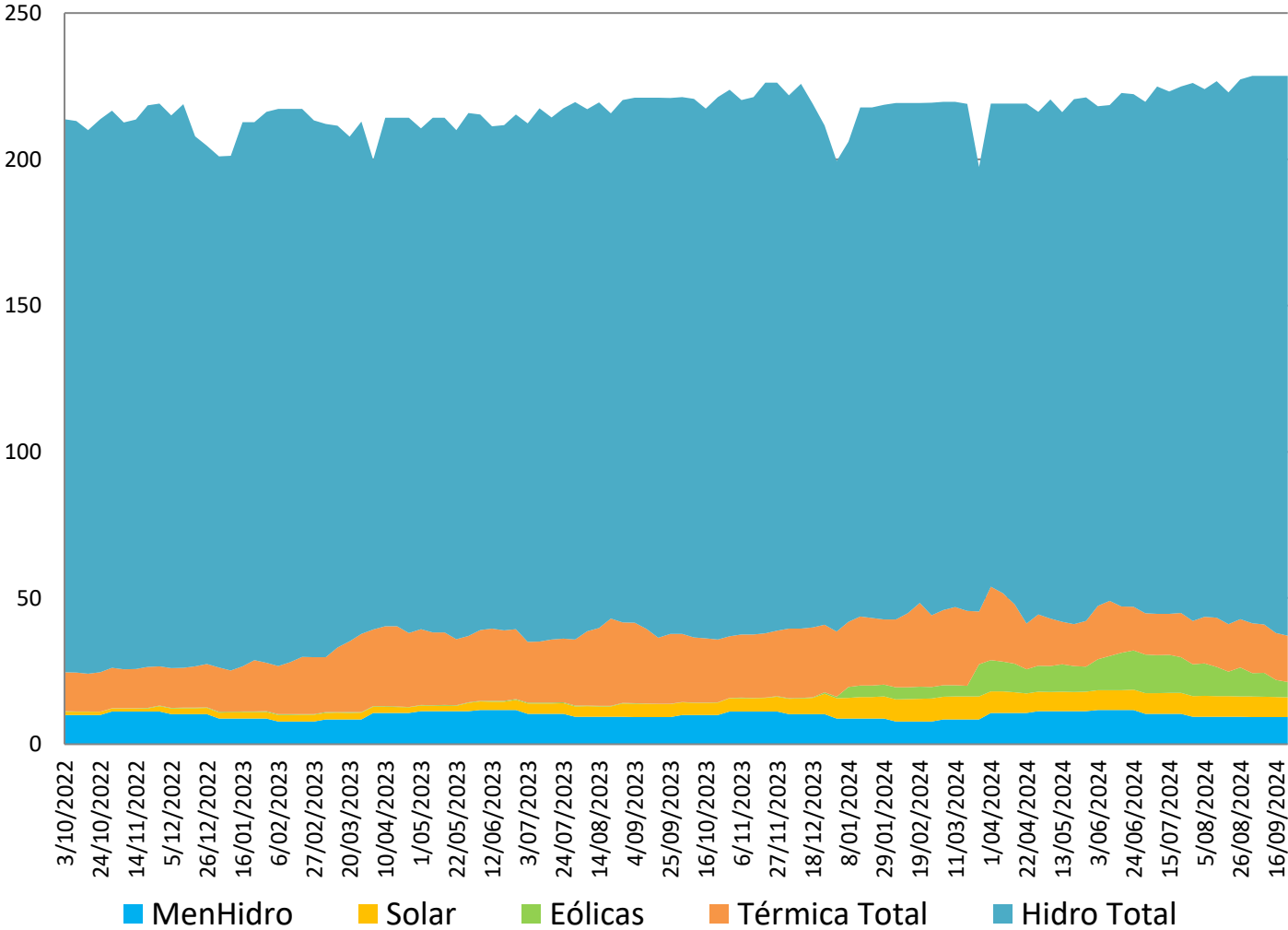
» PANORAMA ENERGÉTICO DE MEDIANO PLAZO

Sensibilidad proyectos con OEF y CLPE

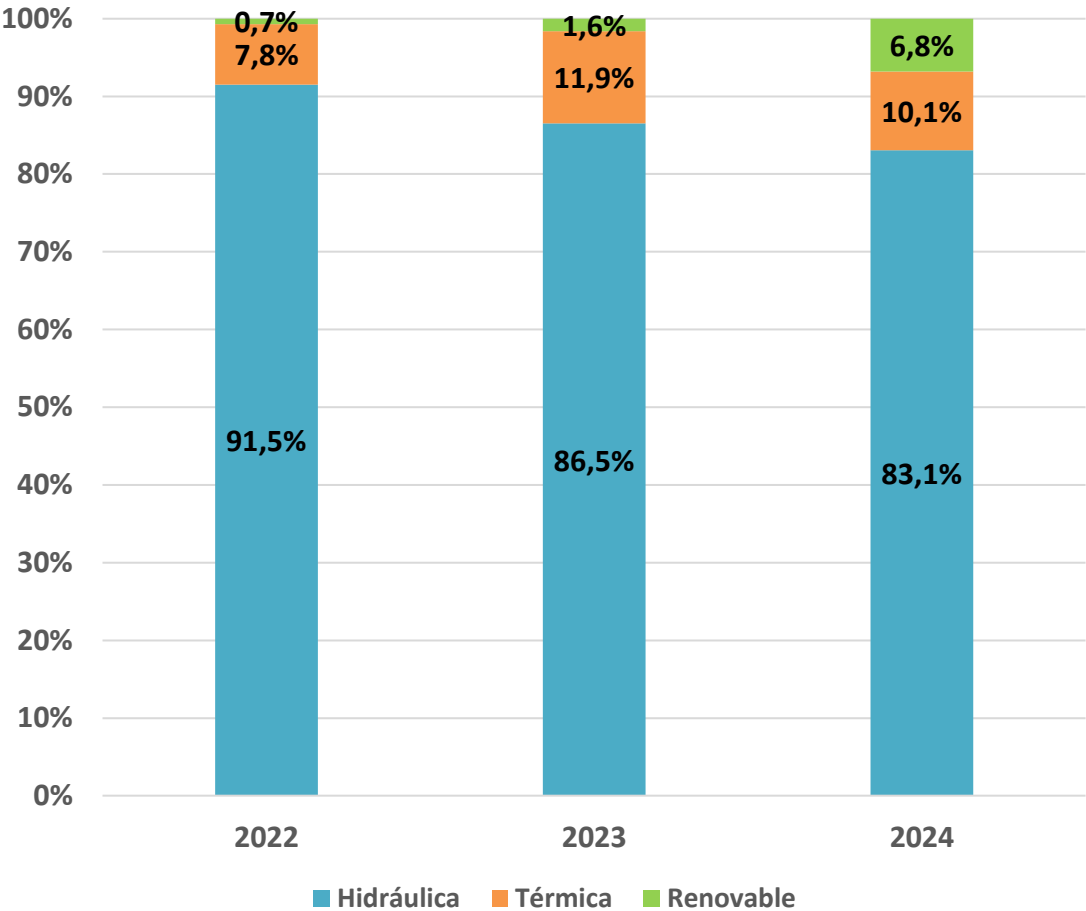
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) y Contratos de Energía de Largo Plazo (CLPE) sobre el modelo estocástico.

Resultados Estocásticos

Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



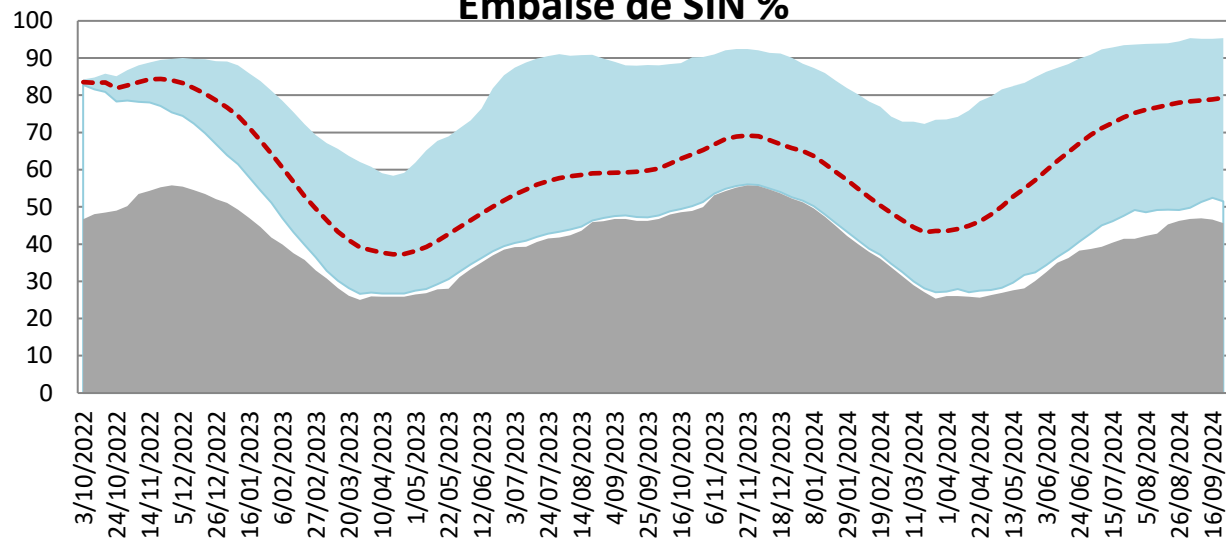
Participación de la generación en la atención de la demanda



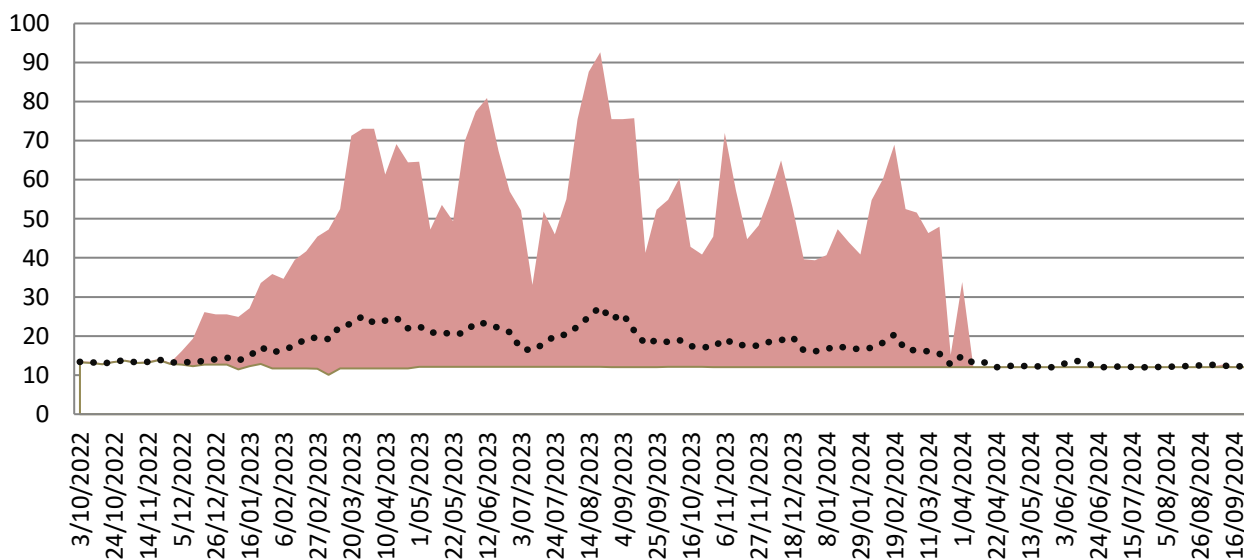
Comparación resultados

Resultados – Todos los proyectos

Embalse de SIN %

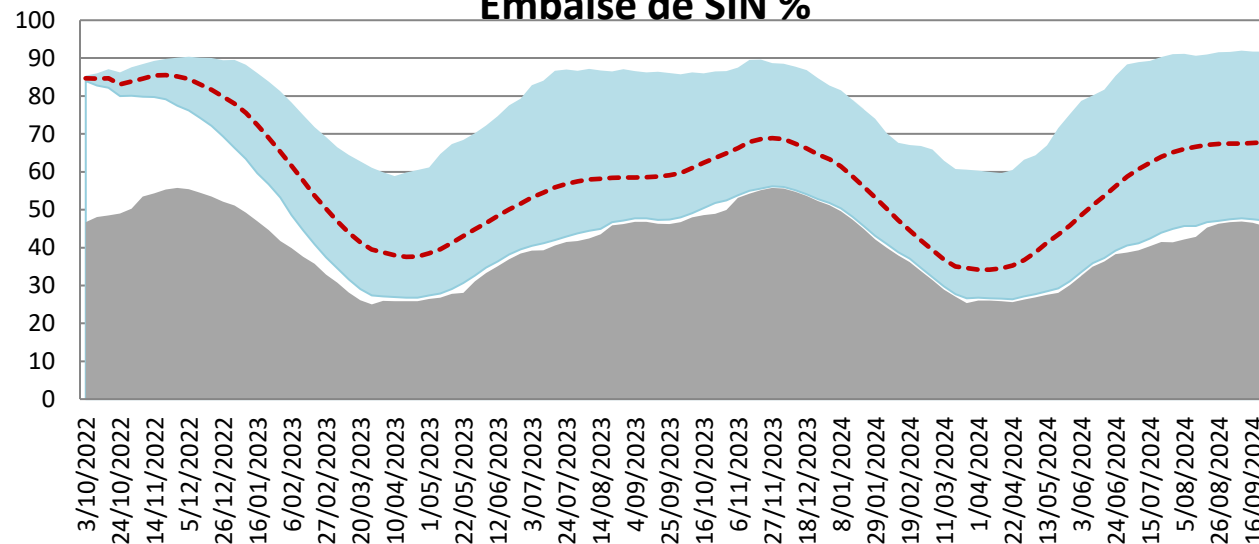


Generación Térmica GWh/día

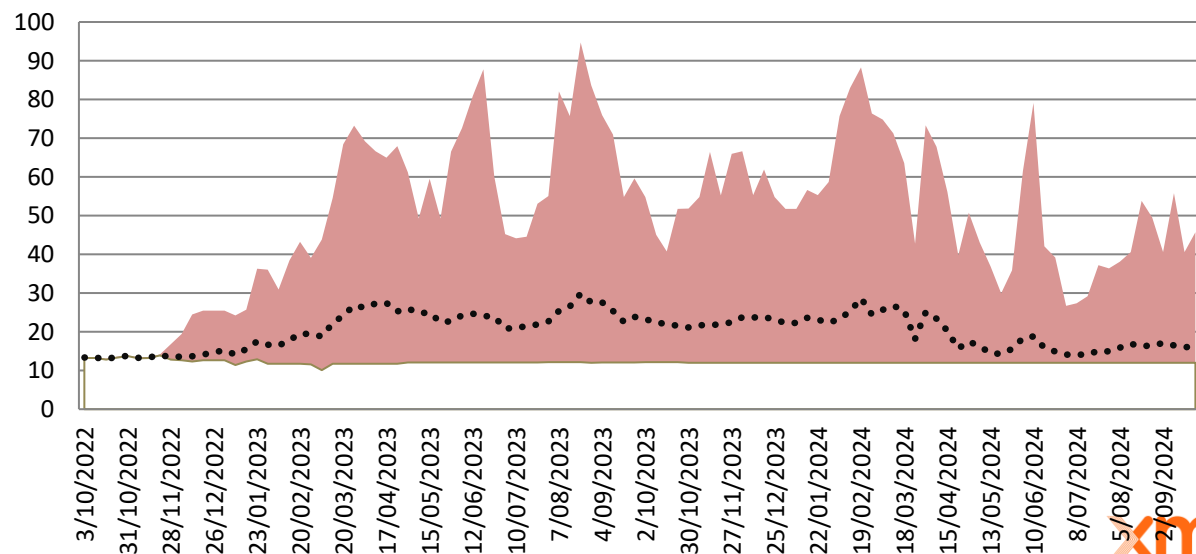


Resultados – Proyectos OEF y CLPE

Embalse de SIN %



Generación Térmica GWh/día



Análisis Energético Largo Plazo

Horizonte 5 años



Datos de entrada y supuestos considerados

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

Condición Inicial Embalse



Septiembre 30, 84%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para junio 2022

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Demanda del SIN



Escenario Medio
Ultima revisión UPME julio 2022

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 3.93 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica

Información combustibles



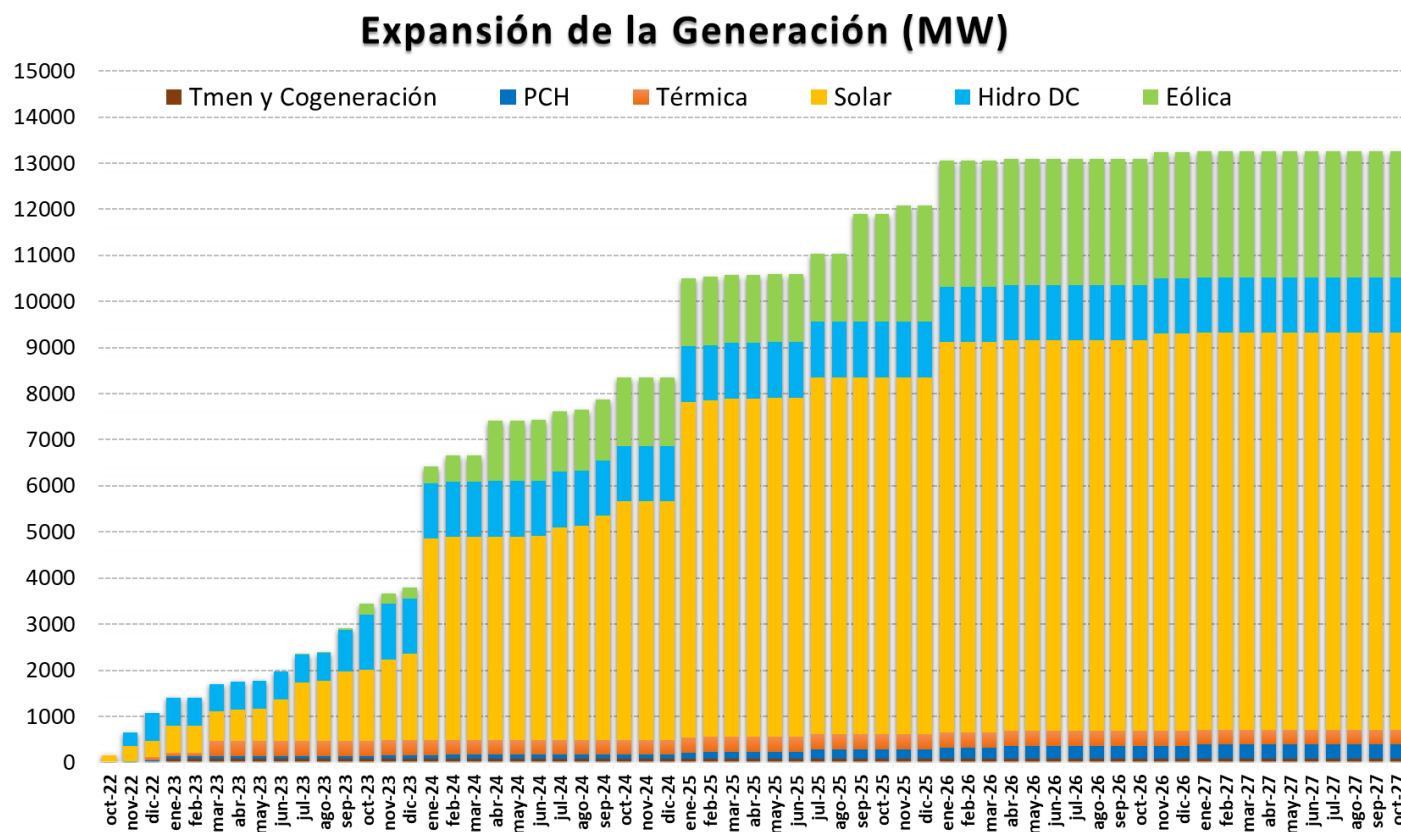
Precios: Reportados por UPME (Act. Dic/2021).
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

Expansión Generación

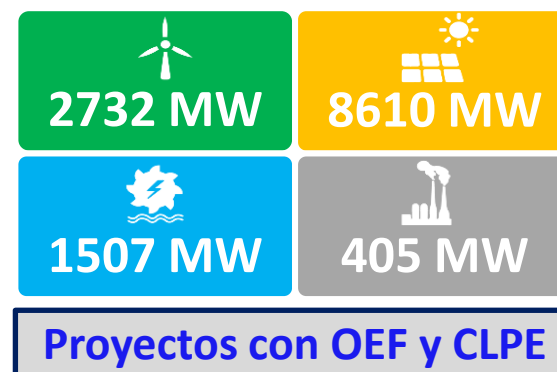


Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

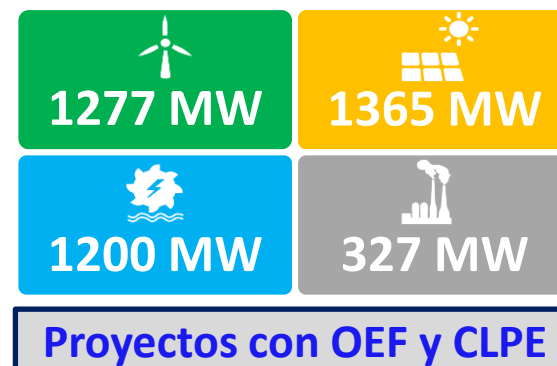
Proyectos de Expansión de Generación



Detalle de proyectos de generación a septiembre del 2027:



Total:
13253 MW



Total:
4169 MW

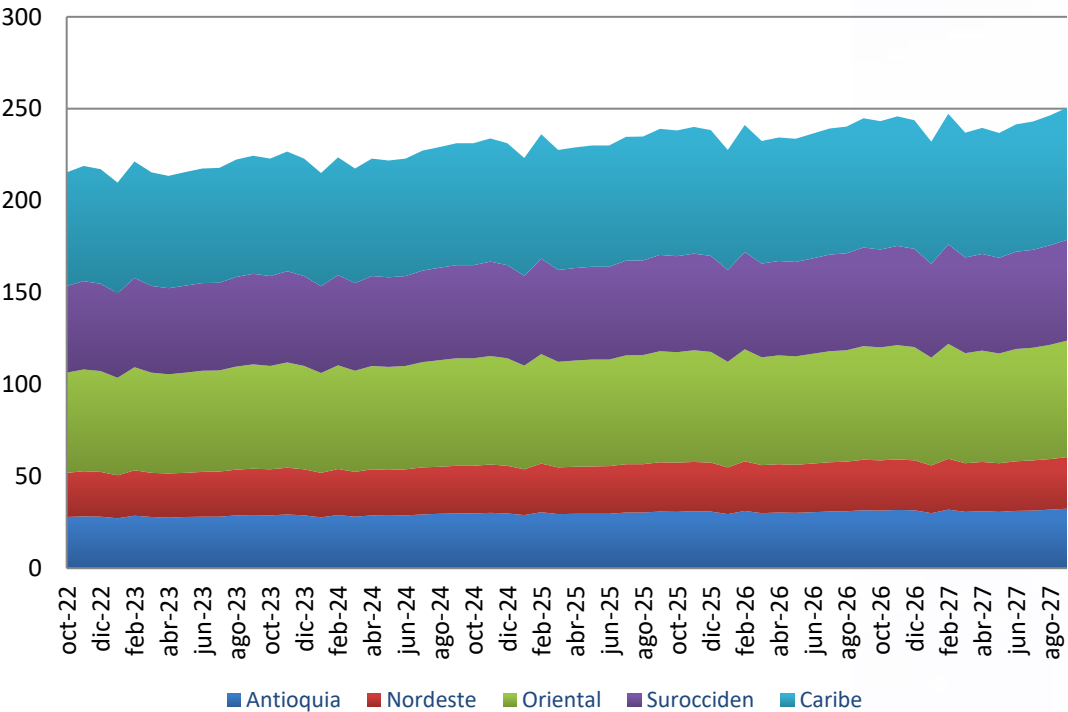
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

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

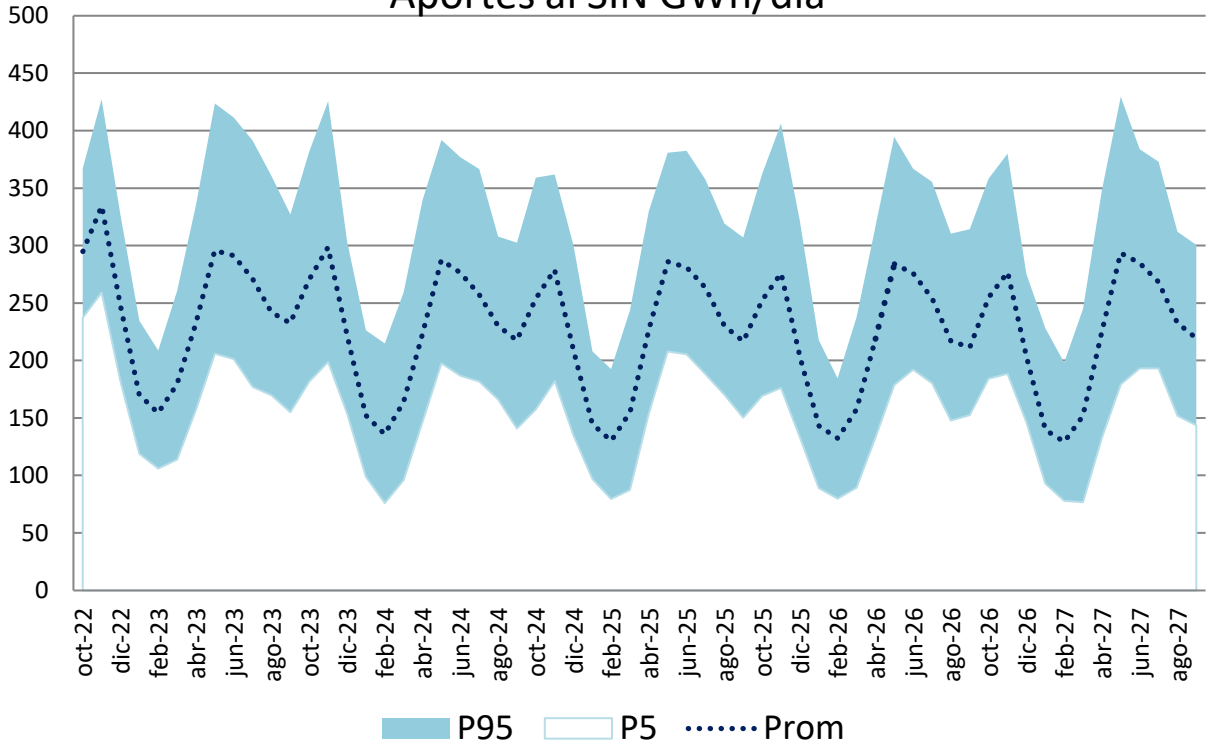
Datos de Entrada y Supuestos Considerados



Demandas Region - GWh



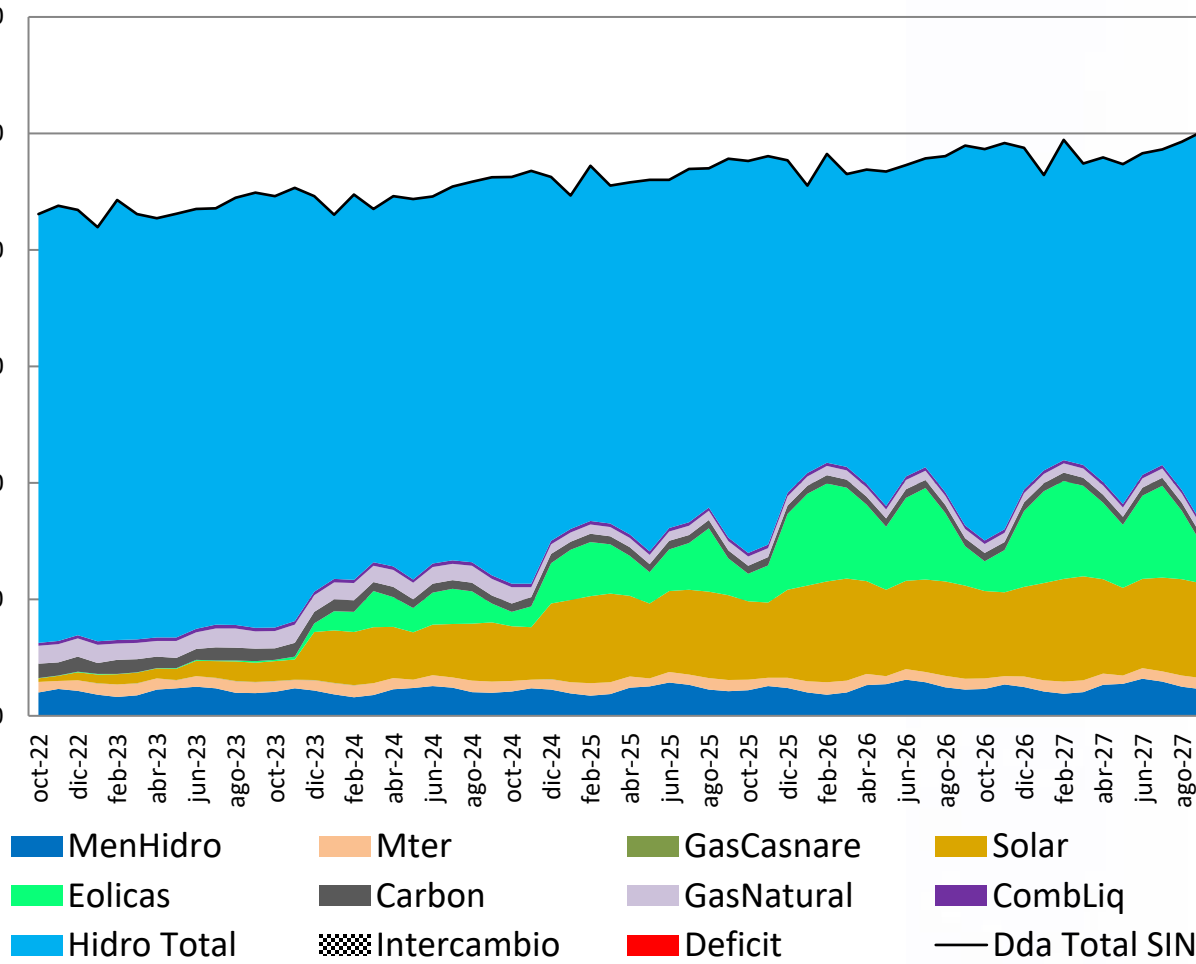
Aportes al SIN GWh/dia



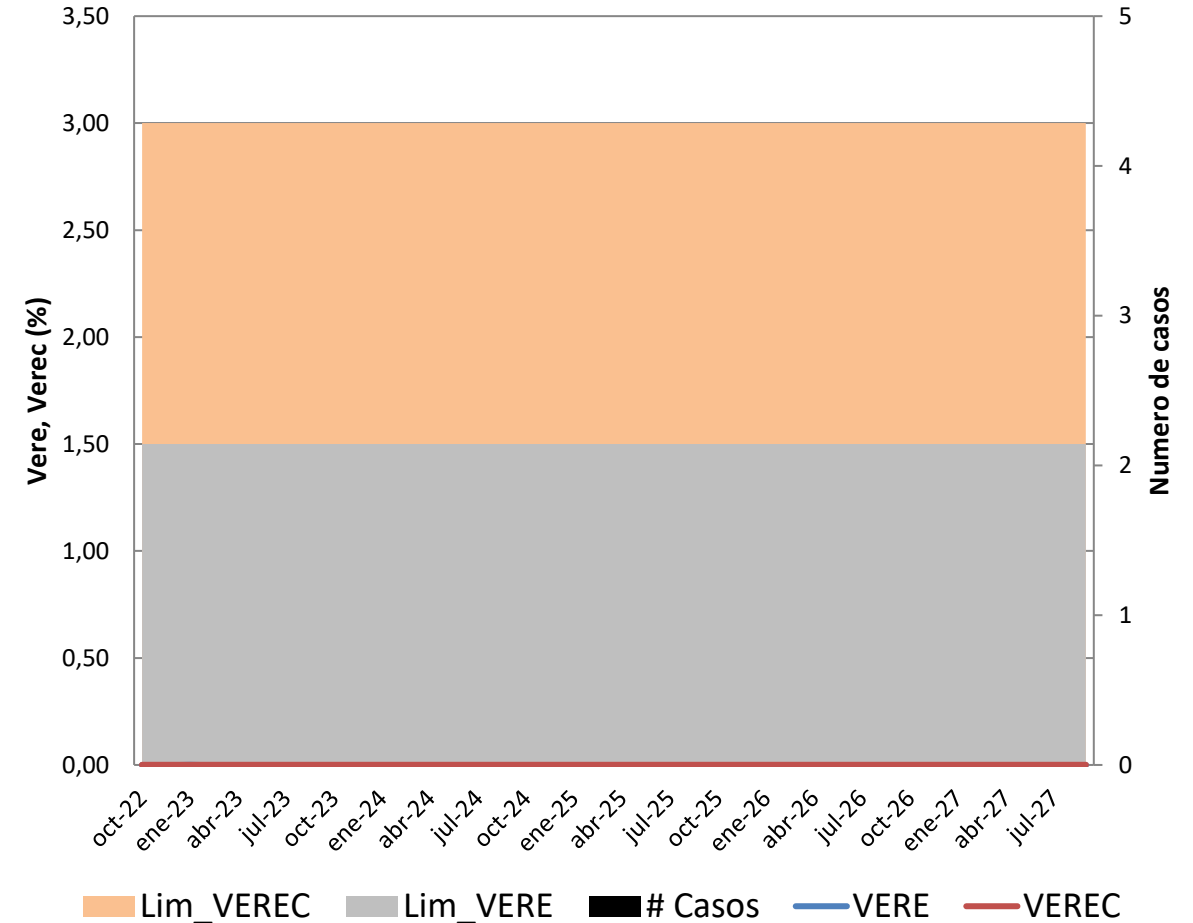
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Balance del SIN - GWh/día



