

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-003
Jueves, 3 de febrero de 2022



Contenido

1

Variables del SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Análisis energético de largo plazo
Seguimiento a la senda

3

Situación Operativa

Indicadores operación

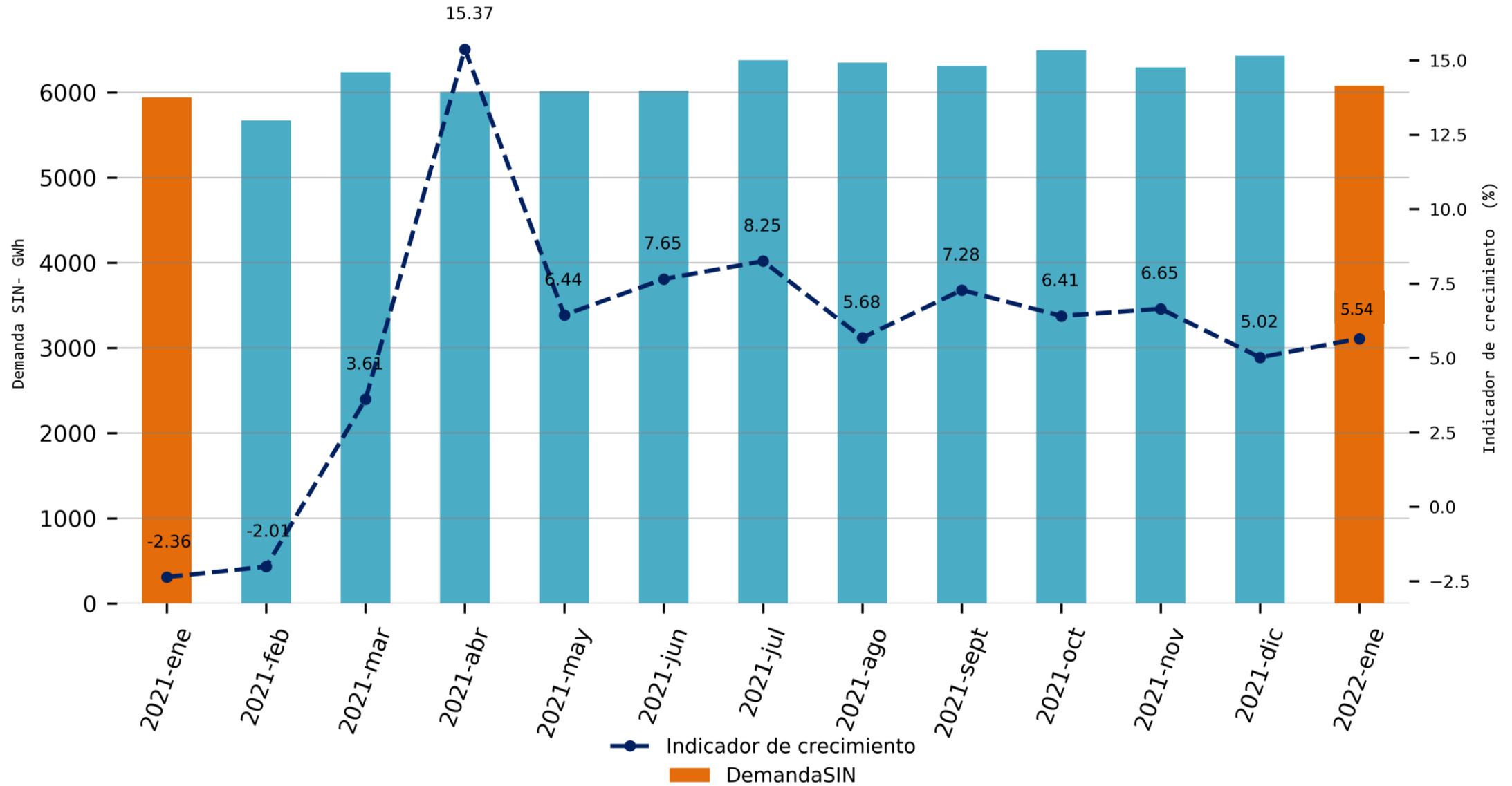
1. Variables del SIN

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



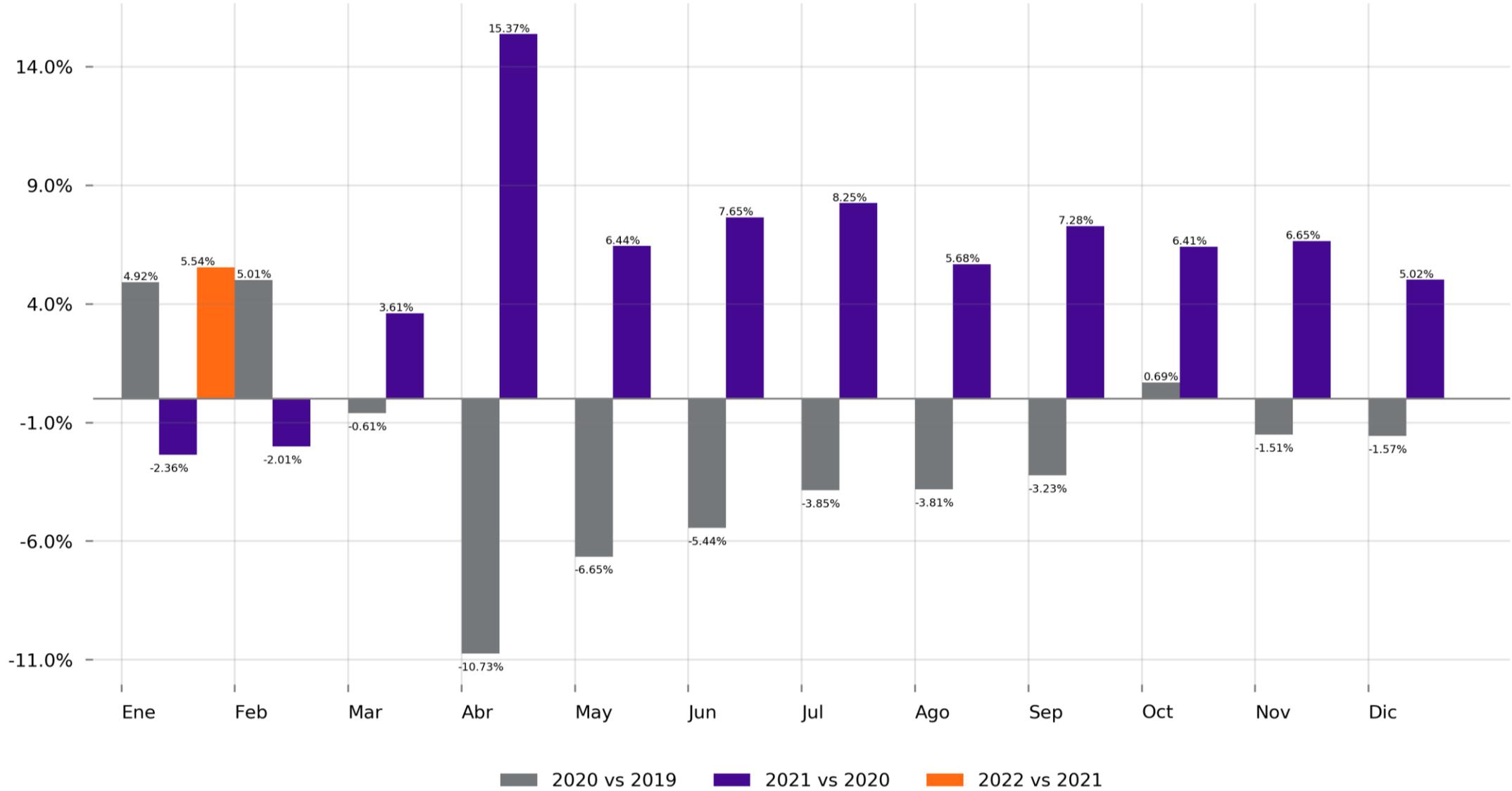
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



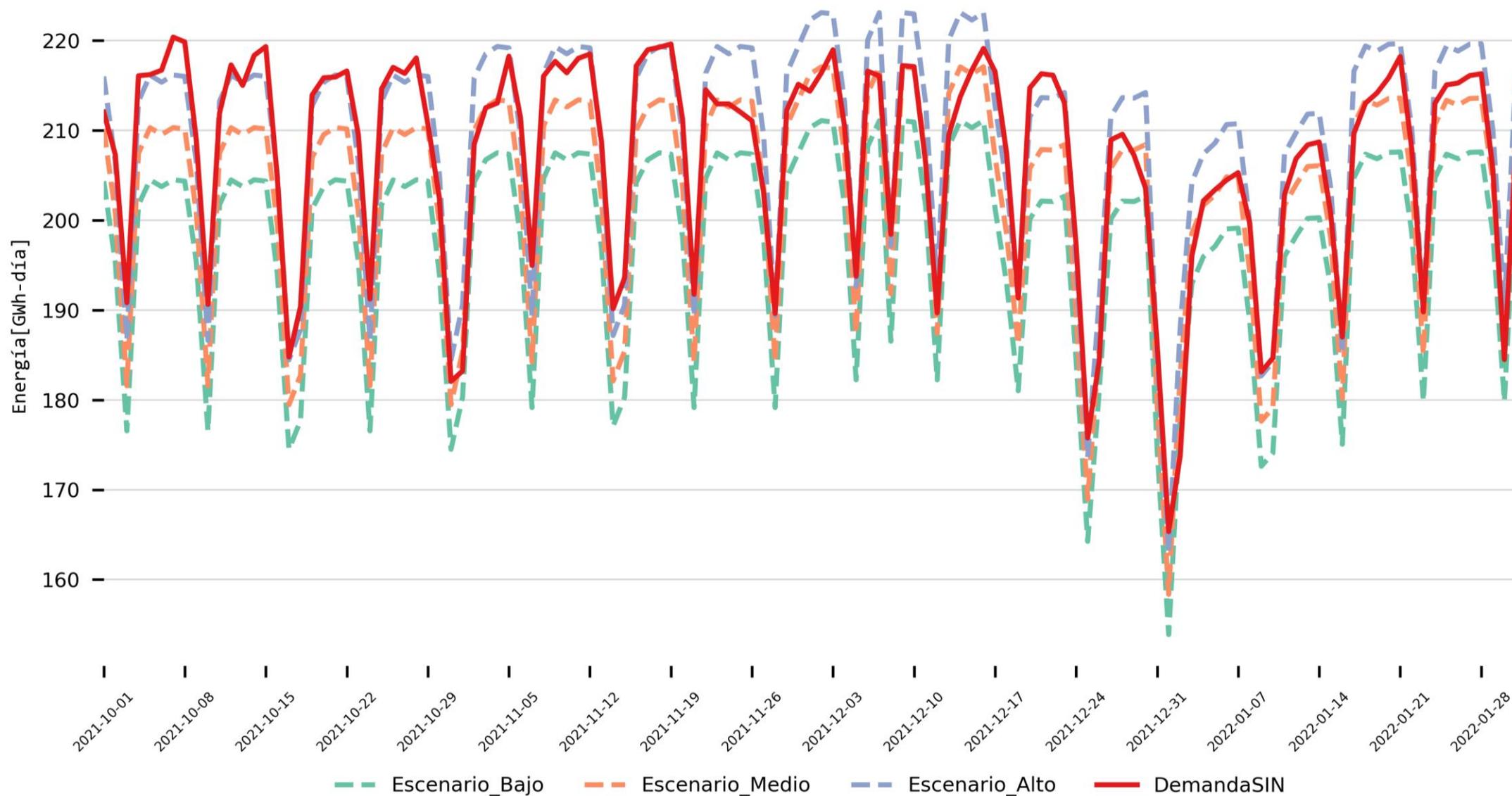
Información hasta el 2022-01-31
Información actualizada el 2022-02-02

Crecimiento Demanda del SIN



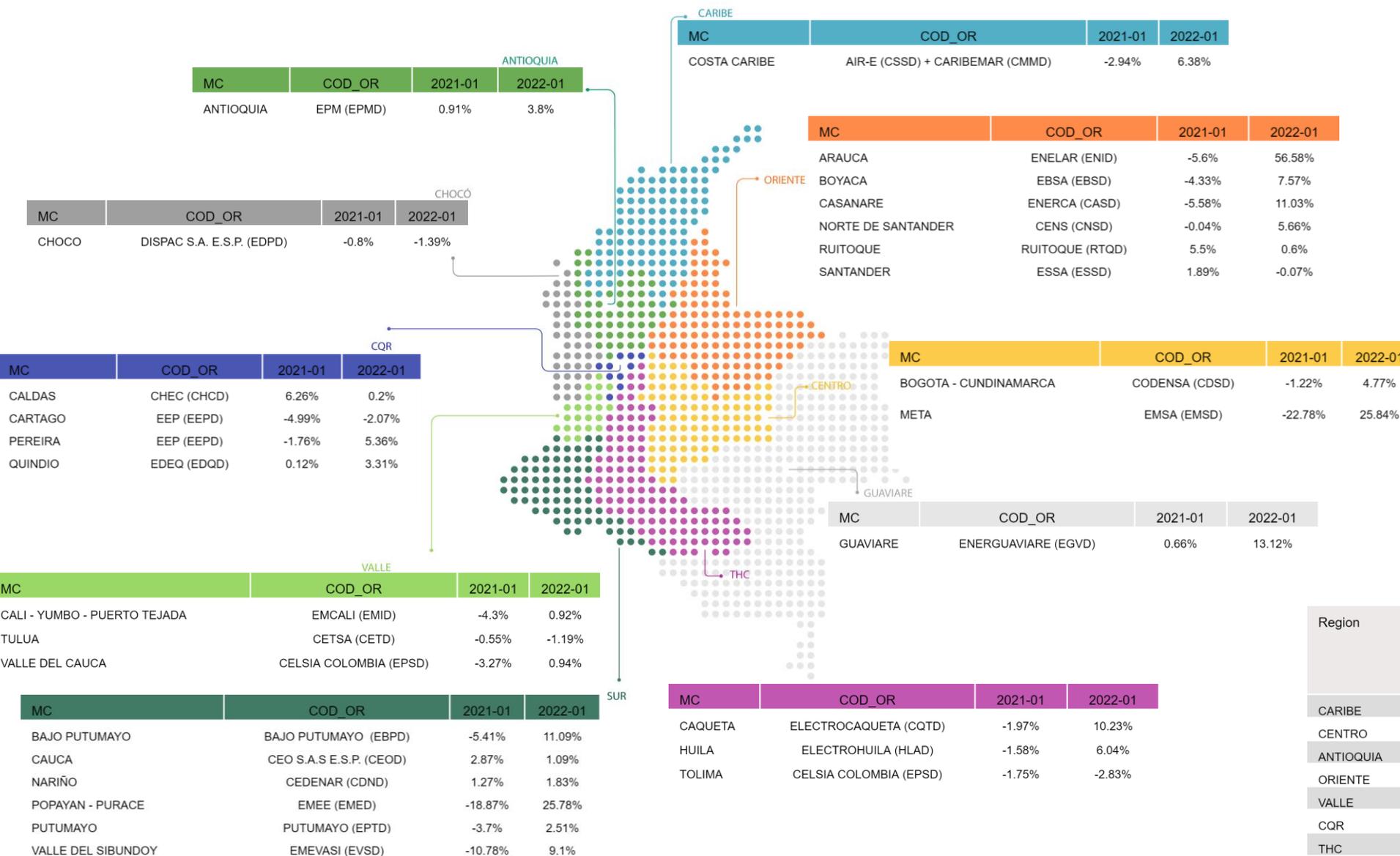
Información hasta el 2022-01-31
Información actualizada el 2022-02-02

Seguimiento Demanda vs Escenarios UPME



Información hasta el 2022-01-31
Información actualizada el 2022-02-02

Demanda comercial de energía del SIN - Enero 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.

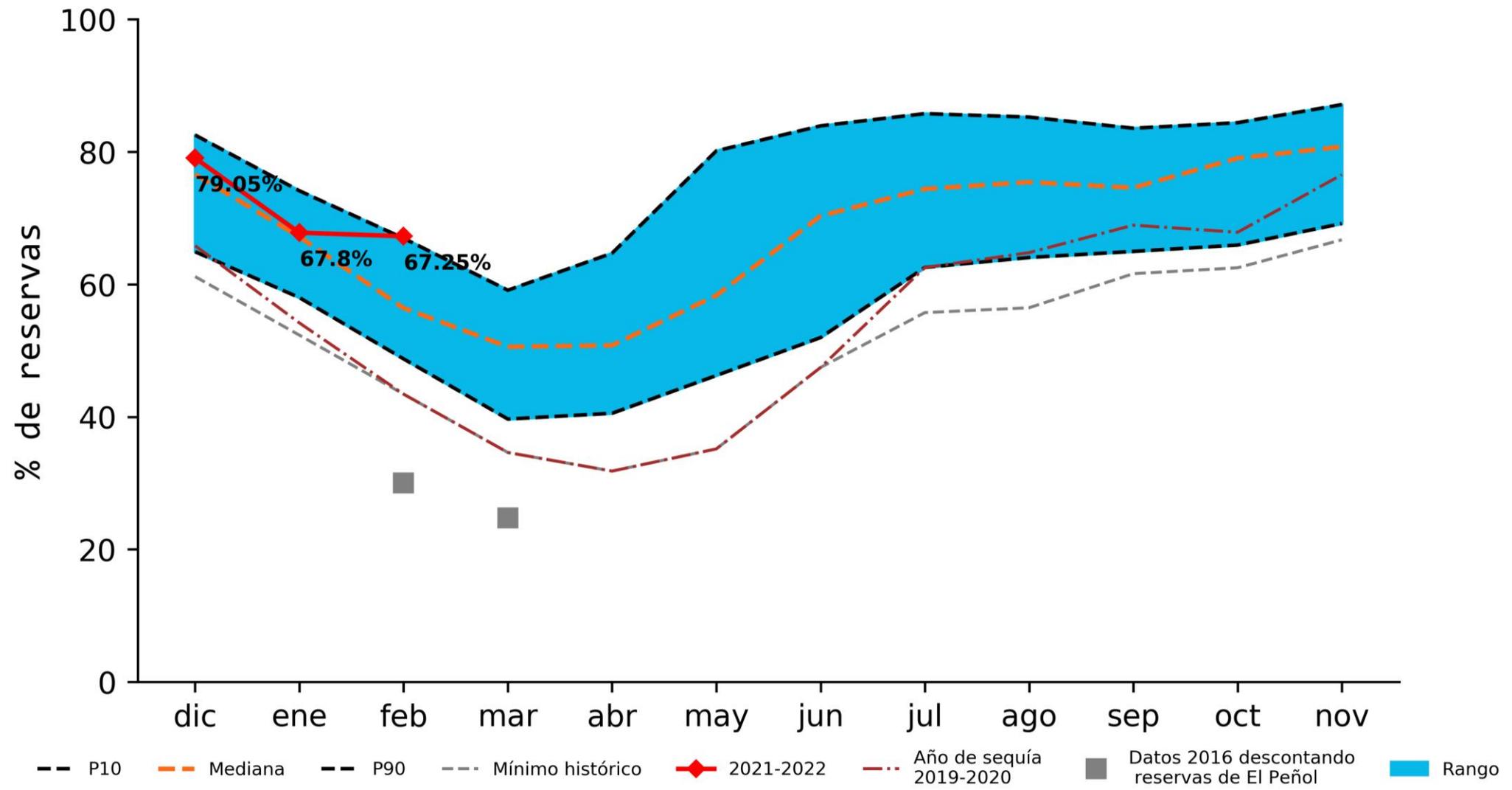
Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-01	Demanda Comercial [GWh] 2022-01	Variación 2021-01	Variación 2022-01
CARIBE	1603.95	1651.91	-2.94%	6.38%
CENTRO	1414.31	1470.48	-4.49%	7.37%
ANTIOQUIA	831.24	835.58	0.91%	3.8%
ORIENTE	789.47	826.41	-1.43%	8.19%
VALLE	567.31	554.12	-3.79%	0.85%
COR	257.86	253.84	2.62%	1.66%
THC	252.75	249.2	-1.71%	1.9%
SUR	171.75	169.4	1.41%	1.91%
CHOCO	21.71	20.73	-0.8%	-1.39%
GUAVIARE	5.74	6.29	0.66%	13.12%

Información hasta el 2022-01-31

Información actualizada el 2022-02-02

¿Cómo está la situación energética?



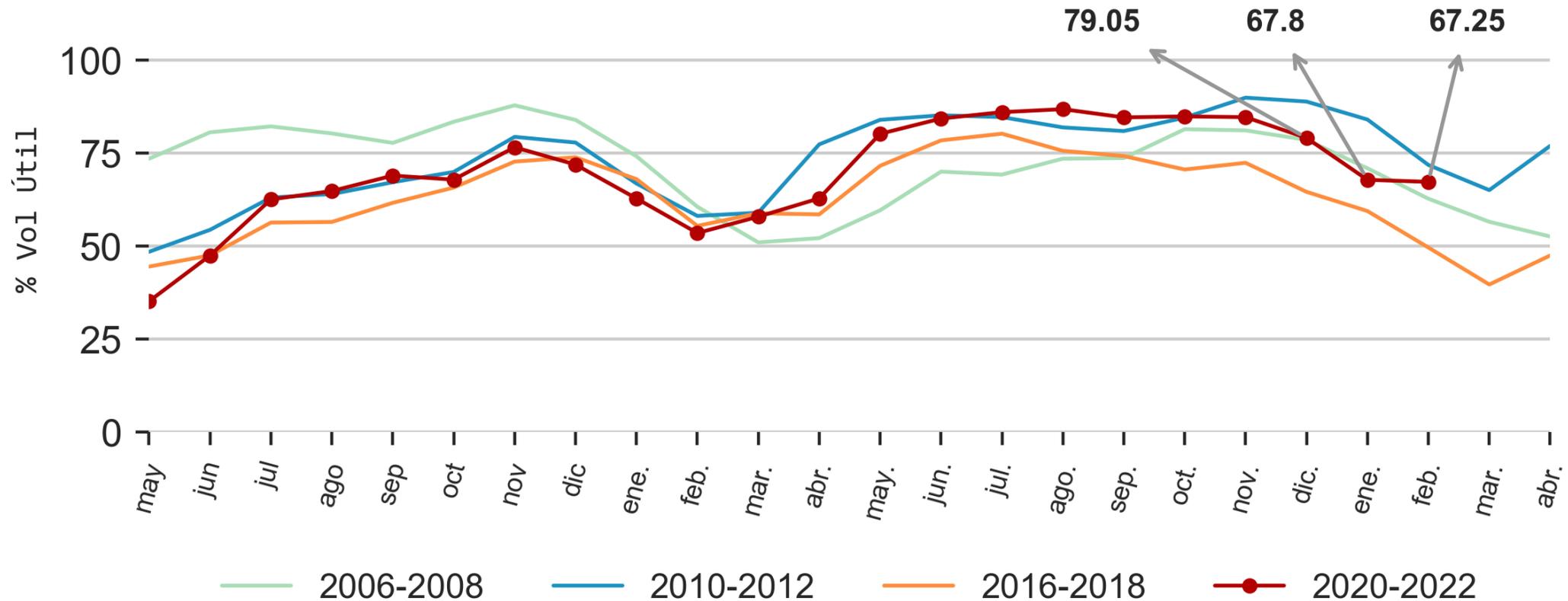


Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2021

Reservas hídricas

Cantidad de agua almacenada en los embalses

Reservas hídricas



Similitud ENSO e hidrología

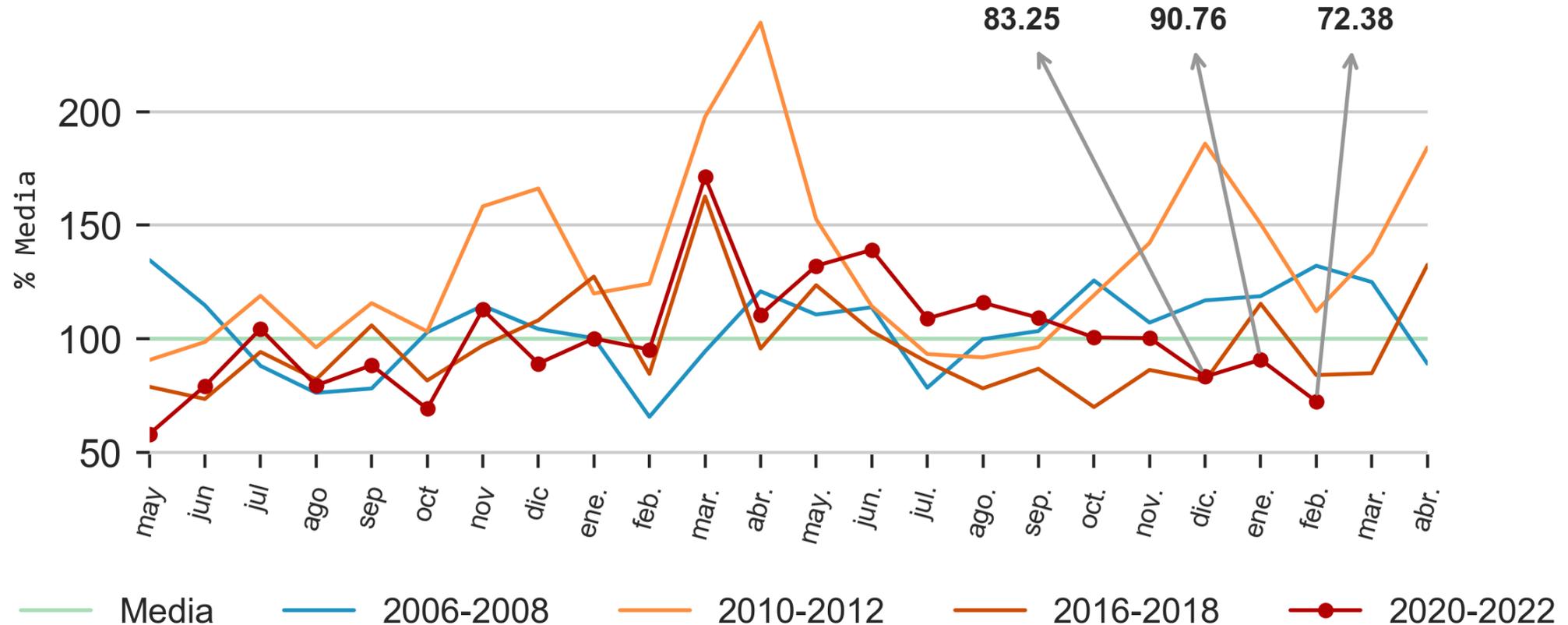
Información hasta el 2022-02-01

Información actualizada el 2022-02-02

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses

Aportes hídricos



Similitud ENSO e hidrología

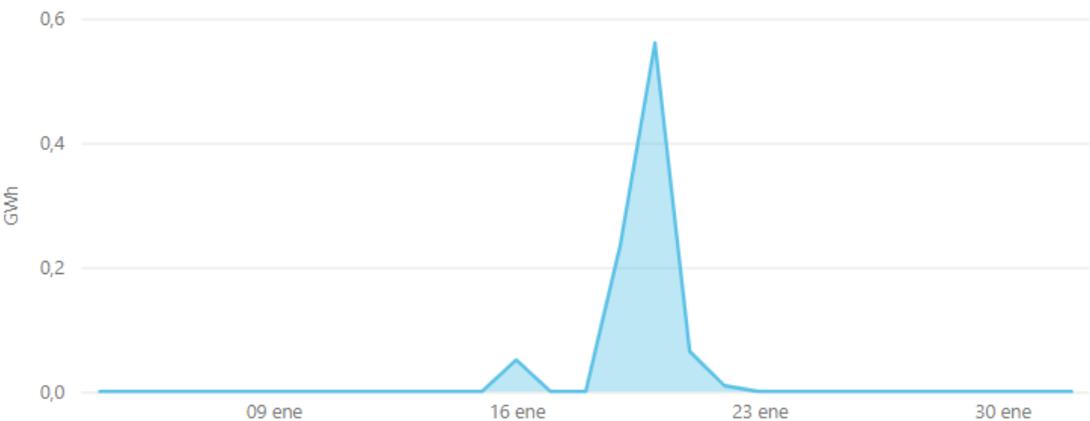
Información hasta el 2022-02-01
 Información actualizada el 2022-02-02