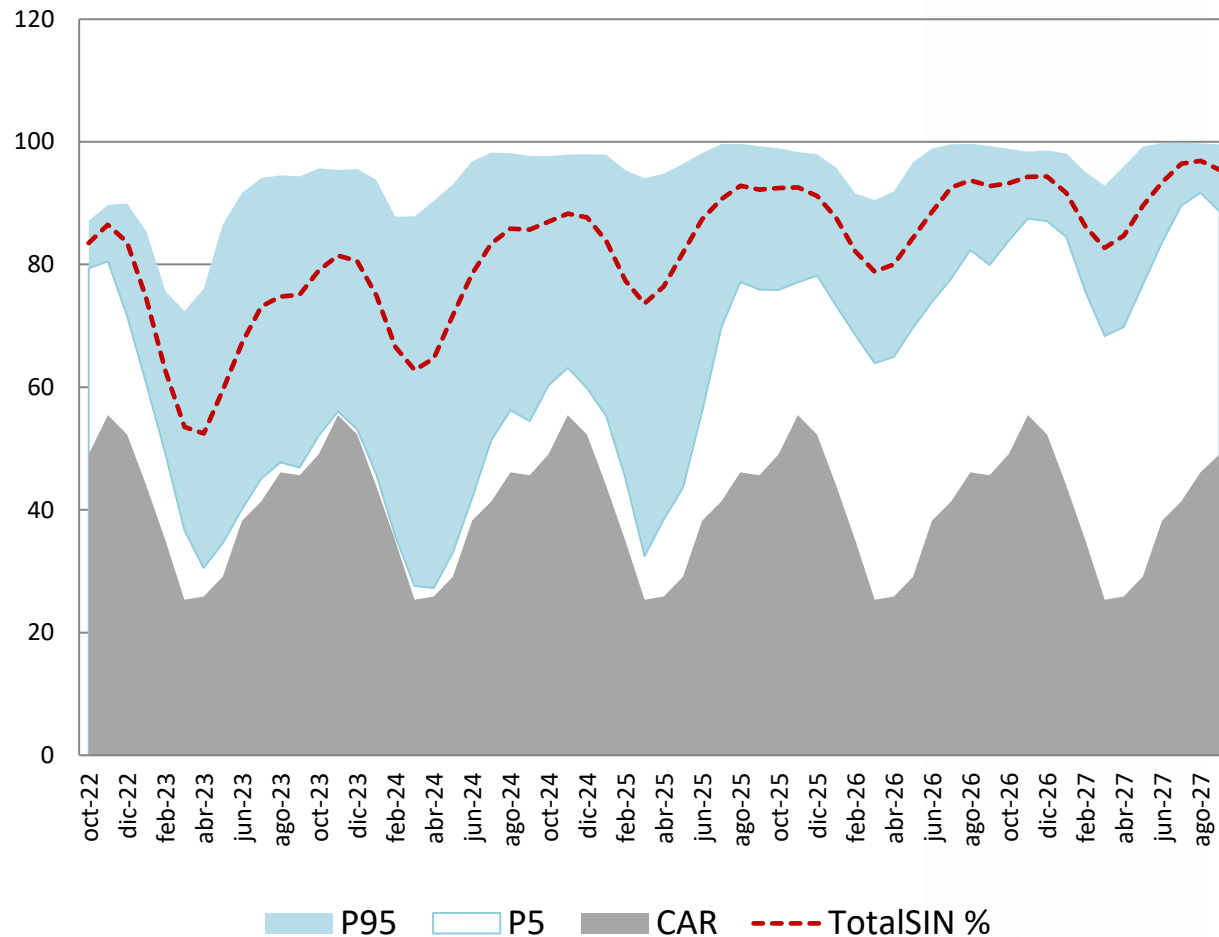
Indices de confiabilidad



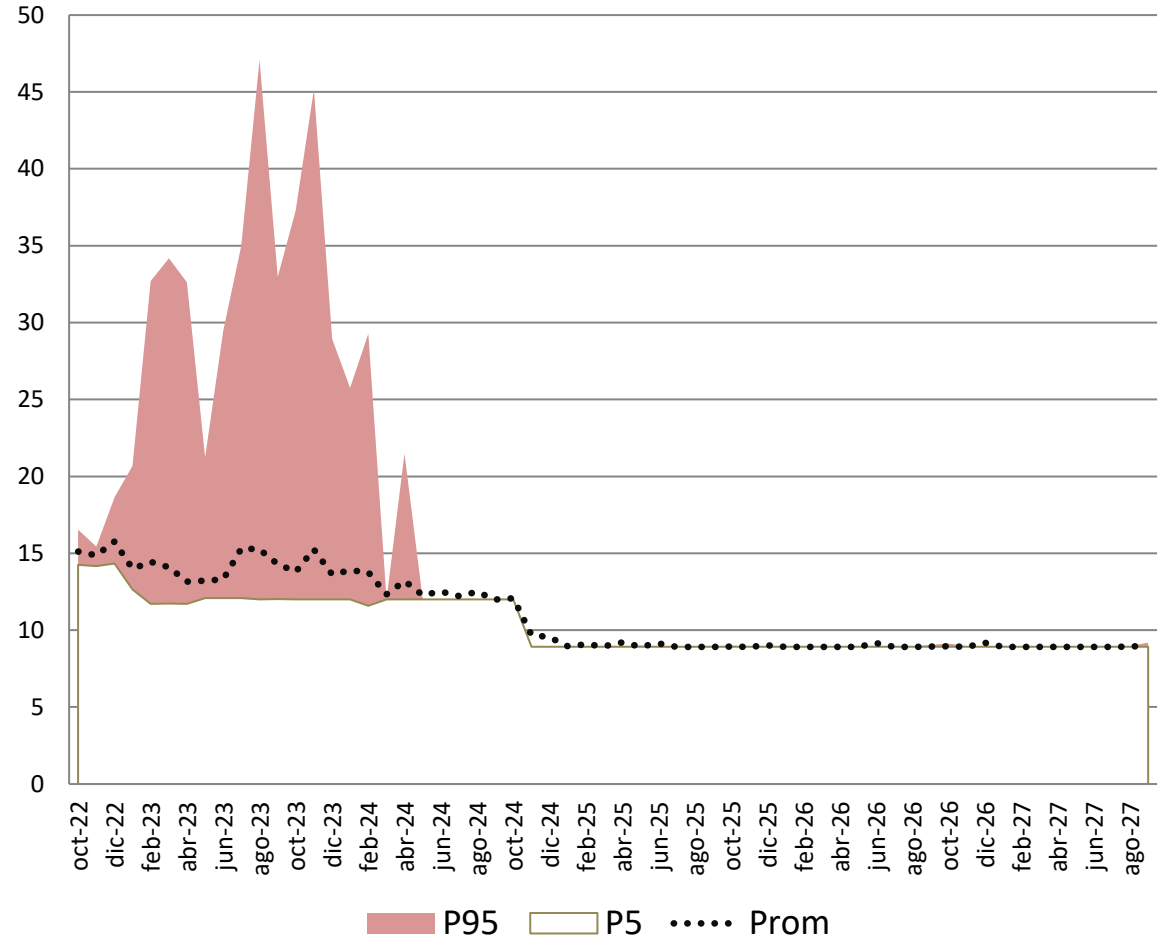
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Embalse de SIN %



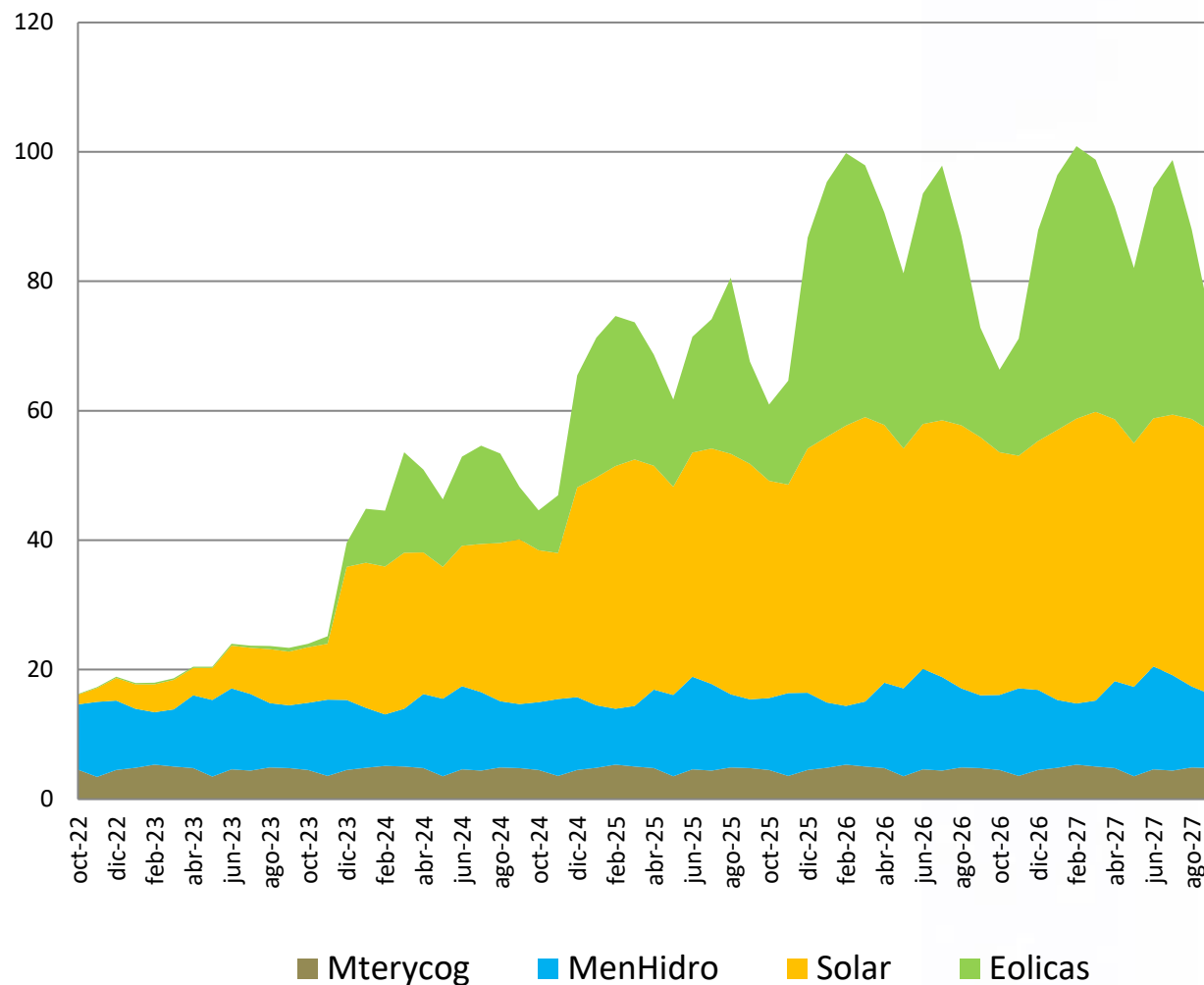
Generación Termica GWh/dia



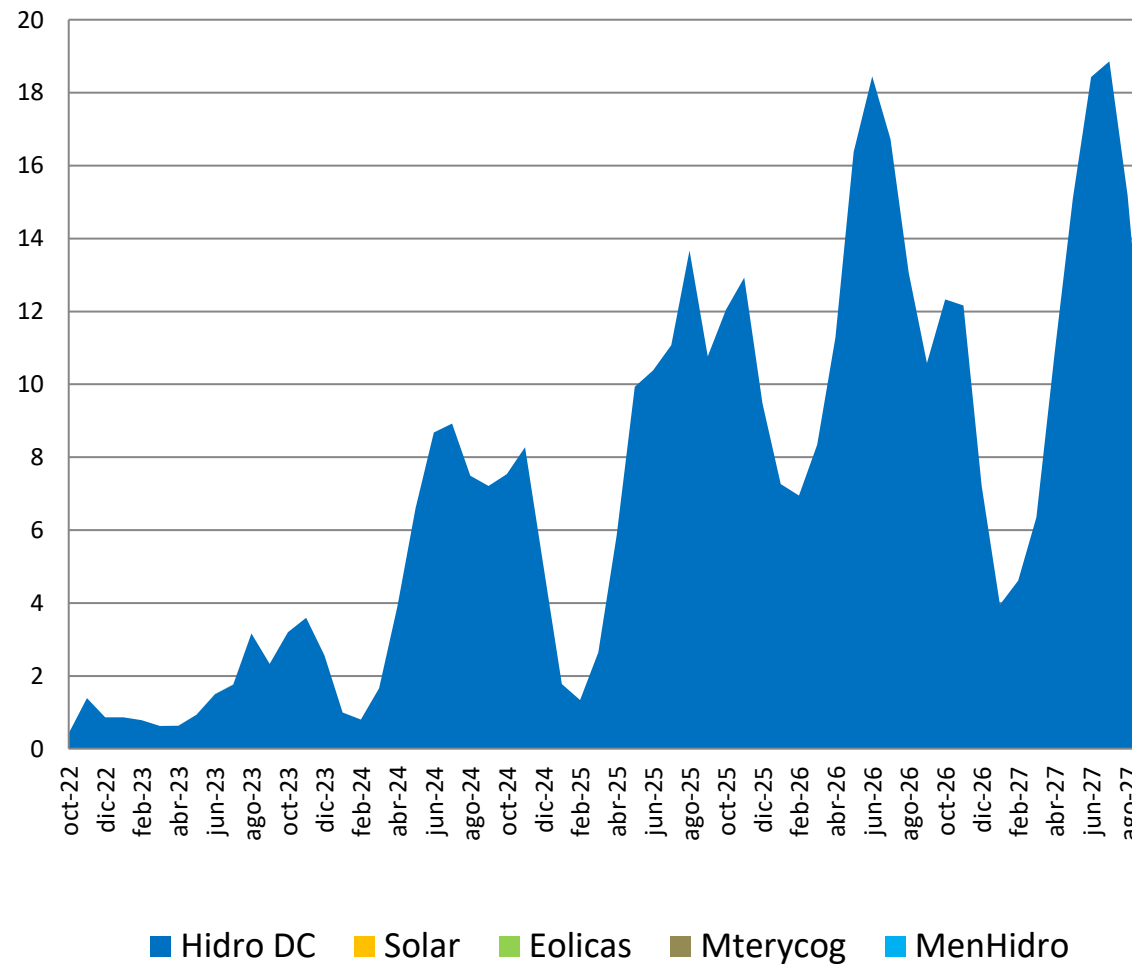
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



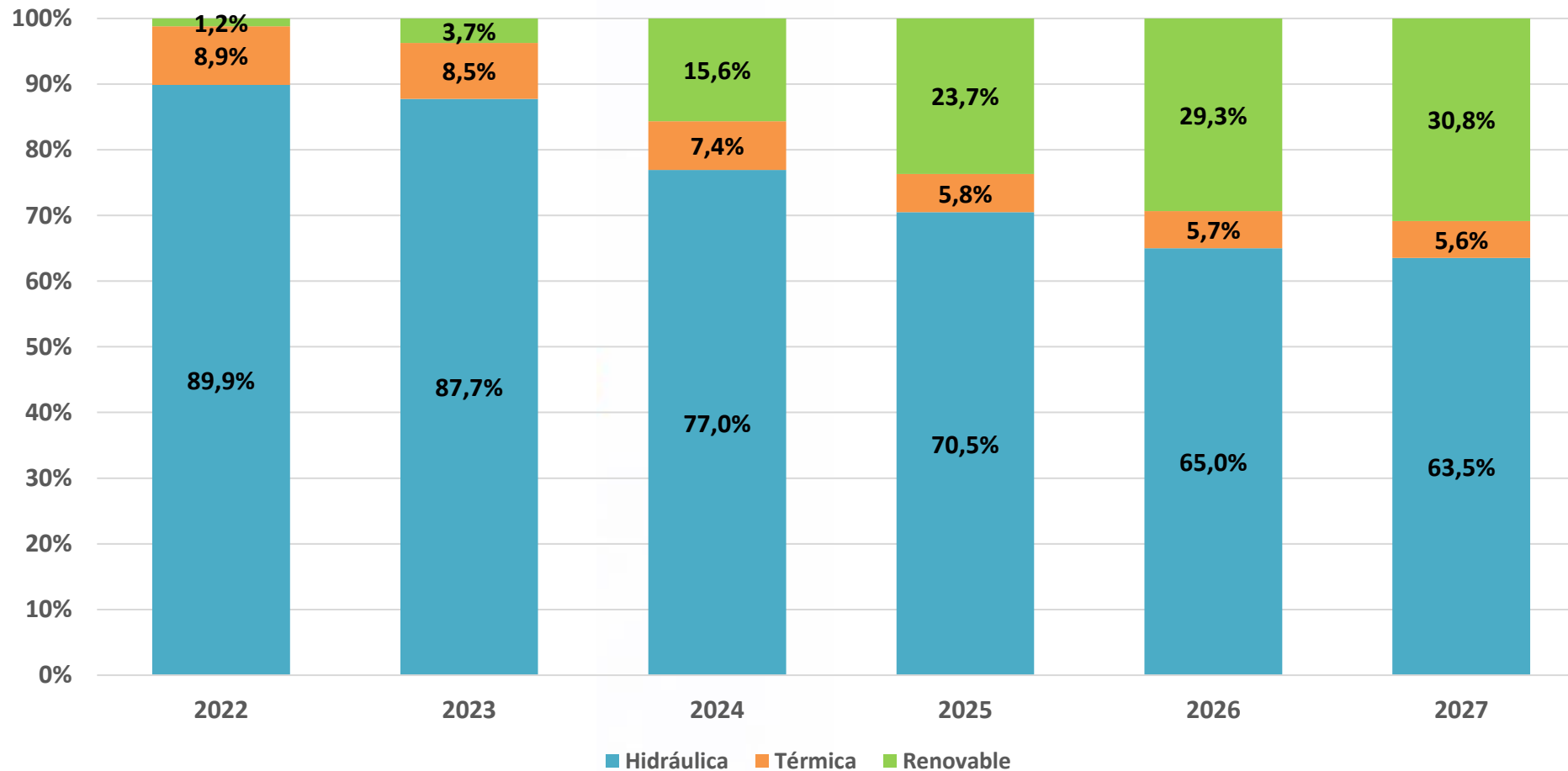
Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



Resultados Largo Plazo – Estocástico



Participación de la generación en la atención de la demanda





» PANORAMA ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO

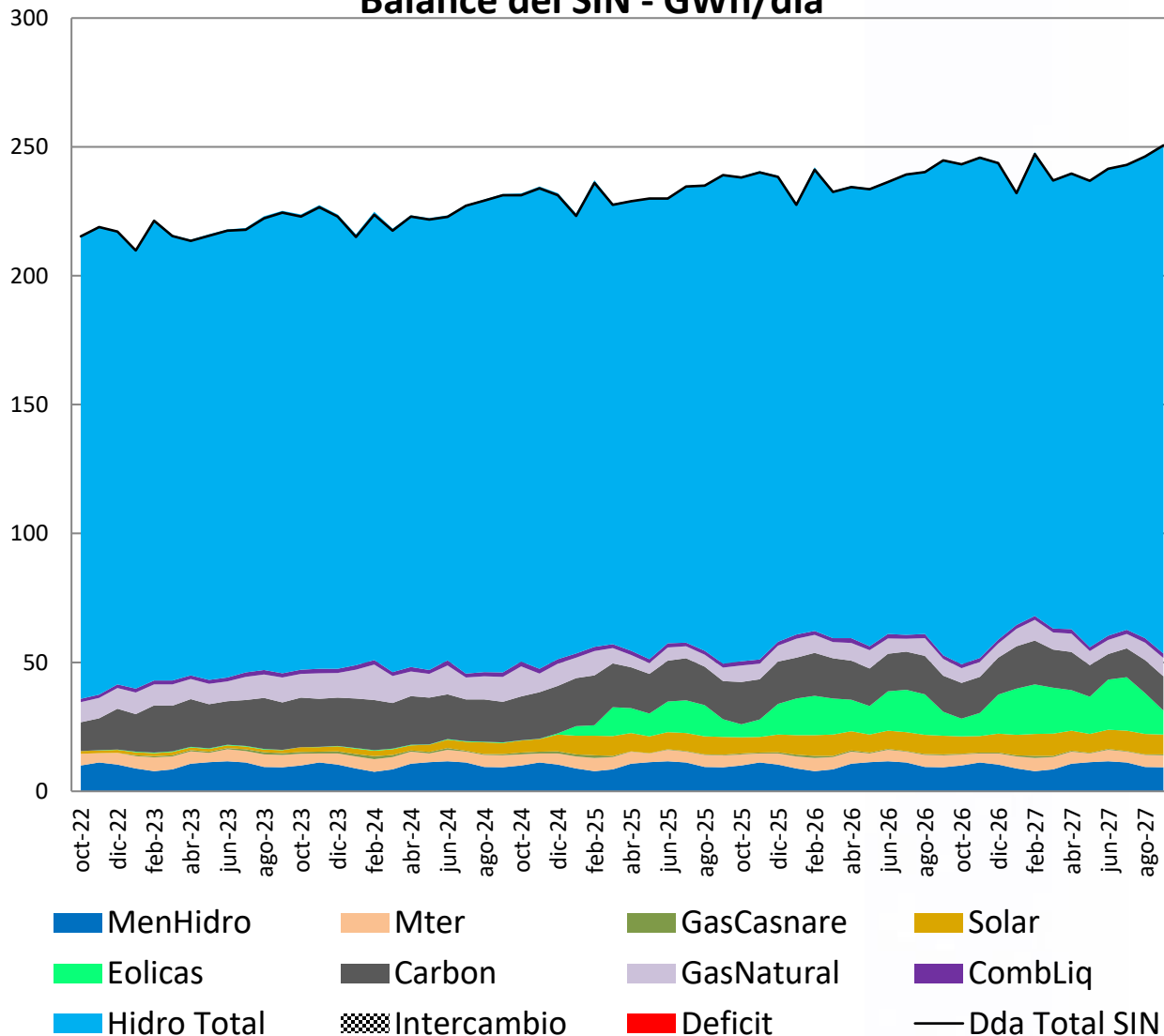
Sensibilidad proyectos con OEF y CLPE atrasado un año sus FPO

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

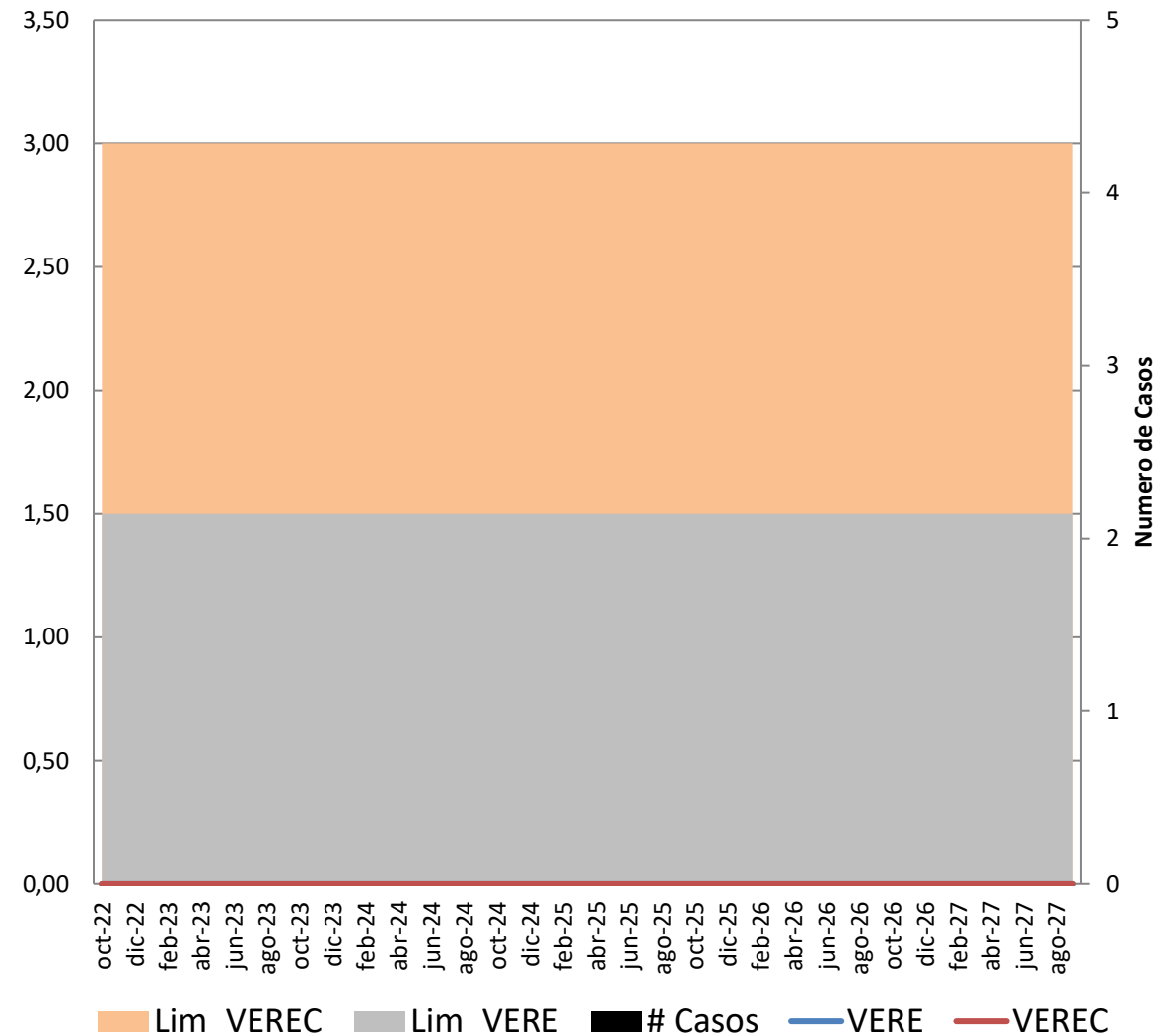
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Balance del SIN - GWh/día