Análisis vertimientos últimos 30 días

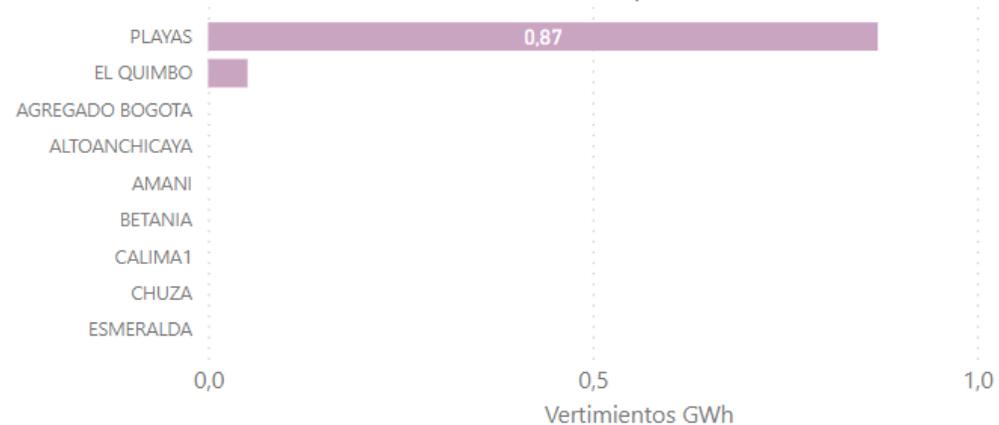
FECHA: Último 30 Días Region: Todas

04/01/2022 - 02/02/2022

Vertimientos del SIN



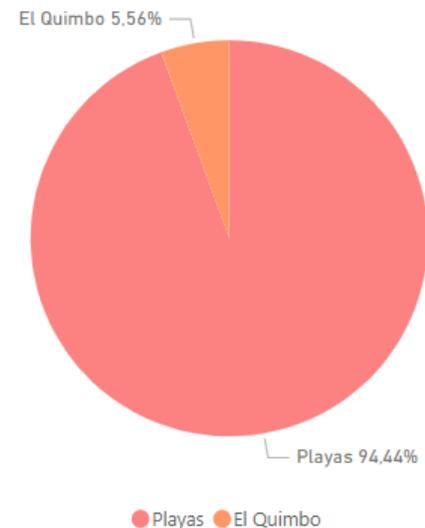
Vertimientos acumulados por embalse



Evolución vertimientos por embalse

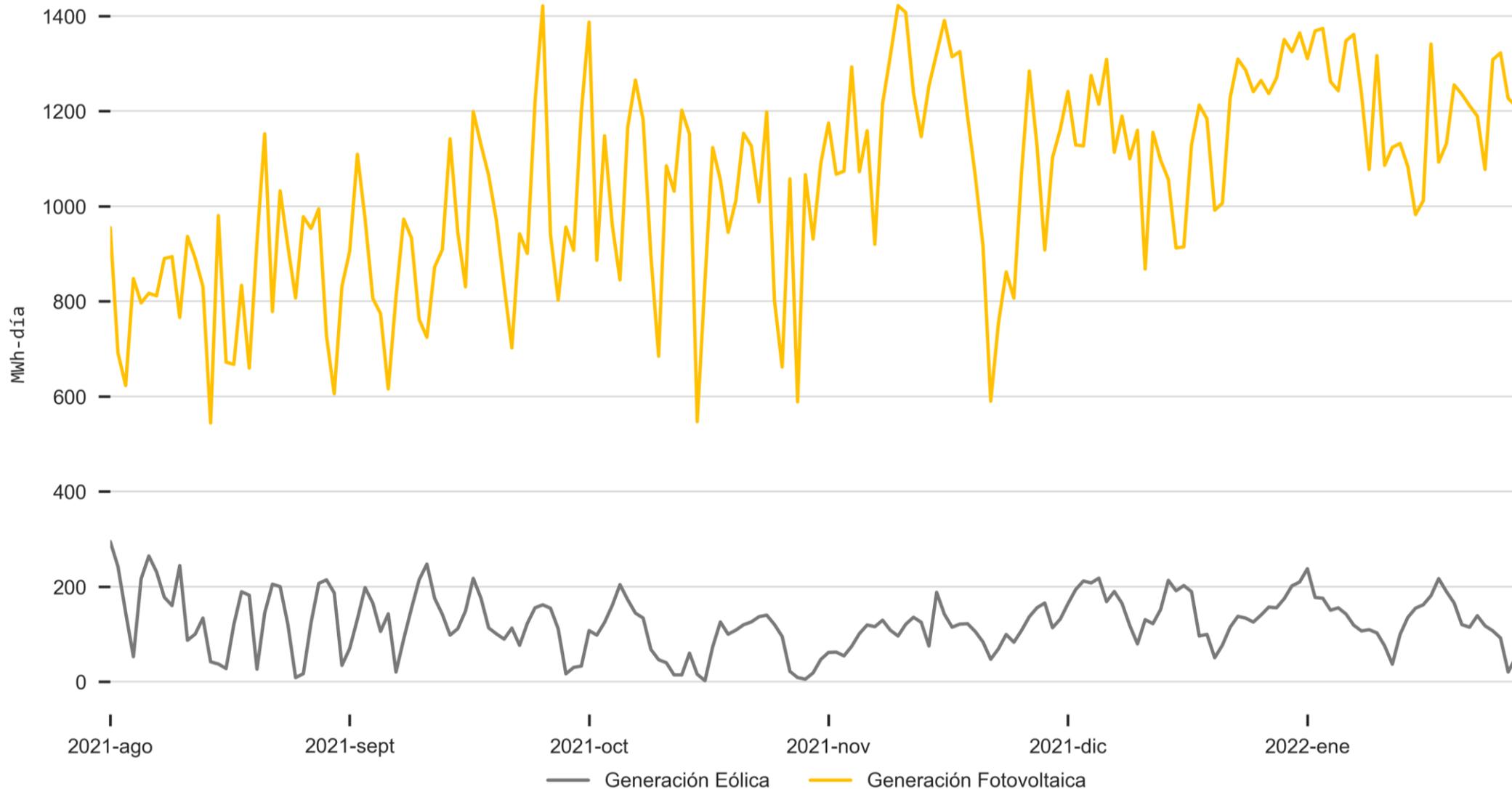


Participación vertimientos por embalse



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

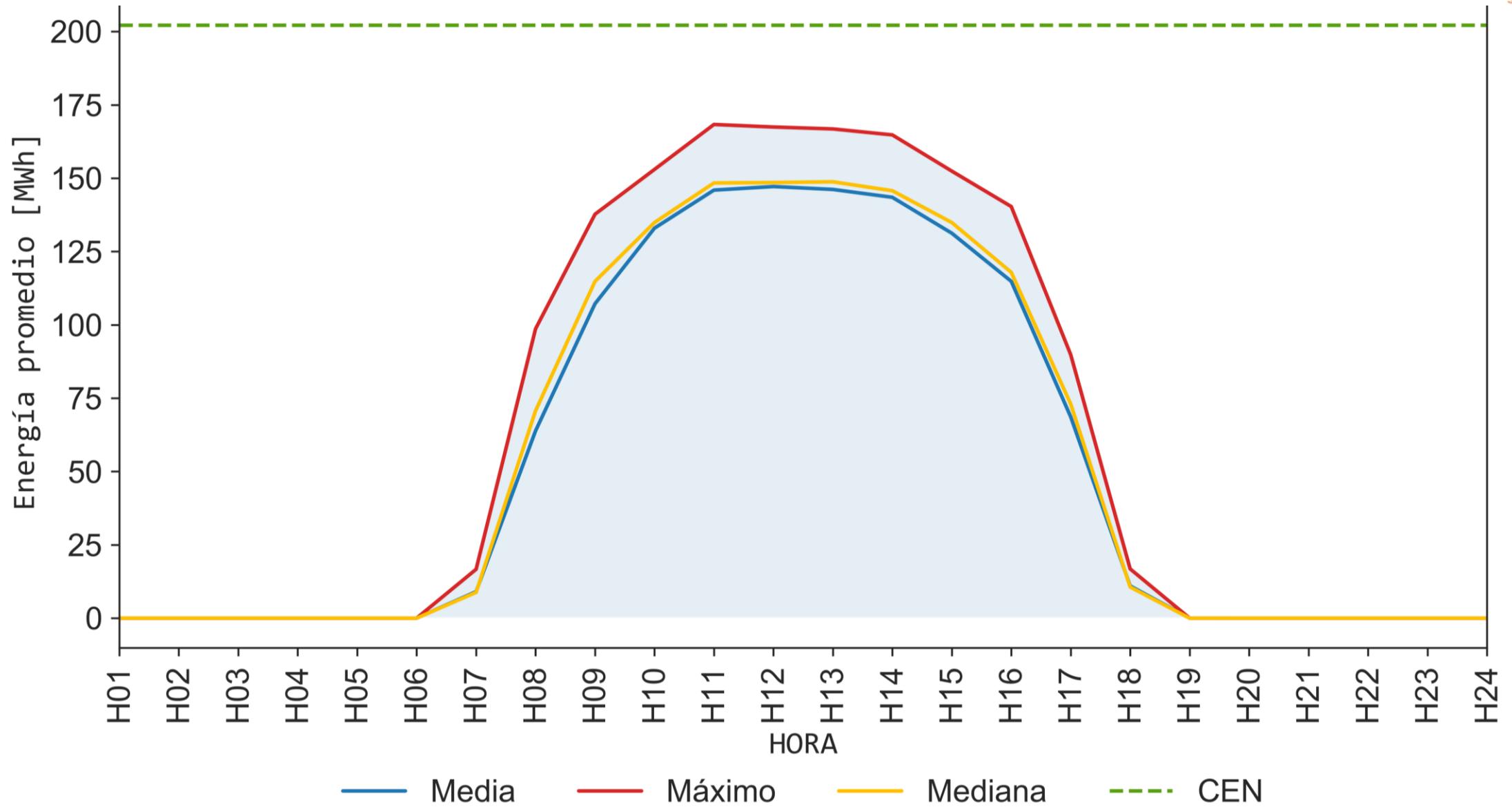
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 - 15

Recursos Solares: Autog Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Trina-VatiaBolivar, Celsia Solar Carmelo, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar La Paila, El Paso, Granja Solar Belmonte, La Sierpe, Planta Solar Bayunca I, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLII, BSLIII

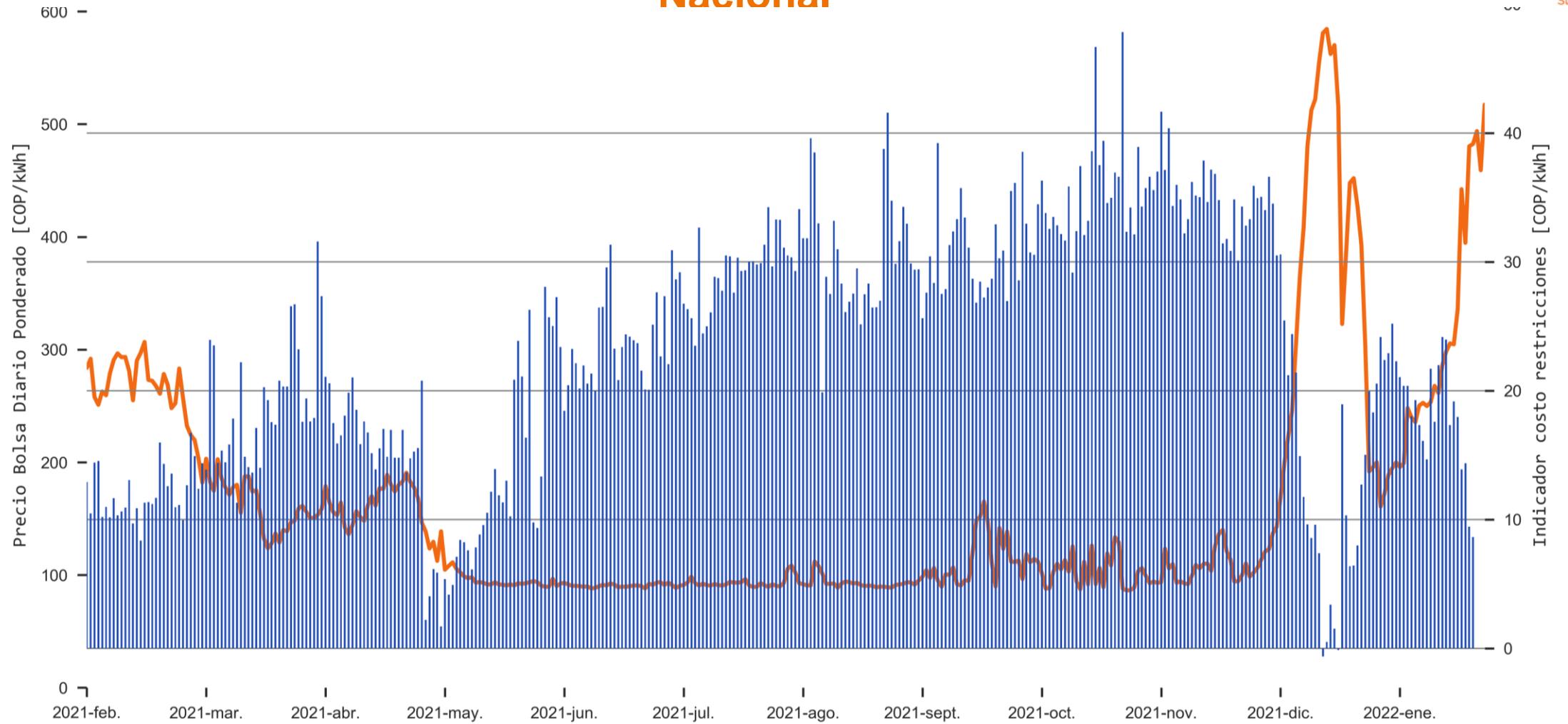
Curva Generación Solar



Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de enero de 2022 hasta el 31 de enero de 2022

Información hasta el 2022-01-31
Información actualizada el 2022-02-02

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



— PPPBolsaDiario

■ Indicador costo restricciones

Información hasta el 2022-01-31
Información actualizada el 2022-02-02

2. Expectativas Energéticas

Panorama energético

- Análisis energético mediano plazo
- Horizonte: 2 años



Datos de entrada y supuestos considerados

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



Condición Inicial Embalse

Enero 30, 68.38%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte



Expansión Generación

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

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para enero 2022.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 4.45 GWh/día promedio
Restricciones de embalses de El Quimbo consideradas



Información combustibles

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

Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.



Parámetros del SIN

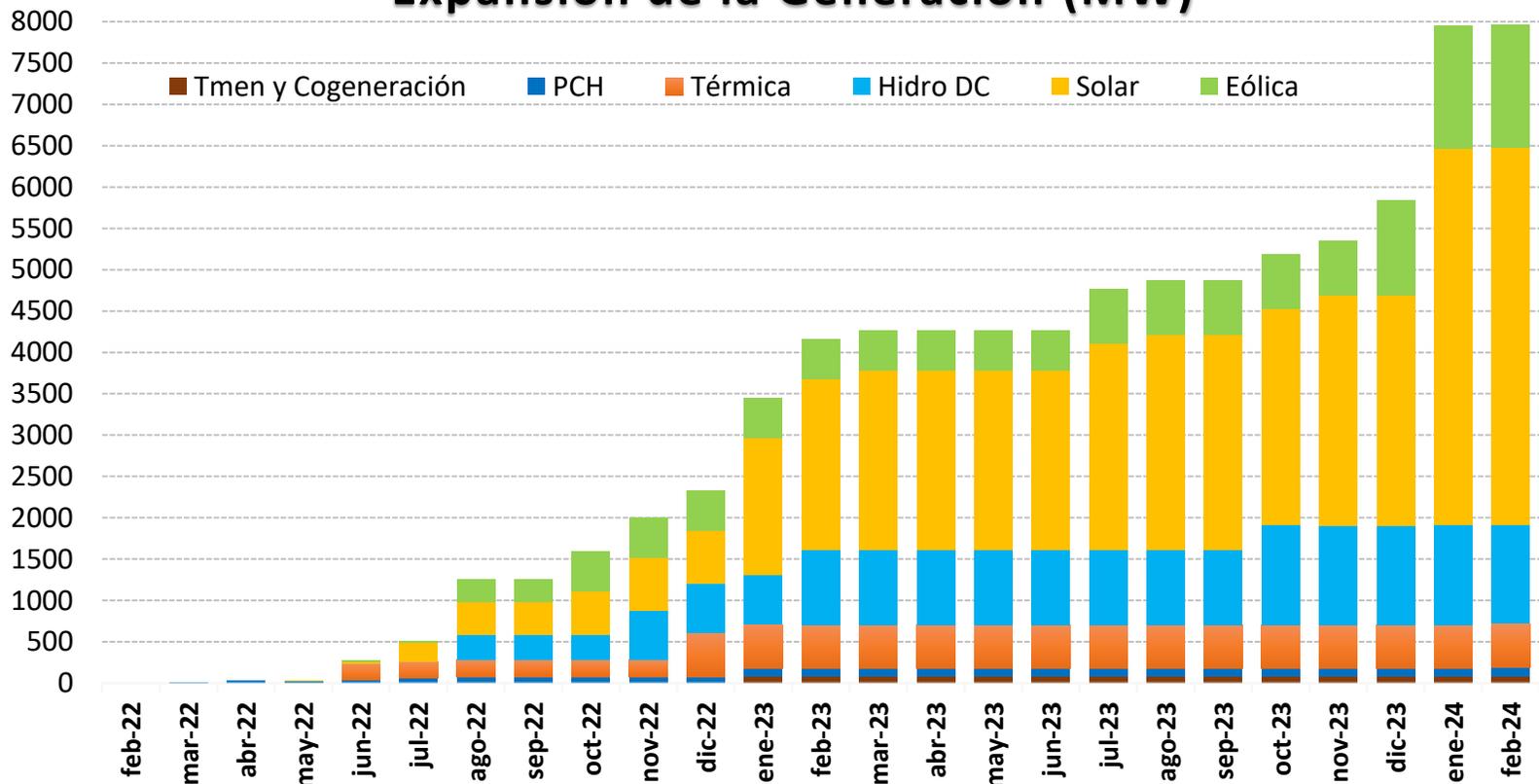
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



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

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a enero del 2024:



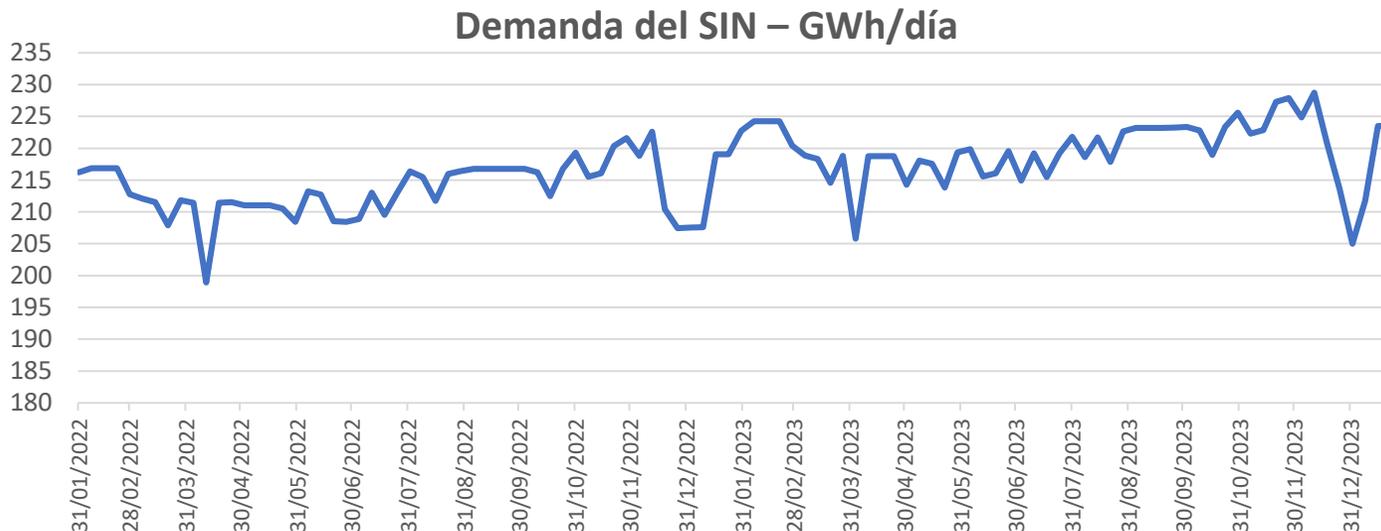
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