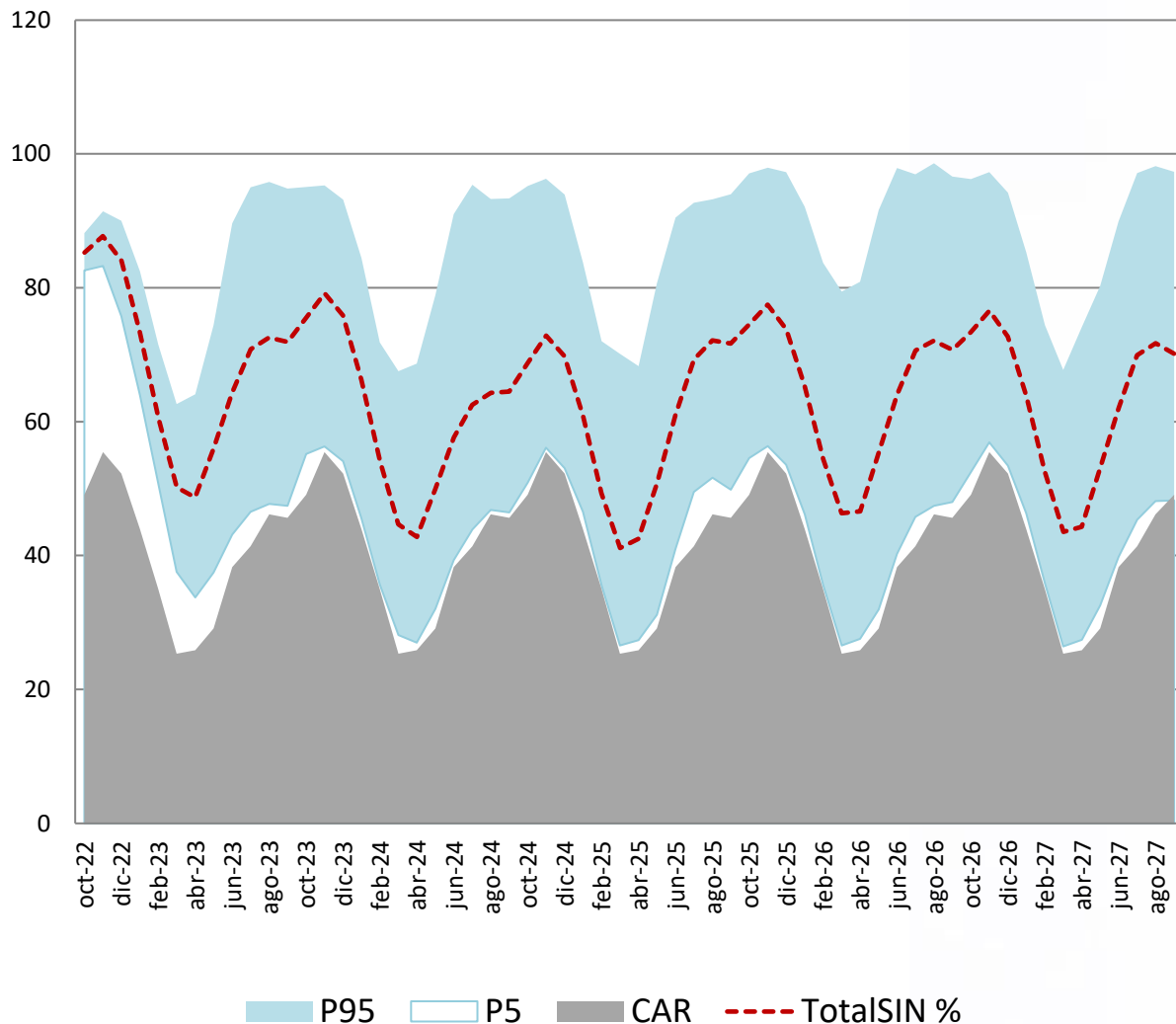
Indices de confiabilidad



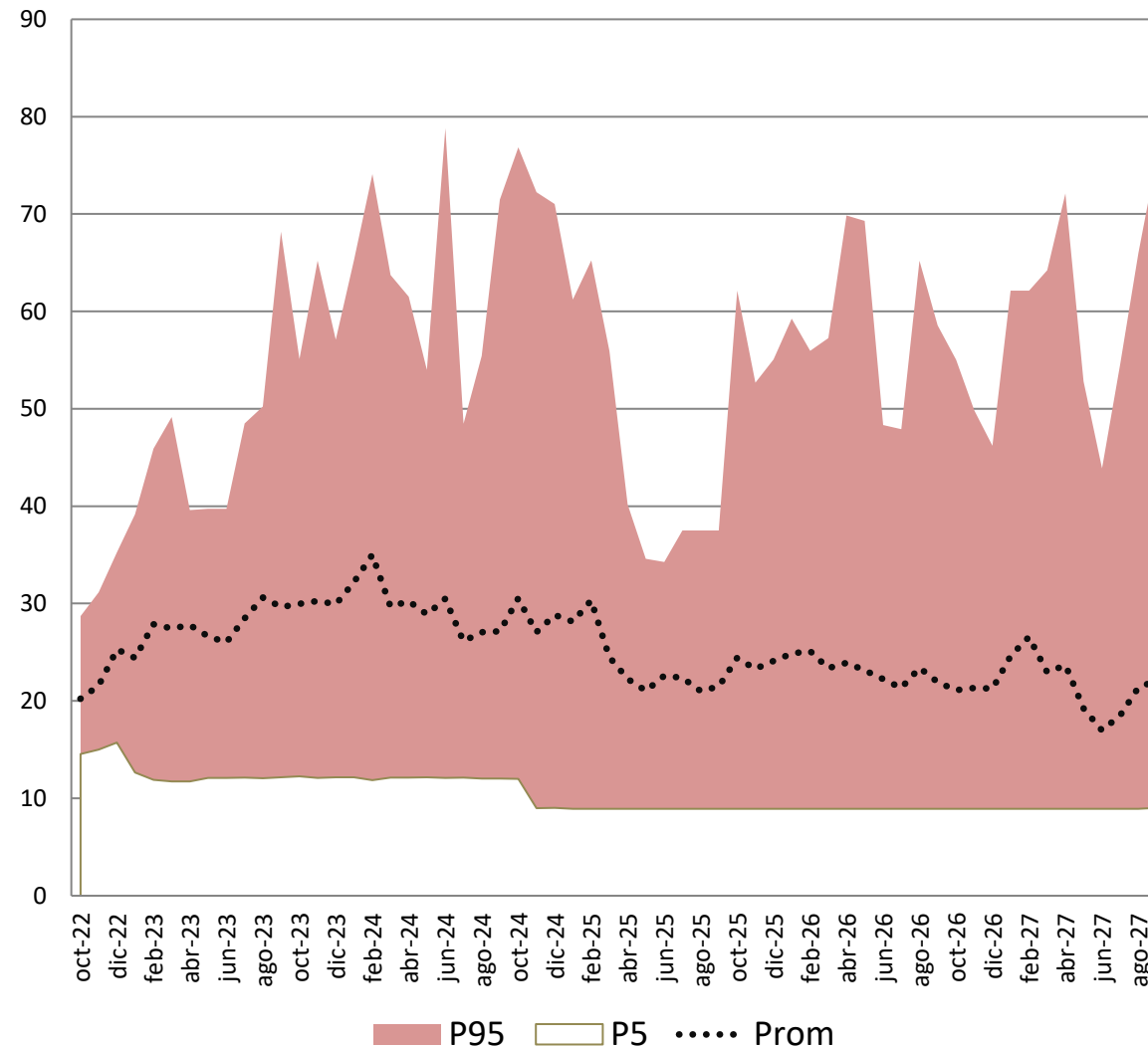
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Embalse de SIN %



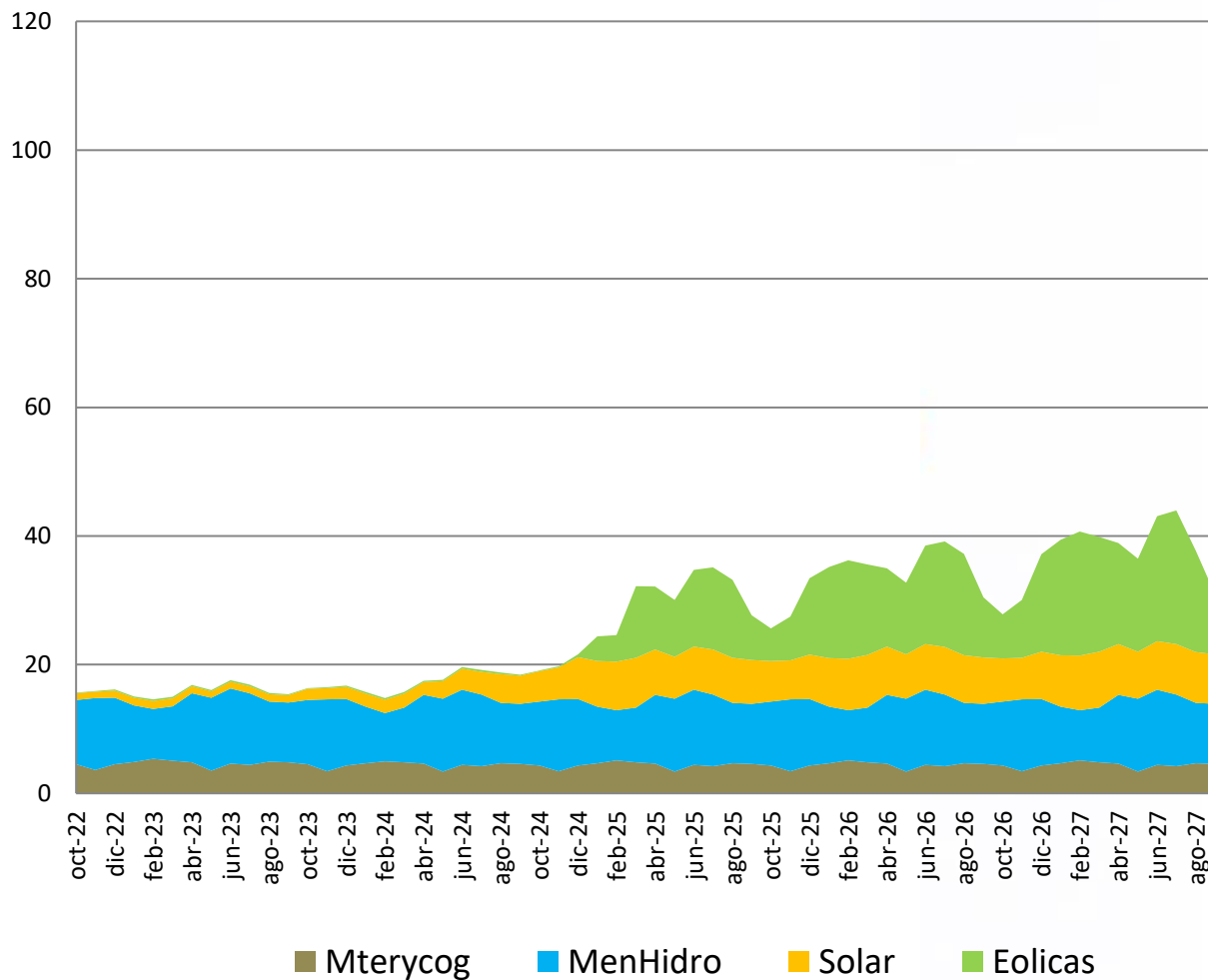
Generación Termica GWh/dia



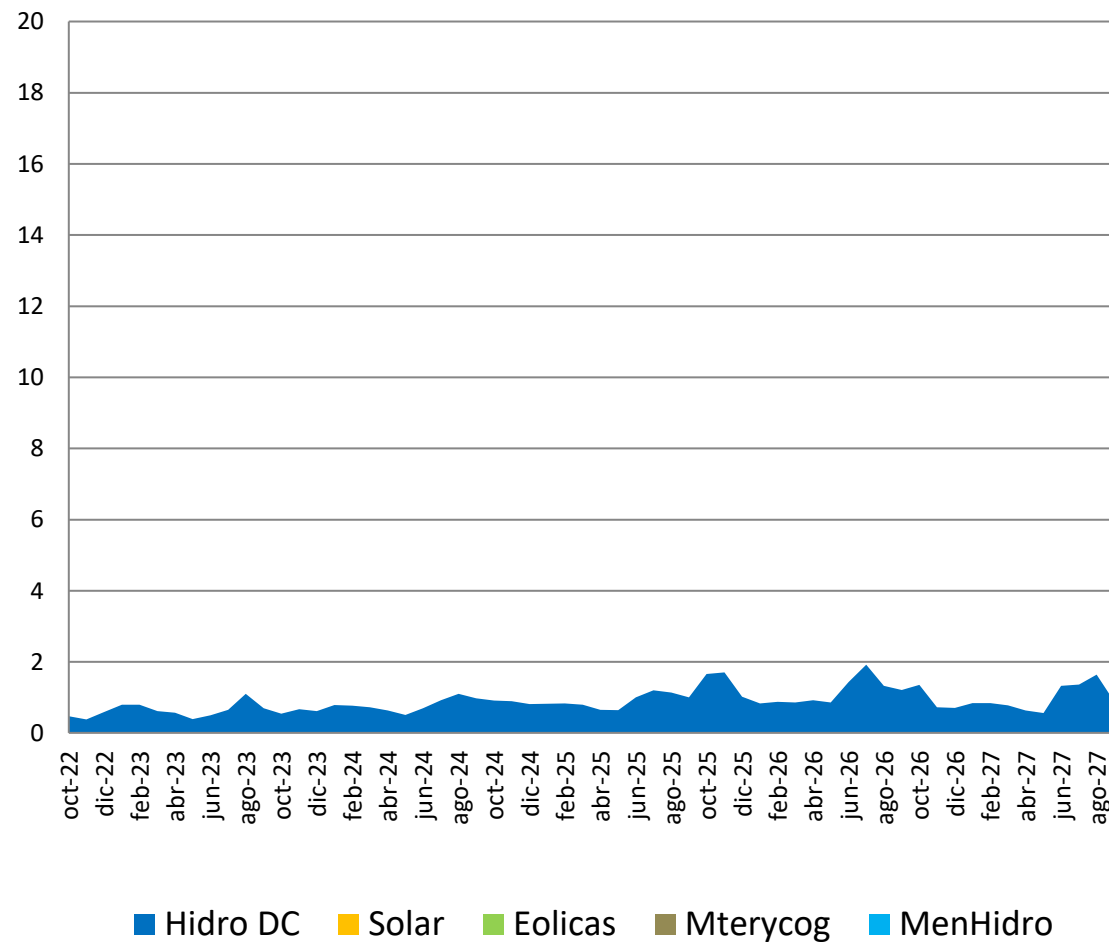
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



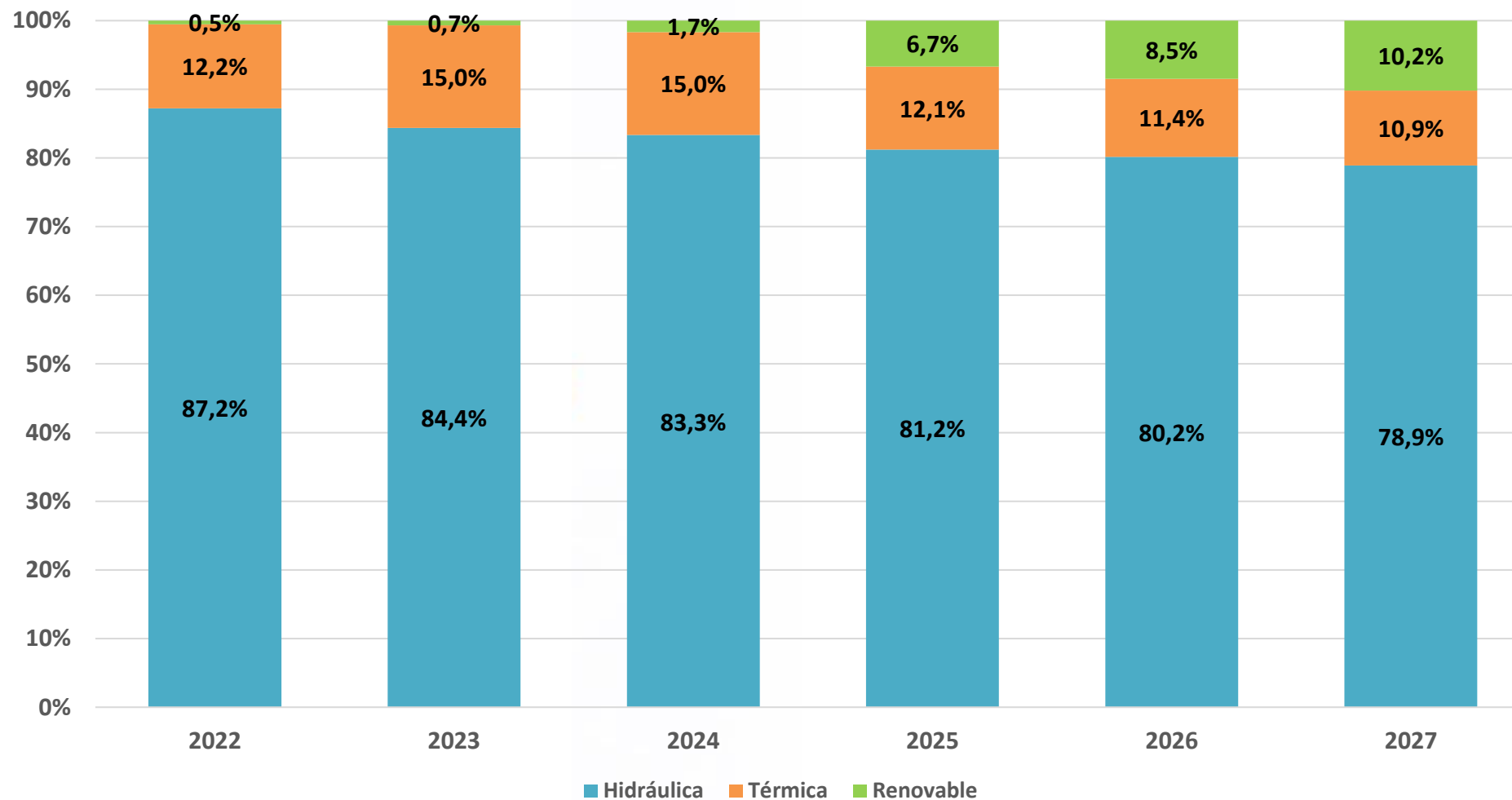
Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



Resultados Largo Plazo – Estocástico



Participación de la generación en la atención de la demanda



Conclusiones y recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 y 5 años, con los supuestos considerados de entrada de proyectos y las sensibilidades a tiempos de entrada de los mismos, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.



De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de cerca de 1% al inicio del horizonte del estudio al 18% y 31% al final del mismo en el horizonte de mediano y largo plazo respectivamente.

Conclusiones y recomendaciones



El impacto en la sensibilidad en el mediano plazo, de solo considerar proyectos con OEF y CLPE, se da principalmente la participación de la demanda del año 2024 en donde se tiene un reducción de las fuentes renovables del 15% al 6.8% y un incremento de la generación térmica pasando del 7.8% al 10.1%, el remanente es asumido como incremento en generación hidráulica.



Bajo el escenario de largo plazo de solo considerar proyectos con OEF y CLPE y que estos tienen atraso de una año en su fecha de puesta en operación, se tiene un incremento en todo el horizonte de estudio de la generación térmica respecto al caso sin atraso, y la mayor participación de la generación renovable se da en el año 2027 con tan solo 10.2%.



Conclusiones y recomendaciones



La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.



El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda continuar con el seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

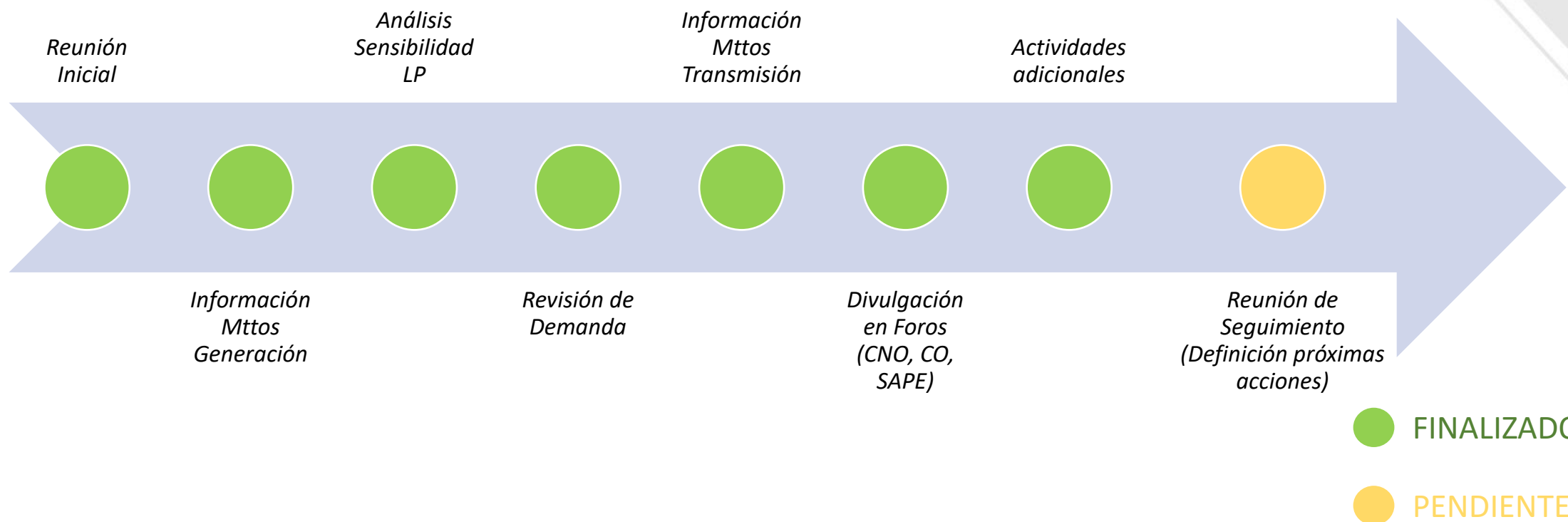
3. Situación Operativa



Situación área Oriental



Seguimiento Situación Oriental



Seguimiento Situación Oriental



Tema	Responsable	Fecha	Observación
Reunión grupo de trabajo	CNO,UPME, XM, Agentes del área	12-07-2022	De la tarea se desprendió la necesidad de revisar la demanda del área
Revisión de demanda	ENEL, EMSA, XM	05-08-2022	Se recibieron proyecciones de demanda
Información de Mttos Gen	ENEL, AES, XM	21-07-2022	Las empresas de generación enviaron la información de los mantenimientos planeados para los próximos 5 años
Análisis Sensibilidad LP	XM	28-07-2022	El CND presentó los análisis de realizados
Revisión simultaneidades manttos de generación	ENEL, AES	30-09-2022	De acuerdo con lo presentado en el CO 387, los agentes revisarían simultaneidades para evaluar movimientos – PENDIENTE
Revisión de escenarios de demanda	XM - UPME	29-08-2022	Se revisa información de escenarios de demanda Vs conceptos de conexión
Información de Mttos Transmisión	GEB, INTERCOLOMBIA, XM	15-09-2022	Los agentes enviaron información para los próximos años. No se observan mantenimientos de larga duración que puedan impactar considerablemente el área.

Seguimiento Situación Oriental



Tema	Responsable	Fecha	Observación
Plan de trabajo normalización capacidad circuitos Bacatá – Chía 115 kV. Bacatá – El Sol 115 kV y obras asociadas	ENEL	31-08-2022	Enel envió el cronograma de intervención de las líneas mencionadas. Pendiente aclarar diferencias con nuevo concepto UPME
Reunión con agentes para alternativas a los proyectos	XM, ENEL, EBSA, INTERCOLOMBIA	28-09-2022 29-09-2022	Se realizan reuniones con agentes del área para evaluación de alternativas operativas y de infraestructura, ante el retraso de proyectos.
Cronograma proyectos ENEL	ENEL	--	Pendiente cronograma transformador Guavio. Proyecto Norte para el 2028
Inclusión en plan de expansión bahía de Nva Esperanza 500 kV	UPME	--	Pendiente inclusión de la bahía de 500 kV en plan de expansión.
Citación Reunión de Seguimiento	UPME	--	Pendiente citación del grupo de trabajo

Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo IPOEMP - IPOELP



A photograph of a wind farm at sunset, with several wind turbines visible against a warm, orange and yellow sky. The foreground is a field of tall grass. The image is partially covered by a large blue arrow pointing to the right, which contains the text.

Tercer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo

Vigencia a partir del 1 de noviembre de 2022



Alcance IPOEMP III-2022



Situación Actual

- Modelo de carga ZIP + IM
- Topología a 30/09/2022
- Estado actual de restricciones y recomendaciones operativas
- Capacidad segura de importación de potencia por área
- Ajustes o modificaciones en ESPS

Entrada Progresiva de Proyectos

- Impacto en la operación del SIN ante entrada de proyectos
- Recomendaciones para disminución posibles de restricciones
- Análisis de fortaleza de red con métricas SCR

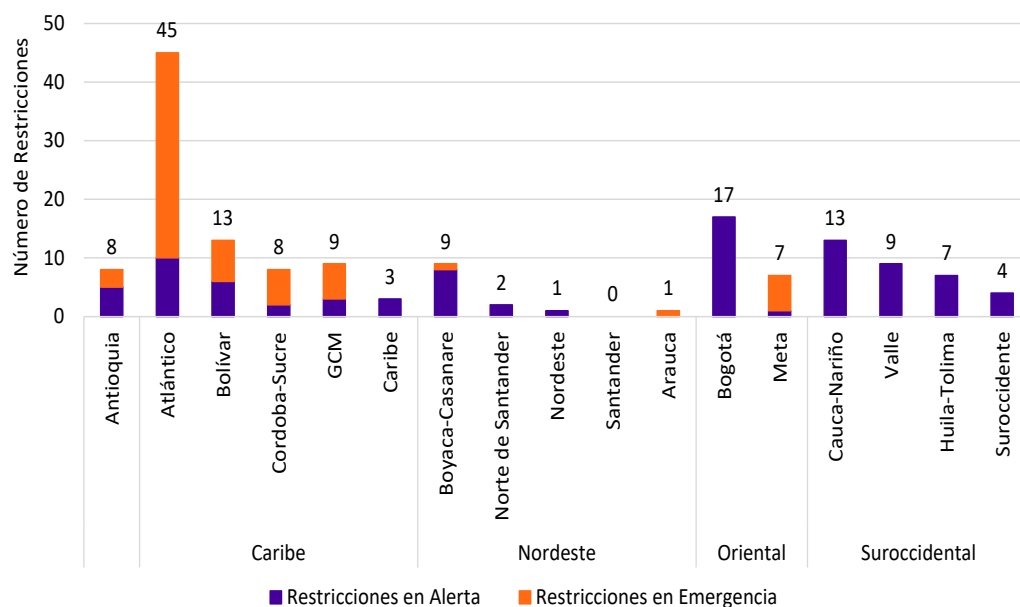
Situación Final

Impacto proyectos STR y STN en la red a 31/12/2023

Estado de las restricciones



Estado de las restricciones IPOEMP II 2022

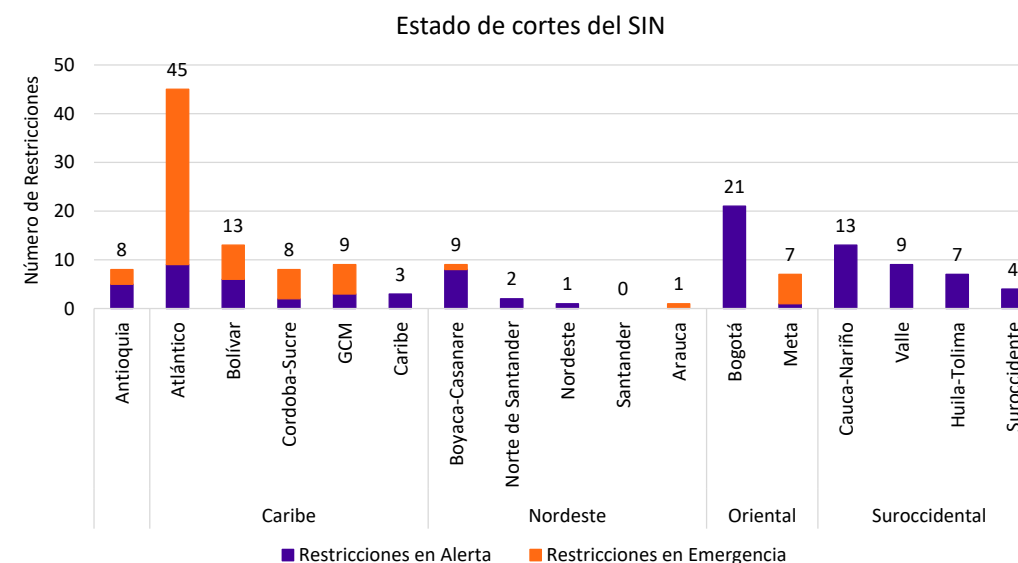


156

Cortes en alerta: 91
Cortes en emergencia: 65

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

Estado de las restricciones IPOEMP III 2022

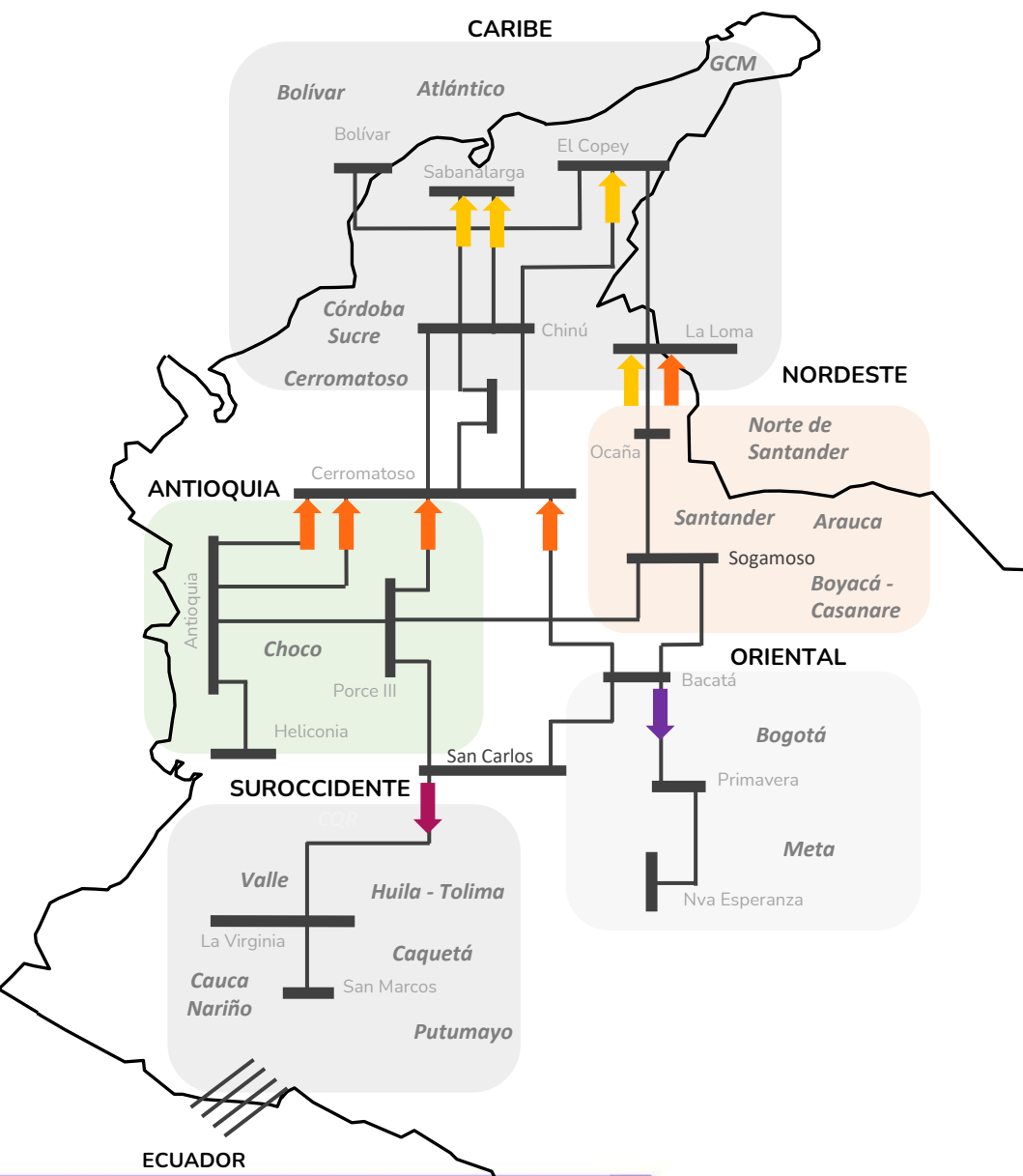


160

Cortes en alerta: 94
Cortes en emergencia: 66

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

Límites de importación de potencia por área - Condición Actual de Operación



Sistema eléctrico colombiano (red 500 kV)

- A septiembre de 2022 la red 500 kV del SIN esta compuesta por 18 subestaciones y 25 circuitos a 500 kV, para un total de 3588 km.
- La magnitud de potencia a través de estos circuitos, su aporte o consumo de potencia reactiva son determinantes en la magnitud de tensión en los nodos del SIN de estado estacionario, en la gestión y control de potencia reactiva