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

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

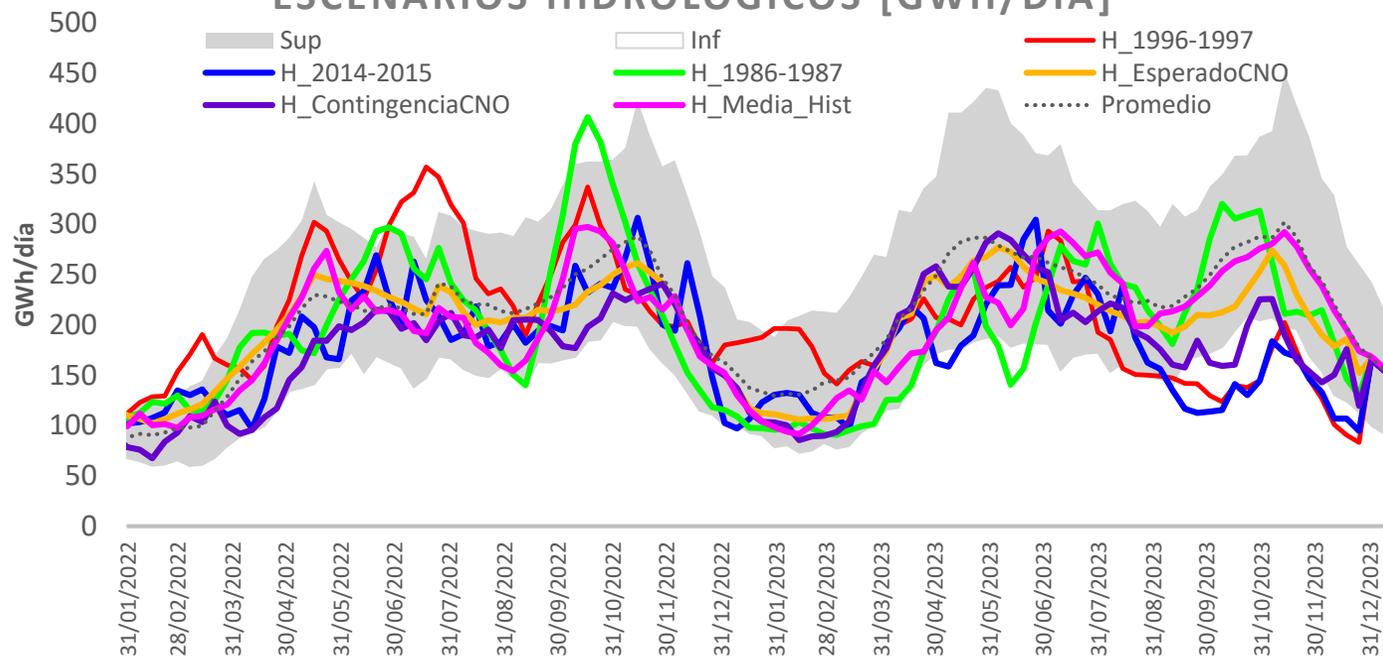
Escenario **Alto** de la UPME



Hidrología

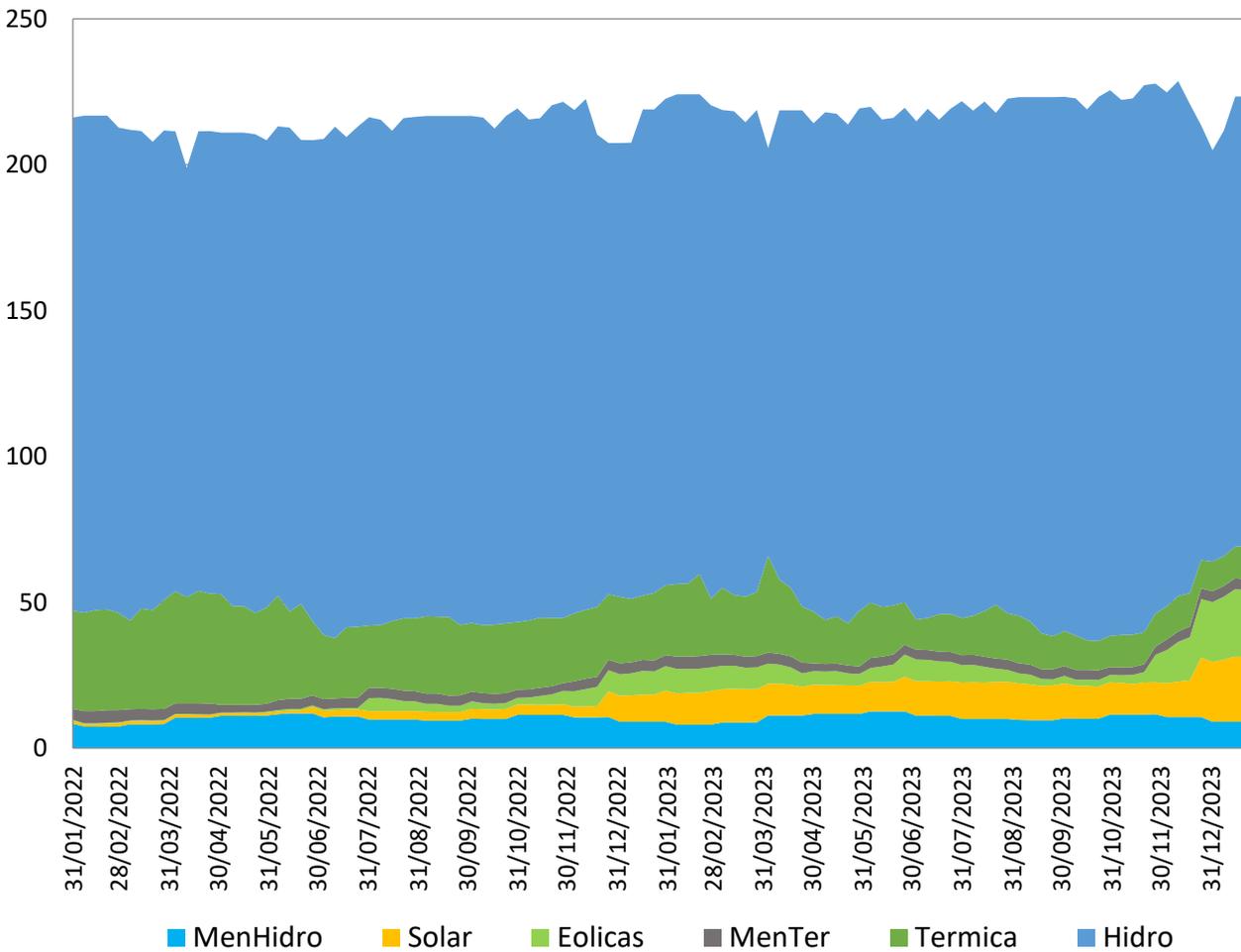
1 H 1996-1997: hidrología histórica del periodo ene de 1996 a dic de 1997	4 Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
2 H 2014-2015: hidrología histórica del periodo ene de 2014 a dic de 2015	5 Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
3 H 1986-1987: hidrología histórica del periodo ene de 1986 a dic de 1987	6 H Media histórica: hidrología media histórica.
Estocástico	100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

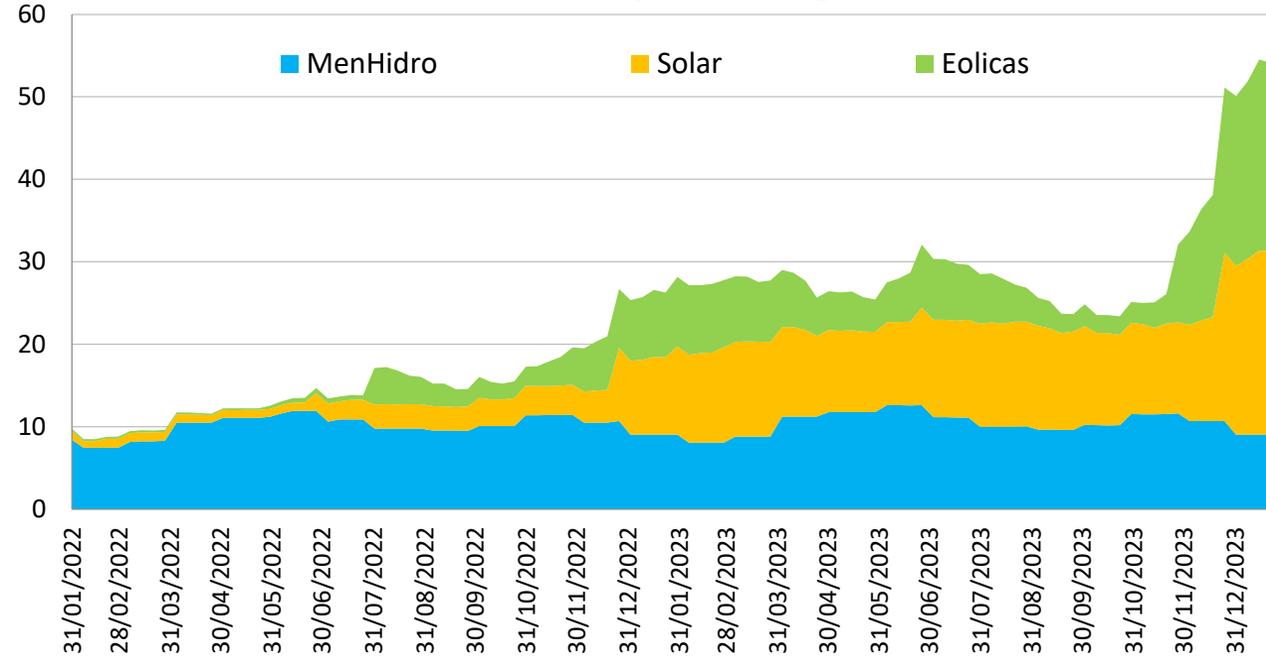


Escenario Estocástico

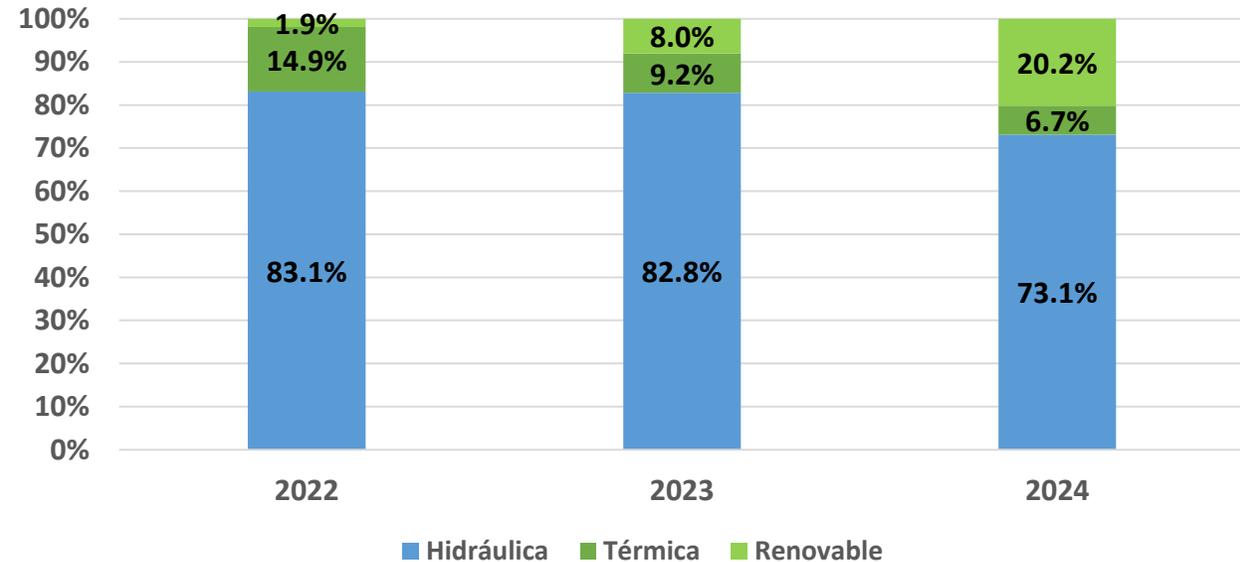
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



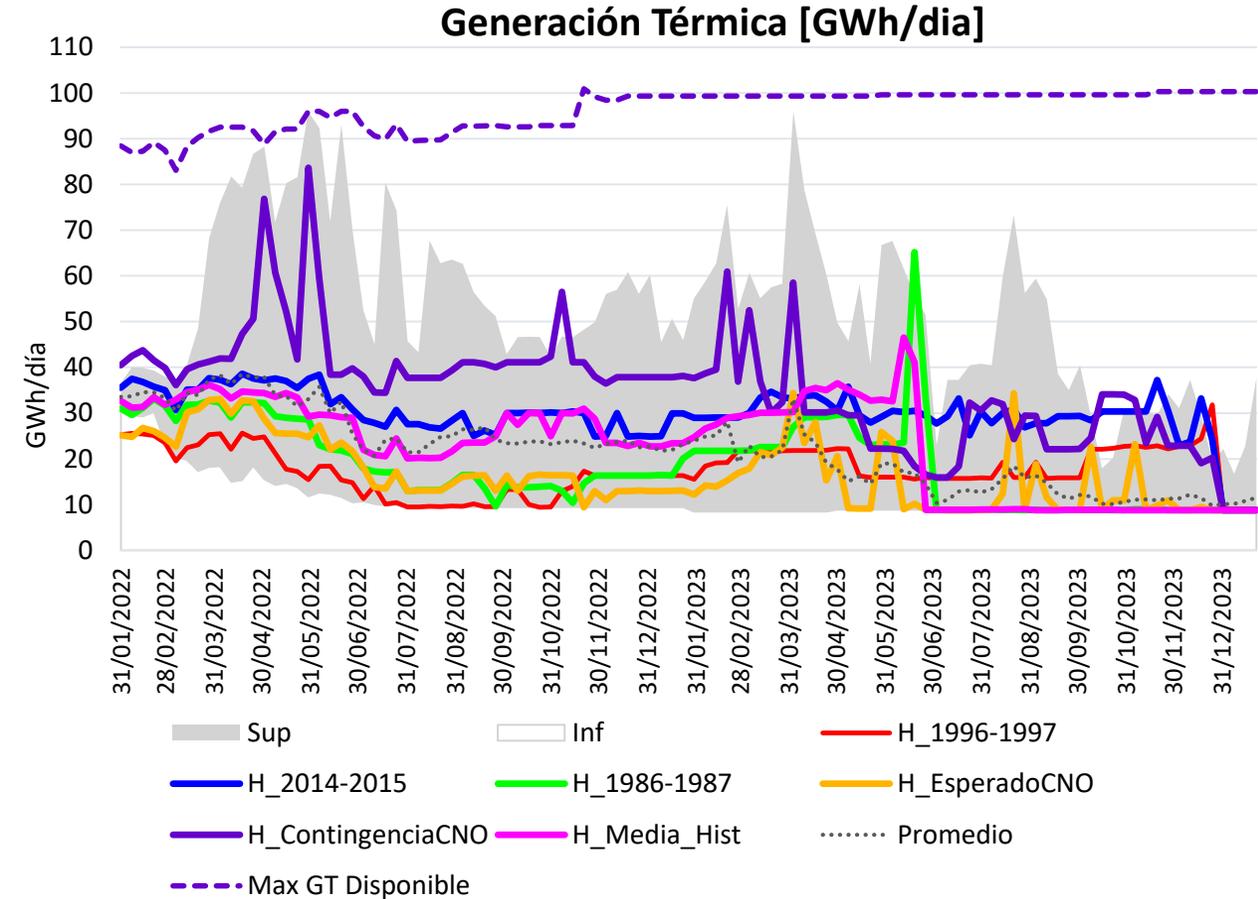
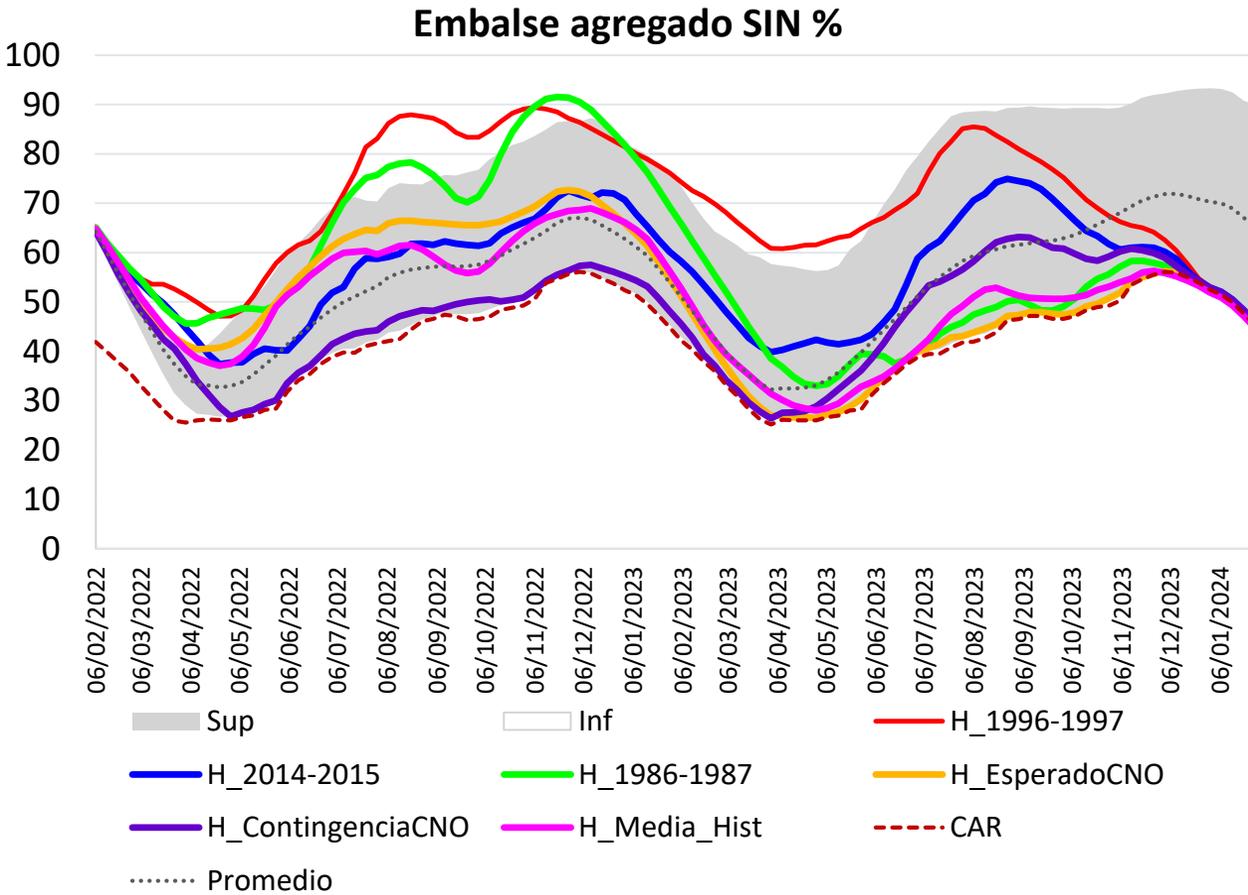
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



Participación de la generación en la atención de la demanda



Escenario Estocástico

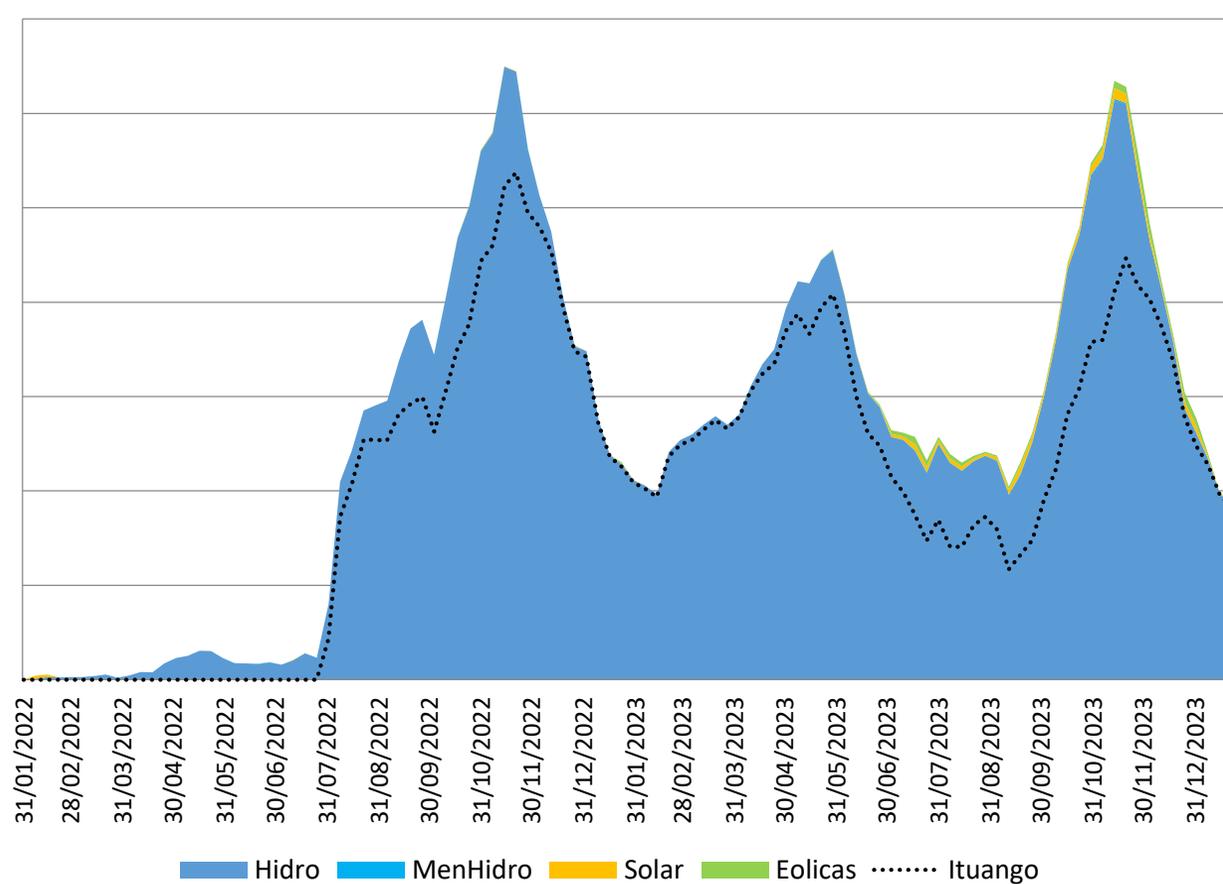


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

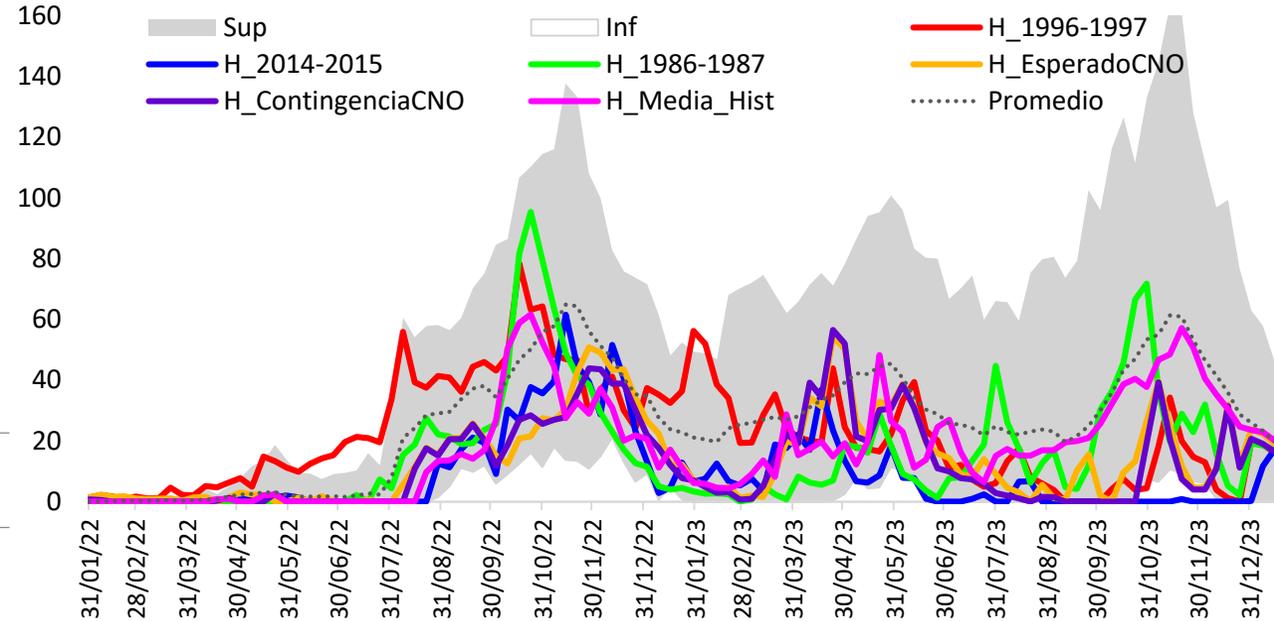
Escenario Estocástico

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

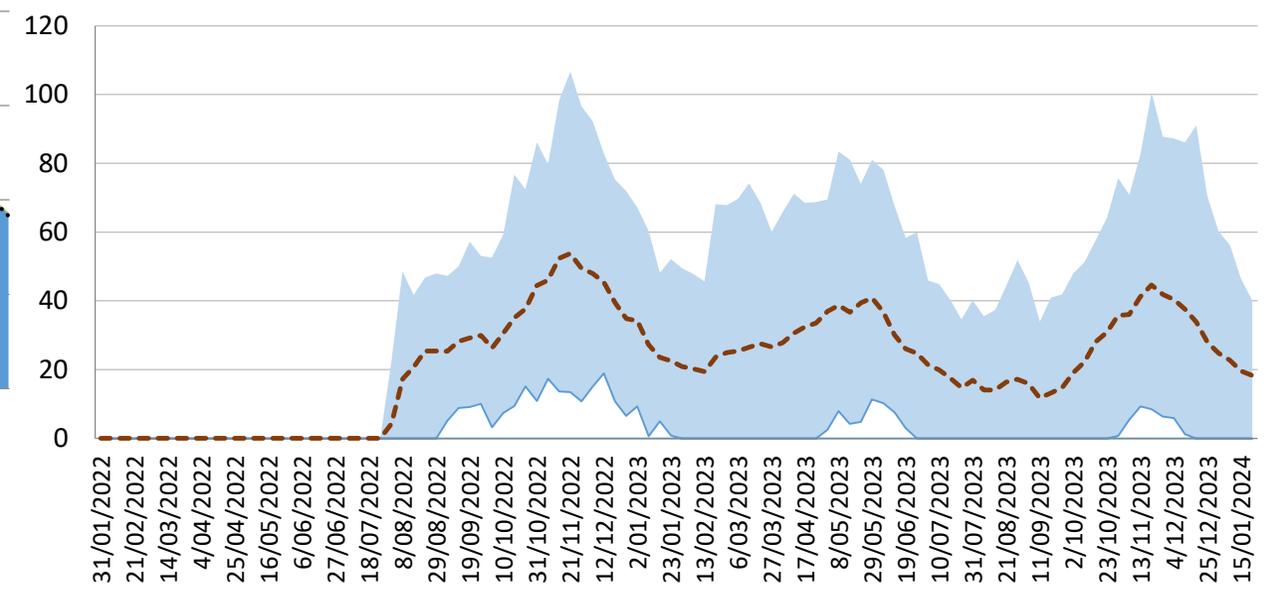
Vertimiento Promedio por Tecnología - GWh/dia



Vertimientos (GWh/dia)



Vertimiento GWh/dia - ITUANGO





**Análisis Energético de
Largo plazo
PROYECTOS CON OEF Y CLPE**



Datos de entrada y supuestos considerados

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



Condición Inicial Embalse

Enero 27, 69.64%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte



Expansión Generación

Proyectos con asignaciones OEF y CLPE

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para enero 2022.



Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)
Desbalances de 4.45 GWh/día promedio



Información combustibles

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

Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.



Parámetros del SIN

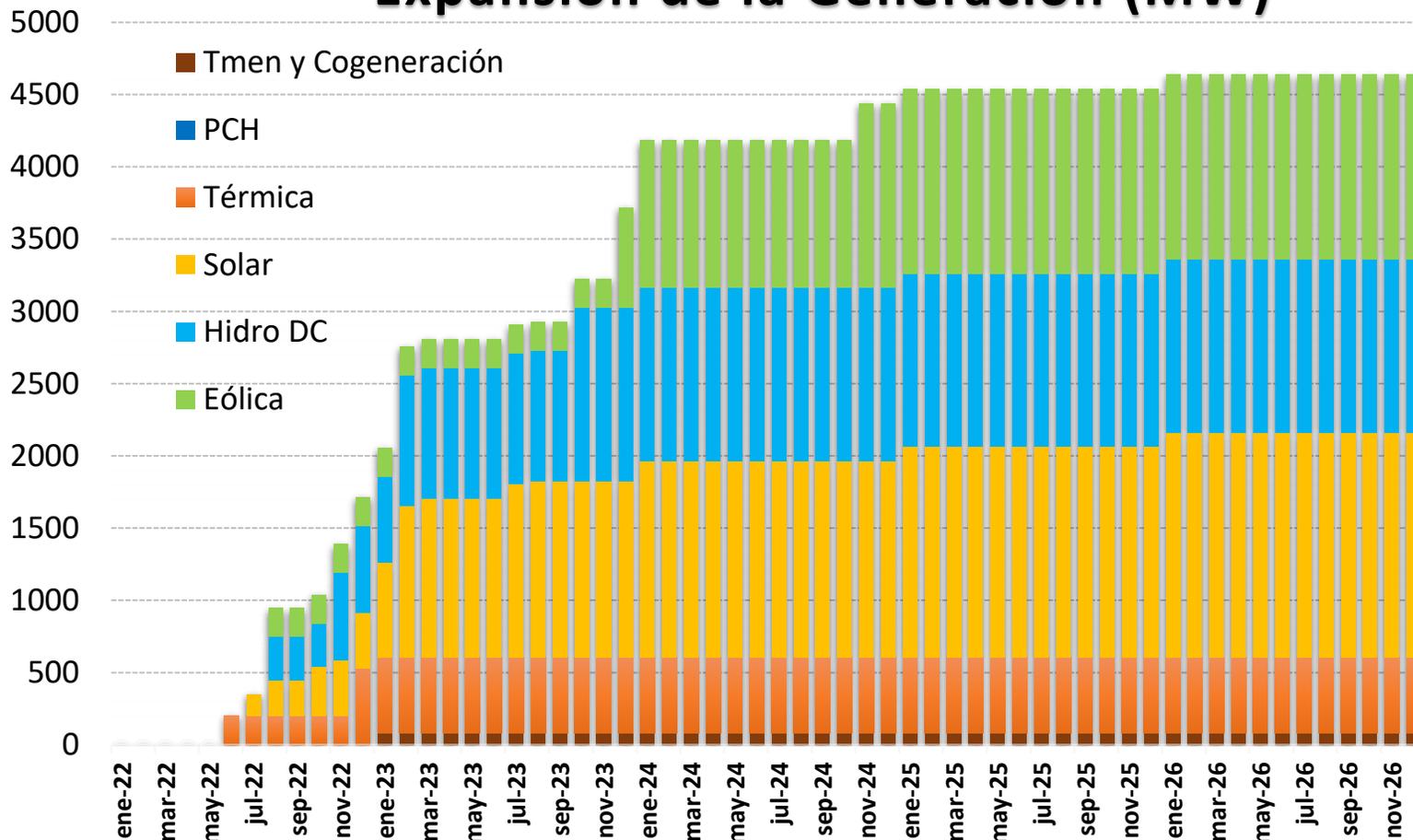
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



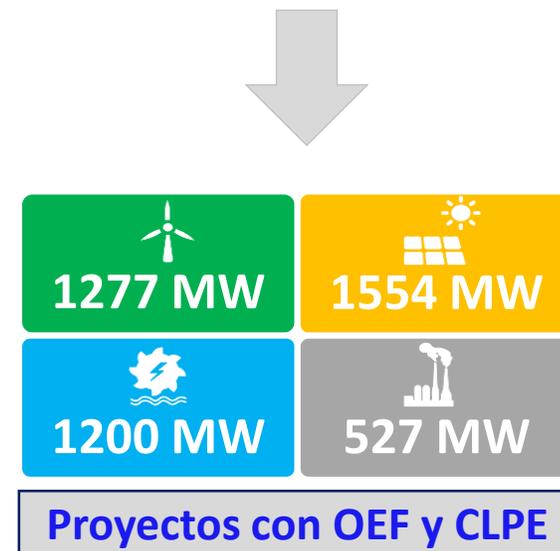
El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a enero del 2026:



**Total:
4558 MW**

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

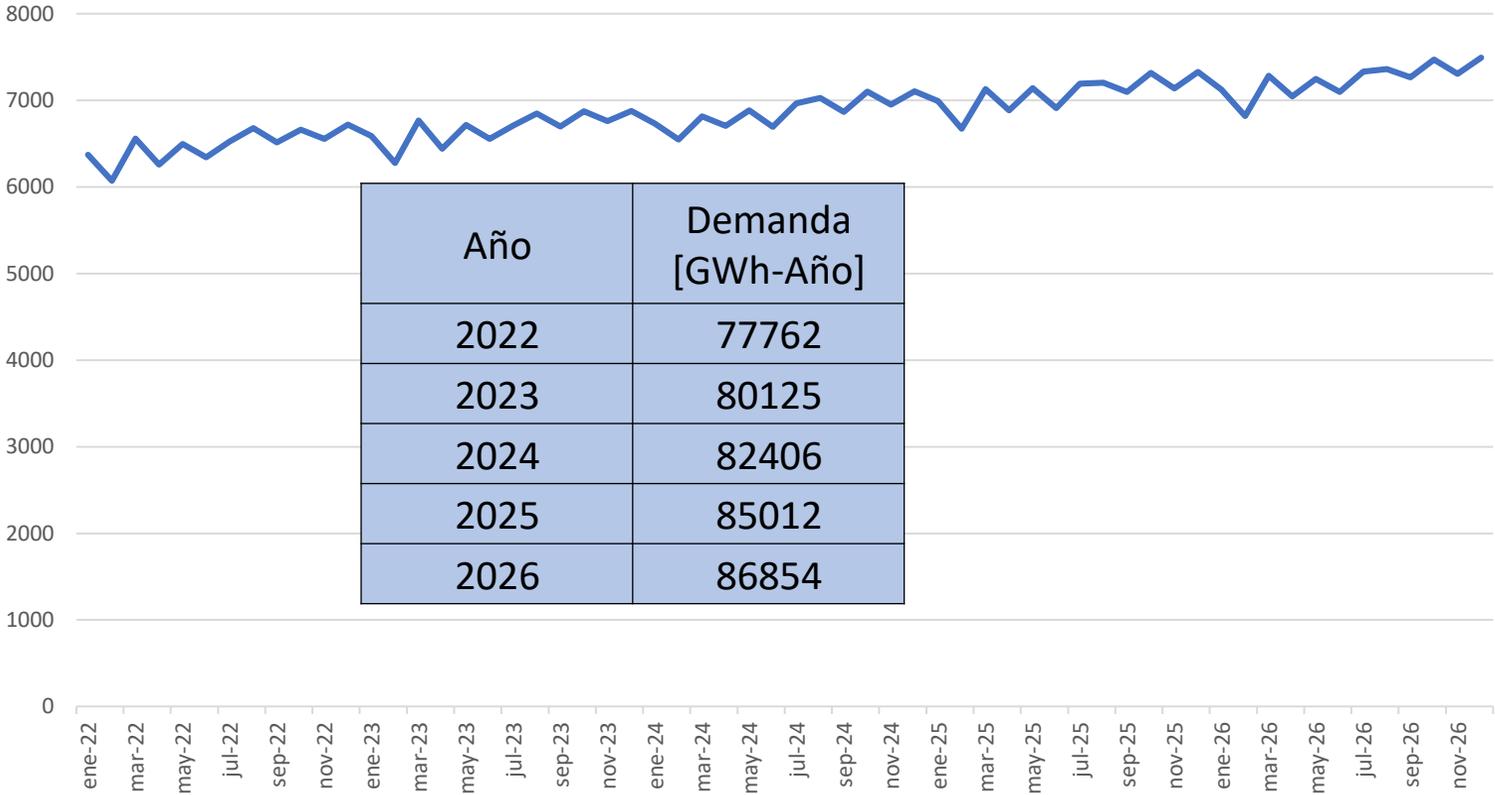
- Proyectos con obligaciones OEF y asignaciones en CLPE
- Excluye Tumawind (200 MW-Nov24) y Chemesky (100 MW-Nov24)

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

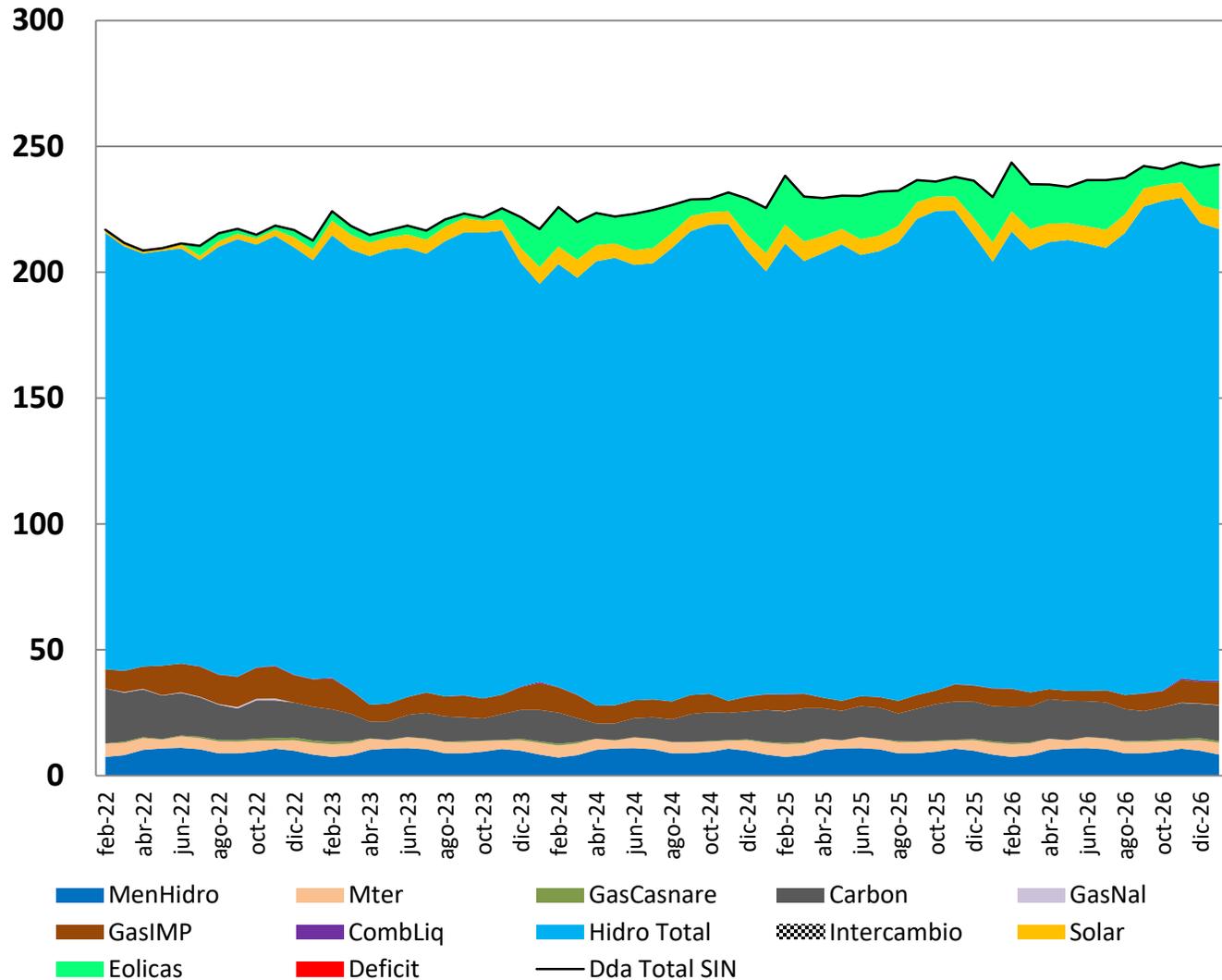
Escenario **Alto** de la UPME

Escenario de Demanda Alta GWh-mes

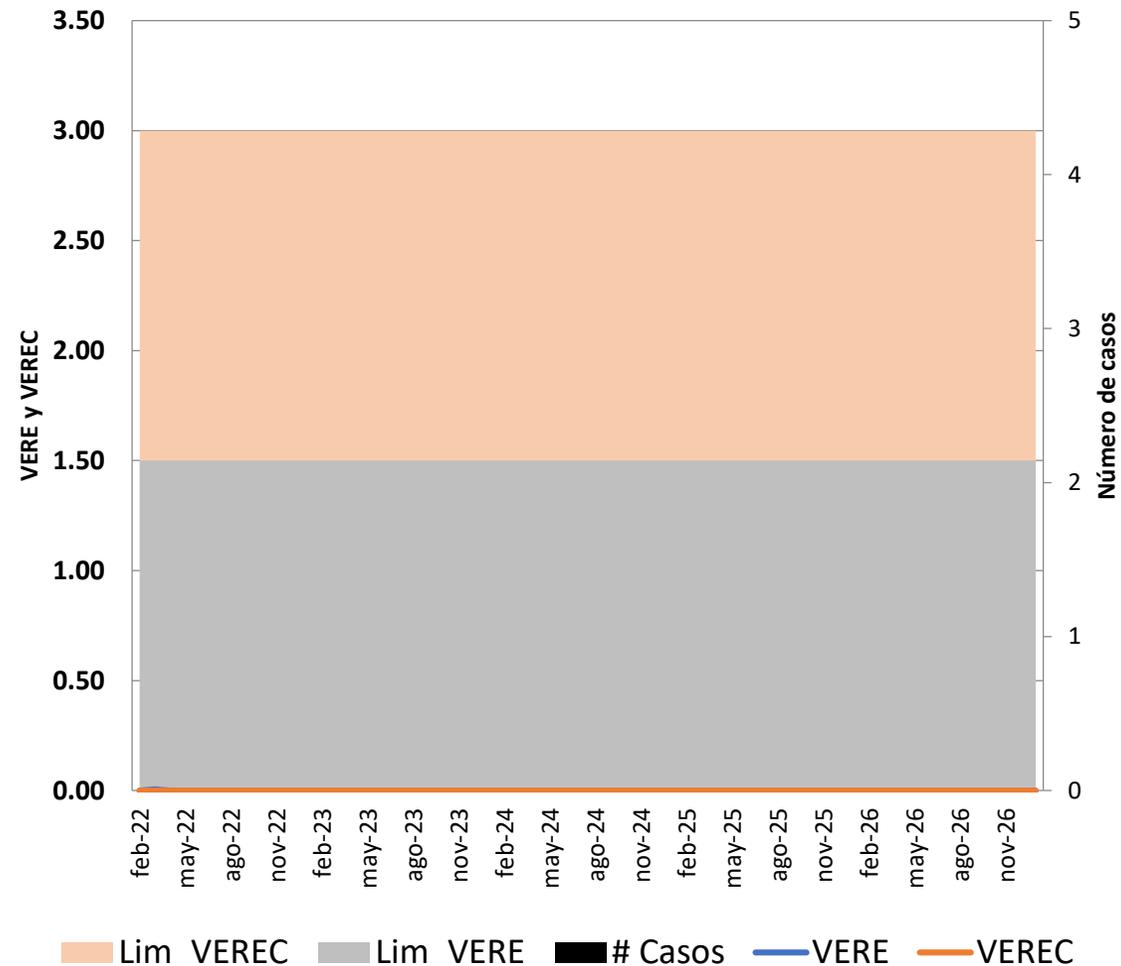


Escenario Estocástico en el LP

Balance del SIN - GWh/día

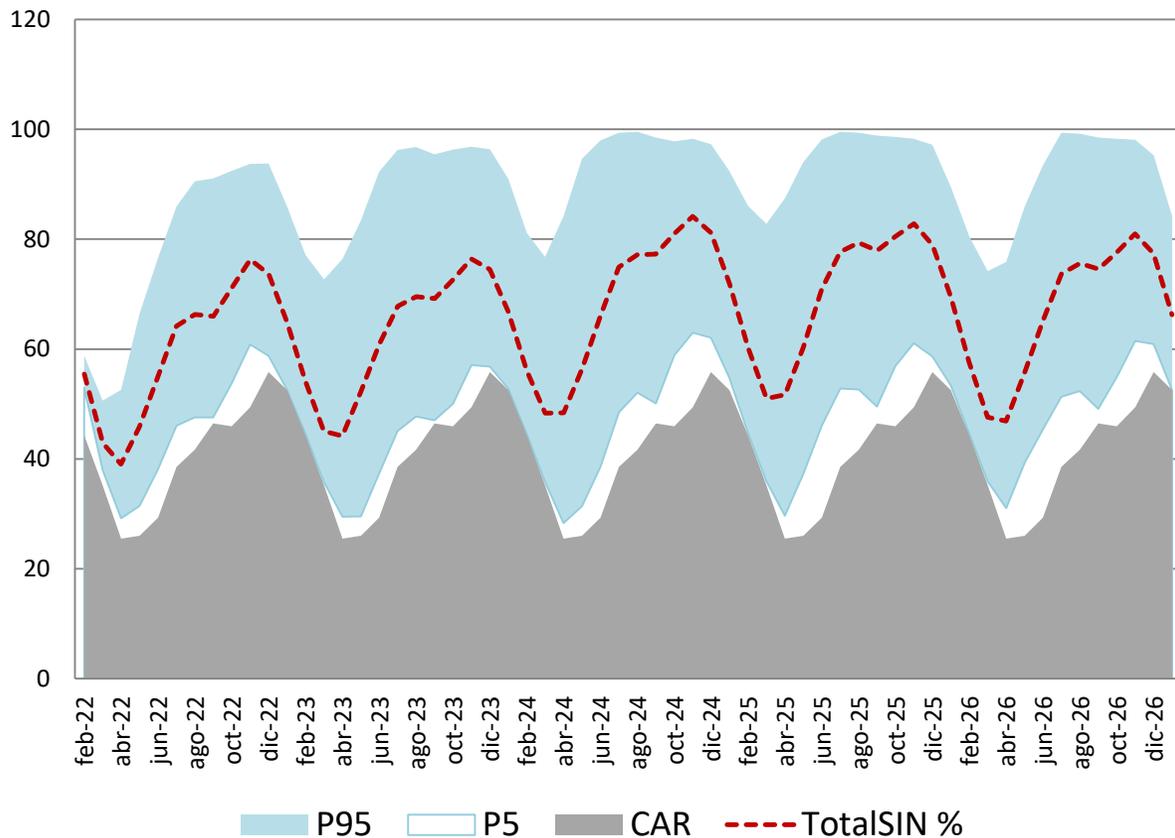


Indices de confiabilidad

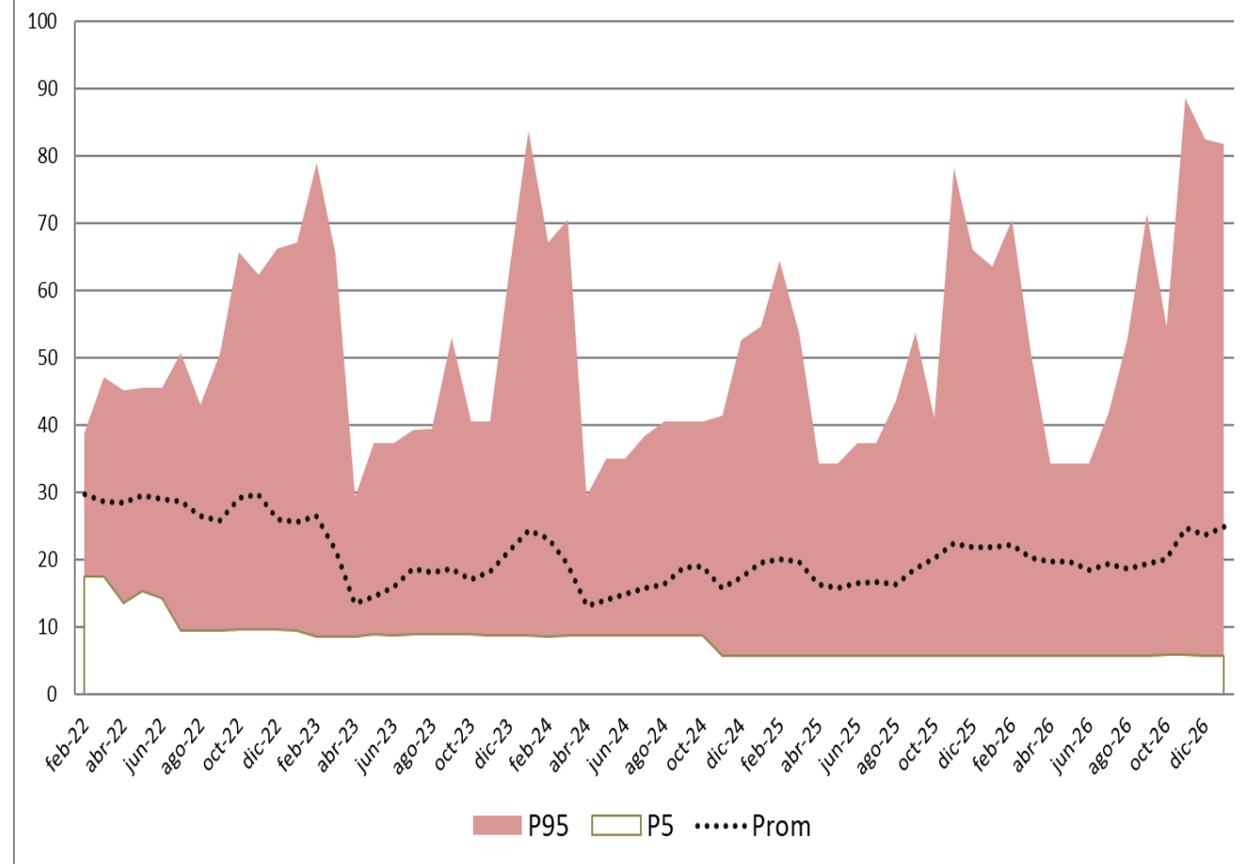


Escenario Estocástico en el LP

Embalse de SIN %



Generación Termica GWh/dia





Conclusiones y recomendaciones



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



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



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

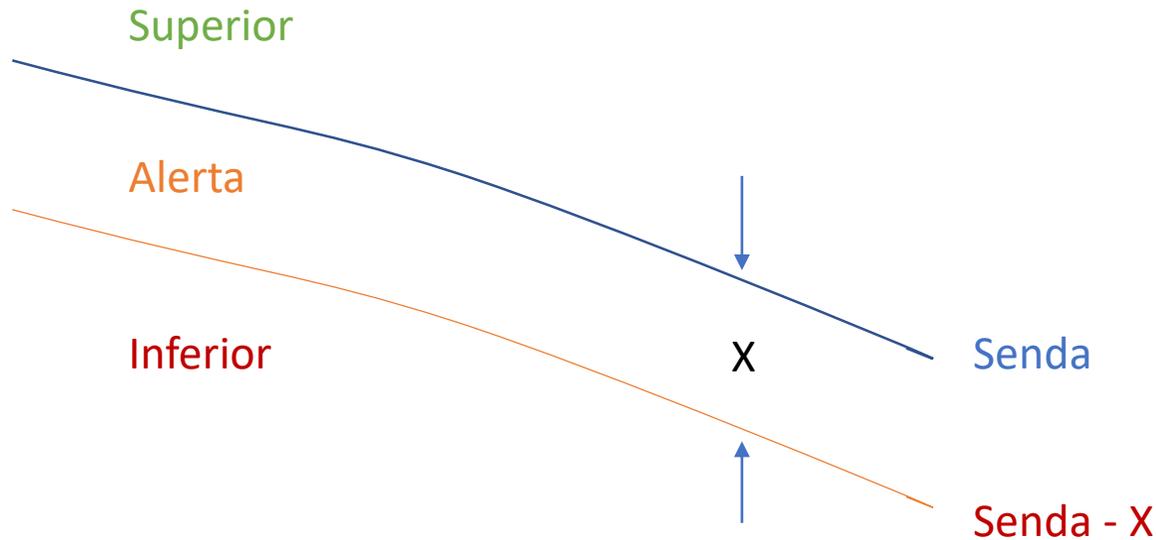


Seguimiento a la senda de
referencia del embalse del SIN
Verano 2021-2022



Repaso Resolución CREG 209 de 2020 – Definición de la condición del sistema de acuerdo con los niveles de alerta

“Artículo 3. Definición de la condición del sistema de acuerdo con los niveles de alerta. La condición del sistema, de acuerdo con la combinación de los niveles de alerta, será la que se define conforme a la siguiente tabla:



Si el embalse útil real está entre un nivel igual a la senda de referencia y el nivel que se obtiene de restar un valor X en puntos porcentuales a la senda de referencia, se entenderá que el índice está en un nivel de **alerta**. Si dicha condición persiste por dos (2) verificaciones semanales seguidas, se considerará como si el índice estuviera en el nivel **inferior**.

Casos	NE	PBP	Estado
1	Superior	Bajo	Normal
2	Superior	Alto	Normal
3	Alerta	Bajo	Vigilancia
4	Alerta	Alto	Vigilancia
5	Inferior	Bajo	Riesgo
6	Inferior	Alto	No Aplica (NA)

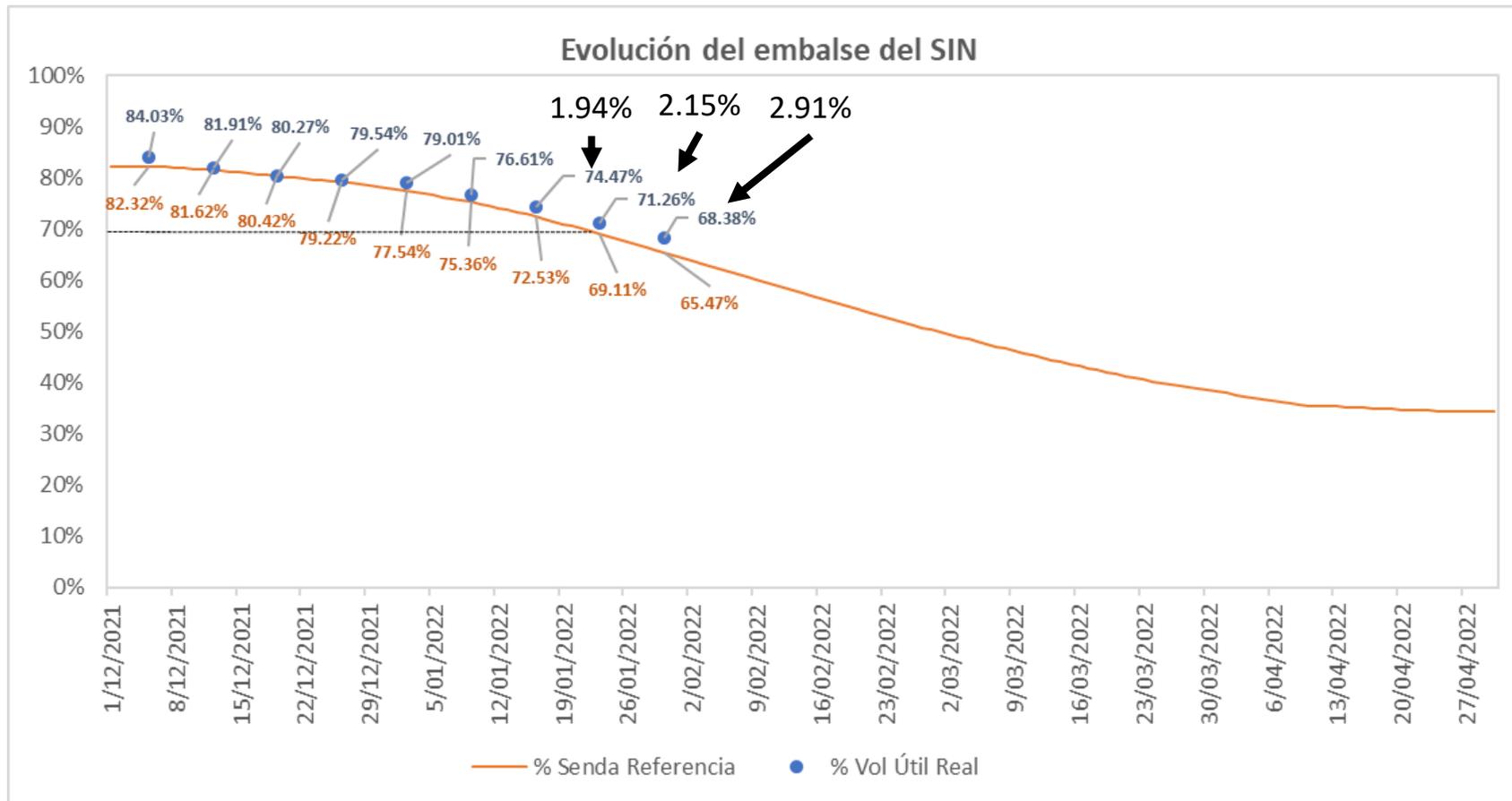
Conforme al artículo 4, una vez que, de acuerdo con los niveles de alerta, el CND identifique que la condición del sistema es de **riesgo**, lo informará a la CREG el día martes para que, con dichos análisis y la información adicional que se identifique como relevante, ésta confirme el cambio de condición del sistema. **En este caso, la nueva condición del sistema se comunicará al sector mediante Circular CREG del Director Ejecutivo, el día jueves, para dar inicio al período de riesgo de desabastecimiento y a la aplicación al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad que trata el artículo 7 de la Resolución CREG 026 de 2014**

Senda de Referencia del embalse del SIN

Estación de verano 2021 -2022

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

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



Seguimiento Senda de Referencia del embalse del SIN Estación de verano 2021-2022

SEGUIMIENTO INDICADORES RESOLUCIÓN CREG 209 DE 2020



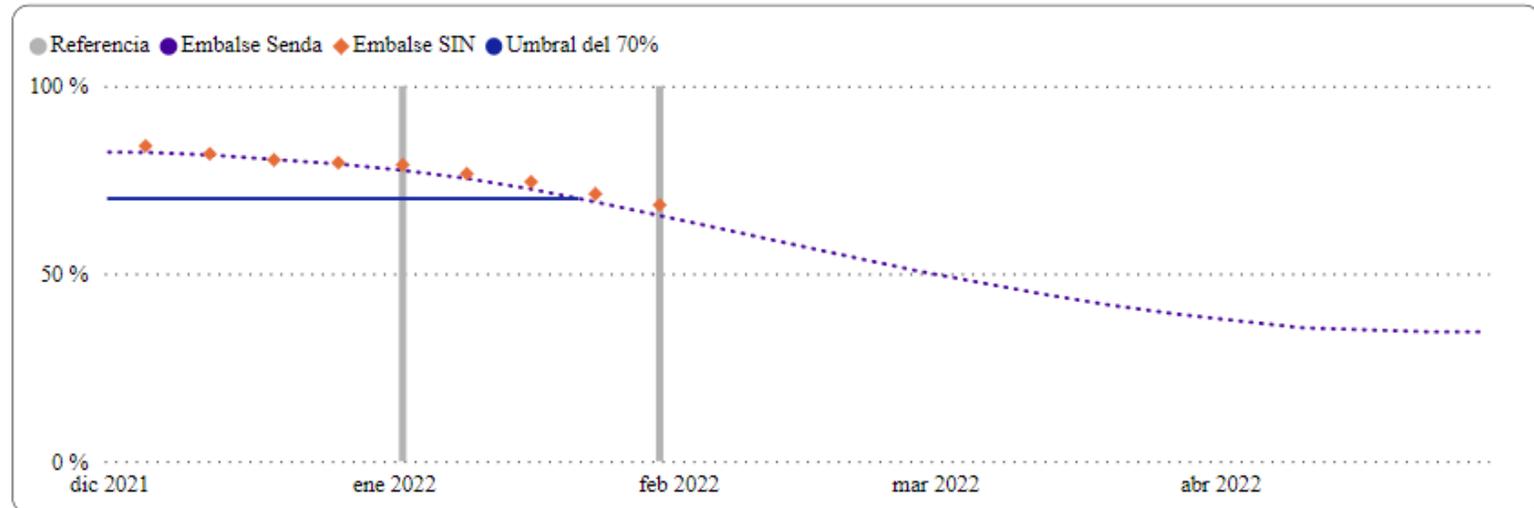
INFORMACIÓN HISTÓRICA

Año

Todas

Año	Semana	Fecha Cálculo	Condición	Embalse Real SIN	Embalse Senda	NE	PBP	HSIN
2022	5	lunes, 31 de enero de 2022	Normal	68,30 %	65,47 %	Superior	Bajo	94,12 %
2022	1	lunes, 03 de enero de 2022	Normal	79,01 %	77,54 %	Superior	Bajo	83,37 %
2021	48	lunes, 29 de noviembre de 2021	Normal	84,79 %	71,75 %	Superior	Bajo	104,76 %
2021	44	lunes, 01 de noviembre de 2021	Normal	84,84 %	67,06 %	Superior	Bajo	104,81 %
2021	40	lunes, 04 de octubre de 2021	Normal	84,55 %	63,78 %	Superior	Bajo	112,75 %
2021	35	lunes, 30 de agosto de 2021	Normal	86,60 %	64,56 %	Superior	Bajo	120,64 %

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

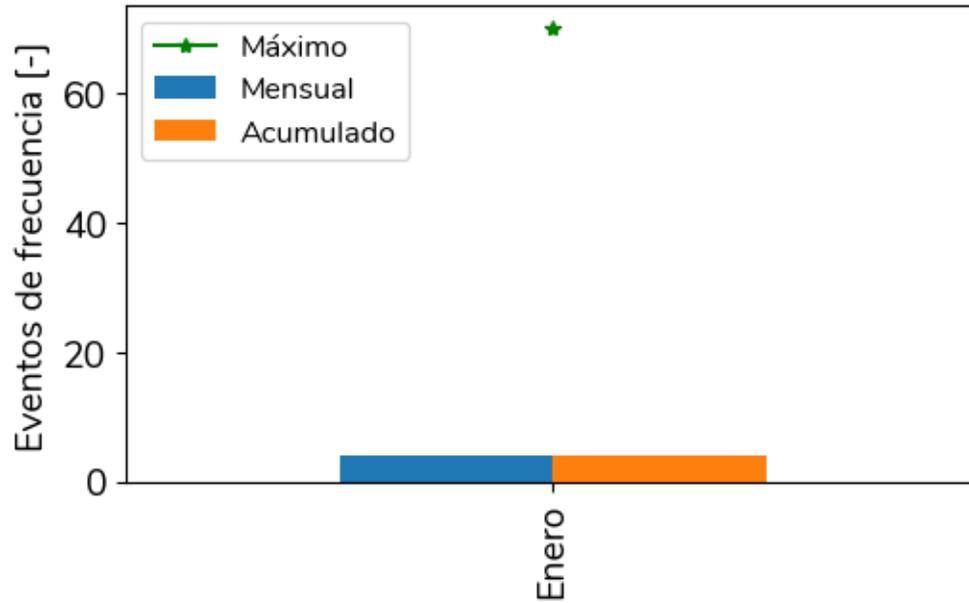


3. Situación Operativa

Indicadores de Operación



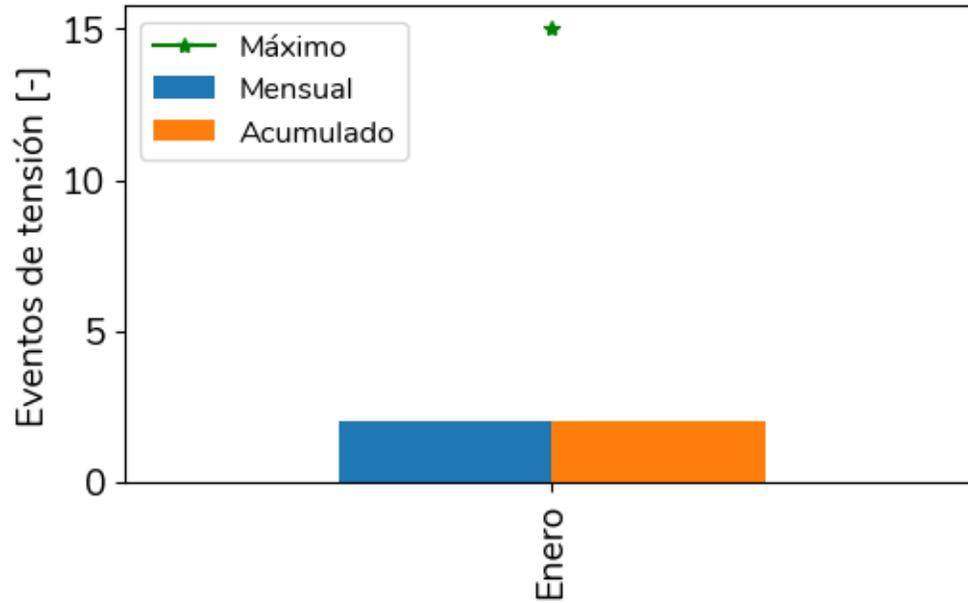
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Enero de 2022 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-01-19 10:31	1.0	59.7	Disparo de la unidad GECELCA 32 con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.73 Hz.	No
2022-01-21 21:13	1.0	59.7	Disparo de la unidad GECELCA 32 con 273 MW, el agente reporta disparo por alarma de falla a tierra del estator. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.74 Hz.	No
2022-01-27 18:08	1.0	59.8	Evento de frecuencia por actuación del esquema de separación de áreas entre los sistemas de Colombia y Ecuador; originando el disparo de los circuitos JAMONDINO - PIMAMPIRO 1, 2, 3 Y 4 a 230 kV. Previo al evento, se produjo transferencia de potencia de 400 MW aproximadamente desde Ecuador a Colombia, producto de una pérdida de carga en el sistema eléctrico de Ecuador. El programa de la transferencia internacional para este período era de 0 MW entre los dos países. La frecuencia alcanza un valor de 59.765 Hz.	No
2022-01-27 18:07	1.0	60.4	Evento de frecuencia por perdida de 400 MW aproximadamente en el sistema eléctrico de Ecuador. En el instante del evento no había intercambio de potencia entre Colombia y Ecuador. La frecuencia alcanza un valor de 60.357 Hz. El operador CENACE reporta falla en la barra de la subestación Pascuales 138 kV.	No

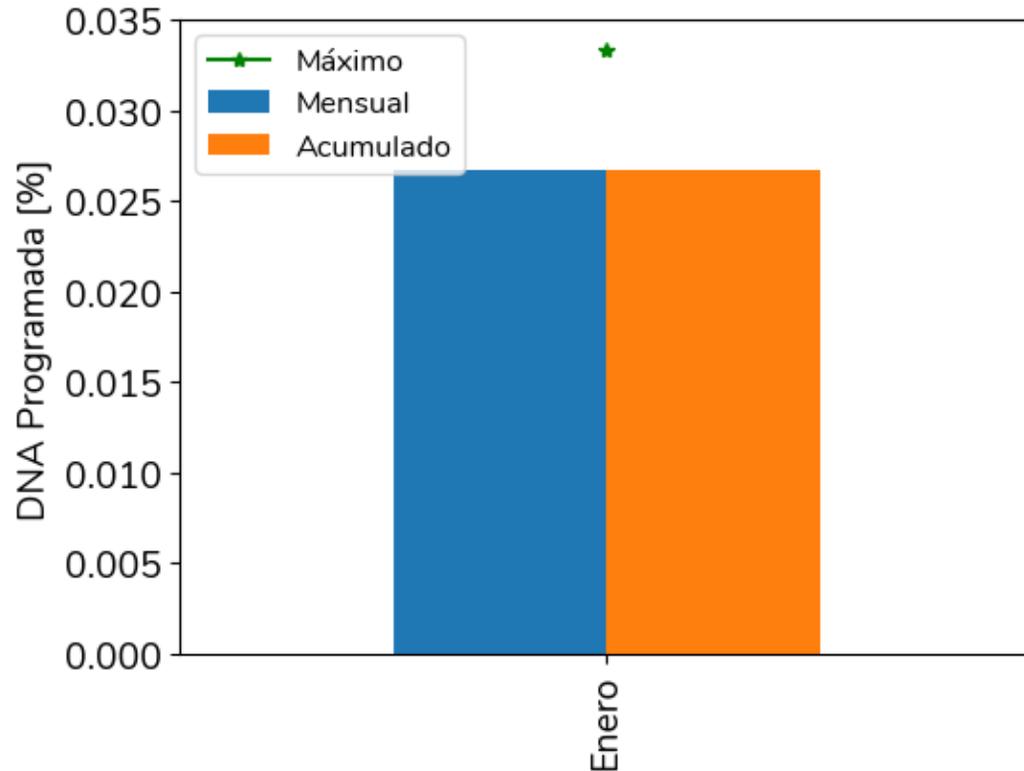
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Fecha/h	Descripción	Causa
2022-01-24 22:46	Disparo simultáneo de los activos BL1 SALVAJINA A JUANCHITO 230 kV, BL1 SALVAJINA A PANCE 230 kV y BAHÍA ACOPLÉ 1 SALVAJINA 230 kV, dejando sin tensión la subestación SALVAJINA 230 kV.	Evento STN
2022-01-13 20:33	Disparo del activo BL1 RENACER A ALTAMIRA 230 kV, dejando sin tensión la S/E radial RENACER 230 KV.	Evento STN

Durante el mes de Enero de 2022 se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema

DNA Programada



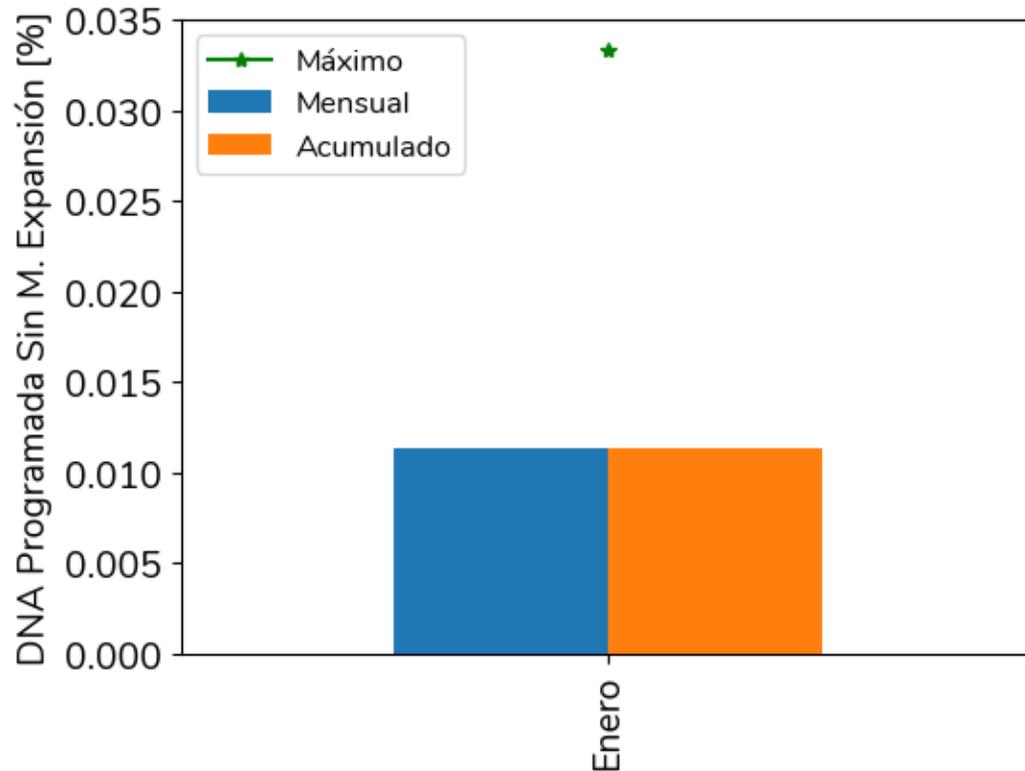
Por causas programadas se dejaron de atender 1.646 GWh en el mes de Enero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hora	Energía	Descripción
2022-01-17 05:06	376.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0204427 y C0204428 de los activos CHINU - COVEÑAS 1 110 kV y COVEÑAS - TOLUVIEJO 1 110 kV, respectivamente.
2022-01-16 05:30	153.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0204479 del activo JAMONDINO - TESALIA 1 230 kV.
2022-01-12 07:00	142.1	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0204110 sobre el activo ESMERALDA - IRRRA 1 115 kV.
2022-01-22 06:02	136.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0200446, C0200441, C0200782, C0200784 de los activos BL1 PUERTO CAICEDO A EL YARUMO 115 kV, BL1 PUERTO CAICEDO A JUNIN (MOCOA) 115 kV, BT PUERTO CAICEDO 1 15 MVA 115 kV y BARRA EL YARUMO 115 kV, respectivamente.
2022-01-09 05:45	126.5	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0204110 sobre el activo ESMERALDA - IRRRA 1 115 kV.
2022-01-23 07:42	126.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0204762 y C0199410 de los activos BAYUNCA 1 66 kV y BAYUNCA 1 60 MVA 66/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2022-01-16 07:45	112.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0192609 del activo CERROMATOSO 30 MVA 110/34.5 kV.
2022-01-11 06:01	103.3	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0204110 sobre el activo ESMERALDA - IRRRA 1 115 kV.
2022-01-17 05:00	82.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0204413 del activo YOPAL - PAZ DE ARIPORO 1 115 kV.

DNA Programada sin M. Expansión

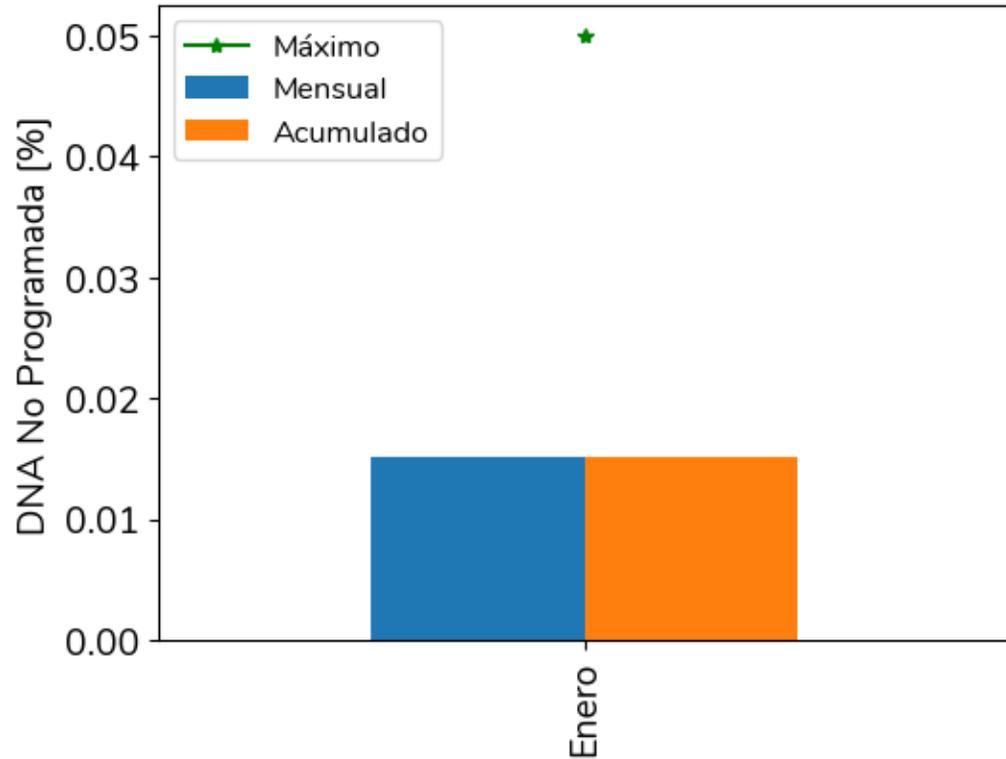


Por causas programadas se dejaron de atender 0.700 GWh en el mes de Enero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



Fecha/hni	Energía	Descripcion
2022-01-16 05:30	153.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0204479 del activo JAMONDINO - TESALIA 1 230 kV.
2022-01-22 06:02	136.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0200446, C0200441, C0200782, C0200784 de los activos BL1 PUERTO CAICEDO A EL YARUMO 115 kV, BL1 PUERTO CAICEDO A JUNIN (MOCOA) 115 kV, BT PUERTO CAICEDO 1 15 MVA 115 kV y BARRA EL YARUMO 115 kV, respectivamente.
2022-01-23 07:42	126.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0204762 y C0199410 de los activos BAYUNCA 1 66 kV y BAYUNCA 1 60 MVA 66/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2022-01-16 07:45	112.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0192609 del activo CERROMATOSO 30 MVA 110/34.5 kV.
2022-01-20 07:27	62.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0199423 del activo LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV.
2022-01-29 06:00	48.3	Demanda no atendida por los trabajos en las consignaciones C0200785 del activo BL1 EL YARUMO A PUERTO CAICEDO 115 kV y C0200787 del activo BT EL YARUMO 1 15 MVA 115 kV.
2022-01-12 08:06	40.7	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0204289 sobre el activo BL1 JAMONDINO A JARDINERA 115 kV.
2022-01-16 08:06	10.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0204269 del activo CAUCHERAS 1 14 MVA 115/44/13.2 kV.
2022-01-10 06:03	8.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0204271 del activo BT PUERTO BOYACA 10 MVA 115 kV.