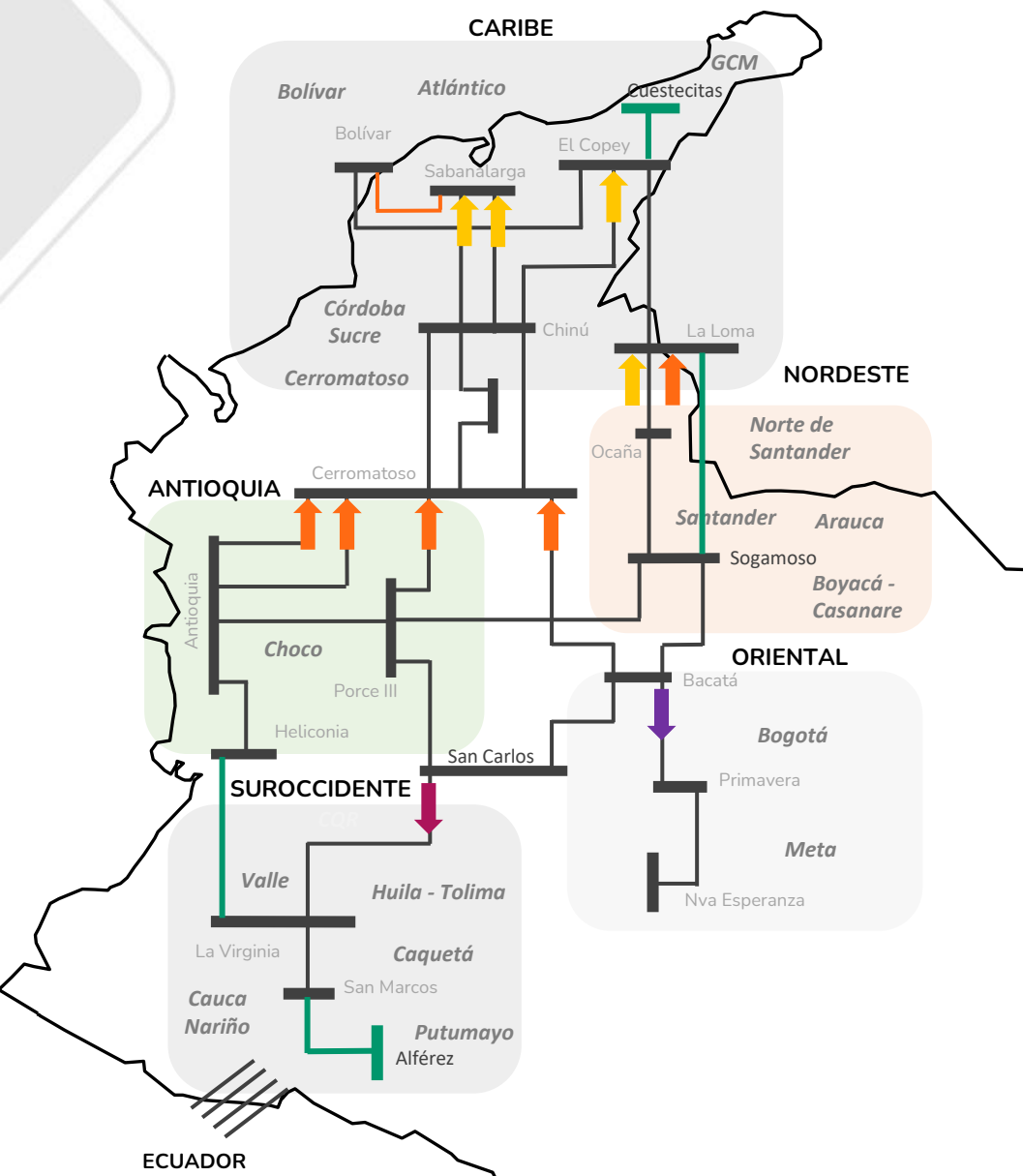
Área	Límite [MW]	Potencia a través de	Limitada por (N-1)
Caribe	2000	• Antioquia – Cerromatoso 1 500 kV • Antioquia – Cerromatoso 2 500 kV • Porce 3 – Cerromatoso 500 kV • Primavera – Cerromatoso 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV	• La Loma - El Copey 500 kV • Chinú – El Copey 500 kV Cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión en nodos del área ante contingencia sencilla.
Caribe 2	1300 - 1400	• Chinú – Sabanalarga 1 500 kV • Chinú – Sabanalarga 2 500 kV • Chinú – El Copey 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV	Los más restrictivos, son los nodos del STR en configuración radial.
Oriental	900	• Máxima transferencia segura por Primavera – Bacatá 500 kV	Restricción por sobrecarga de Purnio – Noroeste 1 y 2 230 kV + Agotamiento reserva de Mvar ante contingencia de Primavera – Bacatá 500 kV
Suroccidente	500	• Máxima transferencia segura por San Carlos – Virginia 500 kV	Restricción por sobrecarga de la transformación San Marcos 500/230 kV ante contingencia del transformador Virginia 500/230 kV y viceversa
Antioquia	Sin límite	• En condición de red completa, a diciembre de 2023 no se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia de las áreas Antioquia y Nordeste	
Nordeste	Sin límite		

Proyectos en red 500 kV – IPOEMP III 2022

Proyectos de transmisión de potencia a 500 kV en Colombia

Sistema eléctrico colombiano (red 500 kV) a diciembre de 2023 el numero de circuitos asciende de 25 a 30 circuitos, es decir, de 3588 km a 4260 km de red a 500 kV

Proyecto	L km	FPO
Sabanalarga – Bolívar 500 kV	64	12/12/2022
San Marcos – Alférez 500 kV	35	30/04/2023
Heliconia – La Virginia 500 kV	158	28/02/2023
El Copey – Cuestecitas I 500 kV	215	31/08/2023
La Loma – Sogamoso 500 kV	200	31/12/2023



- **Sabanalarga – Bolívar 500 kV**, confiabilidad subárea Bolívar y el área Caribe, disminuye el requerimiento de unidades para soporte de tensión, aumenta capacidad de importación del área a 2050 MW.
- **El Copey Cuestecitas 500 kV**, Se evidencia altos valores de tensión en nodos del área, se recomienda la conexión del reactor de línea en Sabanalarga a Chinú 500 kV. Permite disminuir el requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión. En conjunto con los demás proyectos permite aumentar la importación del área Caribe y Caribe 2 a 2200 MW y 1550 MW respectivamente.
- **La Loma Sogamoso 500 kV**, Aumenta perfil de tensión en nodos de la red 500 kV. Aumenta el flujo a través del circuito El Copey - La Loma 500 kV y por ende la criticidad de las restricciones asociadas a importación de potencia de la subárea GCM como: El Copey - Loma 500 kV / La Jagua – Codazzi 110 kV. La entrada de este proyecto no aumenta la capacidad de importación del área Caribe
- **Heliconia – La Virginia 500 kV**, aumenta el límite de importación del área Suroccidente (a través de la red de 500 kV) de 500 MW a **560 MW**, disminuye el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.
- **San Marcos – Alférez 500 kV**, la capacidad segura de importación del área Suroccidente por la red 500 kV aumentará de 560 MW a **600 MW**, siendo la limitante sobrecarga en la transformación San Marcos o La Virginia 500/220 kV ante contingencia sencilla.

Área Caribe



PTRA00320 - El Río 220 kV **FPO:** 08/12/2022

Anillo a 220 kV entre las subestaciones Flores, Caracolí, Tebsa y el Río 220 kV, representa un camino adicional a la potencia generada en Tebsa y Flores 220 kV, mitiga restricción por contingencia sencilla de un ATR Tebsa 220/110 kV. Este proyecto tendrá un mayor impacto luego de la entrada de la transformación El Río 220/110 kV (30/06/2024), mitigando restricciones que actualmente requieren generación de seguridad

PTRA00321 - UPME 07 - 2017 Línea Sabanalarga - Bolívar 500 kV **FPO:** 12/12/2022

Confiabilidad de la subárea Bolívar y soporte de tensión Caribe 2, aumenta capacidad de importación del área Caribe a 2050 MW y Caribe 2 a 1450 MW,

PROG02097 - Almacenamiento de Energía con Baterías – SAEB **FPO:** 30/06/2023

Identificará sobrecarga en elementos predefinidos de la subárea Atlántico ante contingencia de otros, e inyectará potencia en el nodo de Silencio 34.5 kV, mitiga o elimina el impacto de contingencias y disminuye necesidad de generación de seguridad

PTRA03865 - FACT serie SSSC circuitos Guajira - Santamarta 220 kV y Termocol (Bonda) - Santamarta 220 kV **FPO:** 31/07/2023

Ante el crecimiento de la generación instalada en la subárea GCM, controlaría la sobrecarga de un circuito Guajira - Santamarta 220 kV o Termocol - Santamarta 220 kV ante contingencia del otro (corte aprox 320 MW).

PTRA00203 - La Loma – El Paso y La Loma - La Jagua a 110 kV **FPO:** 31/08/2023

Elimina la condición radial de las barras de La Jagua y el Paso 110 kV, mejora tensión en nodos que interconecta. Disminuye el requerimiento de unidades para el soporte de tensión del área Caribe hasta (1.5) y para la subárea GCM hasta en (0.5). Aumenta la capacidad de importación de potencia del área Caribe hasta 2150 MW y de Caribe 2 a un valor de hasta 1500 MW. Por otro lado, ante algunos escenarios se identifica la restricción: sobrecarga de La Jagua – Codazzi 110 kV ante contingencia de EL Copey – La Loma 500 kV

Área Antioquia



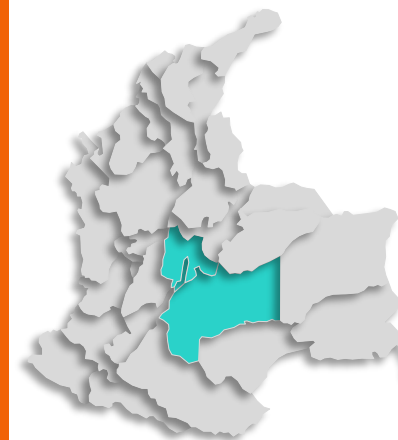
PROG00114 - Generación Ituango - Unidades 1 a 4 **FPO:** Unidad 1 y 2: 2022, Unidad 3 y 4: 2023

Aumenta la capacidad de generación del área en 1200 MW. Se identifica que ante algunos escenarios puede presentarse en red completa sobrecarga del circuito Barbosa - Guatapé 220 kV.

PTRA04456 – DFACTS Envigado y Guayabal 110 kV – Etapa 1 **FPO:** 01/01/2023

Permiten controlar las restricciones Ancón Sur - Miraflores 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV y Occidente - Heliconia 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV.

Área Oriental



PTRA00301 – S/E Catama 115 kV **FPO:** 30/12/2022

Proporciona un camino alternativo entre las subestaciones Santa Helena 115 kV y Ocoa 15 kV, mitiga las restricciones por sobrecarga del circuito Santa Helena – Ocoa 115 kV ante contingencia sencilla, principalmente ante la salida del circuito Reforma - Suria 230 kV.

PTRA00623 - Transformadores Santa Helena 1 y 2 230 kV **FPO:** 31/03/2023

Permite eliminar las restricciones asociadas a la importación de la subárea Meta, permite mejorar el control de tensión en nodos de la subárea.

PTRA02651 Transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV **FPO:** 31/03/2023

Mejora el soporte de tensión en la red de Bogotá 115 kV. El impacto considerable de este proyecto se observa con la entrada en operación el circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV con FPO: 2024 – Pendiente definición de Bahía del STN para su conexión.

Área Nordeste



PTRA02015 - Interconexión Casanare – Vichada **FPO:** Segundo semestre de 2022

El circuito radial Yopal – Paz de Ariporo 115 kV se secciona para atender carga en las nuevas subestaciones Yopalosa 115 kV, San Luis 115 kV y Santa Rosalía 115 kV.

Área Suroccidente



PTRA00038 – Doble circuito Alférez - Tesalia 230 kV **FPO:** 01/11/2022

Representan un camino adicional en la subárea Cauca – Nariño influyen en la disminución de carga a través de las redes a 115 kV de Cauca – Nariño y Huila – Tolima, ayudando a reducir la criticidad de restricciones asociadas a la red de 115 kV.

PTRA00343 - Nuevo circuito Flandes - Lanceros 115 kV **FPO:** 31/12/2022

Brinda confiabilidad a la atención de la carga atendida en Lanceros 115 kV al eliminar la condición de conexión radial al SIN.

PTRA01774 - Aumento capacidad TC's de 300/5 a 600/5 A circuitos entre Pasto, Catambuco, San Martín, Rio Mayo y El Zaque 115 kV **FPO:** 01/12/2023

Elimina restricciones asociadas a sobrecarga por contingencia sencilla brindado mayor confiabilidad a la atención de la demanda, mitiga techos asociados a importación y exportación de potencia entre Colombia y Ecuador

Capacidad de generación Sistema eléctrico colombiano

Colombia

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	11974 MW	1240 MW
 Eólico	18 MW	330 MW
 Térmico	5575 MW	387 MW
 Solar	232 MW	2575 MW
Total	17799 MW	4532 MW

Caribe

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	338 MW	
 Eólico	18 MW	330 MW
 Térmico	3121 MW	283 MW
 Solar	70 MW	1365 MW
Total	3547 MW	1978 MW

Antioquia

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	4765 MW	1200 MW
 Eólico		
 Térmico	625 MW	
 Solar		
Total	5390 MW	1200 MW

Nordeste

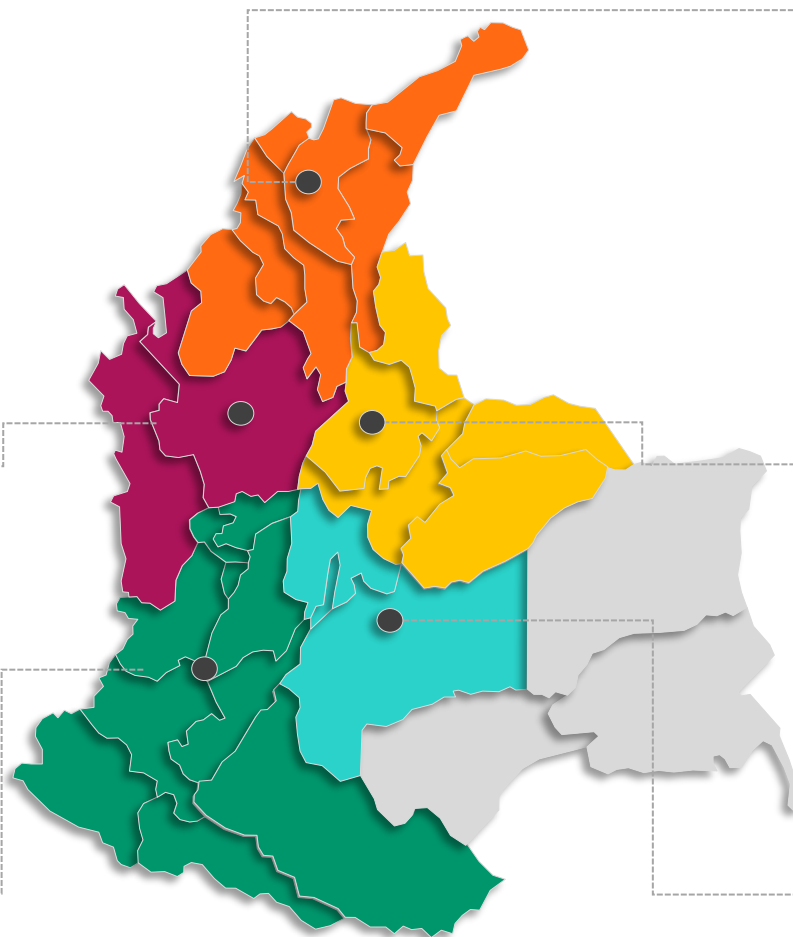
	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	1862 MW	40 MW
 Eólico		
 Térmico	1082 MW	
 Solar		340 MW
Total	2885 MW	380 MW

Suroccidental

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	2816 MW	
 Eólico		
 Térmico	521 MW	60 MW
 Solar	55 MW	612 MW
Total	3392 MW	672 MW

Oriental

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	2193 MW	
 Eólico		
 Térmico	226 MW	44 MW
 Solar	107 MW	257 MW
Total	2526 MW	301 MW



*Capacidad generación al inicio del IPOEMP (2022)
Y al finalizar su horizonte (2023)*

Análisis de fortaleza de la red con métricas SCR

Recomendaciones a la UPME

- Hacer uso de las métricas SCR y WSCR en los análisis de planeamiento de la expansión y en la evaluación de puntos de conexión.
- Establecer umbrales mínimos de WSCR por subárea o zona de influencia eléctrica, de esta forma brindar herramientas para los estudios de planeamiento operativo para identificar recomendaciones más certeras de la necesidad de equipos con aporte de corto circuito o la capacidad admisible de recursos FERNC por zona de influencia eléctrica o brindar.
- Priorizar proyectos de expansión, que permitan aumentar la fortaleza de red, en las subáreas que presentan bajos niveles de WSCR, como pueden ser: compensación síncrona, entre otros.

Respuesta Inyección de corriente reactiva durante fallas

En la evaluación de respuesta rápida de corriente reactiva a los recursos FERNC con FPO a diciembre de 2023, se estima que con un valor de $K=2$ es posible cumplir las curvas VRT definidas en la CREG 060 de 2019, sin embargo, son resultados preliminares que serán revaluados conforme se tenga más información del modelo del recurso e información de la conexión del recurso al sistema. **Se recomienda a los promotores de los proyectos FERNC evaluar en detalle el comportamiento de la tensión durante falla y post falla (curvas LVRT y HVRT CREG 060 de 2019) a partir del modelo preliminar de la planta e información de detalle de la red de conexión**

Conclusiones del IPOEMP III 2022



Área Caribe

- La subárea GCM mantiene la declaración de estado de emergencia realizada desde el mes de abril de 2022, dada la ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida del voltaje por fallas (FIDVR por sus siglas en inglés). **Continúa pendiente definición de obras con aporte real de corto circuito por parte de la UPME.**
- Debido al agotamiento de la red del área Caribe, se evidencian elementos que están alcanzando su capacidad nominal de corriente, y nodos del STR con valores de tensión cercanos a los límites regulatorios en estado estacionario, **lo que ha causado que en ocasiones se solicite desatención de demanda.**
- El área Caribe tiene implementados **34 Esquemas Suplementarios de Protección (ESPS)**, que permiten evitar la programación de mayor DNA y que ante contingencias sencillas N-1 se presenten eventos en cascada. (Hay 7 ESPS inhabilitados, pero disponibles)
- Con la entrada de los proyectos Sabanalarga – Bolívar 500 kV, El Copey – Cuestecitas 1 y 2 a 500 kV, La Loma – Cuestecitas 500 kV, La Loma – Sogamoso 500 kV (FPO entre el 2022 y el año 2024), se evidencia incremento en el perfil de tensión en los nodos del área, en especial en GCM, por lo que **se recomienda a la UPME evaluar la instalación de equipos dinámicos de compensación reactiva, preferiblemente con aporte de corto circuito**, de forma que ayude a mantener el control de tensión y además brinde mayor estabilidad a los recursos basados en inversores.
- El límite de importación del área Caribe, está determinado por el criterio de tensión transitoria de las barras radiales del STR de las subáreas GCM y Bolívar STR (El Paso, El Banco, La Jagua a 110 kV y Gambote, Zambrano, Calamar, San Jacinto a 66 kV) ante apertura por acción de protecciones de un circuito El Copey – La Loma 500 kV o Chinú – El Copey 500 kV.

Conclusiones del IPOEMP III 2022



Área Antioquia

- En la red de DISPAC se han presentado condiciones de baja tensión en los nodos de 110 kV ante contingencia sencilla, **lo cual puede llevar a la necesidad de programar DNA para el control de tensión. A la fecha no hay obras asociadas a esta restricción.**
- Con la entrada de la primera etapa de Hidroituango (1200 MW) y ante algunos escenarios de generación y demanda, se observan **sobrecarga del circuito Barbosa - Guatapé 220 kV en estado estacionario. A la fecha no hay obras asociadas a esta restricción.**

Área Oriental

- En las restricciones del área se identifican contingencias adicionales para incluir en el listado en red normal como es el caso de Noroeste-Tenjo 115 kV / Bacatá – El Sol 115 kV por crecimiento de demanda, Nueva Esperanza-Bacatá 500 kV/ Bacatá 230/500 kV la cual se observa con los factores de distribución entregados por ENEL, Mesa- Balsillas 230 kV / La Guaca – Colegio 115 kV y La Guaca – Colegio 115 kV debido al incremento de generación en Huila-Tolima.
- En la subárea Meta, se resalta la importancia de la entrada de los transformadores de Santa Helena 230/115 kV, la subestación Catama y de la repotenciación del circuito Ocoa-Santa Helena 115 kV, todas estas acciones están encaminadas a mejorar la flexibilidad del área.

Área Nordeste

- En el horizonte evaluado en el presente estudio se espera que ingresen alrededor de 600 MW de generación solar, de los cuales 260 MW (43%) corresponden a generación menor.
- **Las unidades de Sogamoso mantienen la limitación en su curva de capacidad PQ, con lo que tienen limitada la capacidad de aporte y absorción de potencia reactiva.**

IPOELP II 2022 Resumen Restricciones a 2033



Área Antioquia



Restricciones a 2033



Proyecto el Siete 230/115 kV eliminaba esta restricción. El proyecto se encuentra suspendido sin otro proyecto que lo remplace.



Limitación de generación

- Barbosa – Guatapé 230 kV
- Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV

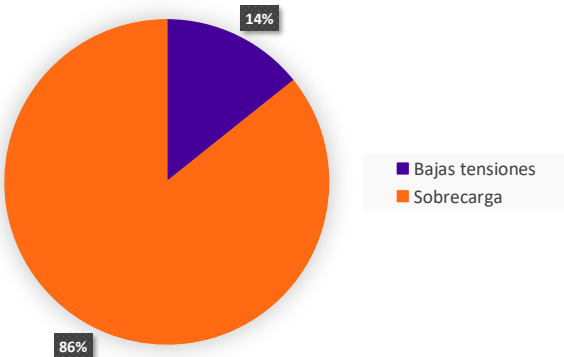


Baja tensión

- Bolombolo - Barroso 110 kV
- Virginia – Cértegui 110 kV

Restricción	Subárea
Bolombolo - Barroso 110 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac	Antioquia
Barroso - El Siete 115 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac	Antioquia
Quibdó - El Siete 115 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac	Antioquia
Cértegui - Virginia 1 115 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac	Antioquia
Barbosa - La Tasajera 1 220 kV / Barbosa - Girardota 1 110 kV	Antioquia
Barbosa – Guatapé 220 kV	Antioquia
Guatapé - Miraflores 230 kV/ Guatapé – Barbosa 230 kV	Antioquia

Proyectos sin obra de expansión definida



Área Caribe



Restricciones a 2033

39

Restricciones área Caribe



Límite de exportación

- Sobrecarga de algunos circuitos ante contingencias sencillas en escenarios de alta generación tipo FERNIC en la subárea GCM y Atlántico.

Fortaleza de red - SCR



- Se identifica un bajo valor de CSCR en Cuestecitas 500kV, El Paso 110 kV y Colectora 1 500 kV; además de bajo valor de WSCR en algunas zonas de las subáreas Atlántico, GCM, Córdoba-Sucre y Cerromatoso, pudiéndose presentar problemas de estabilidad.

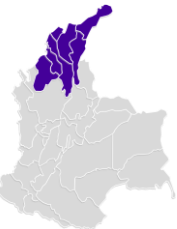
Límite de importación



- El límite de importación del área Caribe con el ingreso de los proyectos de transmisión se incrementa de 2000 MW a 2300 MW y se disminuye el requerimiento del mínimo número de unidades de 9 a 5

Restricción	Subárea
Oasis - Silencio 110 kV / Oasis - Centro 110 kV	Atlántico
Sobrecarga de uno de los circuitos Termoflores II – Oasis 110 kV o Termoflores I – Oasis 110 kV ante la contingencia sencilla de uno de estos circuitos	Atlántico
Sabana 9 220/115 kV / Sabana 1 220/110 kV	Atlántico
El Río - Flores 1 220 kV / Tebsa - Caracolí 1 220 kV	Atlántico
Tebsa - El Río 1 220 kV / Tebsa - Caracolí 1 220 kV	Atlántico
Termoflores - Oasis III 110 kV / Termoflores II - Oasis 110 kV	Atlántico
Sobrecarga de uno de los circuitos Flores - Nueva Barranquilla 220 kV ante la contingencia del otro circuito Flores - Nueva Barranquilla 220 kV	Atlántico
Caracolí - Sabanalarga 1 220 kV / Tebsa - Sabanalarga 2 220 kV	Atlántico
Caracolí - Sabanalarga 1 220 kV / Tebsa - Sabanalarga 1 220 kV	Atlántico
Tebsa - Sabanalarga 3 220 kV / Tebsa - Sabanalarga 1 220 kV	Atlántico
Termoflores - Las Flores 2 110 kV / Termoflores - Las Flores 1 110 kV	Atlántico
Caracolí - Malambo 1 110 kV / Caracolí - Malambo 2 110 kV	Atlántico
Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Bolívar
Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Tenera - Zaragocilla 66 kV	Bolívar
Bosque - Chambacú 66 kV / Chambacú - La Marina 66 kV	Bolívar
Chambacú - La Marina 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV	Bolívar
Bolívar - Bosque 220 kV / Cartagena - La Marina 66 kV	Bolívar
Bosque 6 220/66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV	Bolívar
Tenera - Bosque 220 kV / Cartagena - La Marina 66 kV	Bolívar
Bosque - Chambacú 66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV	Bolívar
Proeléctrica - Membrillal 66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV	Bolívar
Carreto - Sabana 500 kV / Gambote - Tenera 66 kV	Bolívar
Cartagena - La Marina 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV	Bolívar
Bosque - Bocagrande 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV	Bolívar
Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV	Bolívar
Baja tensión en Mompox 110 kV en estado normal de operación	Córdoba-Sucre y Cerromatoso
Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / baja tensión en Río Sinú 110 kV	Córdoba-Sucre y Cerromatoso
Río Sinú – Tierra Alta 110 kV / alta tensión en Urrá 110 kV y Tierra Alta 110 kV	Córdoba-Sucre y Cerromatoso
Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV	Córdoba-Sucre y Cerromatoso
Sobrecarga de uno de los transformadores Nueva Montería 220/110 kV ante la contingencia N-1 de uno de ellos	Córdoba-Sucre y Cerromatoso
Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV	Córdoba-Sucre y Cerromatoso
Chinú - San Marcos 110 kV	Córdoba-Sucre y Cerromatoso
Chinú - Sincé 110 kV	Córdoba-Sucre y Cerromatoso
Jouktaí - Cuestecitas 110 kV / Jeparachi - Puerto Bolívar 110 kV	GCM
Guajira - San Marta 2 220 kV / Termocol - Santa Marta 1 220 kV	GCM
Sobrecarga en uno de los circuitos Nueva San Juan - San Juan 1 y 2 110 kV ante contingencia de uno de ellos	GCM
Nueva San Juan - San Juan 1 110 kV / Nueva San Juan - San Juan 2 110 kV	GCM
San Juan - Valledupar 220 kV / San Juan 220/110 kV	GCM
Sobrecarga de uno de los transformadores Santa Marta 1, 2 y 9 220/110/34.5 kV ante la contingencia de uno de ellos	GCM
Altas tensiones en la red de 500 kV de la subárea ante la contingencia del transformador Cuestecitas 500/220 kV	GCM

■ Atlántico ■ Bolívar ■ Córdoba-Sucre y Cerromatoso ■ GCM

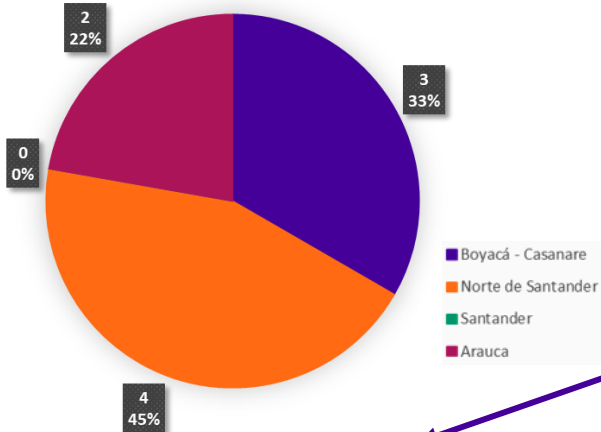


Área Nordeste



Restricciones con proyecto asociado sin FPO definida

Restricciones área Nordeste

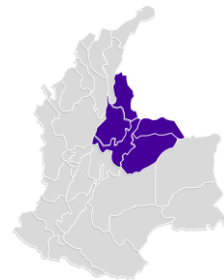


Proyectos sin obra de expansión definida

Restricciones a 2033



La recomendación operativa para atender una restricción deja expuesto al sistema a que se materialice la otra



Unidades equivalentes para soporte de tensión



- **Boyacá – Casanare.** El retraso en la entrada en operación de UPME STR 11-2021 Alcaraván 115 kV y activos asociados implica continuar programando unidades equivalentes para soporte de tensión en la subárea.
- **Norte de Santander.** Según las proyecciones de demanda, en el año 2028 se presentarían valores de demanda para los cuales se requeriría la programación de unidades de Tasajero, Paipa 4 y Sogamoso para mantener perfiles de tensión adecuados ante contingencia (Belén 230/115 kV y Ocaña – San Mateo 230 kV)

Análisis de integración de FERN



- **Métricas SCR.** se presentan valores de las métricas por debajo de 5 en las subestaciones Mesa del Sol 115 kV, Ayacucho 115 kV y San Alberto 115 kV, en condiciones de mínima generación síncrona y contingencia N-1.
- **Inyección de corriente reactiva ante fallas.** Se presenta excursión por la zona de sobre tensión según la curva HVRT en las FERN conectadas en Arauca.
- **Se recomienda a los agentes contrastar con evaluación en detalle estas métricas para la definición y dimensionamiento de equipos**

Área Oriental



Restricciones área Oriental

Esta restricción se mitiga pero no se elimina

Restricción	Subárea
Chivor – Guavio 1 230 kV / Chivor – Guavio 2 230 kV	Bogotá
Chivor – Guavio 2 230 kV / Chivor – Guavio 1 230 kV	Bogotá
Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV	Meta
Suria - Santa Helena 1 115 kV / Suria - Santa Helena 2 115 kV	Meta
Suria - Santa Helena 2 115 kV / Suria - Santa Helena 1 115 kV	Meta
Puerto López - Suria 2 115 kV / Puerto López - Suria 1 115 kV	Meta
Puerto López - Suria 1 115 kV / Puerto López - Suria 2 115 kV	Meta

Esta restricción no tienen proyecto de expansión que la eliminen



Limitación de generación

- Chivor – Guavio 1 230 kV / Chivor – Guavio 2 230 kV
- Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV



Restricciones STR

- Chivor 230/115 kV / Guavio - Mámbita 115 kV + Guavio 230/115 kV
- Tunjita – Guateque 115 kV
- Guateque – Sesquilé 115 kV



Importación

- Primavera - Bacatá 500 kV + Sogamoso – Norte 500 kV + Virginia – Nueva Esperanza 500 kV
- Nueva Esperanza 1 500/115 kV / Nueva Esperanza 2 500/115 kV

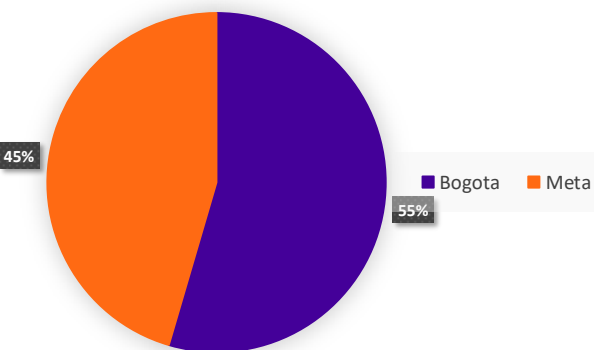


Análisis de integración de FERN

El área presenta valores de WSCR cercanos a 5 y SCR por debajo de 3, por lo que se identifican problemas de red débil. Se recomienda a los promotores de estos proyectos realizar evaluación de detalle de estas métricas.

Restricciones a 2033

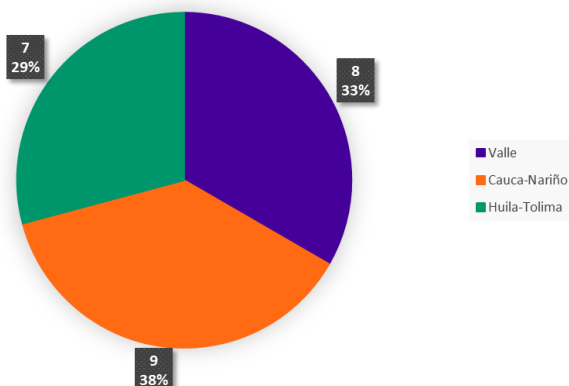
11



Área Suroccidental



Restricciones área Suroccidental



Restricciones a 2033



Esta restricción no tienen proyecto de expansión que la eliminen

Restricción	Subárea
Jamondino - Catambuco 1 115 kV / Jamondino - Pasto 1 115 kV	Cauca-Nariño
Pance - Jamundi 1 115 kV / Páez 220/115 kV	Cauca-Nariño
San Bernardin - Popayán 2 115 kV / San Bernardino - Popayán 1 115 kV (Uno respecto al otro)	Cauca-Nariño
El Zaque - Popayán 1 115 kV / El Zaque - San Martín 1 115 kV	Cauca-Nariño
San Martín - Pasto 1 115 kV / San Martín - Catambuco 1 115 kV	Cauca-Nariño
Popayán - Rio Mayo 1 115 kV / El Zaque - San Martín 1 115 kV	Cauca-Nariño
Jamondino - Jardinera 1 115 kV / Jamondino - Panamericana 1 115 kV	Cauca-Nariño
San Bernardino 230/115 kV / Páez 220/115 kV	Cauca-Nariño
Betania - El Bote 1 115 kV / Betania - TSeboruco 1 115 kV	Huila-Tolima
Betania - Sur 1 115 kV / Betania - TSeboruco 1 115 kV	Huila-Tolima
Betania - TSeboruco 1 115 kV / Betania - El Bote 1 115 kV	Huila-Tolima
Brisas - Cajamarca 1 115 kV (Sobrecarga en estado normal de operación)	Huila-Tolima
Ibagué - Mesa 2 o 1 230 kV / Brisas - Cajamarca 1 115 kV	Huila-Tolima
Nva Cajamarca - Cajamarca 1 115 kV (Sobrecarga en estado normal de operación)	Huila-Tolima
Ibagué - Mesa 2 o 1 230 kV / -Cajamarca - Nva Cajamarca 1 115 kV	Huila-Tolima
Tuluá 2 115/34.5 kV / Tuluá 1 115/34.5 kV (Uno respecto al otro)	Valle
Alfárez - Aguablanca II 1 115 kV / Alfárez II - Meléndez 1 115 kV	Valle
Estambul - Juanchito 2 115 kV / Estambul - Juanchito 1 115 kV (Uno respecto al otro)	Valle
Diesel II - Sur(Cali) 1 115 kV / Alfárez II - Meléndez 1 115 kV	Valle
San Marcos - Buga 1 115 kV / San Marcos - Vijes 1 115 kV (Uno respecto al otro)	Valle
Buga - Vijes 1 115 kV / Buga - San Marcos 1 115 kV (Uno respecto al otro)	Valle
Tuluá 2 115/34.5 kV / Tuluá 1 115/34.5 kV (Uno respecto al otro)	Valle
Candelaria Vlle 2 115/34.5/13.2 kV / Candelaria Vlle 1 110/34.5/13.2 kV (Uno respecto al otro)	Valle

Limitación de demanda



- Tuluá 2 115/34.5 kV / Tuluá 1 115/34.5 kV por sobrecarga del transformador que queda en servicio.
- Candelaria Valle 2 115/34.5/13.2 kV / Candelaria Valle 1 115/34.5/13.2 kV por sobrecarga del transformador que queda en servicio.
- Jamondino - Jardinera 1 115 kV / -Panamericana - Jamondino 1 115 kV por sobrecarga y por baja tensión en la zona de influencia.
- Altamira - Tesalia 220 kV por baja tensión en la zona de influencia.

Otras restricciones



- San Marcos - Virginia 1 500 kV / La Virginia 500/230 kV Límite ≈1250 MW¹.

Fortaleza de red - SCR

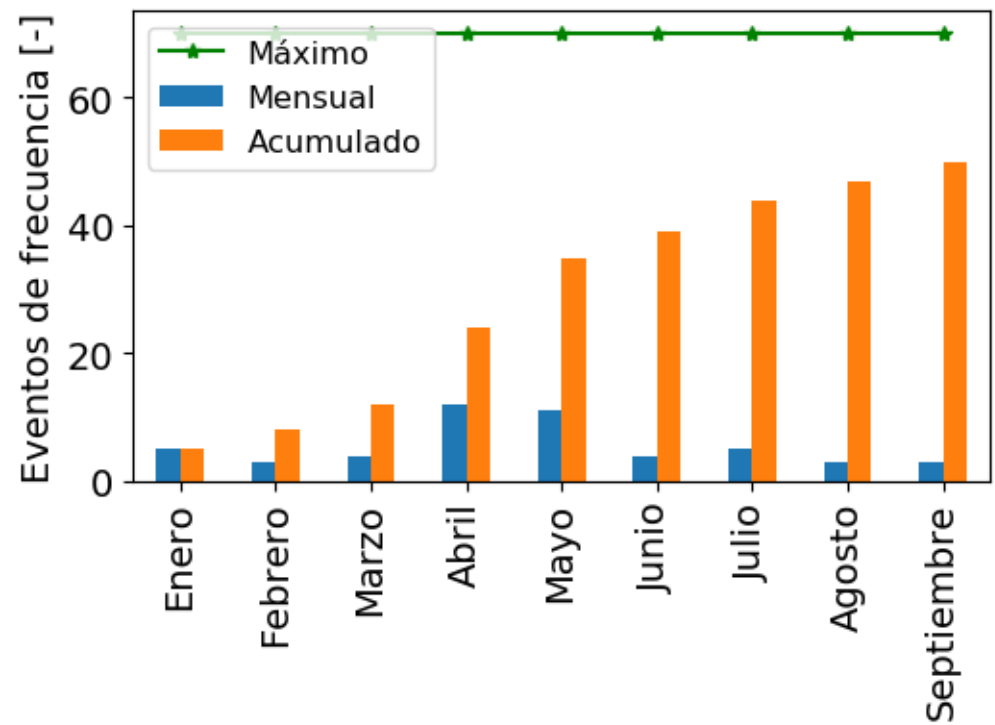


- Las subáreas Cauca-Nariño, Huila-Tolima y CQR presentan valores de WSCR cercanos o inferiores a 5, por lo que se recomienda a los promotores de los diferentes proyectos, adelantar los estudios complementarios a que haya lugar y todas aquellas acciones necesarias para garantizar una operación segura y confiable de sus plantas ante las diferentes condiciones de la red.

Indicadores de Operación



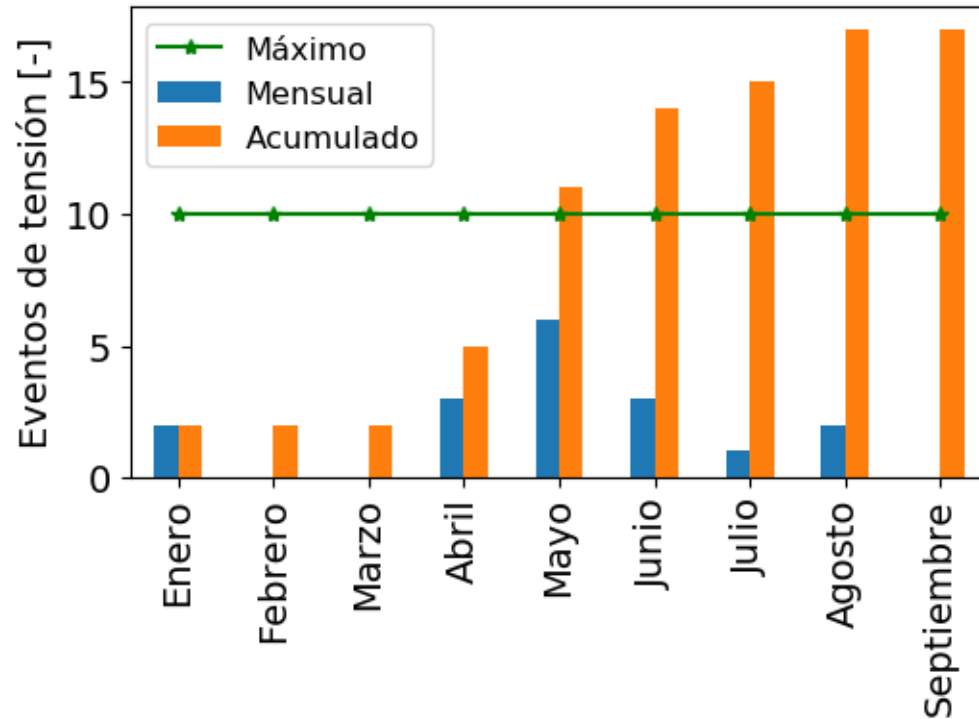
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Septiembre de 2022 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

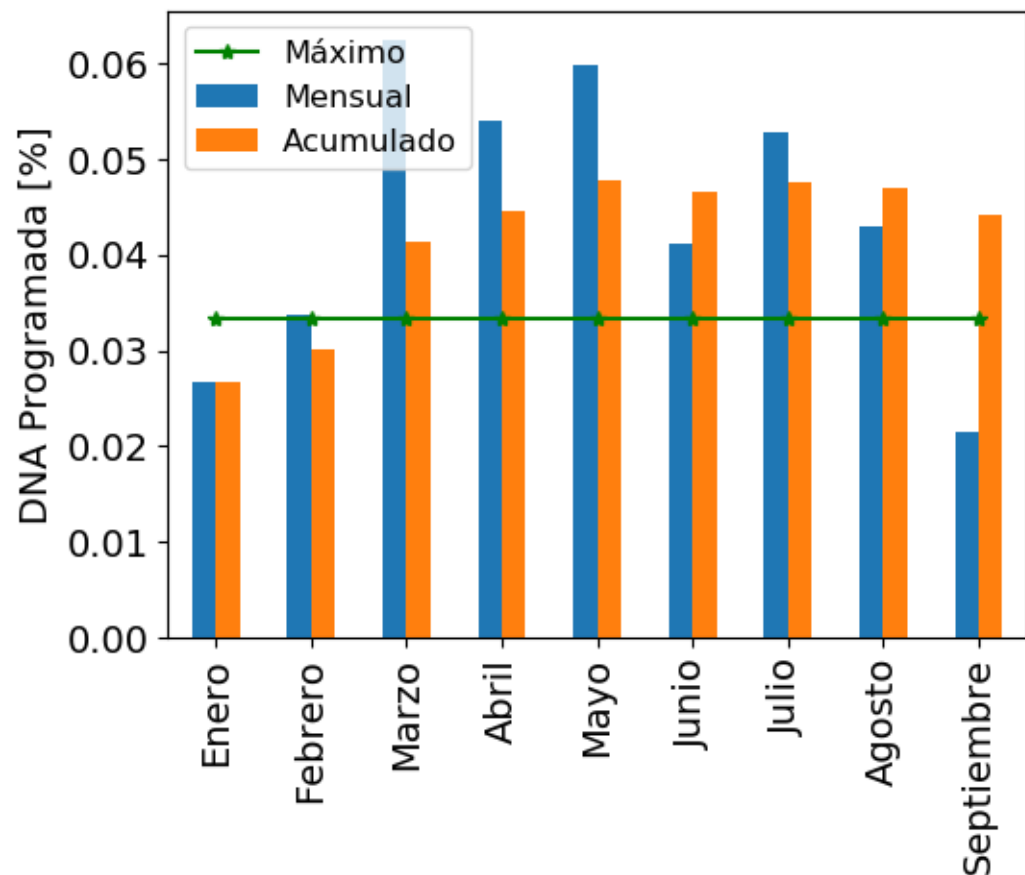
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-09-06 10:14	5.0	59.6	Evento de frecuencia en el SIN por disparo de las unidades de generación 1 y 2 de EL QUIMBO con 400 MW en total. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.569 Hz.	No
2022-09-20 11:03	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las unidades de generación 1 y 3 de PORCE II con 270 MW aproximadamente. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.749 Hz.	No
2022-09-24 09:55	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad de generación 3 de PORCE III con 177 MW aproximadamente. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.792 Hz.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



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

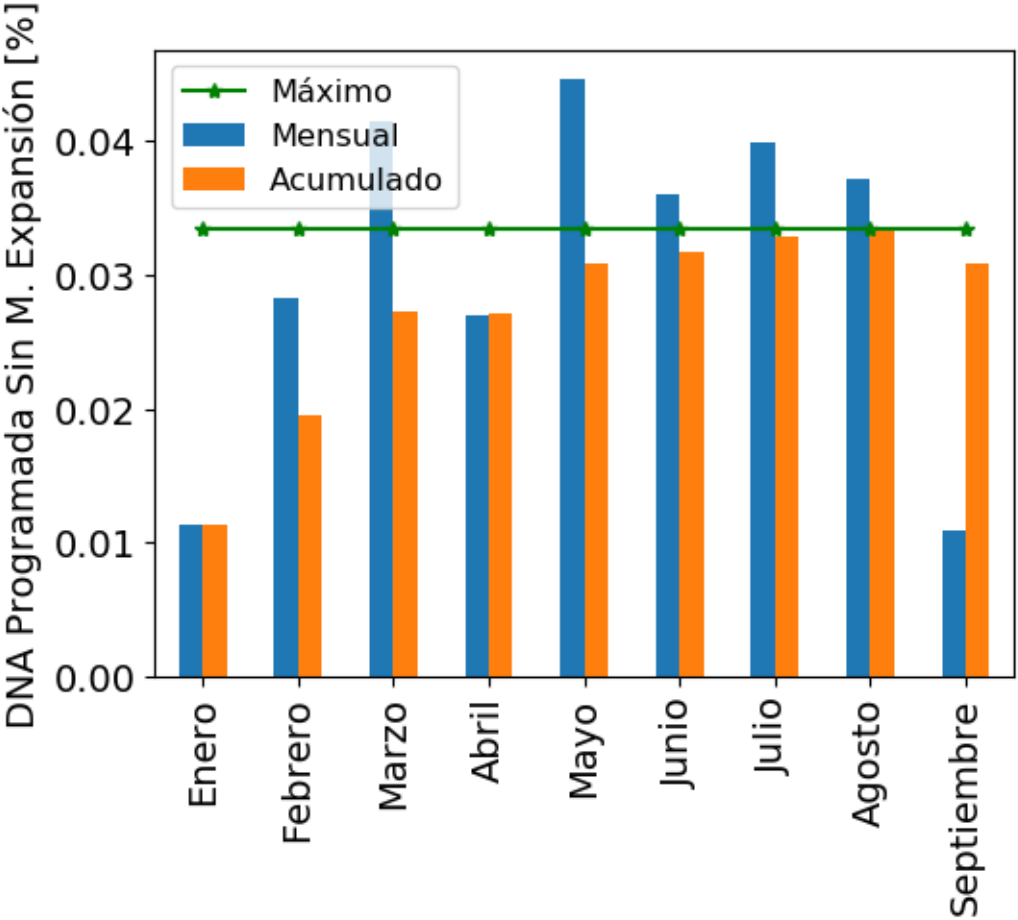
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 1.344 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-09-18 05:06	440.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0217039 del activo TPELDAR - UBATE 1 115 kV.
2022-09-11 06:46	304.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208539 y C0208566 de los activos VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV y BT LA JAGUA 1 30 MVA 110 kV, respectivamente.
2022-09-11 05:44	257.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216128 del activo VILLA ESTRELLA 2 30 MVA 66/13.8/8.76 kV.
2022-09-11 07:22	212.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216385 del activo BT FUNDACION 2 42 MVA 110 kV.
2022-09-25 06:38	101.4	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0207738 sobre el activo BT CUESTECITAS 3 25 MVA 110 kV
2022-09-28 07:02	18.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0217391 del activo BL1 MAGDALENA A TPIZANO 34.5 Kv.
2022-09-07 07:36	6.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216170 del activo BT PUERTO NARE 1 15 MVA 110 kV.
2022-09-06 05:01	3.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216285 del activo CALIZAS 2 40 MVA 110/44 kV.

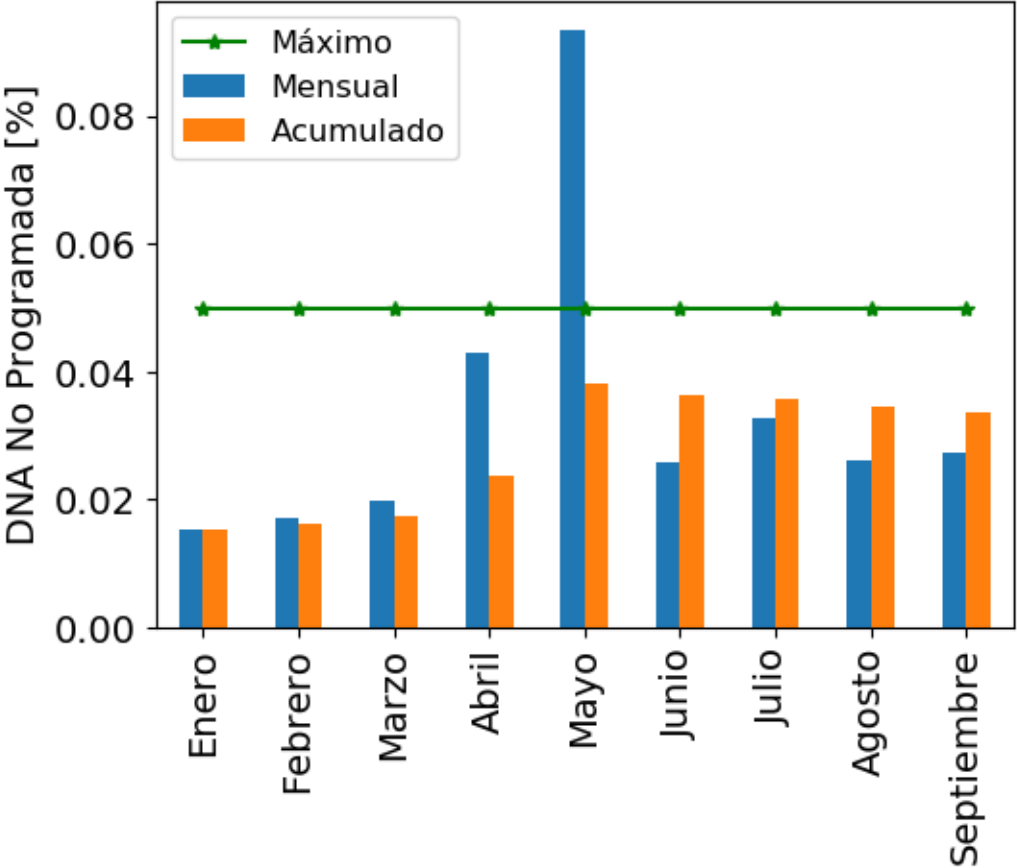
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 0.685 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2022-09-11 06:46	304.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208539 y C0208566 de los activos VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV y BT LA JAGUA 1 30 MVA 110 kV, respectivamente.
2022-09-11 05:44	257.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216128 del activo VILLA ESTRELLA 2 30 MVA 66/13.8/8.76 kV.
2022-09-25 06:38	101.4	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0207738 sobre el activo BT CUESTECITAS 3 25 MVA 110 kV
2022-09-28 07:02	18.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0217391 del activo BL1 MAGDALENA A TPIZANO 34.5 Kv.
2022-09-06 05:01	3.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0216285 del activo CALIZAS 2 40 MVA 110/44 kV.

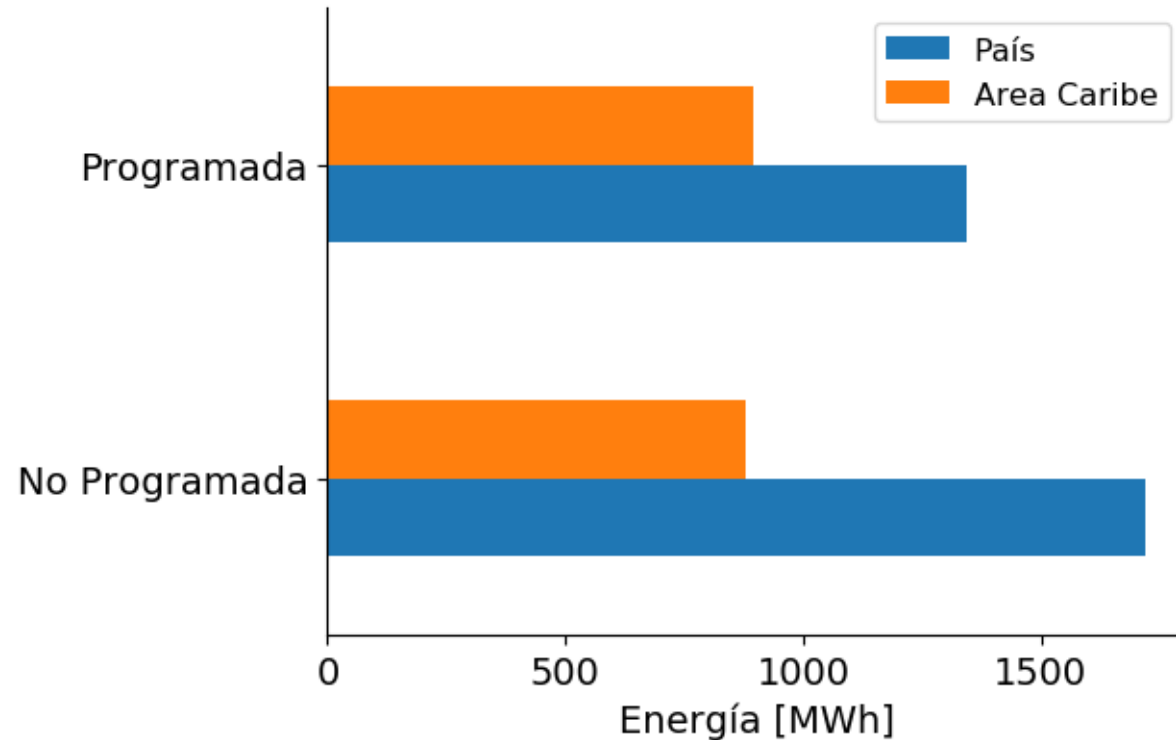
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.718 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripcion
2022-09-03 00:00	273.2	Continúa demanda no atendida por disparo del activo OCOA - SANTA HELENA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SANTA HELENA 115 kV, SURIA 115 kV, PUERTO LOPEZ 115 kV, CAMPOBONITO 115 kV y PUERTO GAITAN 115 kV.
2022-09-29 00:00	211.9	Continua demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV dejando sin tensión la subestación temporalmente radial GAMBOTE 66 kV
2022-09-30 00:00	183.9	Continua demanda no atendida por disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E Radial BUCHELY 115 kV.
2022-09-09 18:41	126.7	Demanda no atendida por déficit de Generación en el área Caribe.
2022-09-11 14:56	101.4	Demanda no atendida por disparo del activo BT MALAMBO 1 60 MVA 110 kV.
2022-09-29 18:20	90.4	Demanda no atendida por disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E BUCHELY 115 kV.
2022-09-06 07:10	85.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones de emergencia C0217033 y C0217034 de los activos BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 220 kV y VALLEDUPAR 1 60 MVA 220/34.5/13.8 kV, respectivamente.

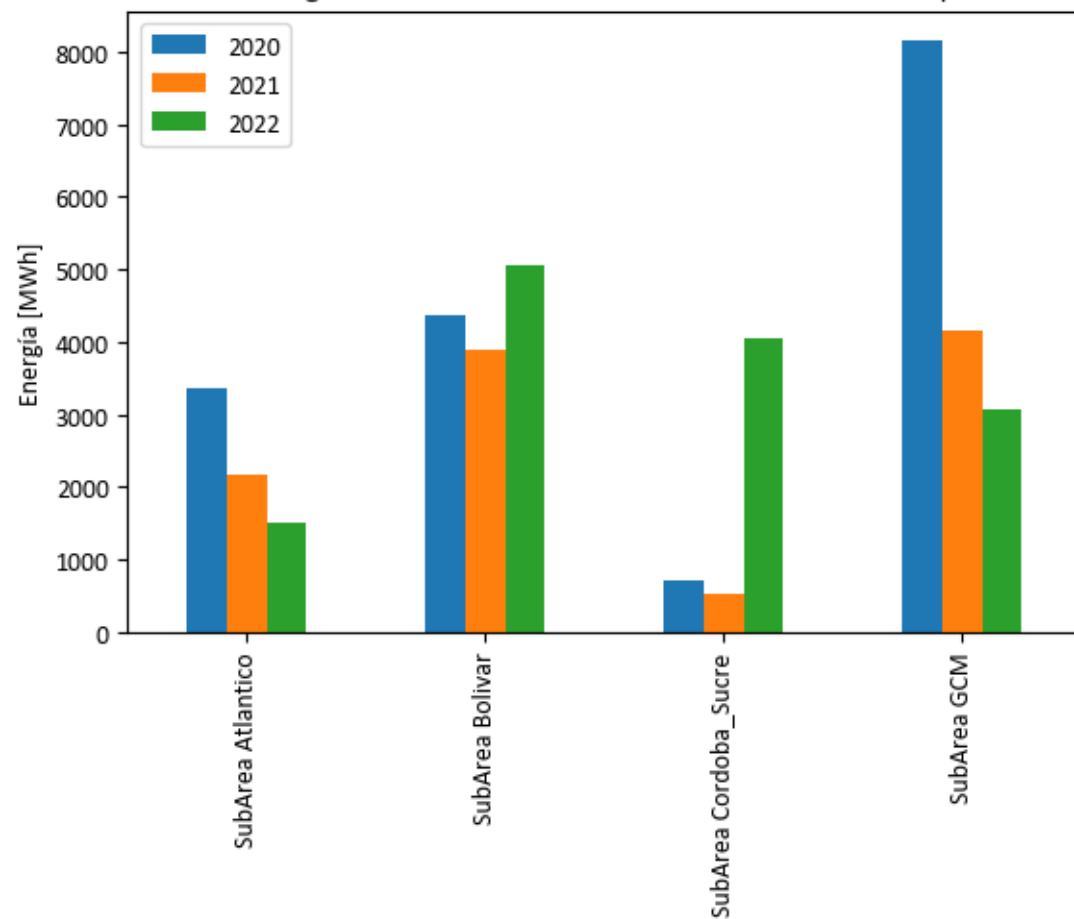
DNA Caribe vs. País



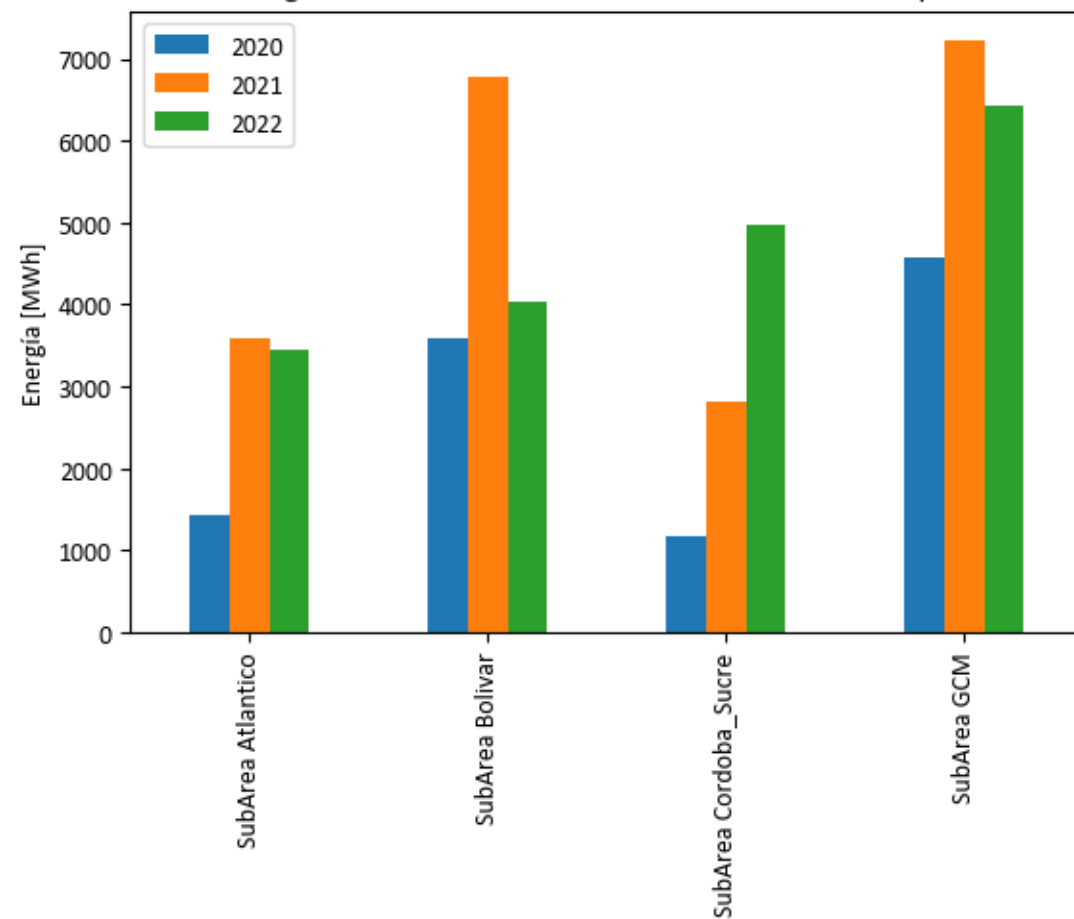
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 0.894 GWh, siendo un 66.51% de la demanda no atendida programada nacional (1.344 GWh) para el mes de Septiembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 0.881 GWh, siendo un 51.26% de la demanda no atendida no programada nacional (1.718 GWh) para el mes de Septiembre.