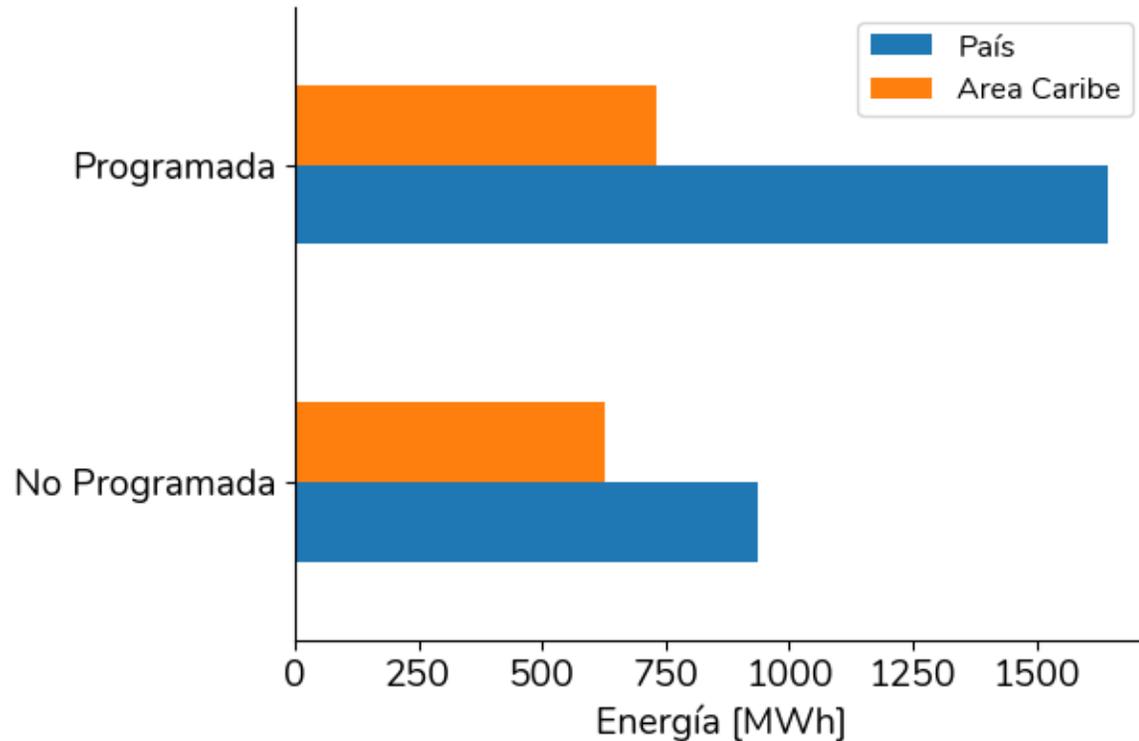
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 0.935 GWh en el mes de Enero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2022-01-23 01:32	143.6	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
2022-01-27 02:06	123.5	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
2022-01-04 20:12	98.0	Demanda no atendida por disparo del activo EL BANCO 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV. El agente reporta falla en el SDL.
2022-01-12 05:08	78.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0204447 del activo BL1 BOSTON A CHINU 110 kV.
2022-01-05 11:32	48.8	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 JUNIN (MOCOA) A PUERTO CAICEDO 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales PUERTO CAICEDO 115 kV y EL YARUMO 115 kV. El agente reporta árbol sobre la línea.
2022-01-26 18:27	48.0	Demanda no atendida por disparo del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV.
2022-01-09 14:35	38.6	Demanda no atendida por evento no programado en la subestación Valledupar. El agente reporta falla en el SDL.
2022-01-27 01:58	30.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0204894 del activo BT EL RIO 5 125 MVA 34.5 kV.
2022-01-16 14:28	28.2	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo BL1 PUERTO CAICEDO A JUNIN (MOCOA) 115 kV. El agente declara indisponible el activo durante la normalización de los trabajos asociados a la consignación de emergencia C0204479.

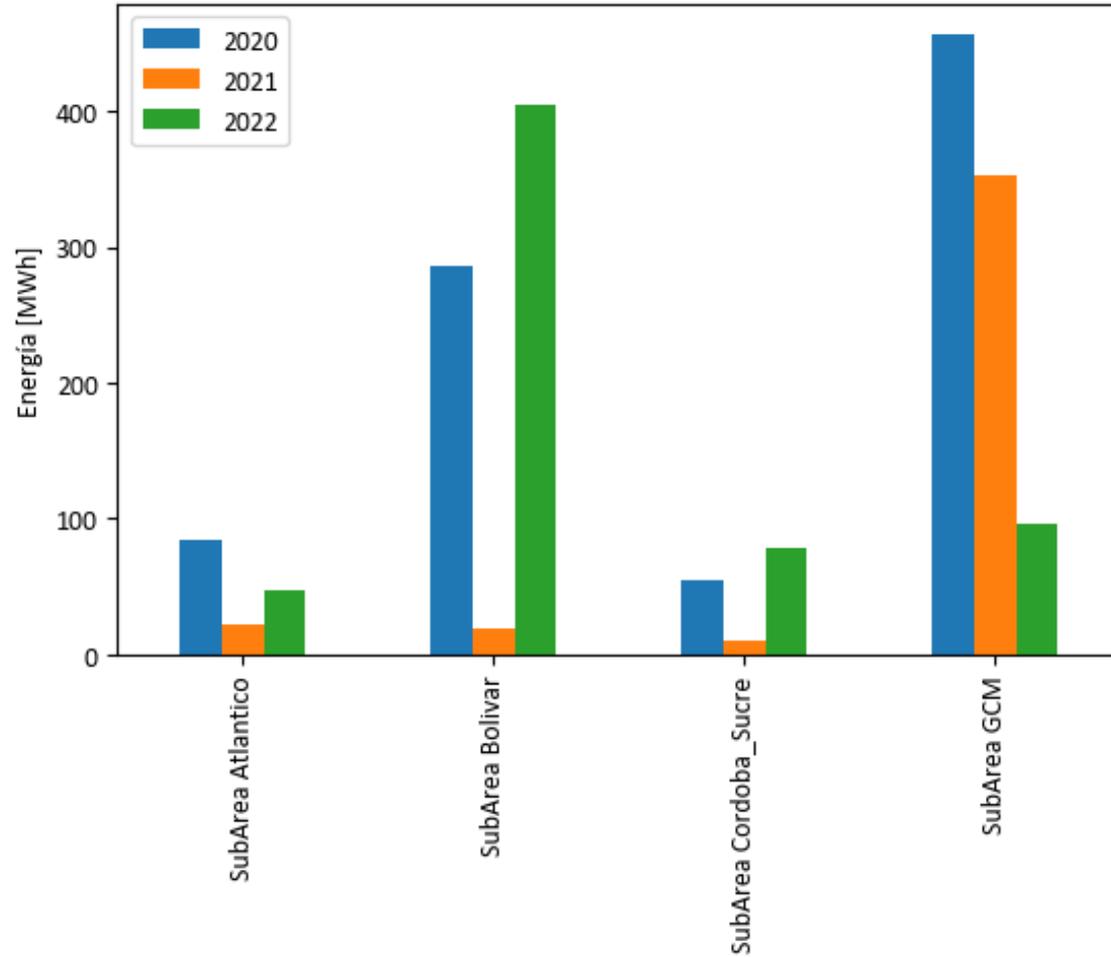
DNA Caribe vs. País



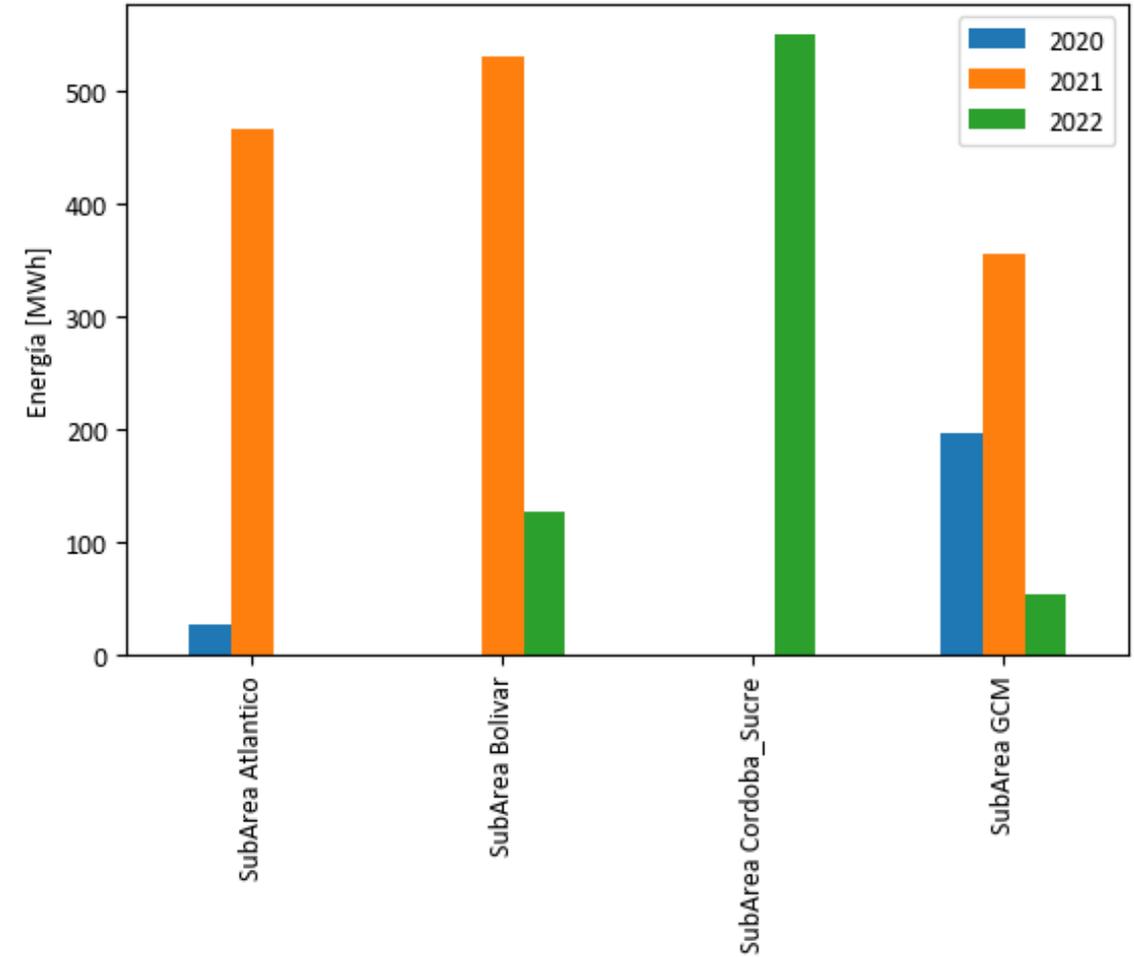
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 0.730 GWh, siendo un 44.34% de la demanda no atendida programada nacional (1.646 GWh) para el mes de Enero.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.625 GWh, siendo un 66.86% de la demanda no atendida no programada nacional (0.935 GWh) para el mes de Enero.

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



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



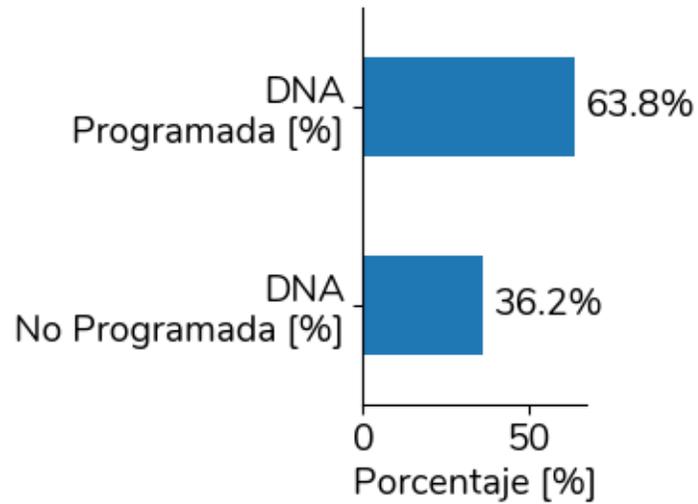
Resumen – Demanda no atendida



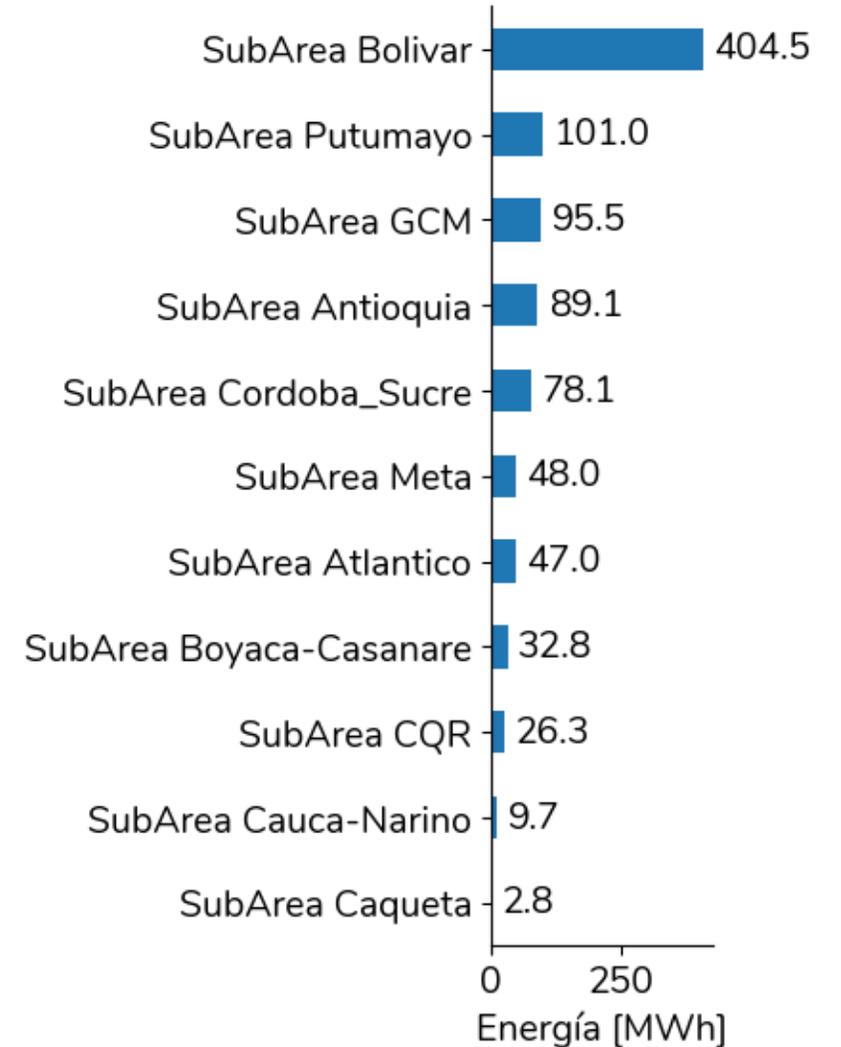
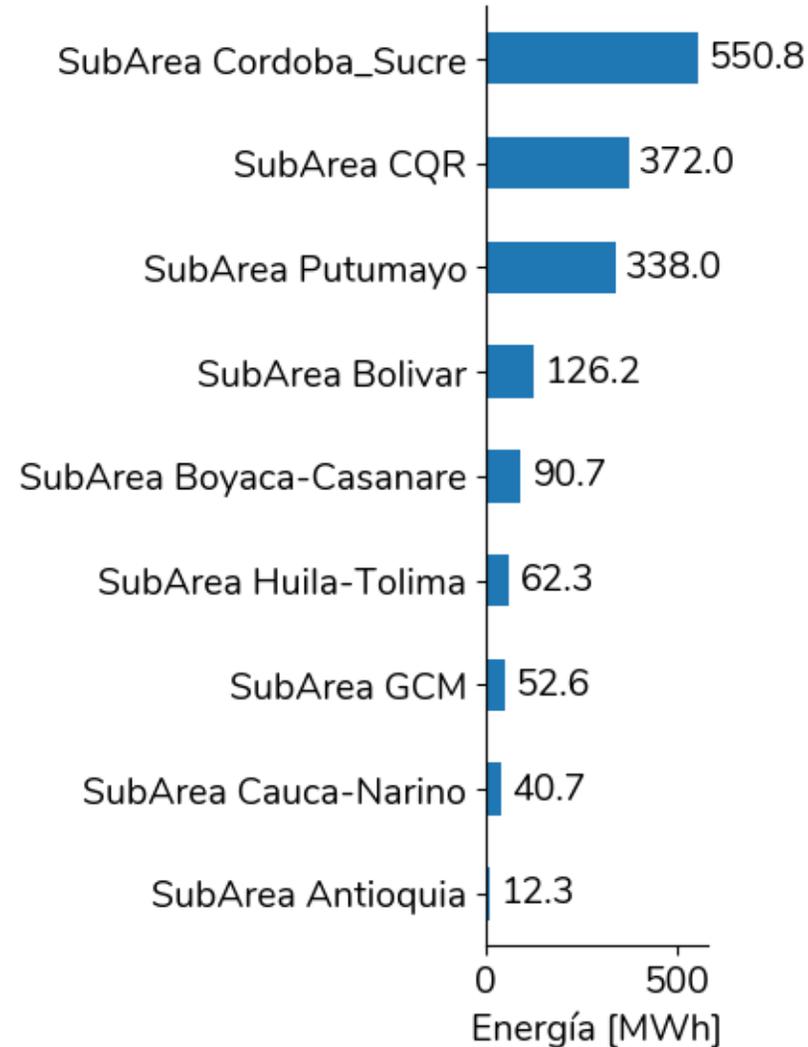
DNA Programada

DNA No Programada

% DNA



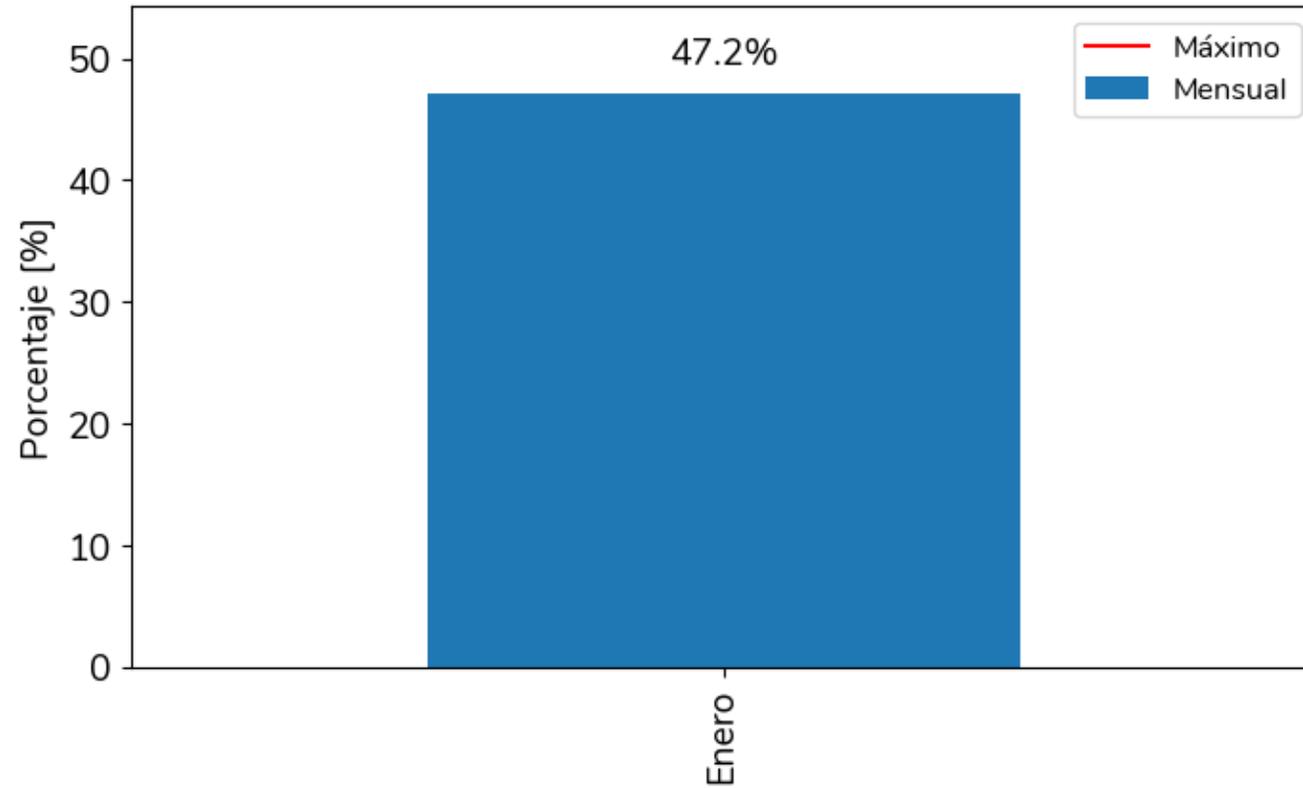
El total de demanda no atendida en Enero fue 2.58 GWh



Desviación Plantas Menores



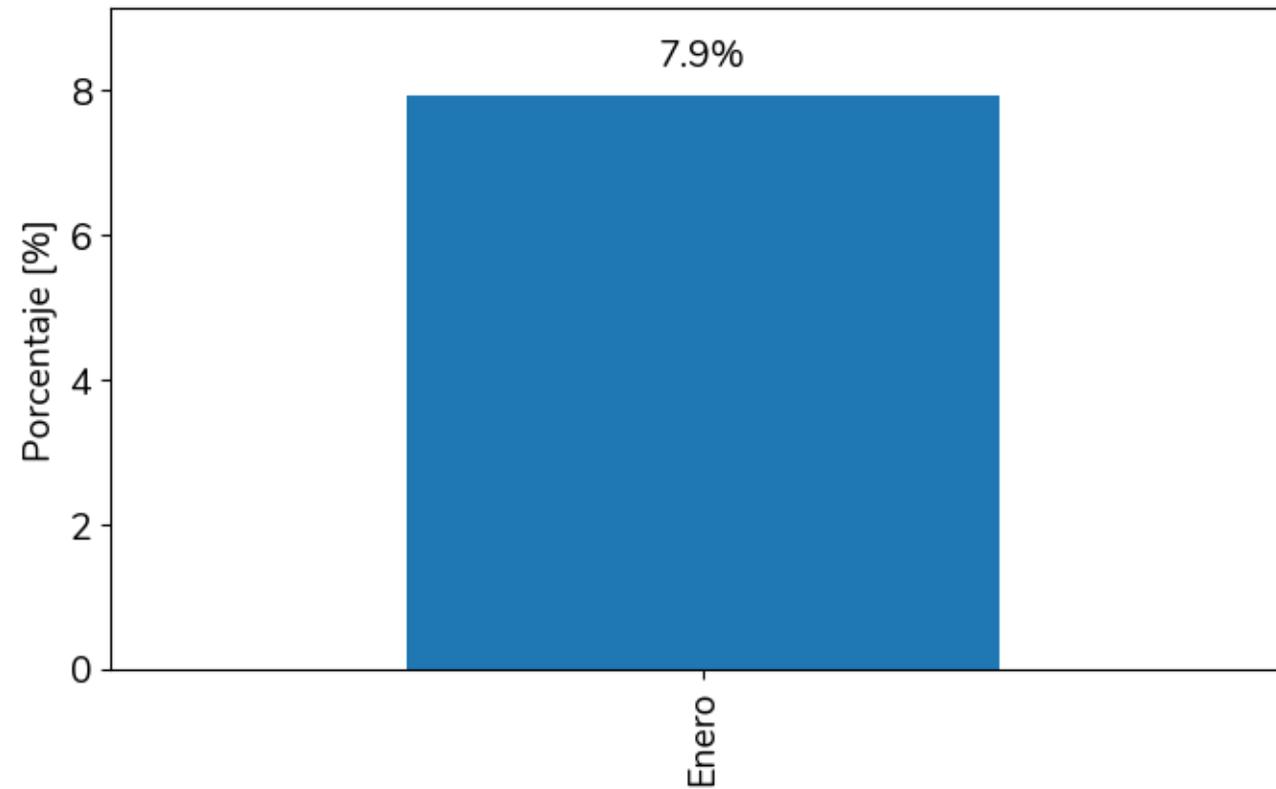
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
Horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

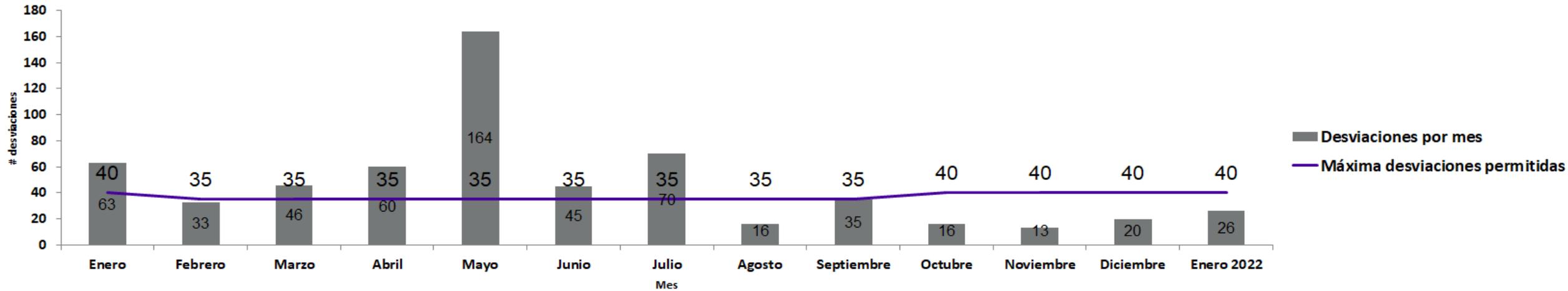


Participación PNDC en la generación total del SIN

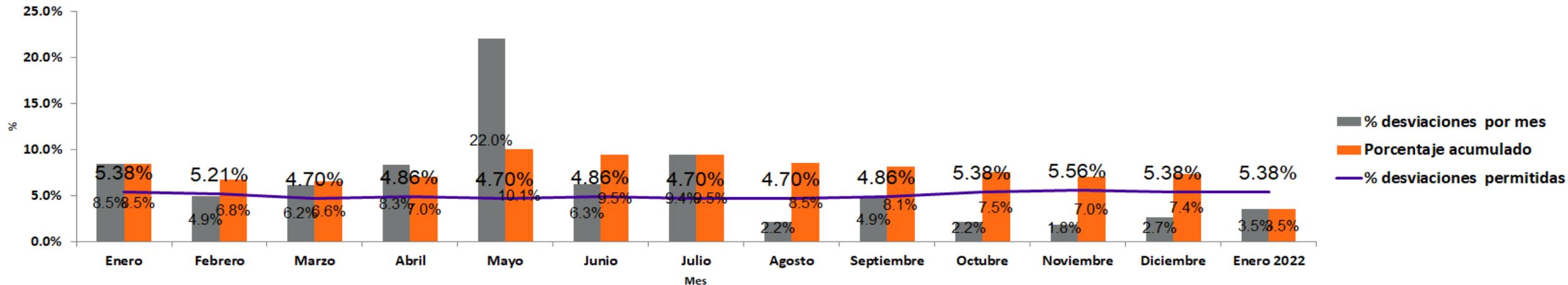


Indicador de calidad del pronóstico oficial enero 2021

Número de desviaciones mayores al 5%



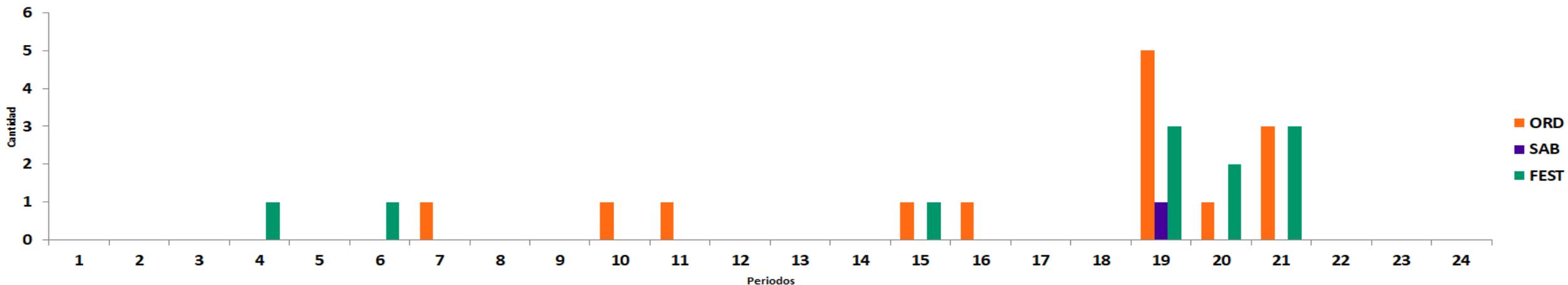
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



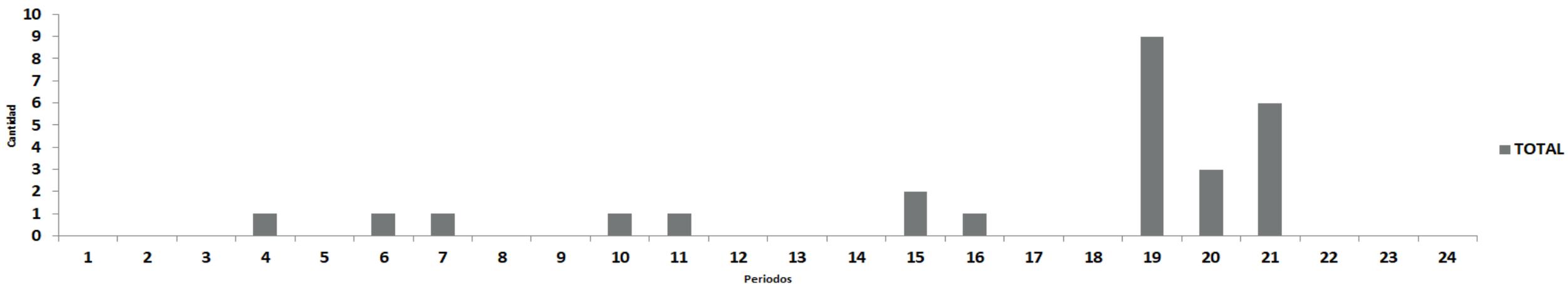
*Información hasta el 31 de enero de 2022

Indicador de calidad del pronóstico oficial enero 2021

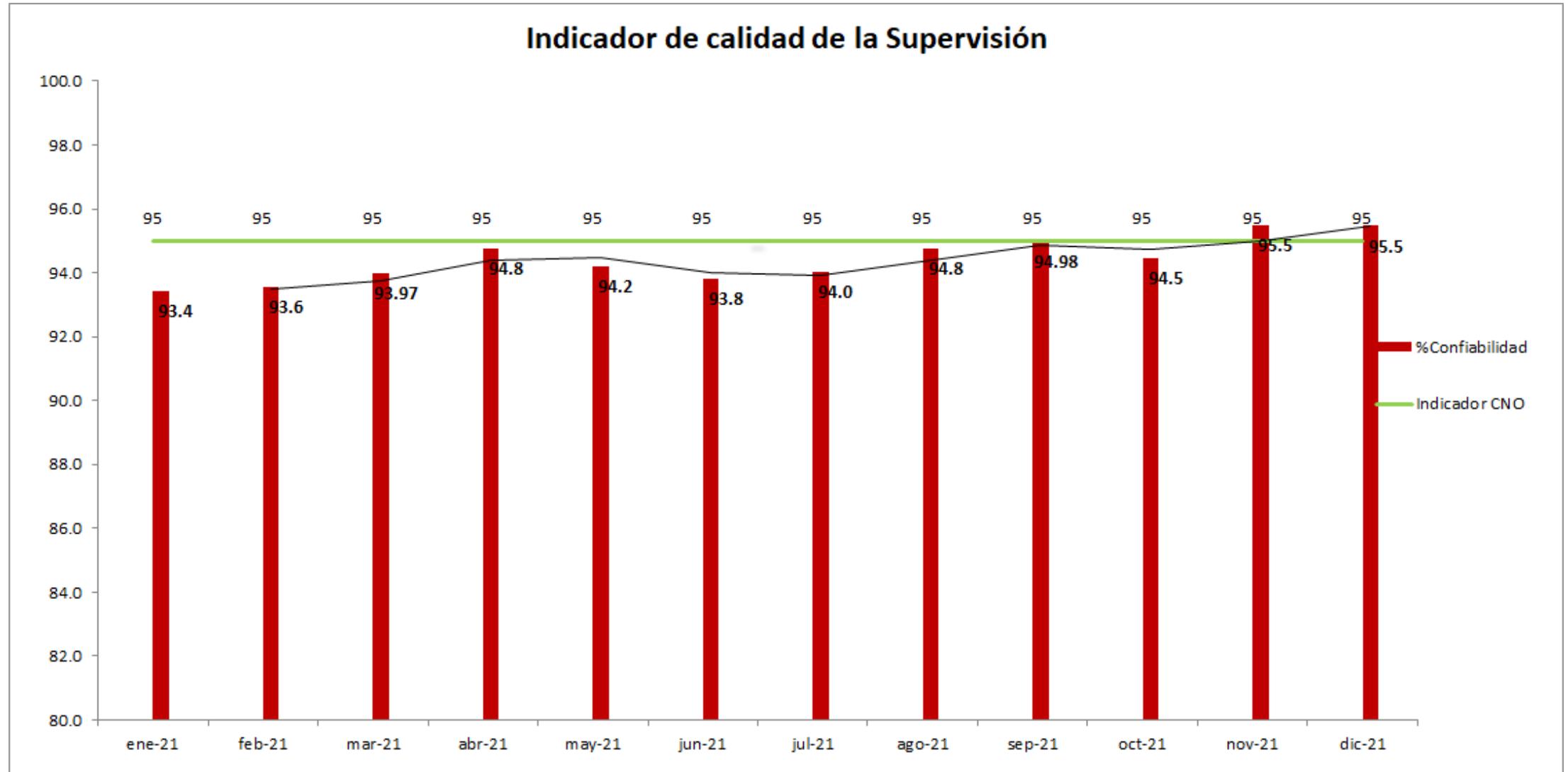
Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la Supervisión



Nota: el indicador corresponde al mes de diciembre de 2021

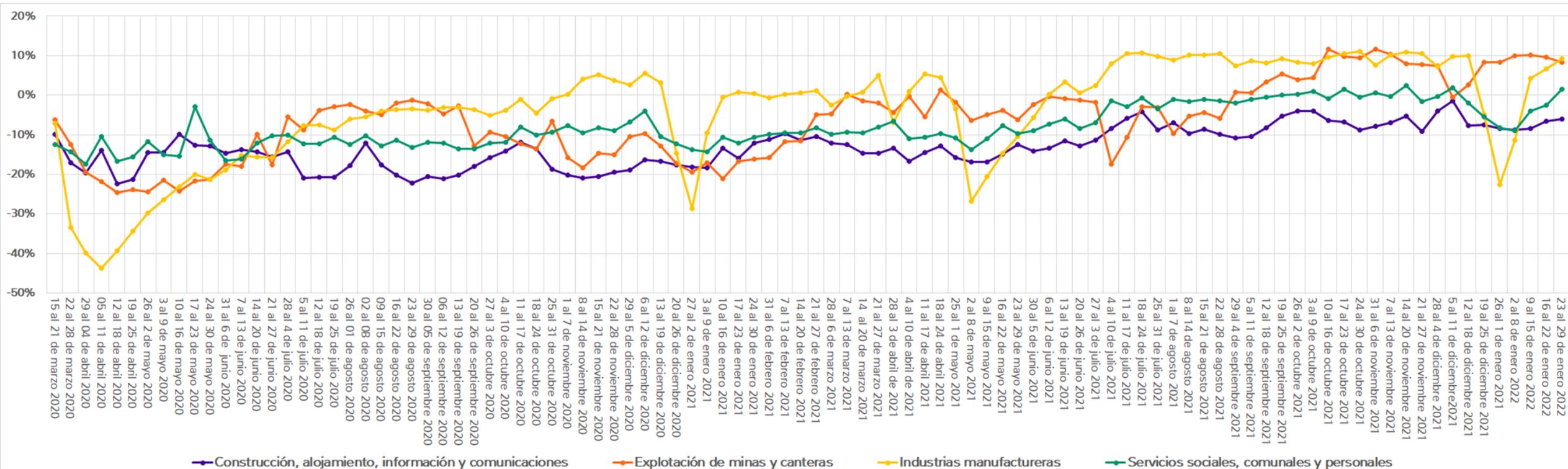
Anexos

Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2021-01	Demanda [GWh] 2022-01	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	1773.22	1948.17	13.61%	32.27%
Regulado	4142.86	4089.79	1.93%	67.73%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2021-01	Demanda [GWh] 2022-01	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	402.89	521.09	33.72%	26.75%
Transporte y almacenamiento	35.49	42.51	23.7%	2.18%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	96.62	106.12	13.41%	5.45%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	68.86	72.98	9.63%	3.75%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	118	124.49	9.01%	6.39%
Servicios sociales, comunales y personales	122.34	129.17	8.93%	6.63%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	102.6	105.86	6.72%	5.43%
Industrias manufactureras	794.69	813.86	6.05%	41.78%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	31.72	32.09	4.47%	1.65%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*



La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 22 de enero de 2021 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.

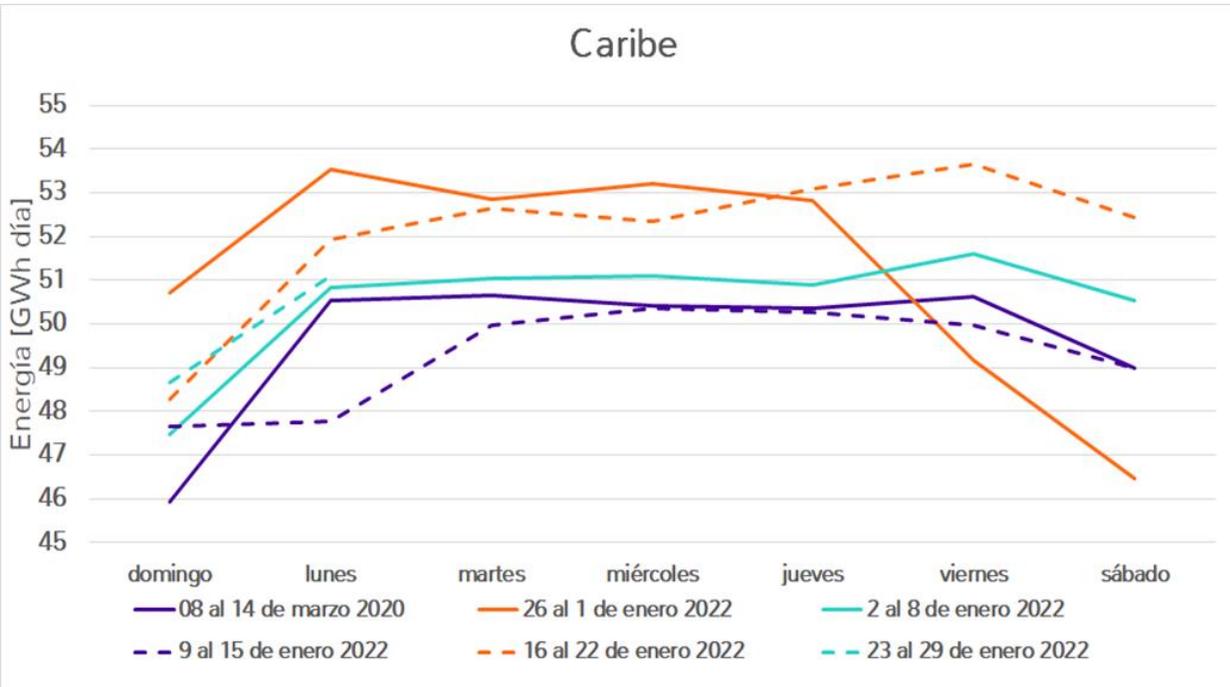
Para la **semana del 16 al 22 de enero de 2021** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 6.69% y 9.50% respectivamente contra la demanda base (8 al 14 de marzo 2020). Sin embargo, para las últimas semanas de diciembre se ve un decrecimiento de hasta un 22.67% comparado con la semana PRE-COVID debido al comportamiento social derivado de las actividades de diciembre. Las otras actividades económicas a lo largo del año han tenido una recuperación lenta; la cuales, se vieron también afectadas por las actividades de diciembre.

*Información hasta el 24 de enero de 2022

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

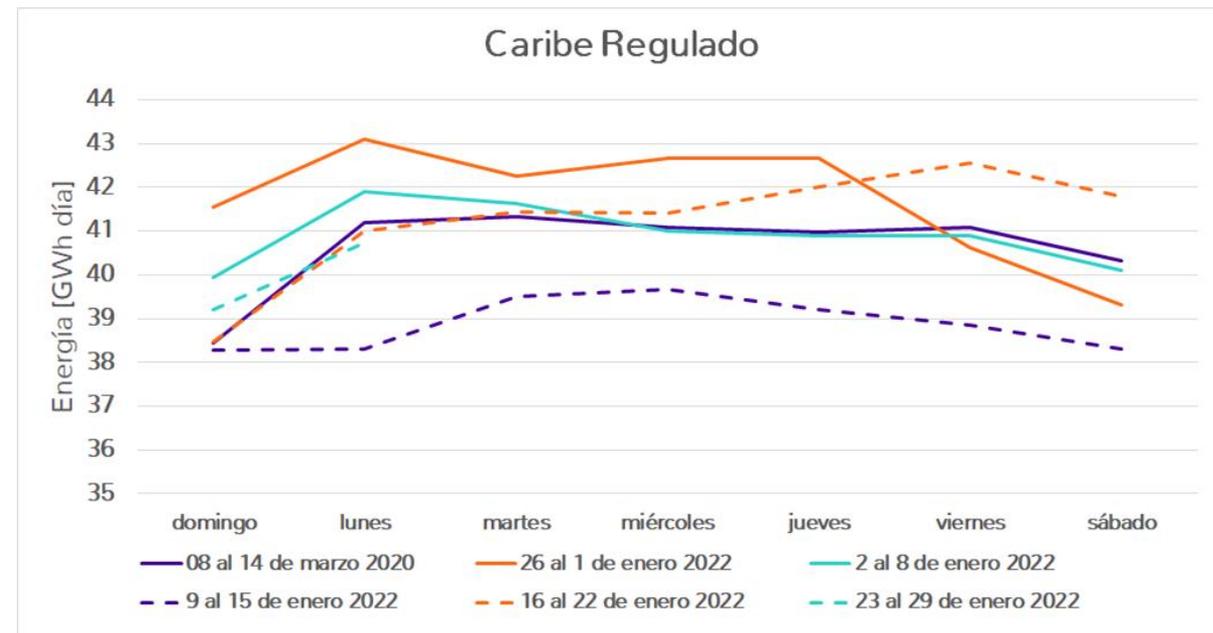
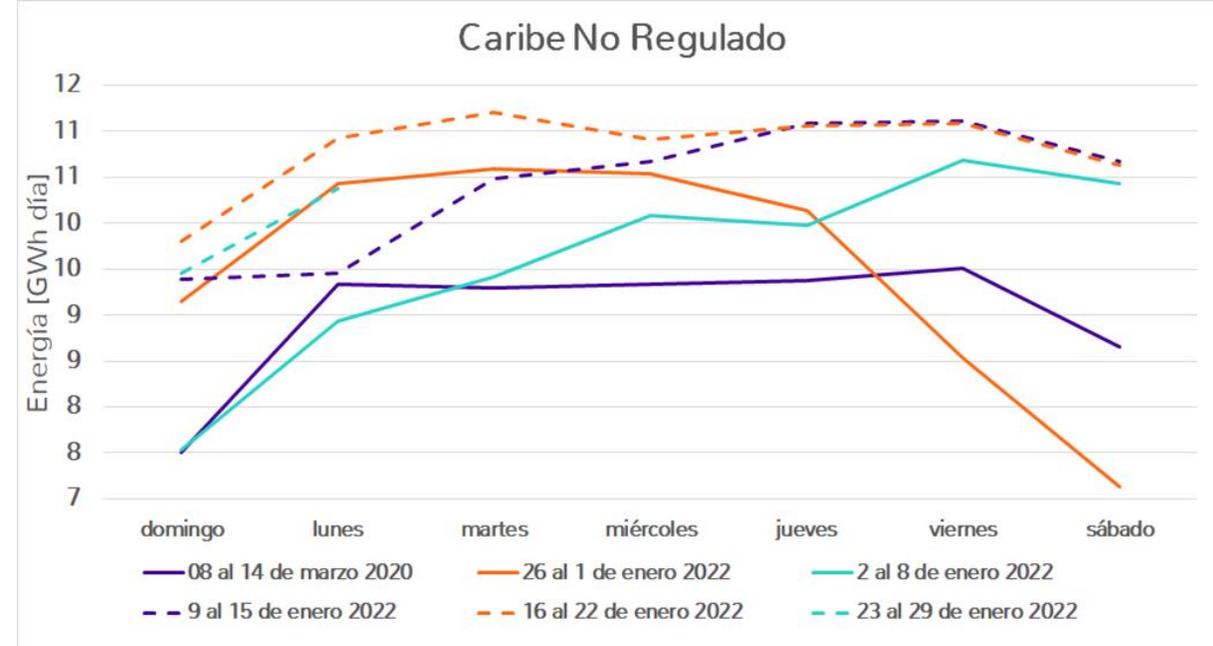


Caribe*



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

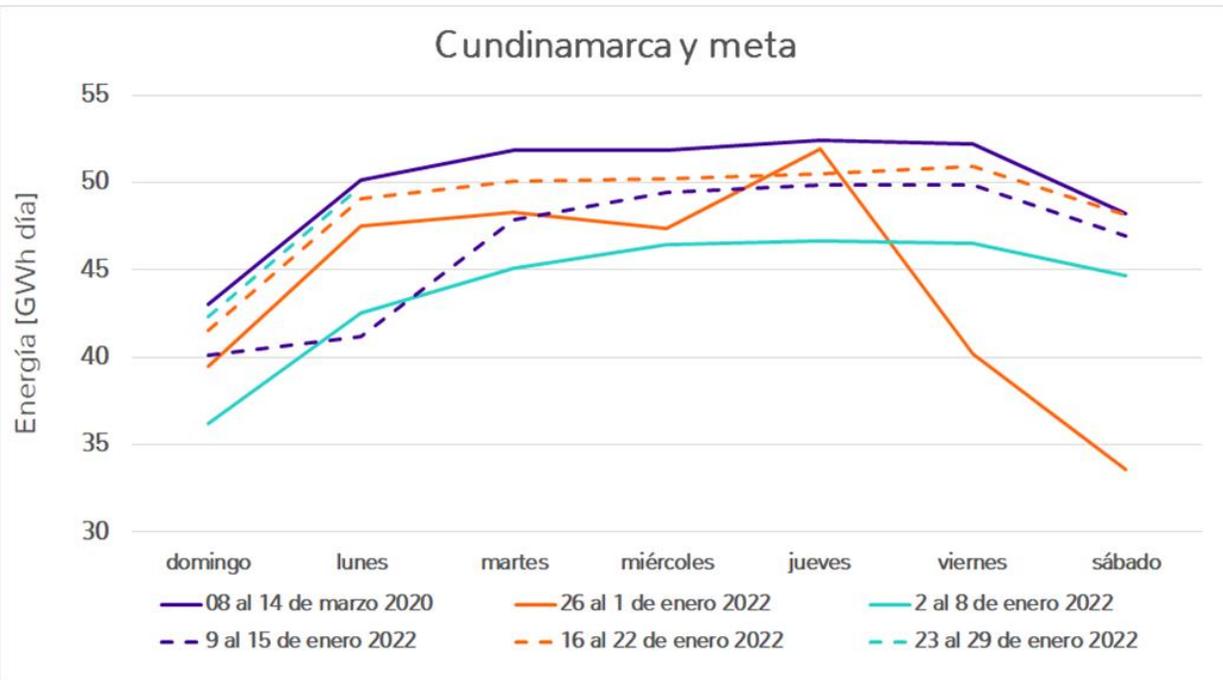
Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 4.9 % para la semana del 16 al 22 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.