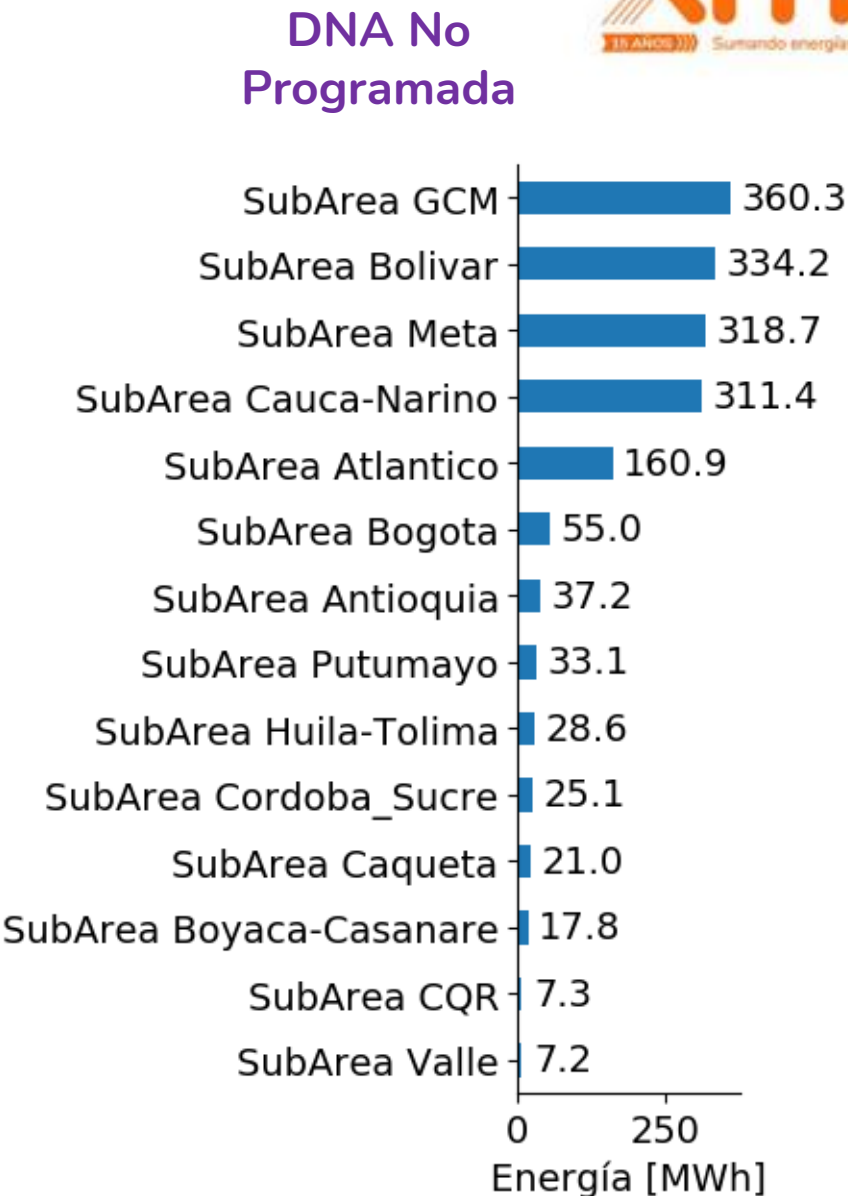
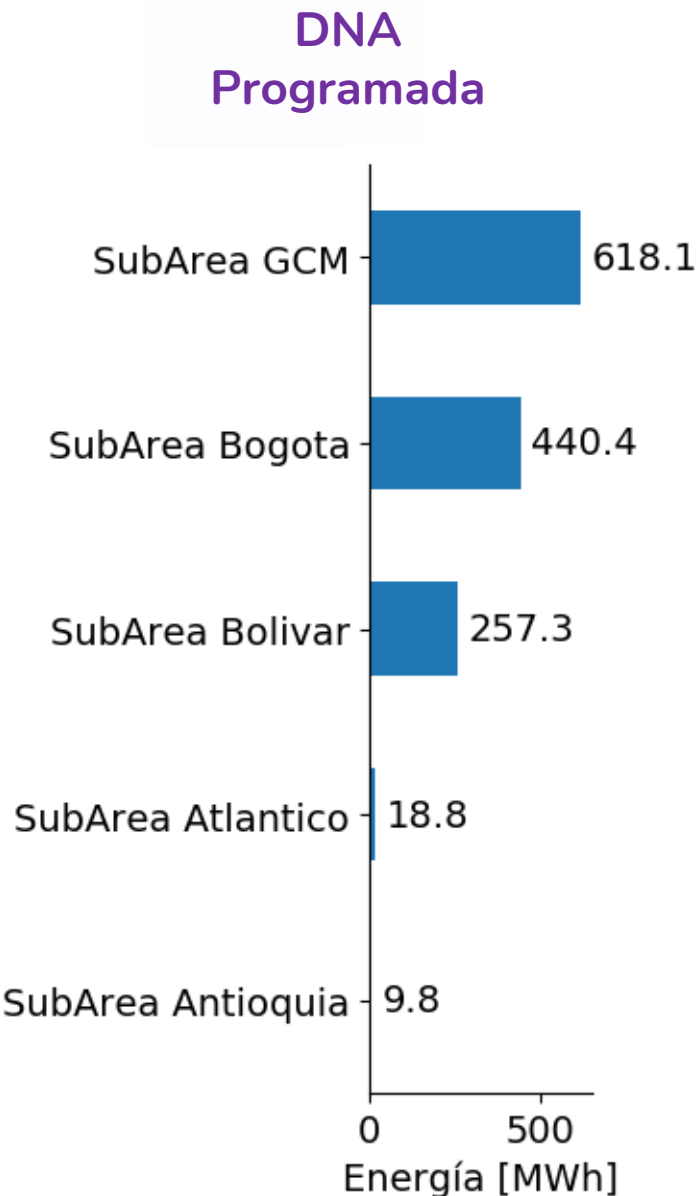
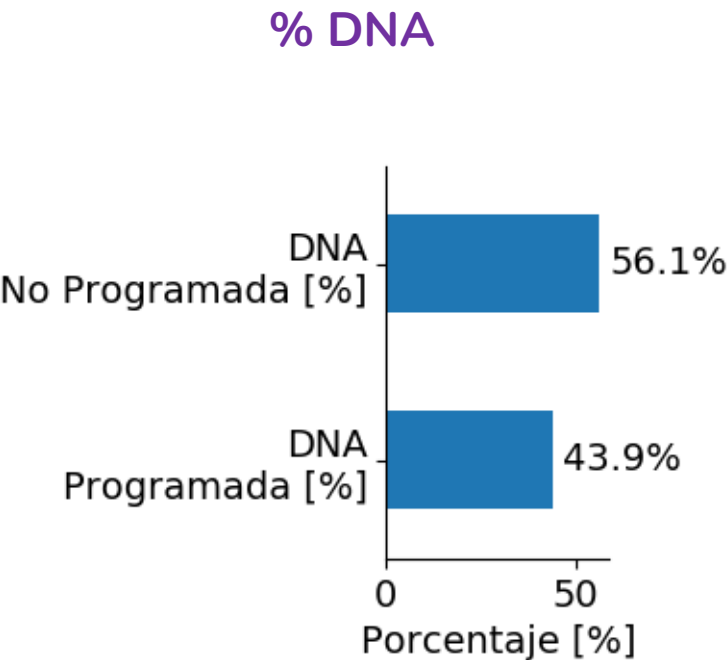
DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Septiembre



DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Septiembre

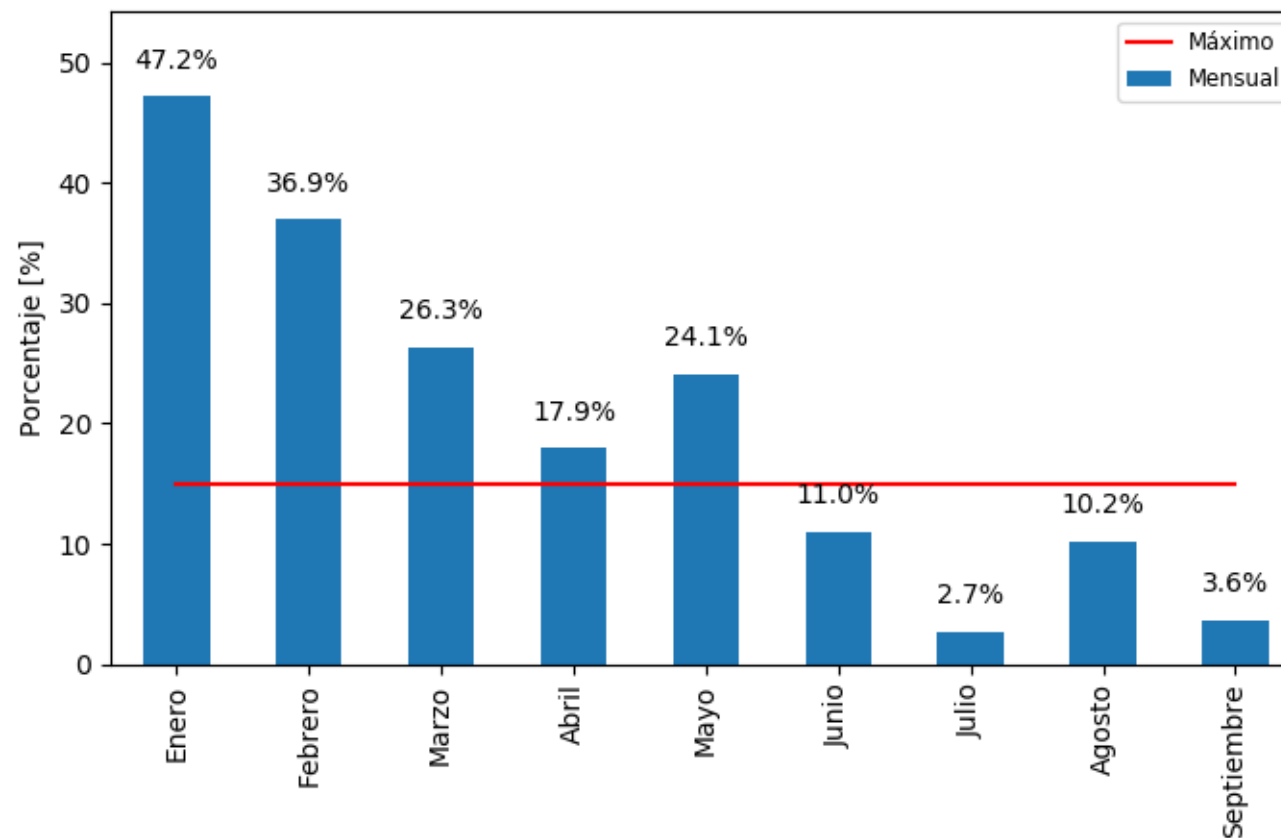


Resumen – Demanda no atendida

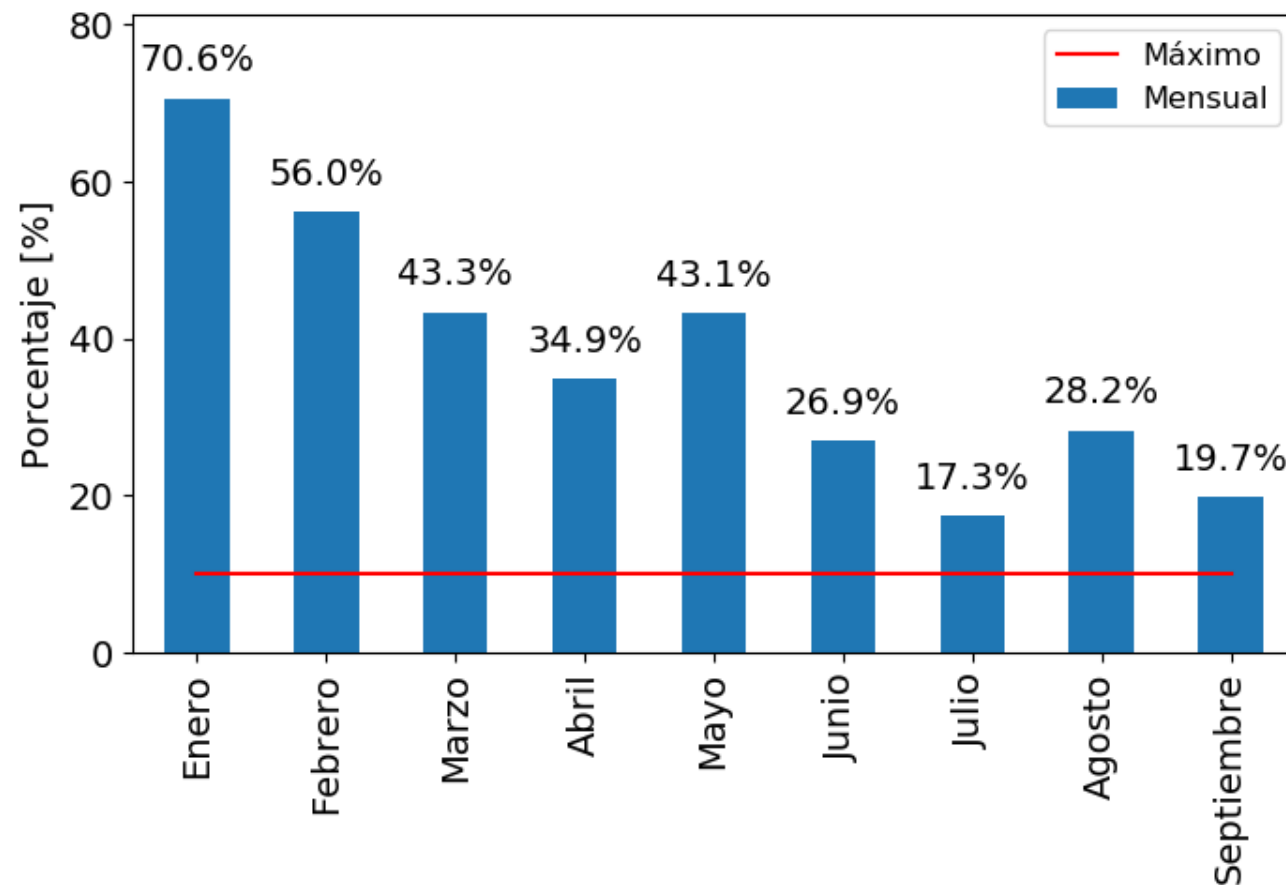


El total de demanda no atendida en Septiembre fue 3.06 GWh

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



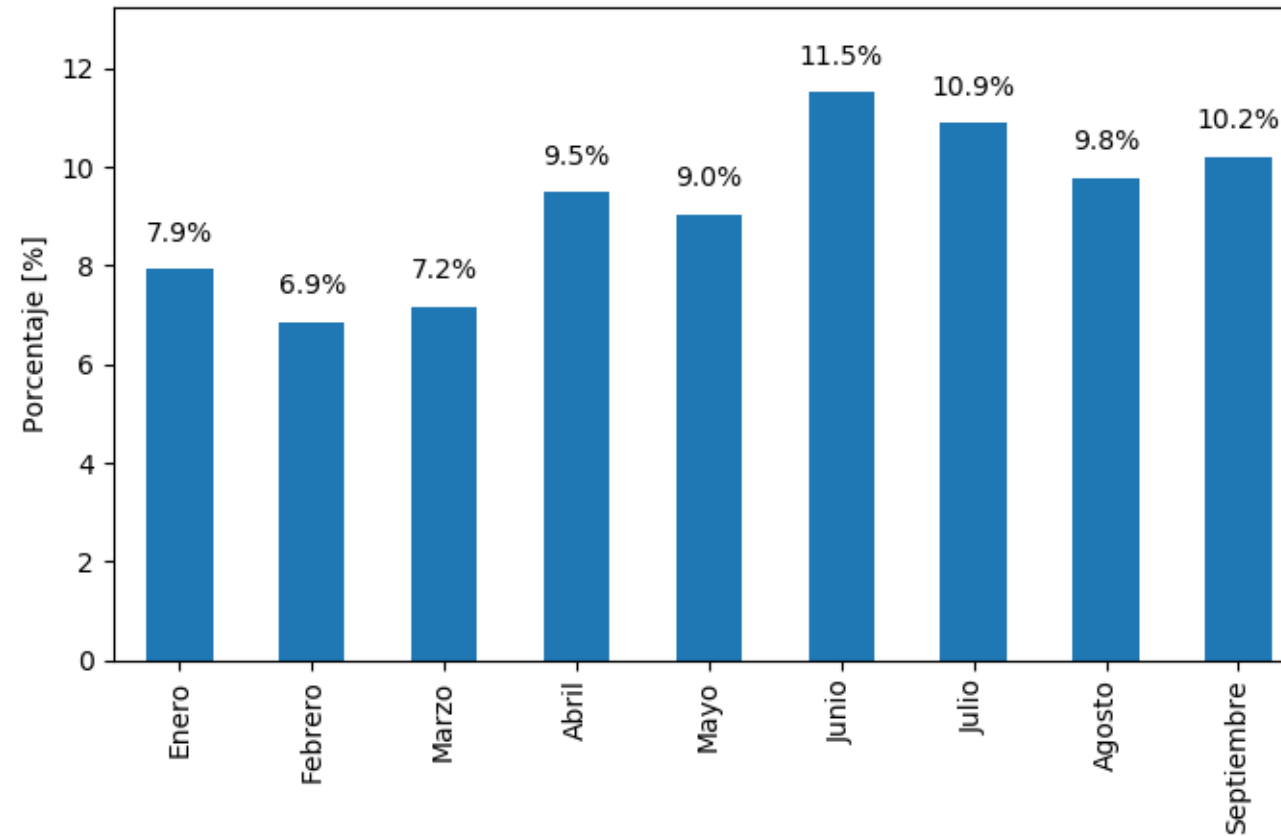
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



Participación PNDC en la generación total del SIN



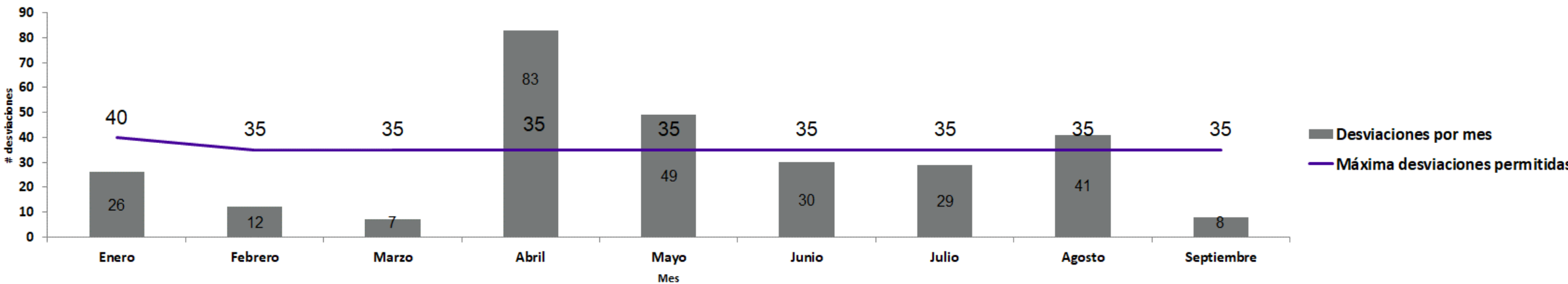
Participación PNDC en la generación total del SIN



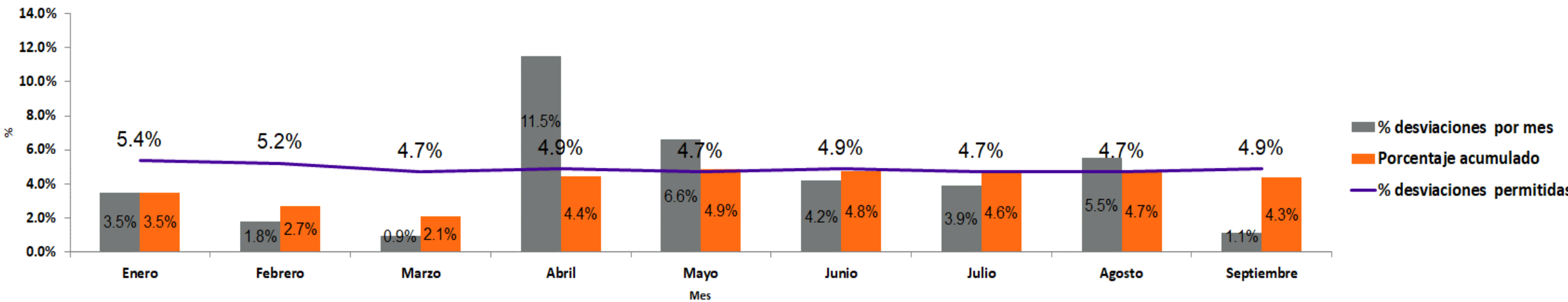
Indicador de calidad del pronóstico oficial agosto 2022



Número de desviaciones mayores al 5%



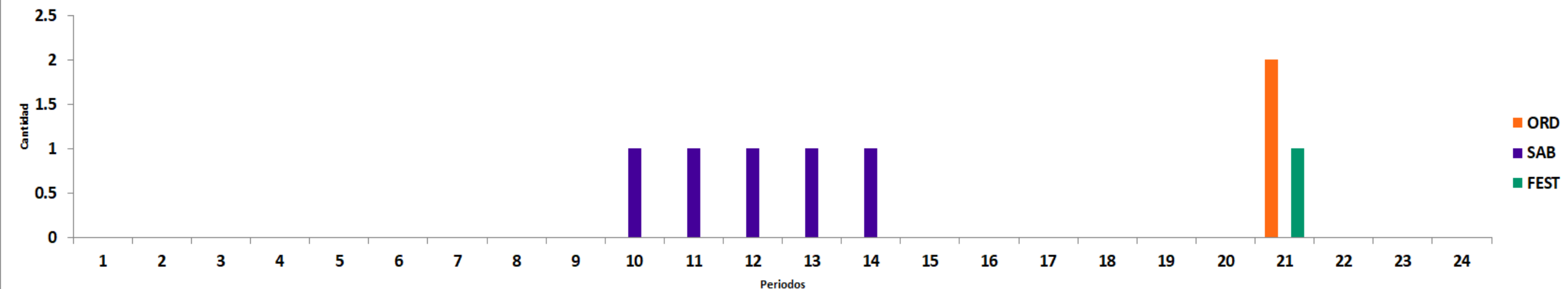
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



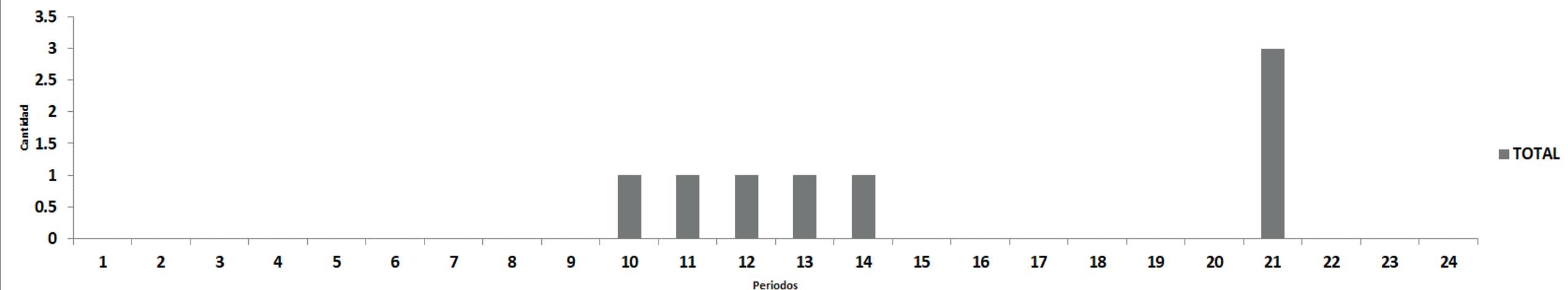
*Información actualizada el 03 de octubre de 2022

Indicador de calidad del pronóstico oficial septiembre 2022

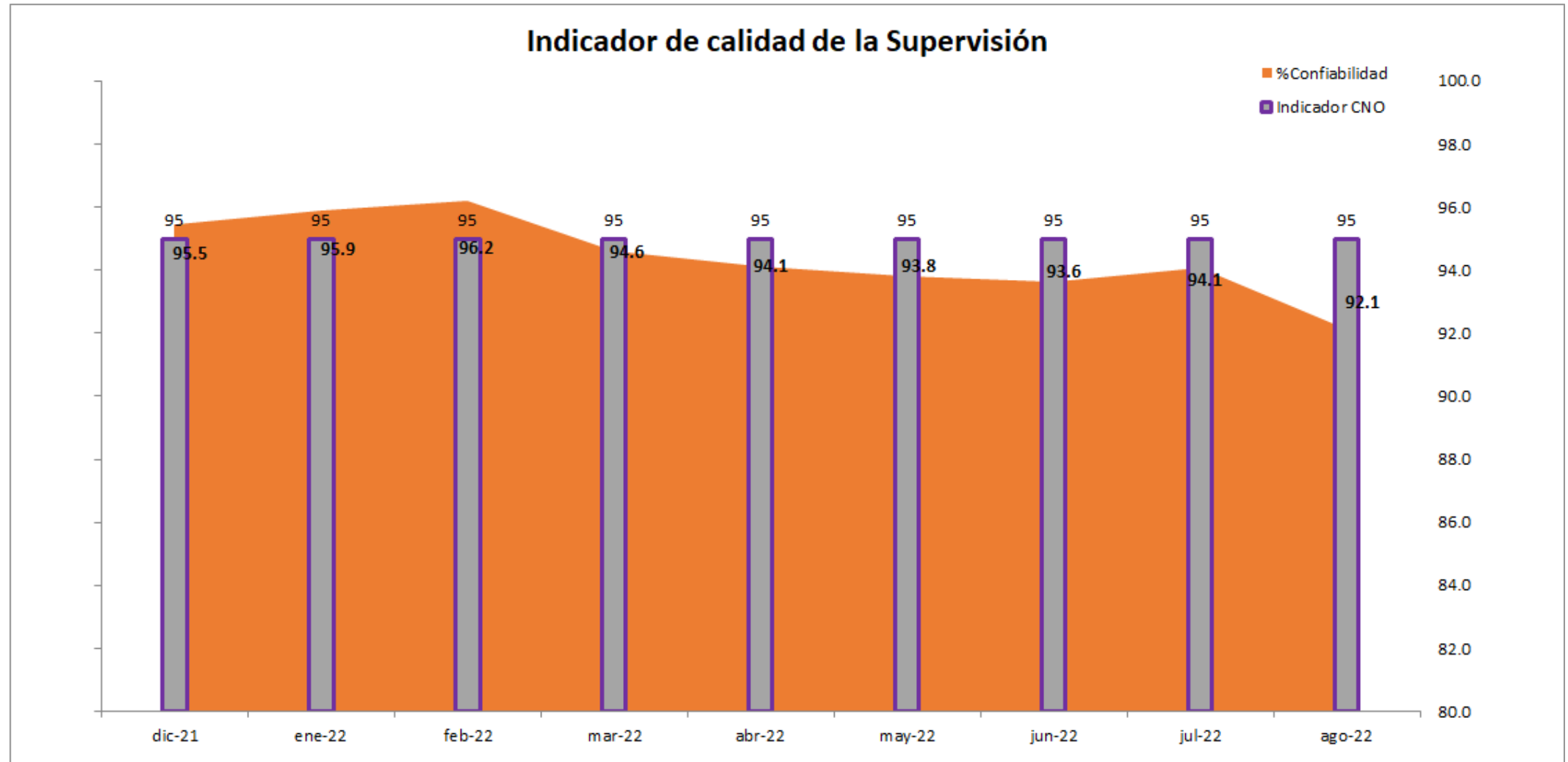
Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de agosto de 2022

Balance Ejecución Mantenimiento Planta de Regasificación de Cartagena– Septiembre 8 al 12 de 2022



Balance Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12 (Restricción 400 MPCD)



Acciones realizadas y resultados ejecución mantenimiento:

- Socialización de los análisis de impacto del mantenimiento al CNO Eléctrico, CNO Gas, MME, SSPD y CREG.
- Solicitud a Tebsa, Candelaria y Prime Termoflores de revisar la posibilidad de contar con gas adicional, con el fin de lograr aumentar la disponibilidad de generación para los días del mantenimiento (**TEBSA aumento su disponibilidad de 325 MW a 424 MW**).
- Solicitud a los responsables de los pronósticos de la Demanda Regulada (**AFINIA – AIR-E**) y No regulada del área Caribe 2 (**Cargas conectadas al STN**) de gestionar y ajustar los pronósticos de la demanda para los días del mantenimiento.
- Restricción de los mantenimientos en la Red Eléctrica de las áreas Caribe y Caribe 2 con requerimientos de generación térmica a gas y pruebas autorizadas de generación.

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12 (Restricción 400 MPCD)



- Se realizaron balances energéticos diarios en el Despacho económico (**Disponibilidad de generación, demanda de energía y estado de la Red**) y de acuerdo a los resultados y los riesgos identificados se realizó declaración del estado de la operación de las áreas Caribe y Caribe 2 según lo establecido en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995-Codigó de Operación para los días de ejecución del mantenimiento.
- Se realizaron teleconferencias diarias de seguimiento a la evolución del mantenimiento (**CNO-Gas y CNO Eléctrico**).
- Durante la ejecución del mantenimiento se conservó la topología de la Red de las áreas Caribe y Caribe 2, la demanda de energía tuvo un comportamiento por debajo de los pronósticos utilizados para la elaboración de los balances energéticos realizados previamente debido a la gestión realizada con los responsables de la demanda de energía regulada y no regulada.

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12 (Restricción 400 MPCD)



-
- El 9 de septiembre se presentaron desconexiones de las unidades 1 y 2 de Termoguajira, ocasionando la programación de DNA en el área Caribe 2 y Subárea G.C.M. (Superación del Límite de Importación), TEBSA generó por encima de su programa aportando a mitigar el impacto para la demanda del área.
 - Los trabajos en la planta de regasificación de GNL finalizaron el 11 de septiembre de 2022 (Un día antes de lo programado).

| Mantenimiento planta de producción de gas CUSIANA (Octubre 8 al 19)



Impacto Mantenimiento planta de producción de gas CUSIANA

Fecha: Octubre 8 al 19.

Restricción: 270 MPCD.

Impacto: Afecta demanda Industrial y Generación Térmica (**Termosierra**).

Demanda Subestación San Fernando 230 kV: 180 MW.

GRACIAS



Anexos



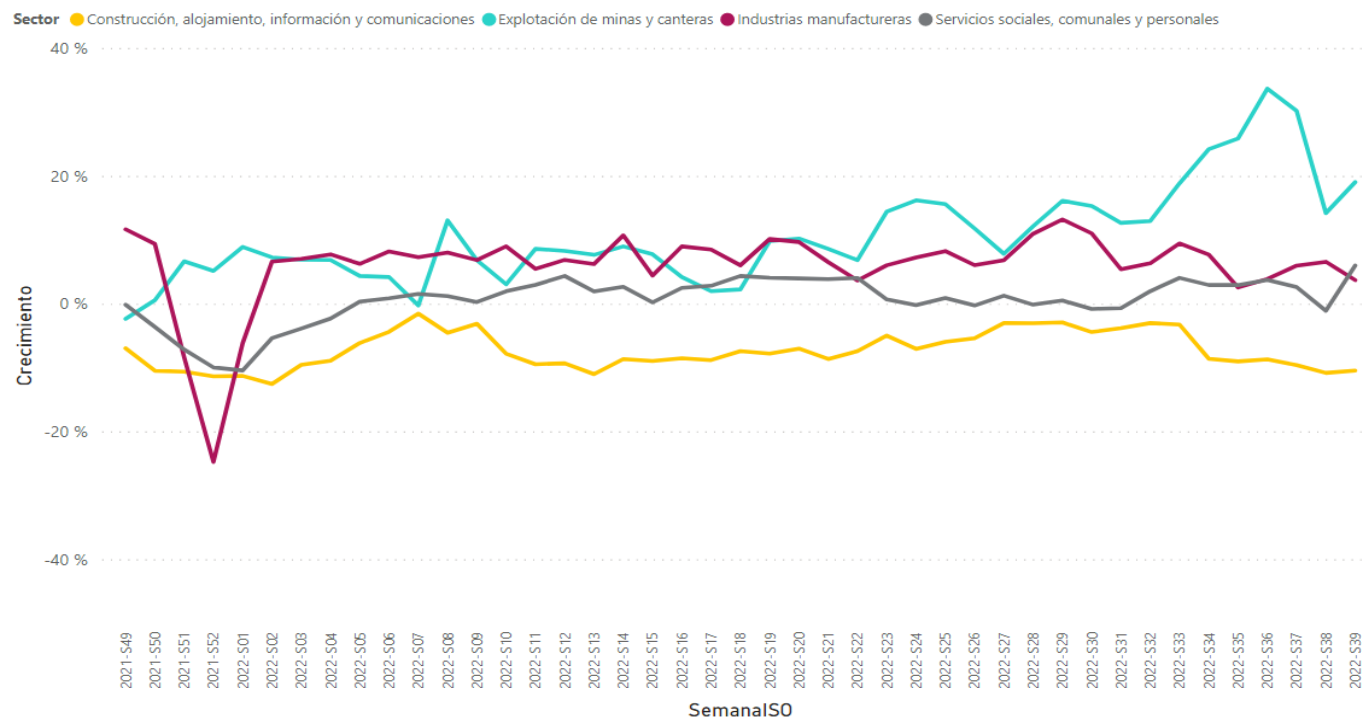
Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2021-09	Demanda [GWh] 2022-09	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	2022.87	2047.94	4.8%	33.25%
Regulado	4256.04	4111.19	-0.02%	66.75%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2021-09	Demanda [GWh] 2022-09	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	492.88	585.78	22.96%	28.6%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	69.82	73.45	9.01%	3.59%
Servicios sociales, comunales y personales	136.44	138.62	5.08%	6.77%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	110.38	111.24	4.38%	5.43%
Transporte y almacenamiento	41.81	41.99	3.99%	2.05%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	32.65	32.37	2.59%	1.58%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	125.7	122.24	0.62%	5.97%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	109.41	103.84	-1.77%	5.07%
Industrias manufactureras	903.78	838.41	-4.05%	40.94%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*

Evolución actividades económicas - Semanal



La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 30 de septiembre de 2022 fue del 43.5% del sector de industrias manufactureras; el 24.8% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

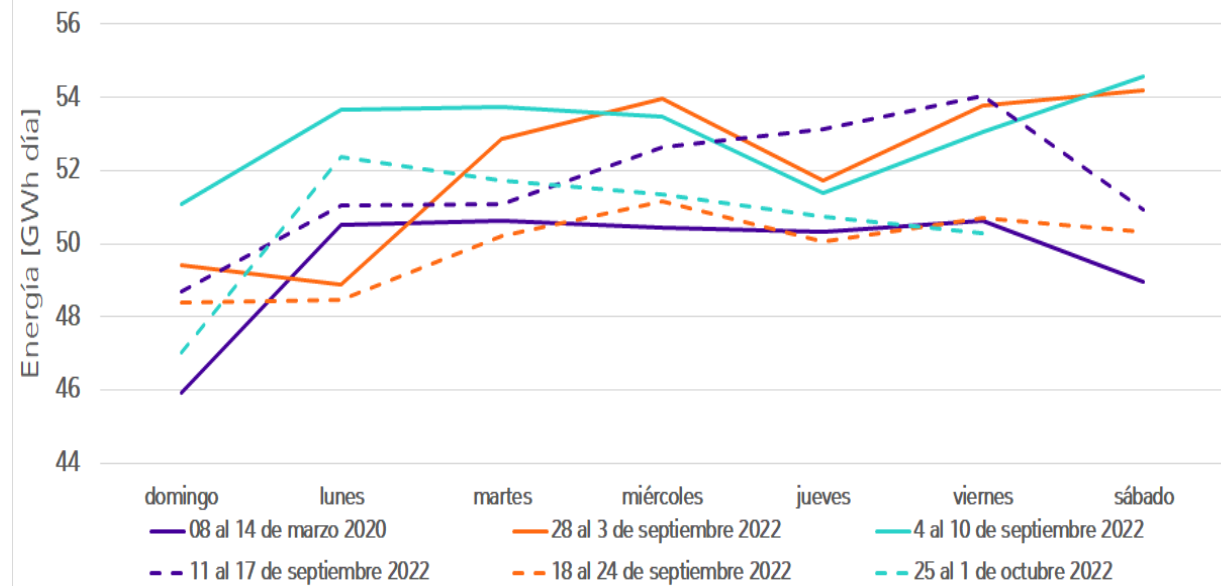
Para la **semana del 19 al 25 de septiembre de 2022 (2022-S38)** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 6.56% y 14.16% respectivamente contra la demanda base (9 al 15 de marzo 2020). Por otra parte, los **Servicios sociales, comunales y personales** decrecieron para dicha semana con crecimiento de -1.11%; de igual forma, las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -10.84% para esta misma semana.

*Información hasta el 30 de septiembre de 2022

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

Caribe*

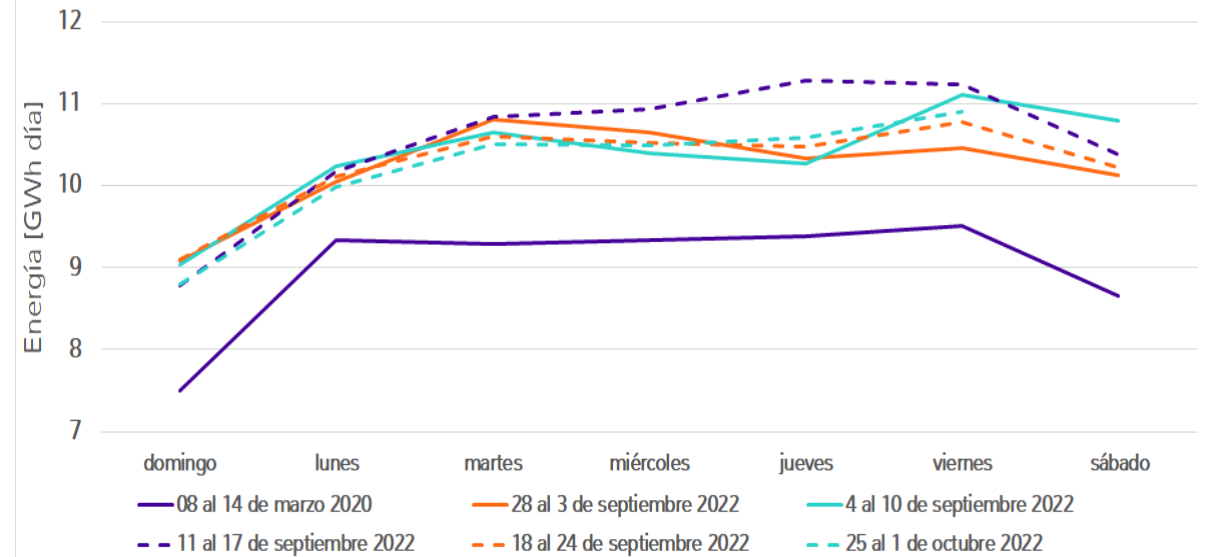
Caribe



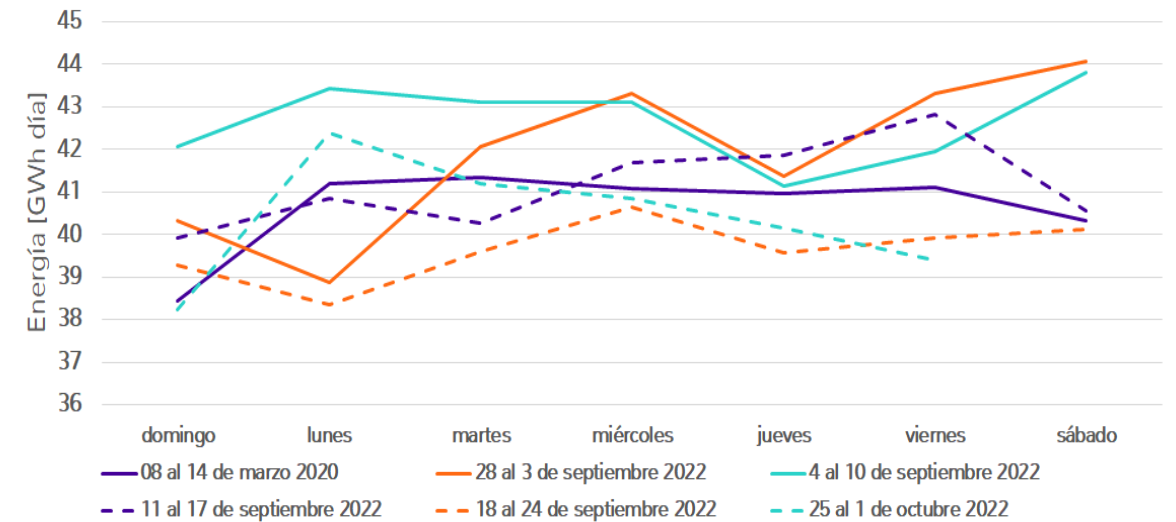
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 0.6% para la semana del 18 al 24 de septiembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

Caribe No Regulado



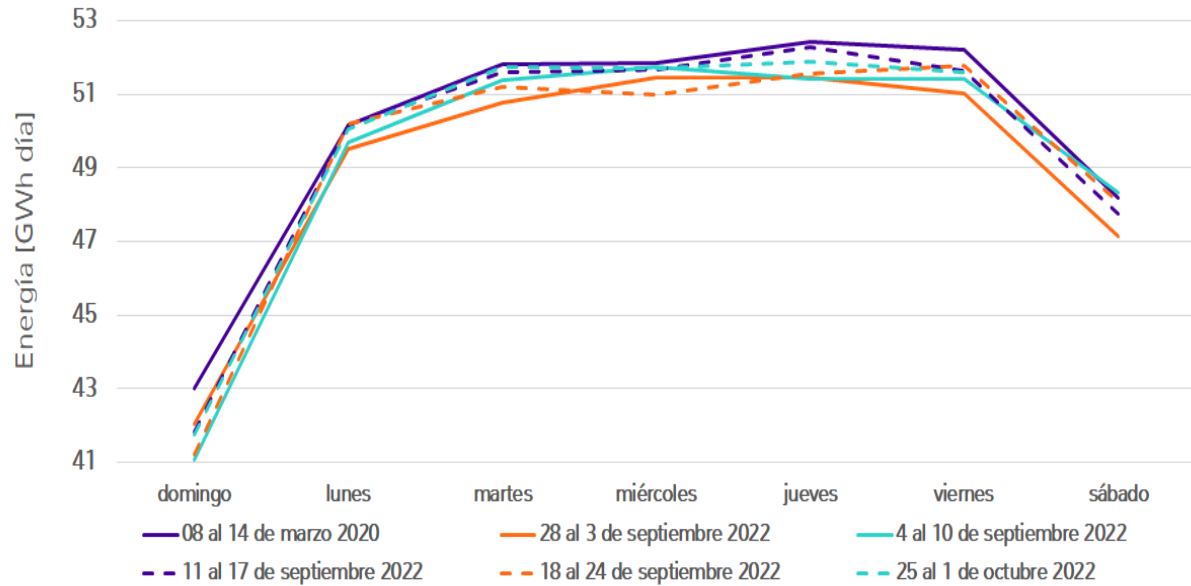
Caribe Regulado



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

Cundinamarca y Meta*

Cundinamarca y meta

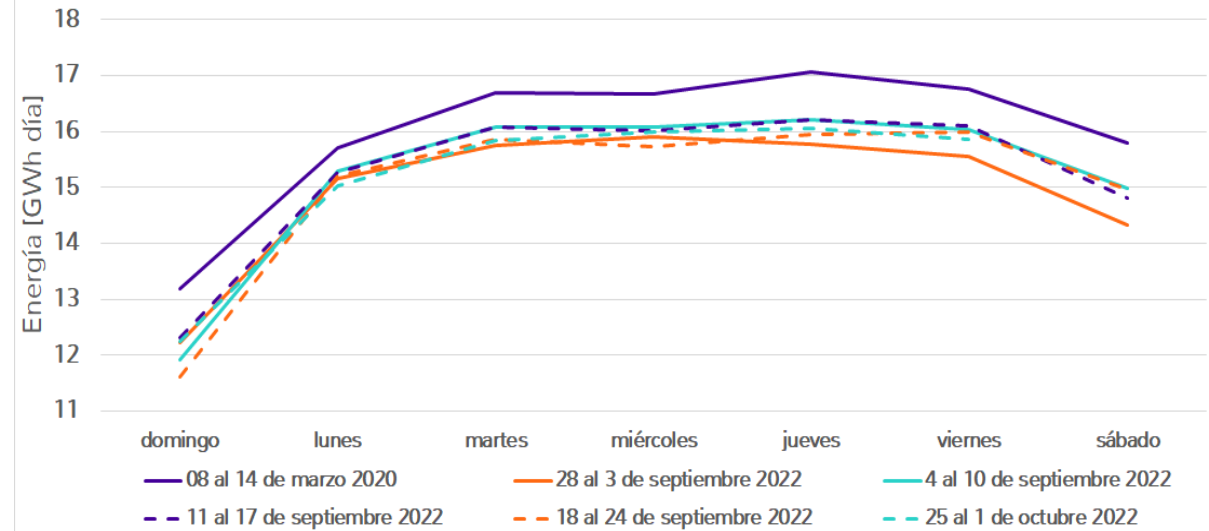


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

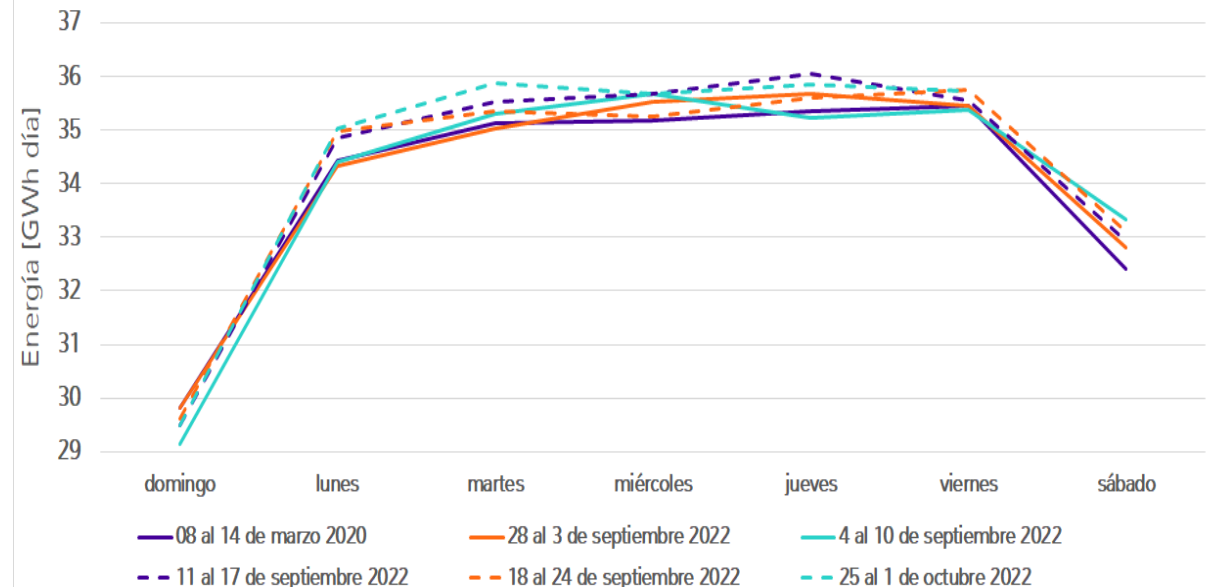
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 1.4% para la semana del 18 al 24 de septiembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

Cundinamarca y meta No Regulado

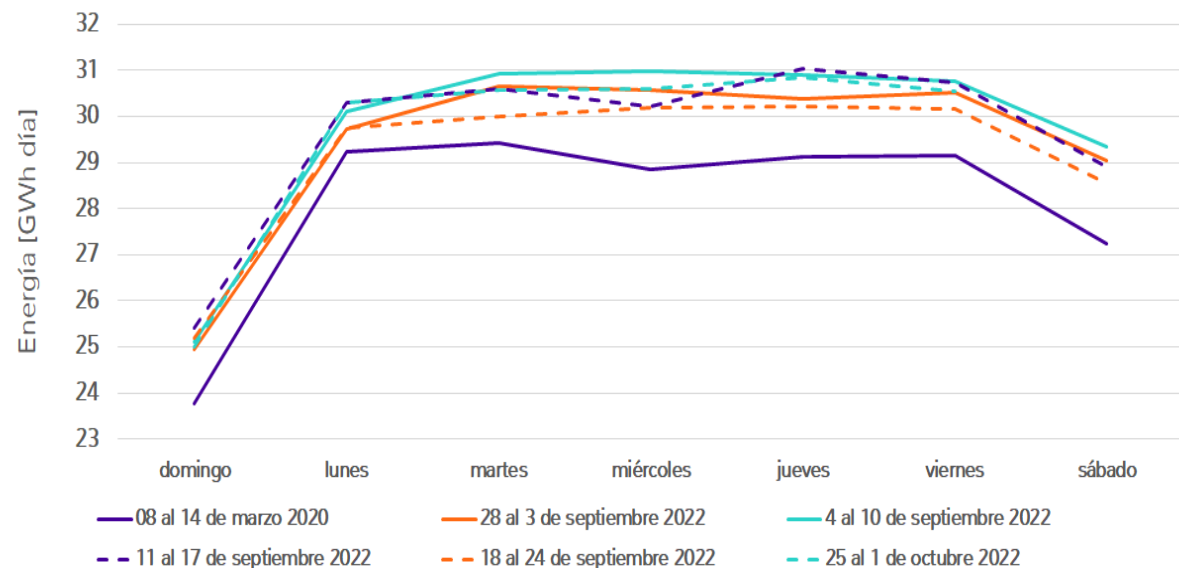


Cundinamarca y meta Regulado

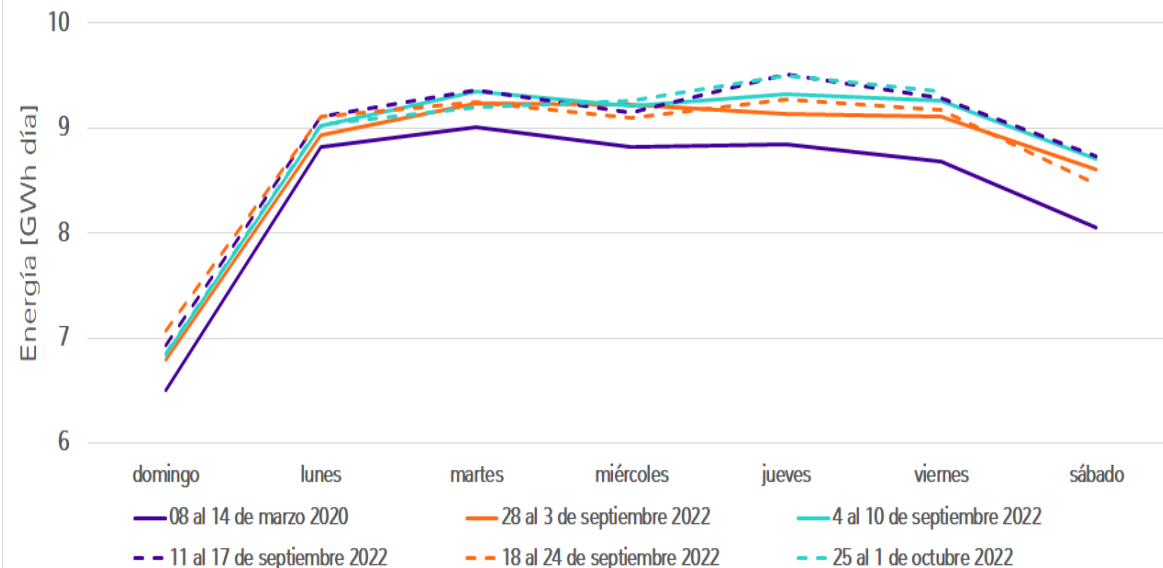


Antioquia*

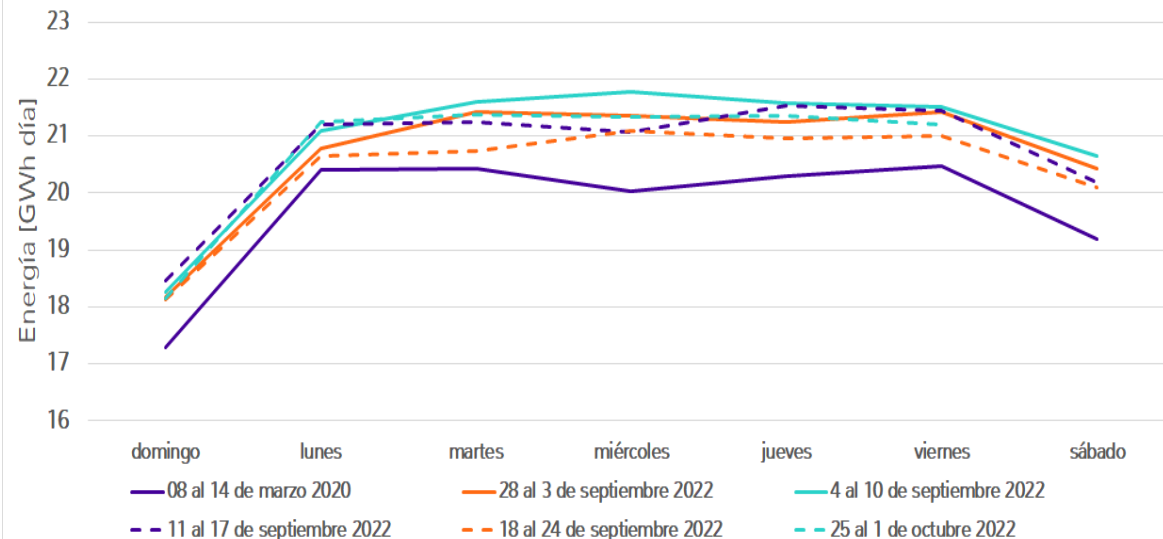
Antioquia



Antioquia No Regulado



Antioquia Regulado

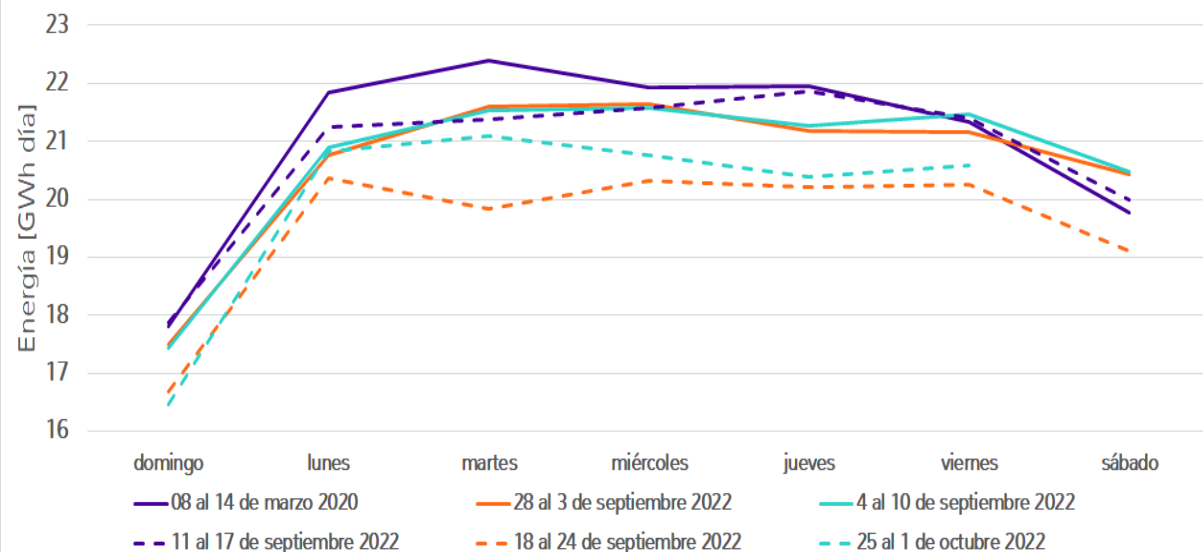


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 3.8% para la semana del 18 al 24 de septiembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

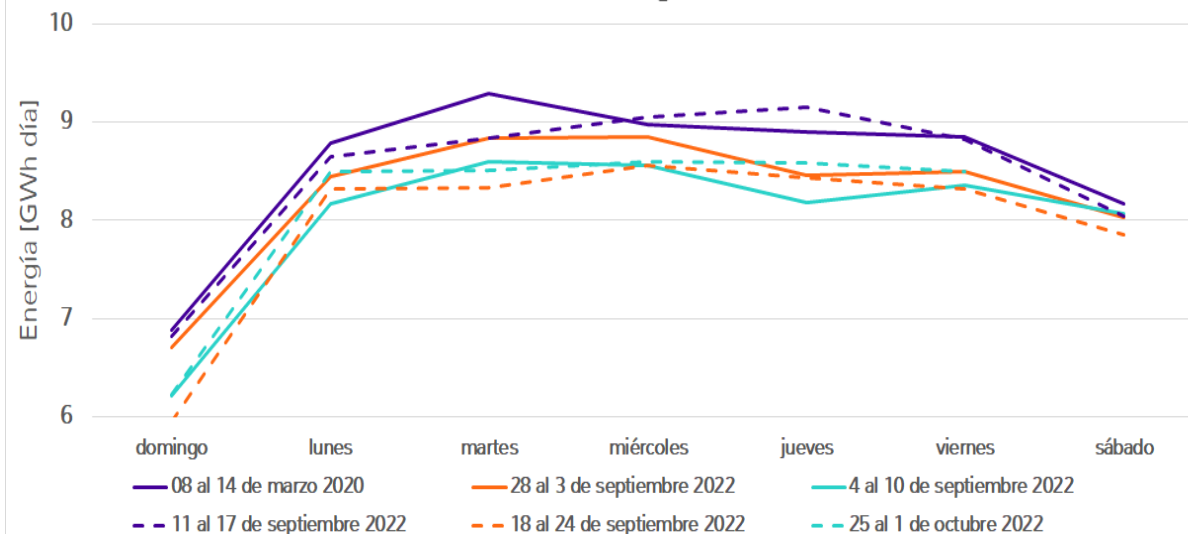
Valle*

Valle

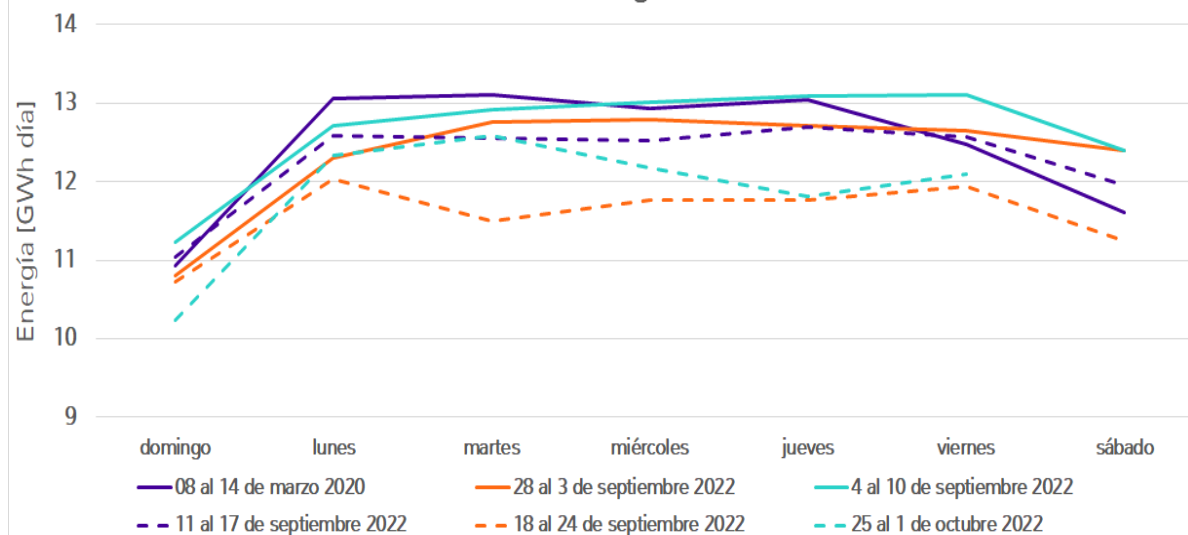


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 6.9% para la semana del 18 al 24 de septiembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

Valle No Regulado

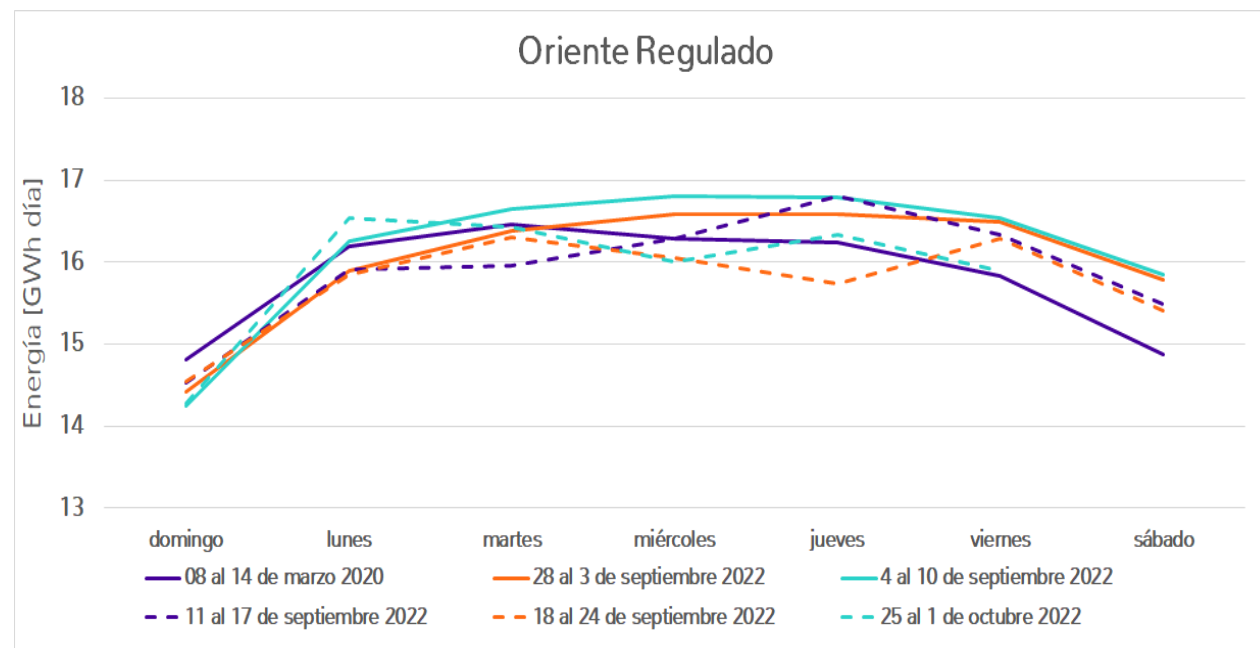
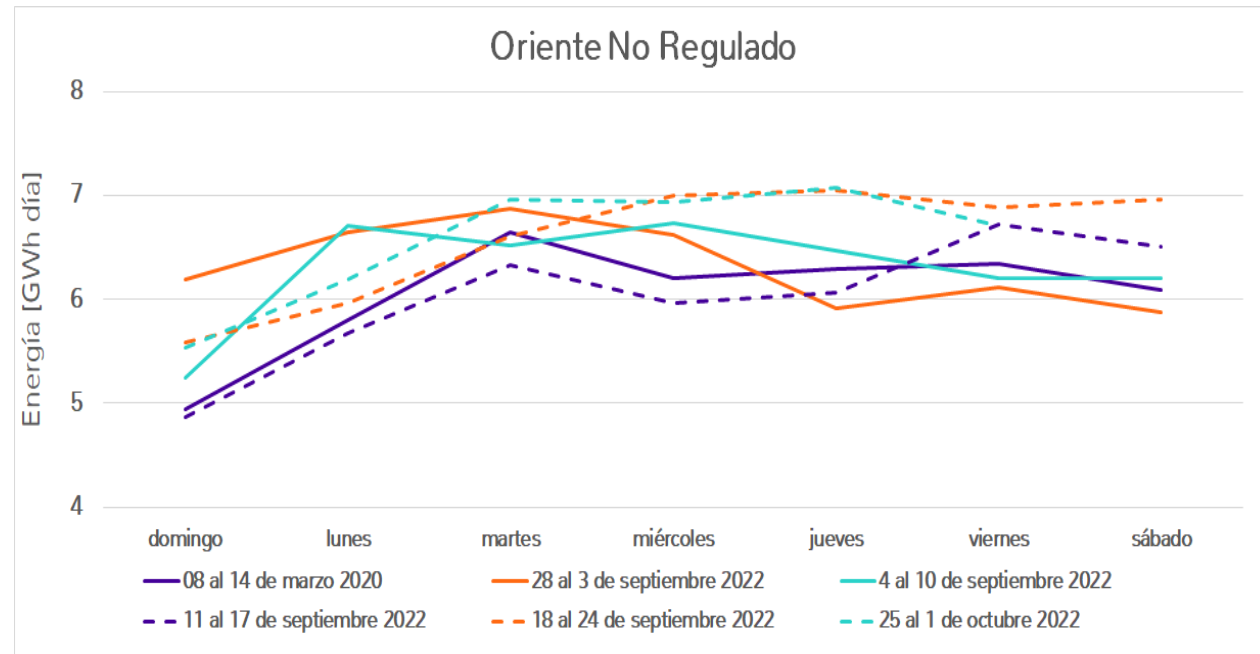
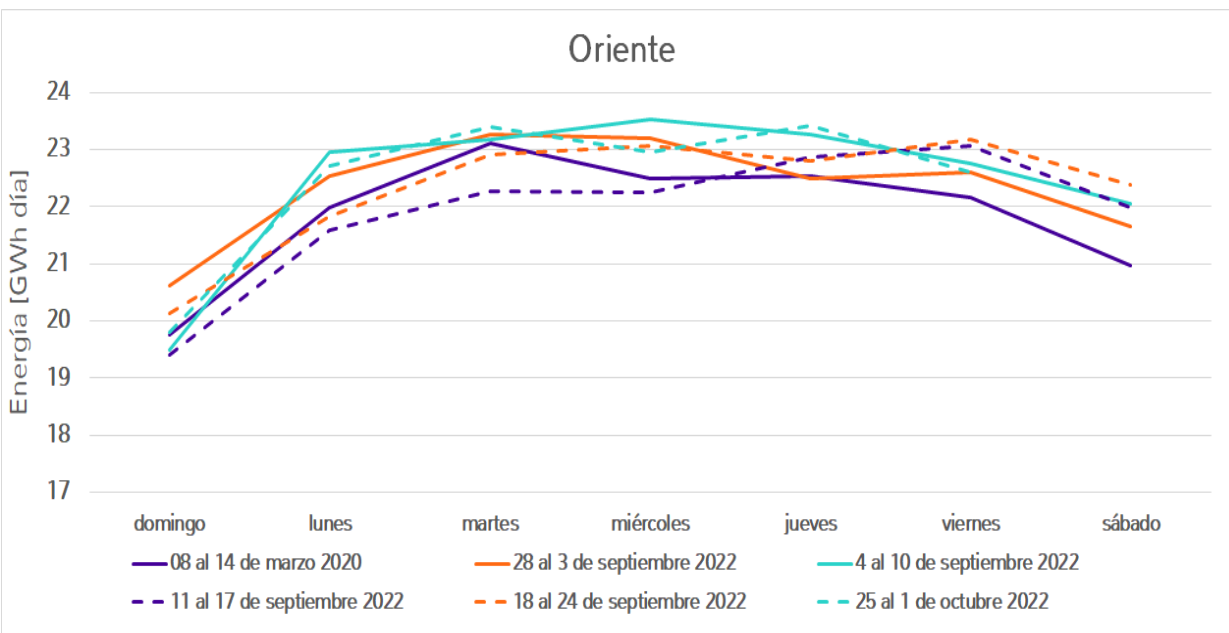


Valle Regulado



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

Oriente*

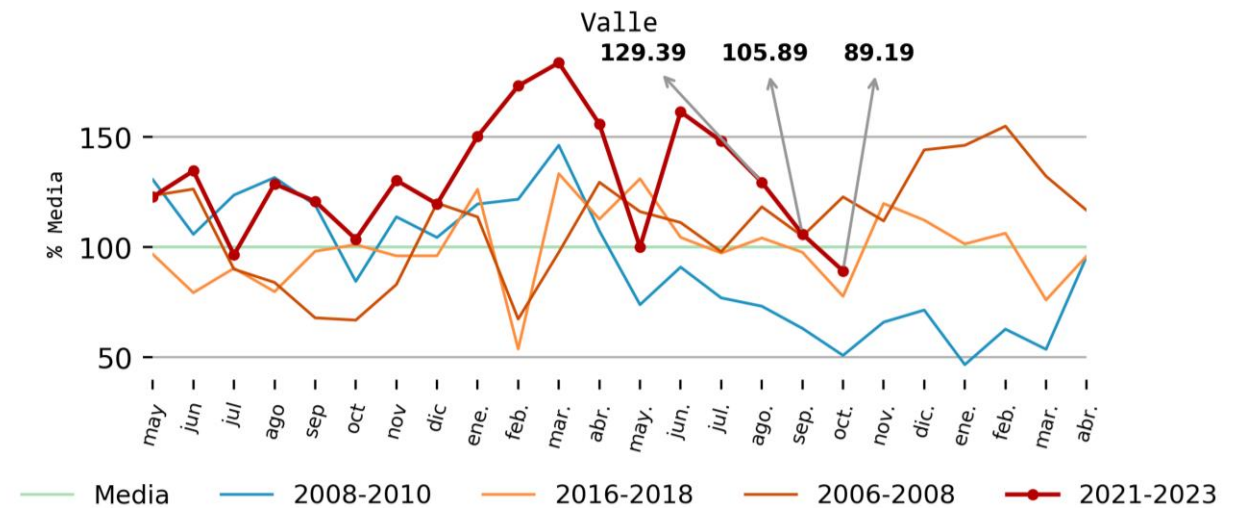
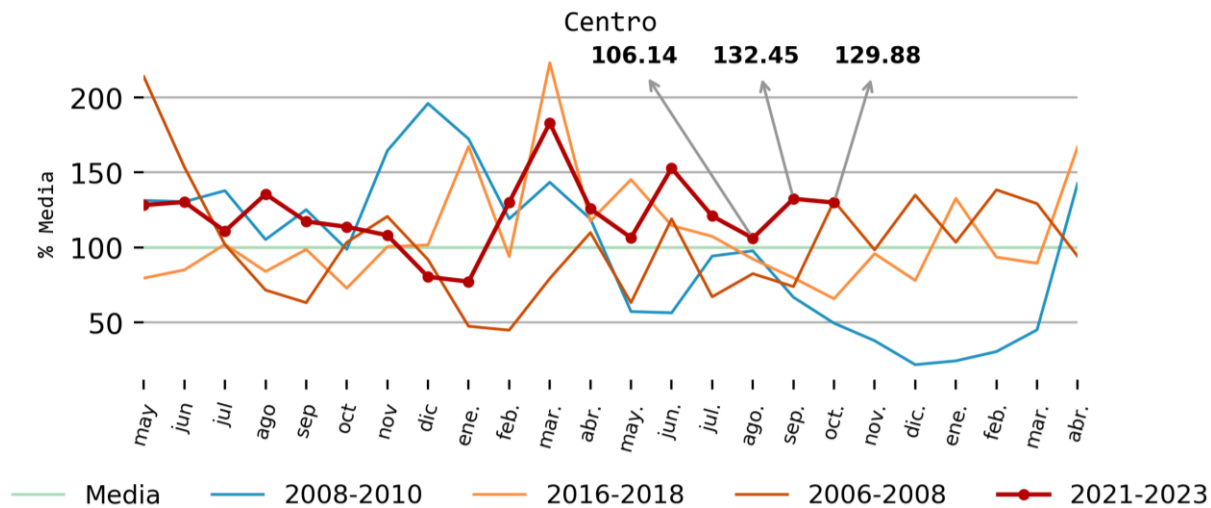
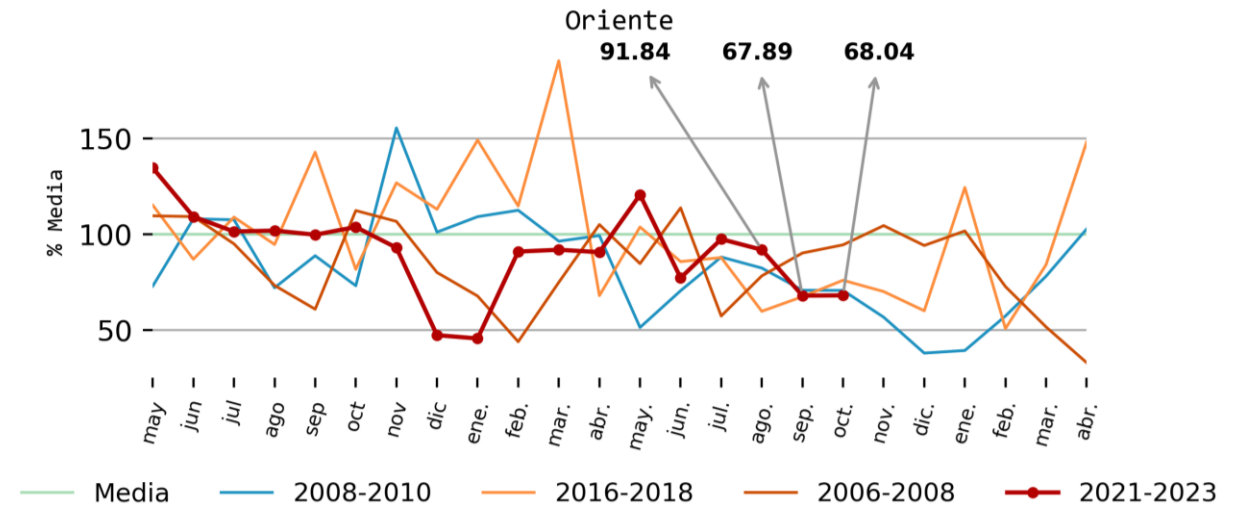
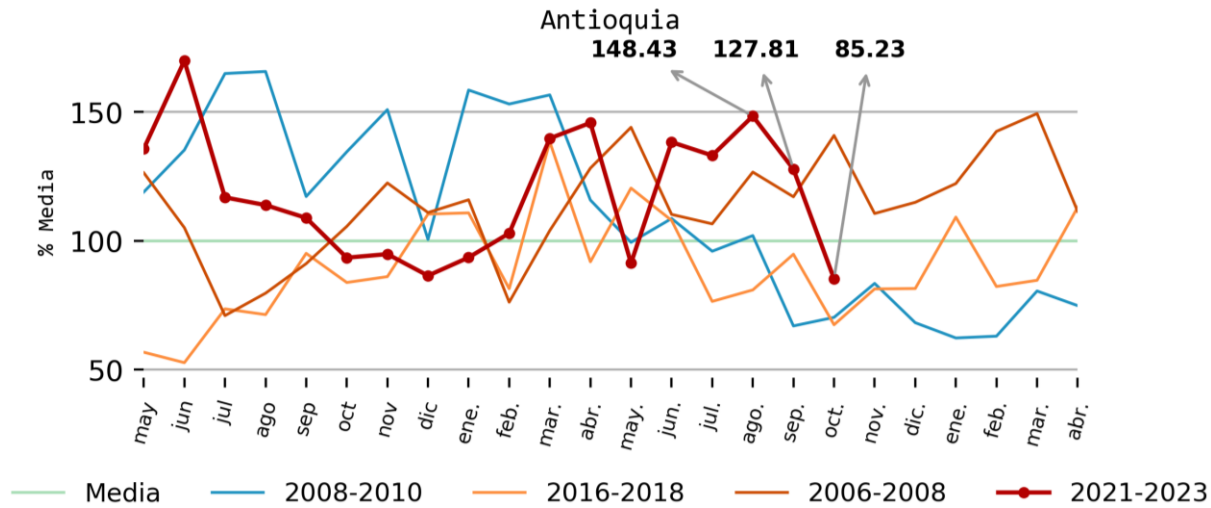


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 2.2% para la semana del 18 al 24 de septiembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

Aportes por regiones



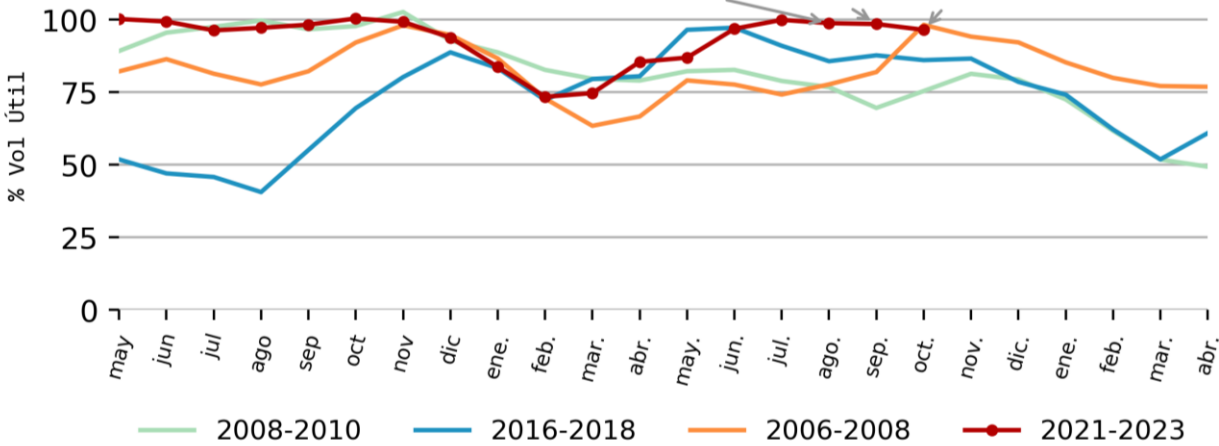
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-10-04

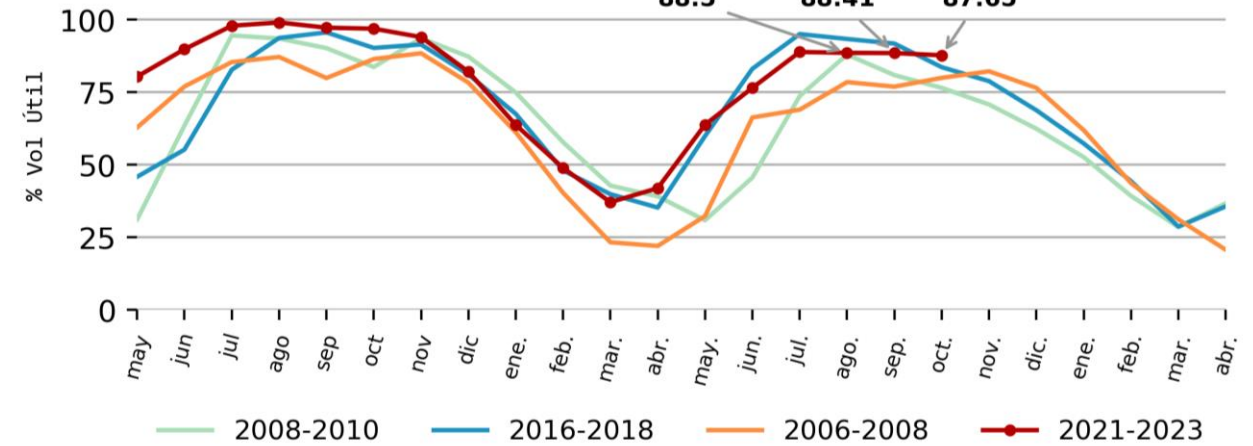
Información actualizada el 2022-10-05

Evolución de reservas por regiones

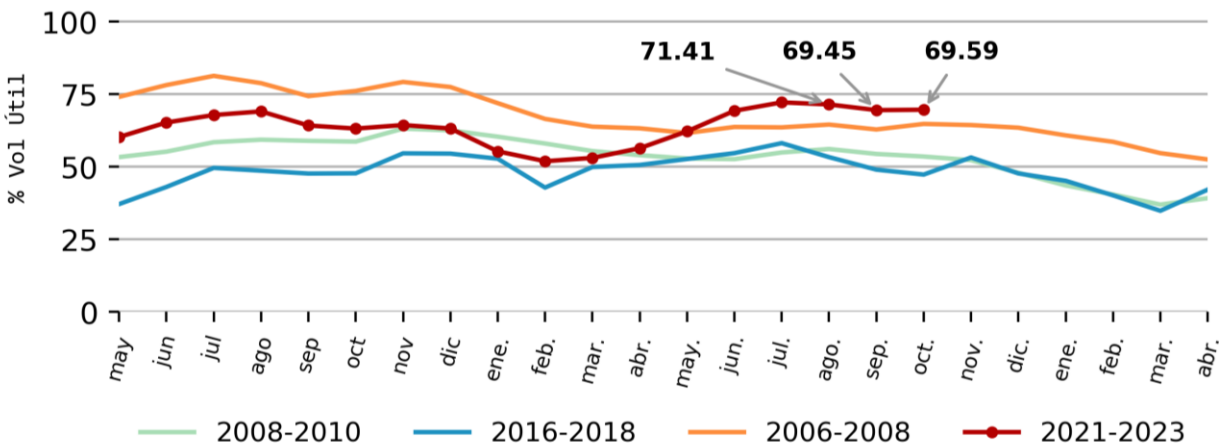
Antioquia



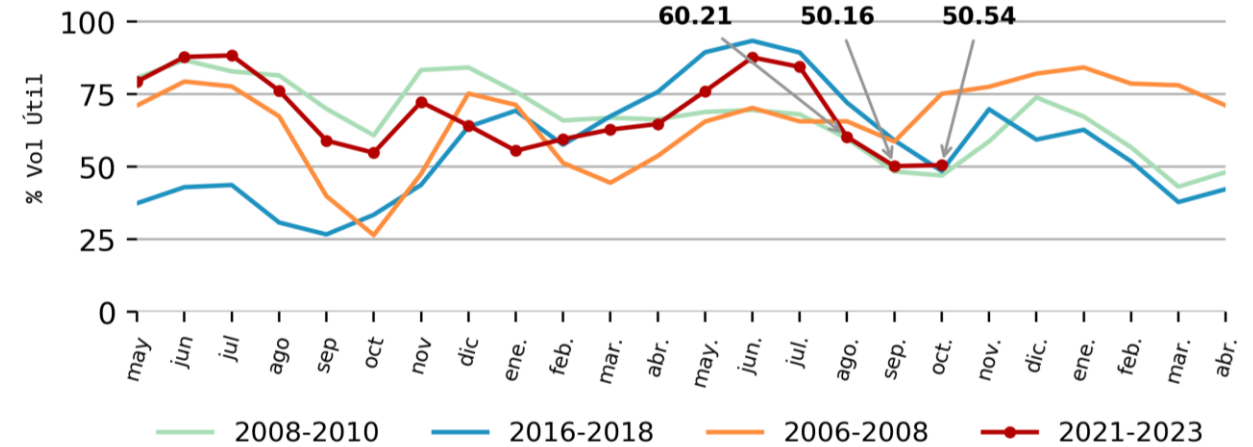
Oriente



Centro



Valle

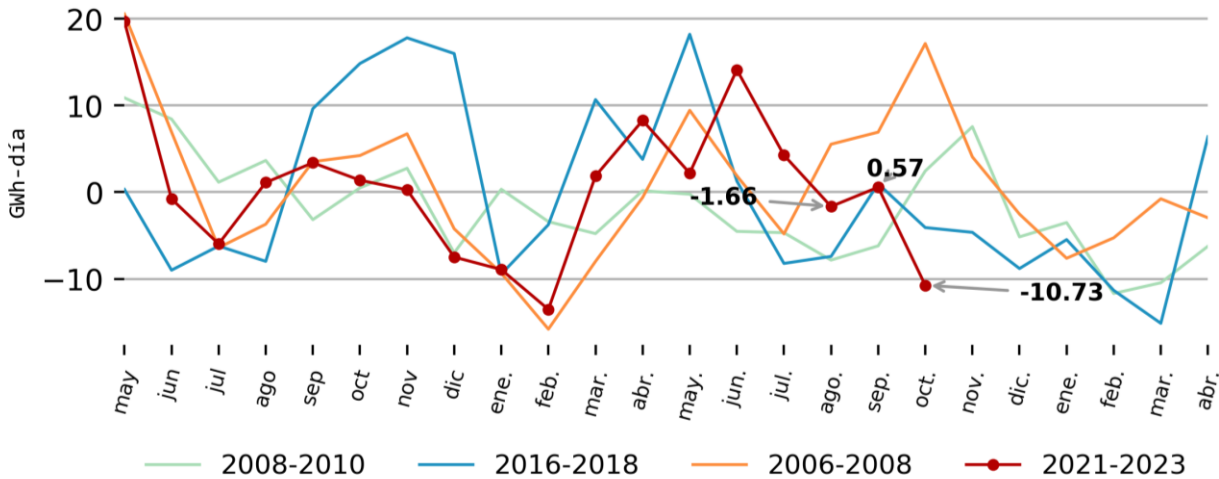


Información hasta el 2022-10-04

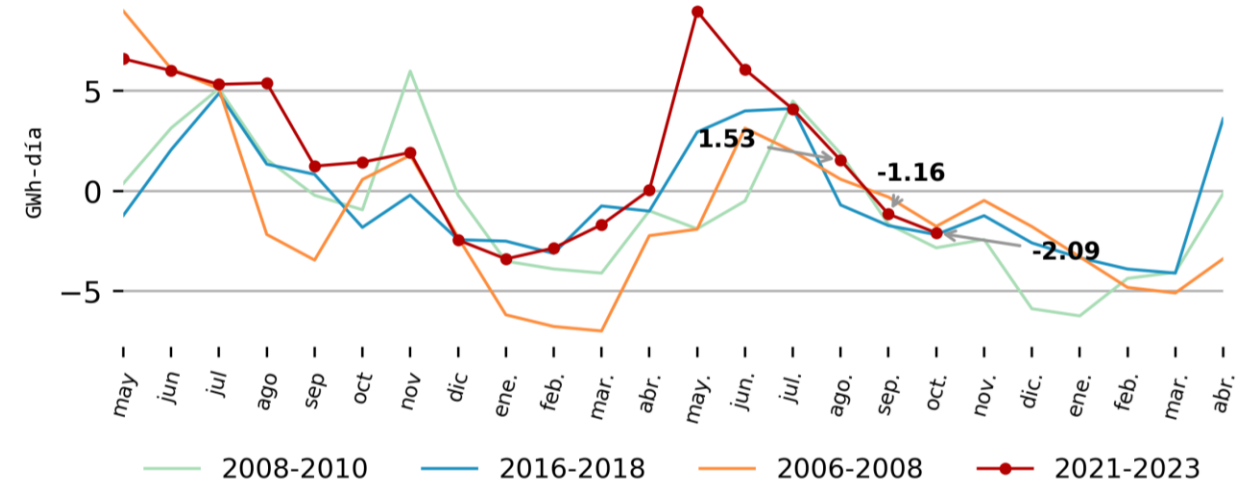
Información actualizada el 2022-10-05

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

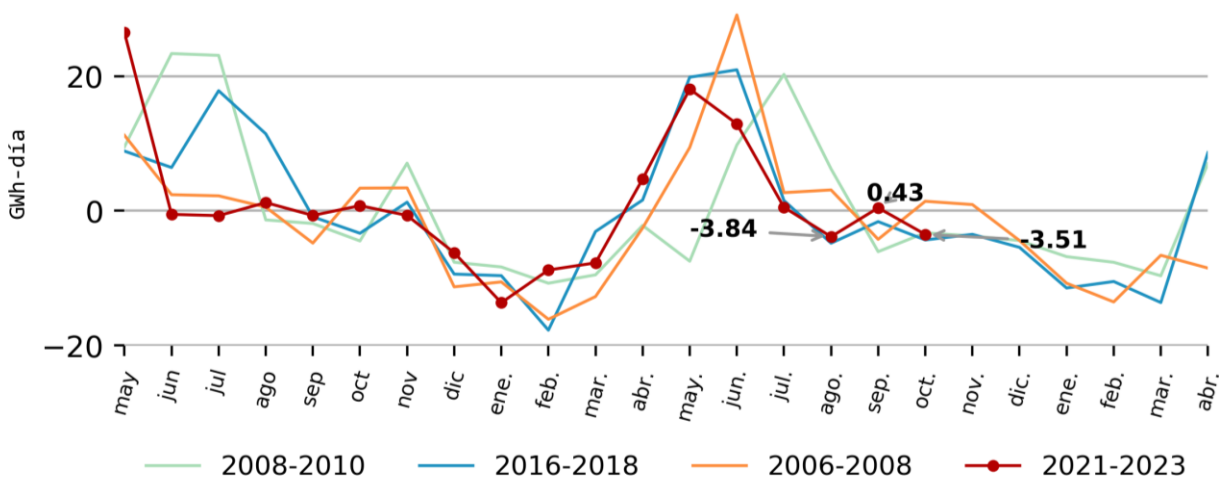
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



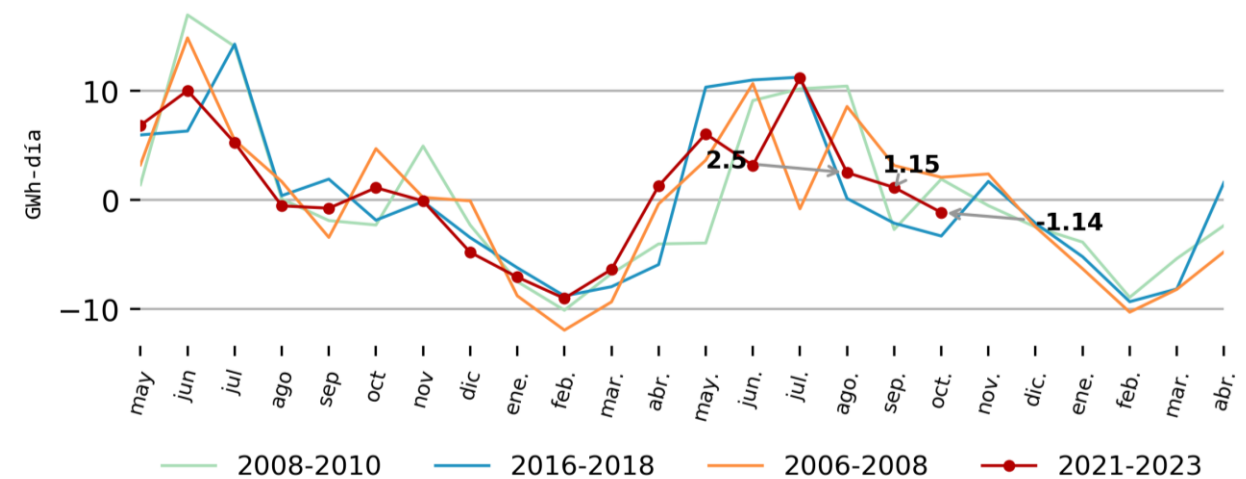
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



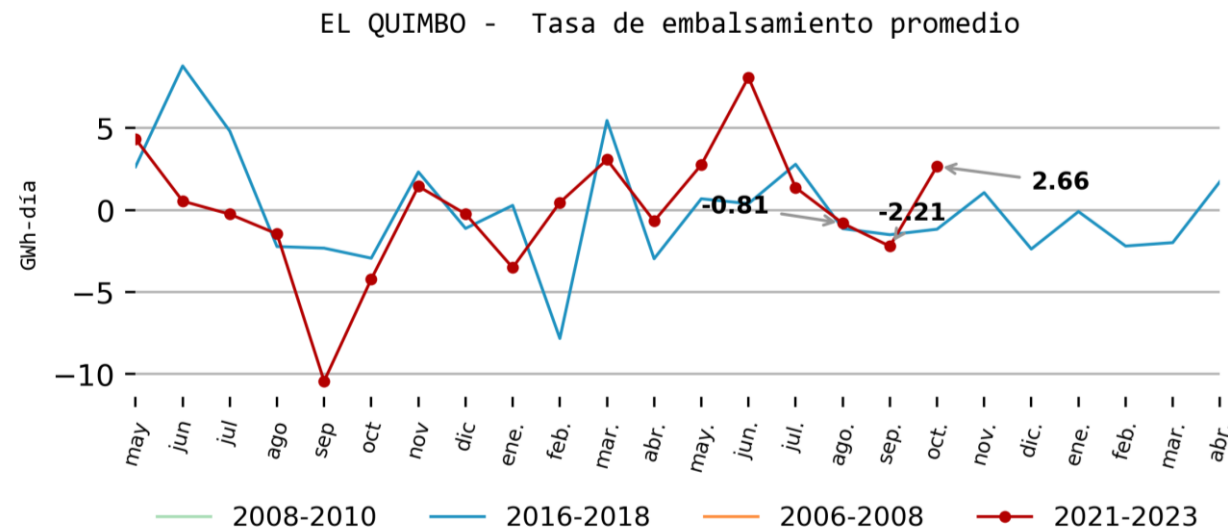
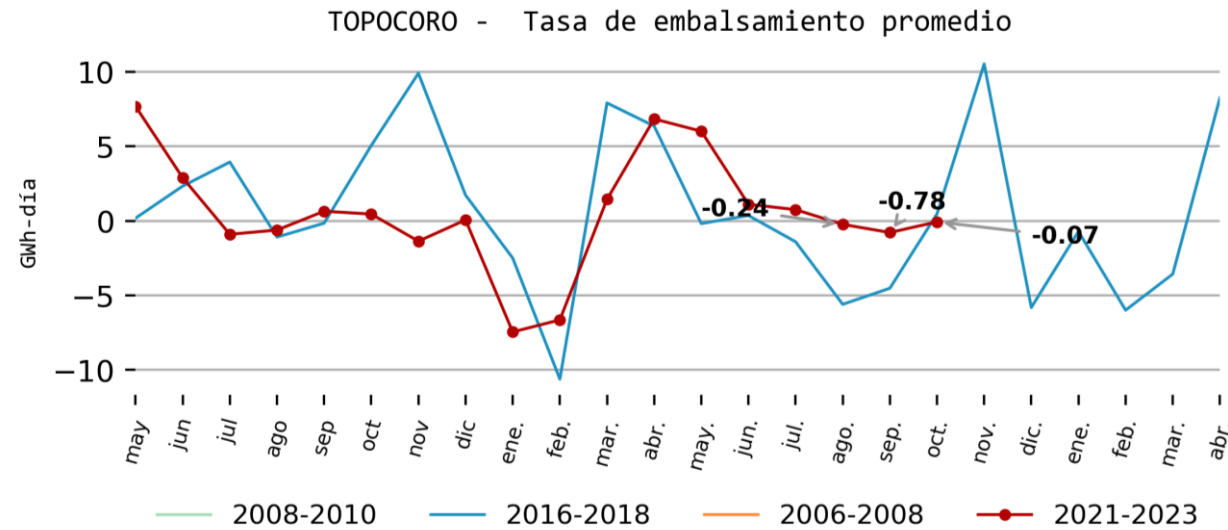
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2022-10-04

Información actualizada el 2022-10-05

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2022-10-04

Información actualizada el 2022-10-05

GRACIAS