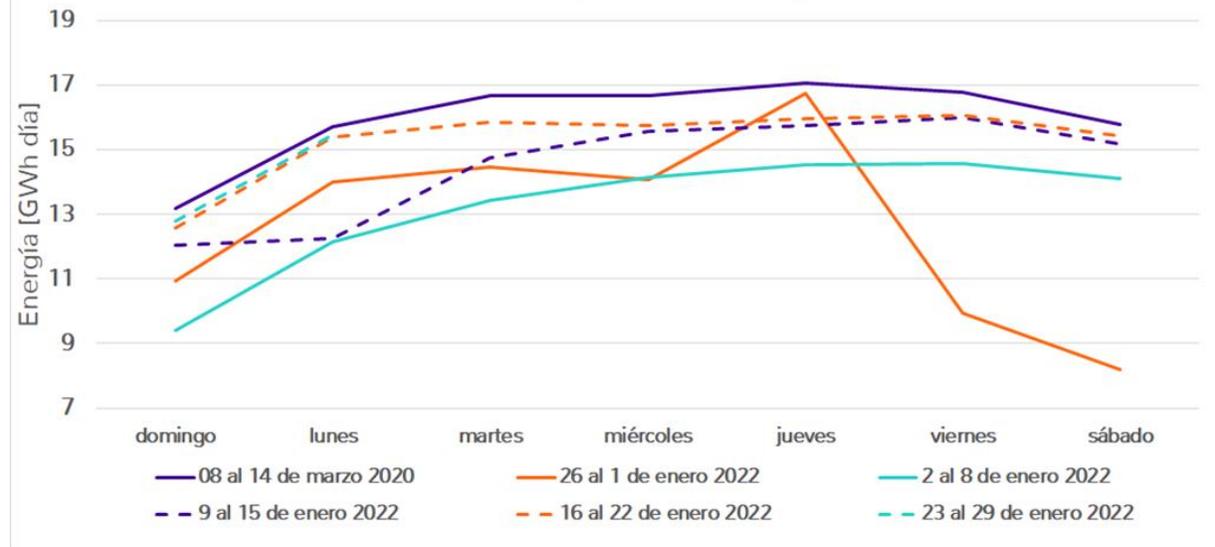
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Cundinamarca y Meta*

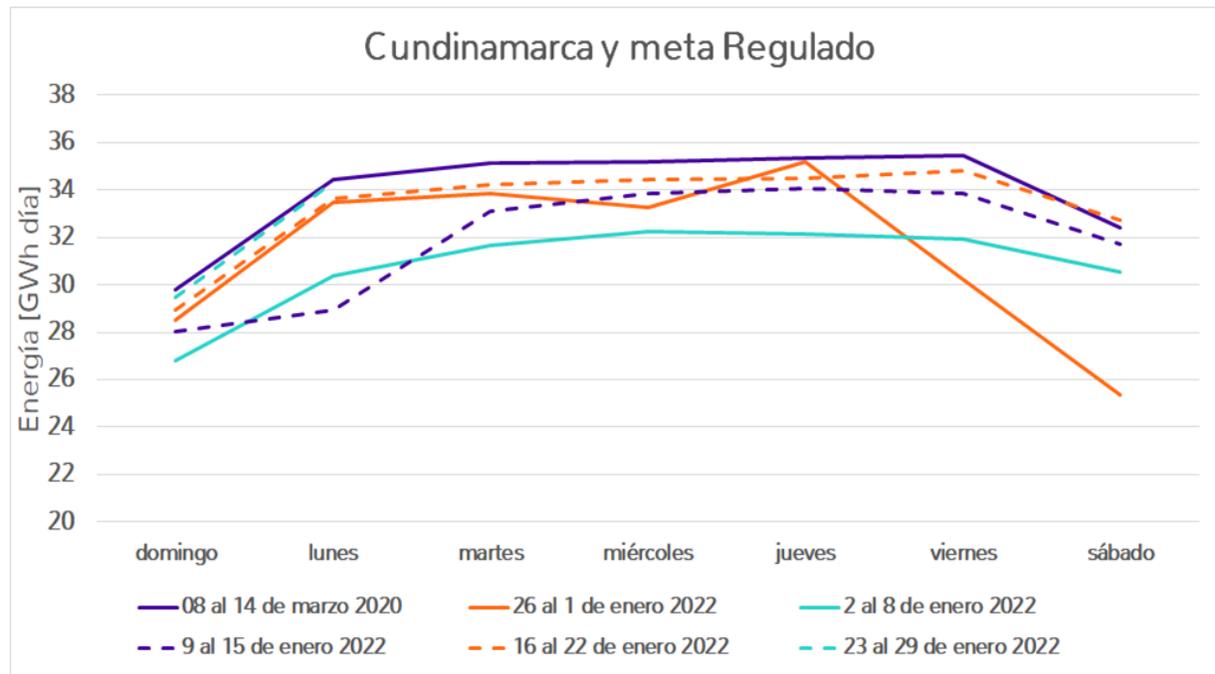
Cundinamarca y meta



Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado

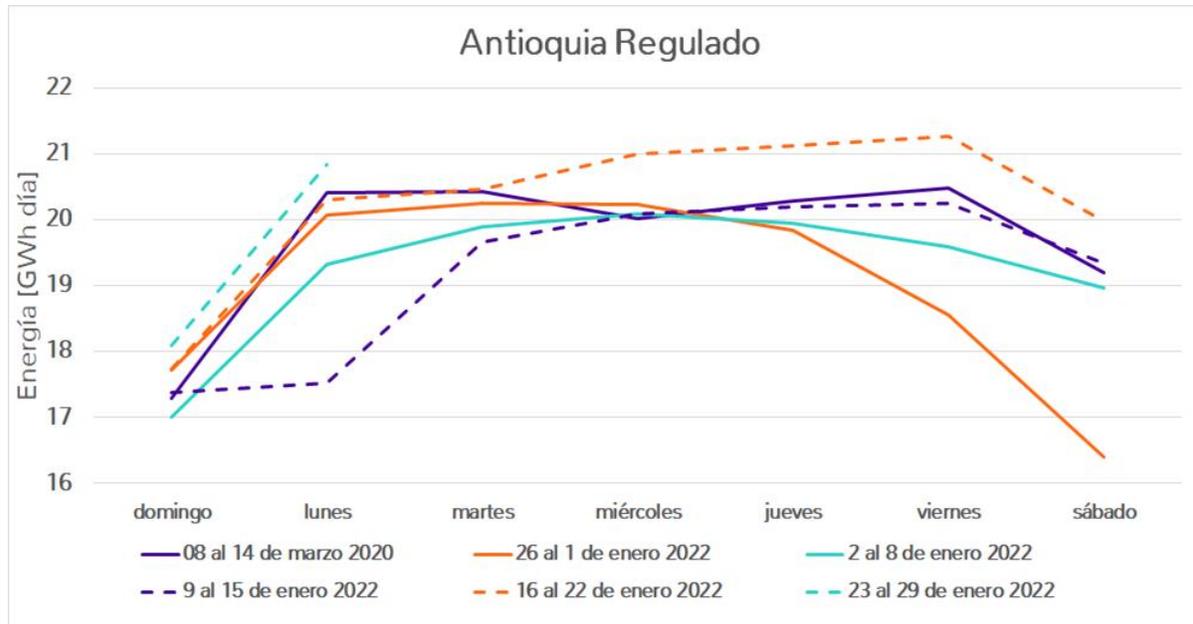
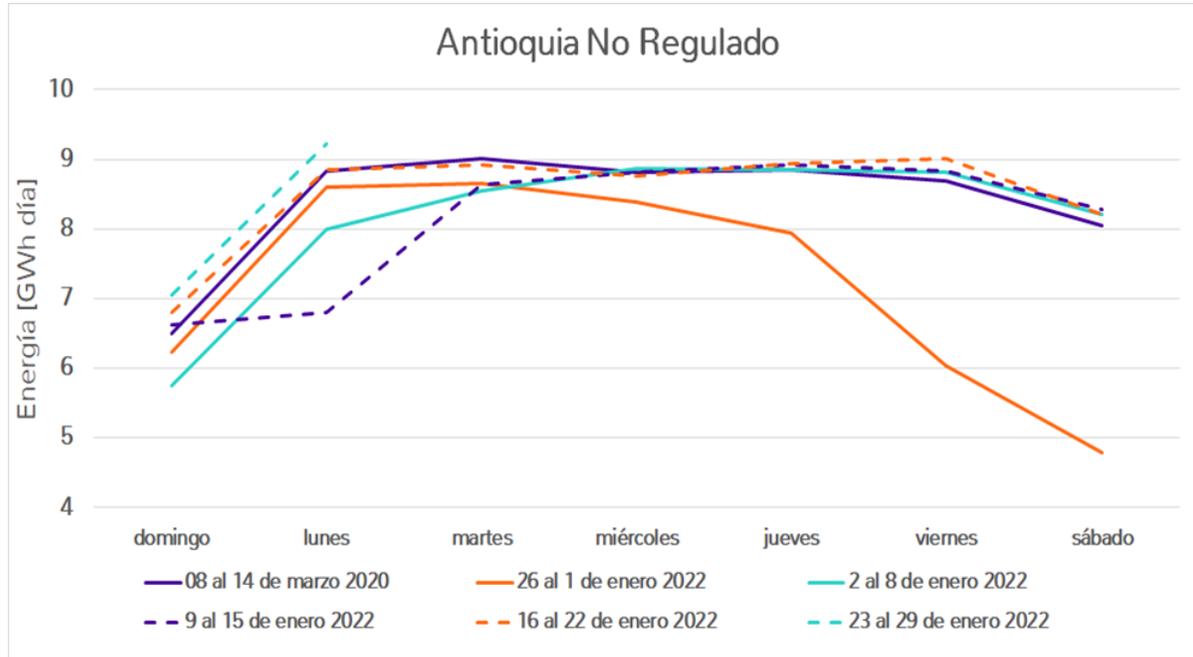
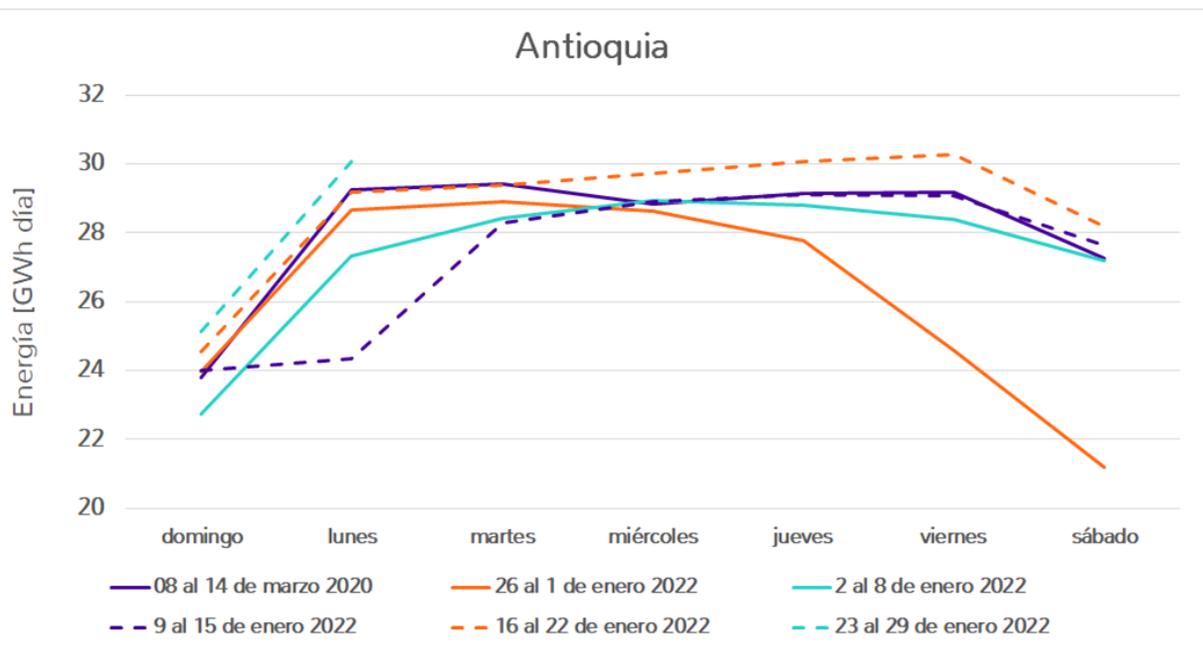


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 2.6 % para la semana del 16 al 22 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020. Esto se debe al comportamiento social de la demanda por las actividades de diciembre y las vacaciones de enero.

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

Antioquia*

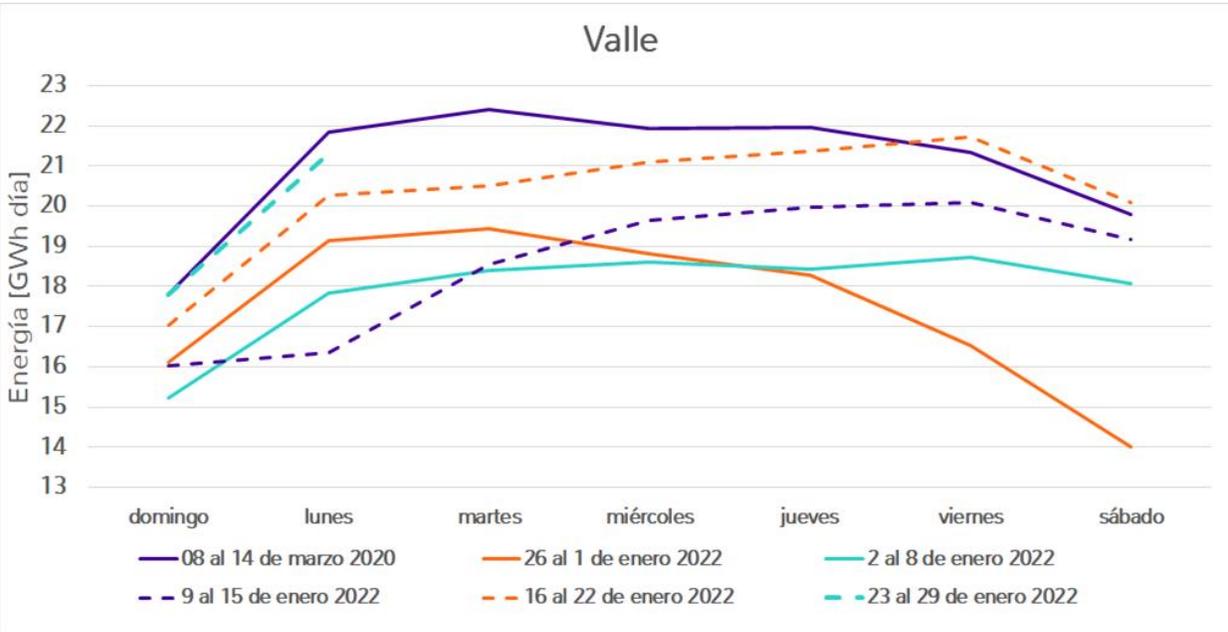


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 2.3 % para la semana del 16 al 22 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020. Esto se debe al comportamiento social de la demanda por las actividades de diciembre y las vacaciones de enero.

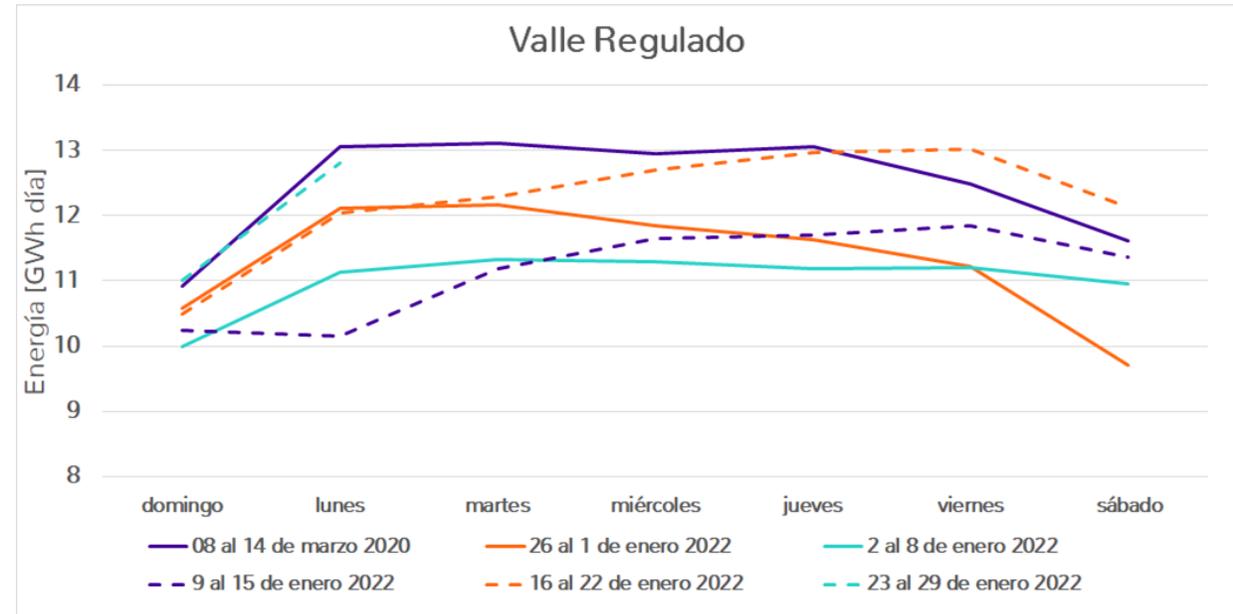
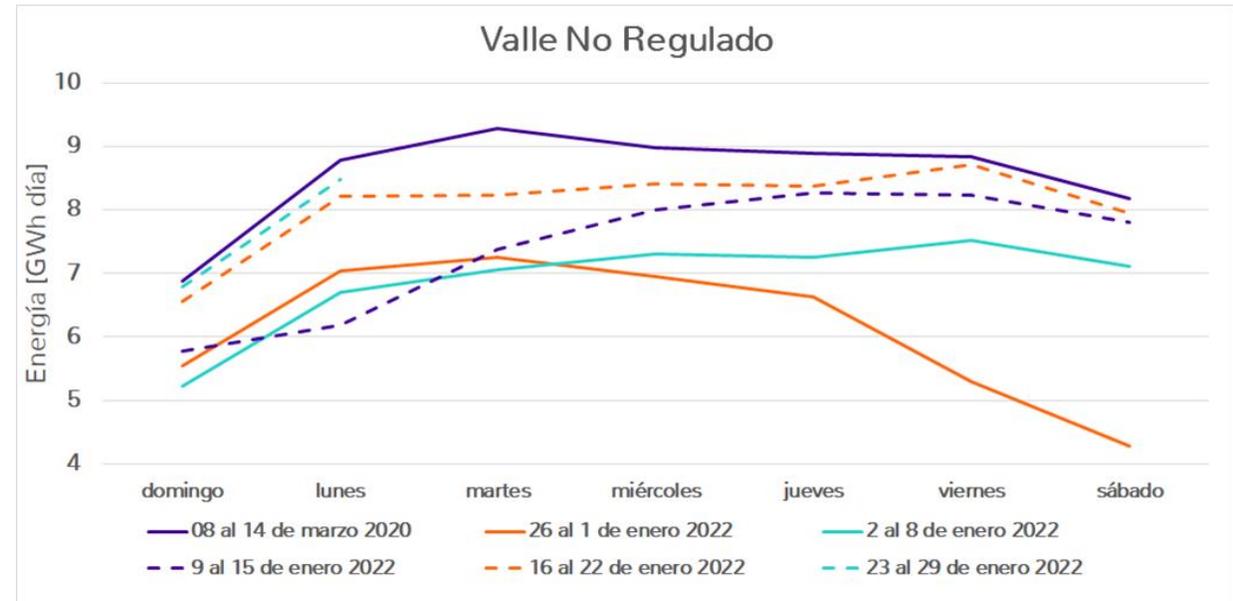
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)



Valle*

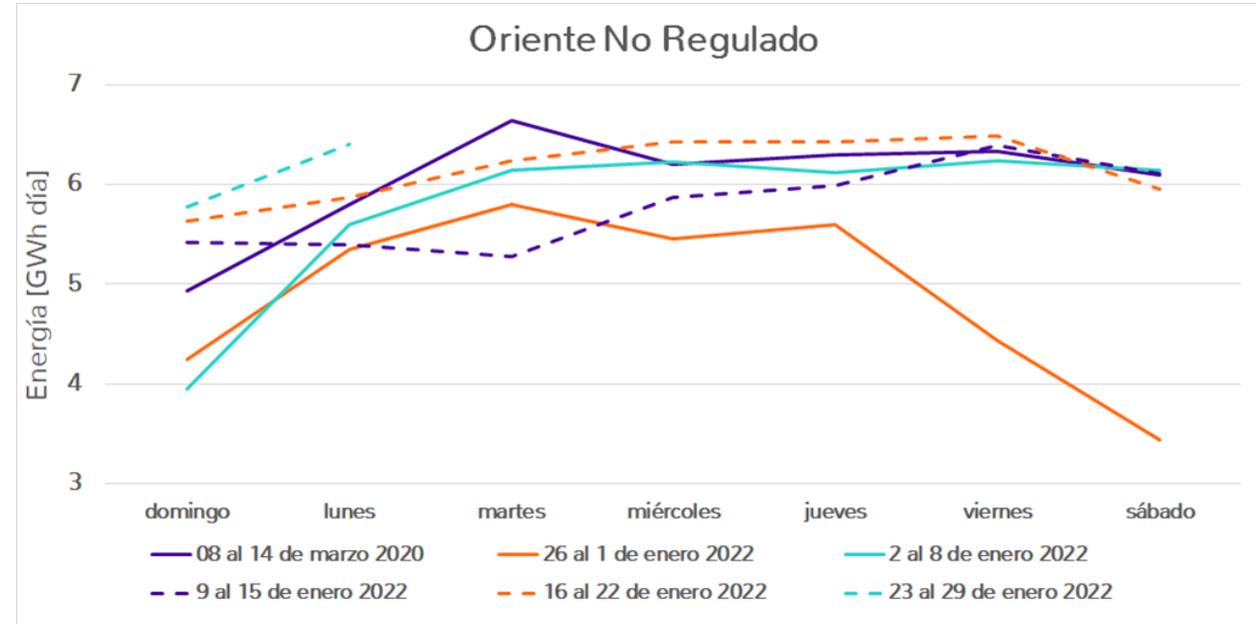
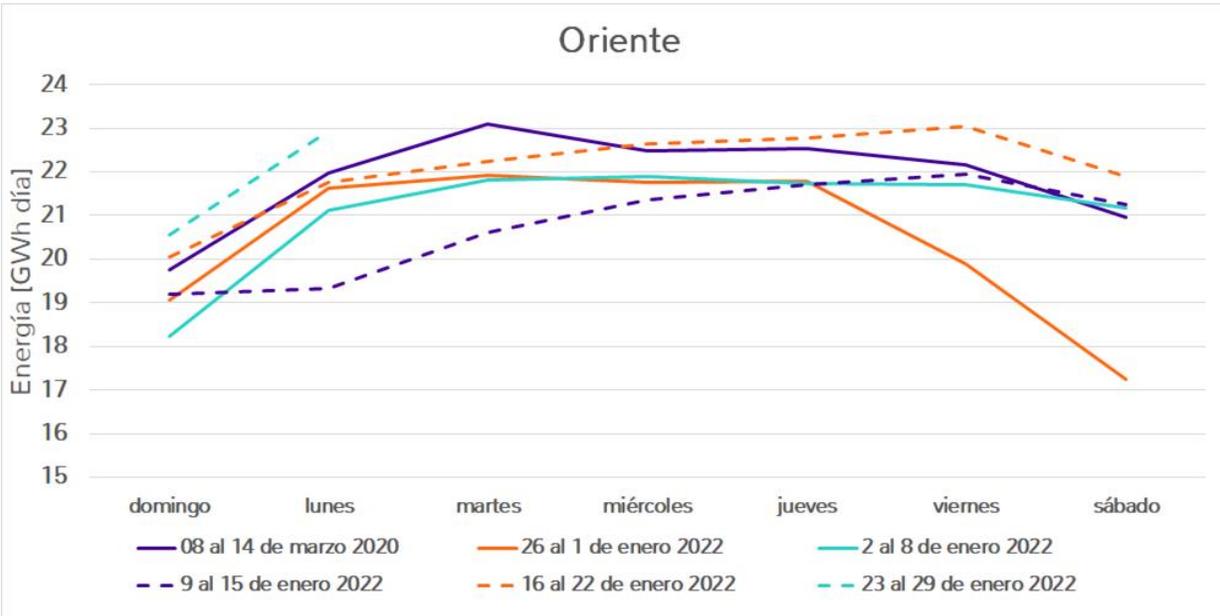


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 3.3% para la semana del 16 al 22 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020. Esto se debe al comportamiento social de la demanda por las actividades de diciembre y las vacaciones de enero.



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

Oriente*



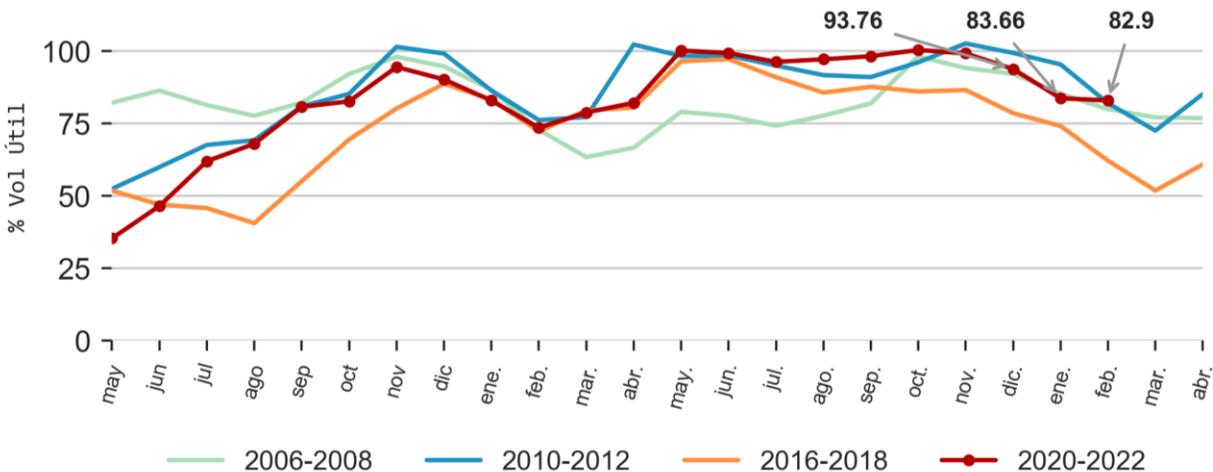
Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 1.0% para la semana del 16 al 22 de enero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020. Esto se debe al comportamiento social de la demanda por las actividades de diciembre y las vacaciones de enero.

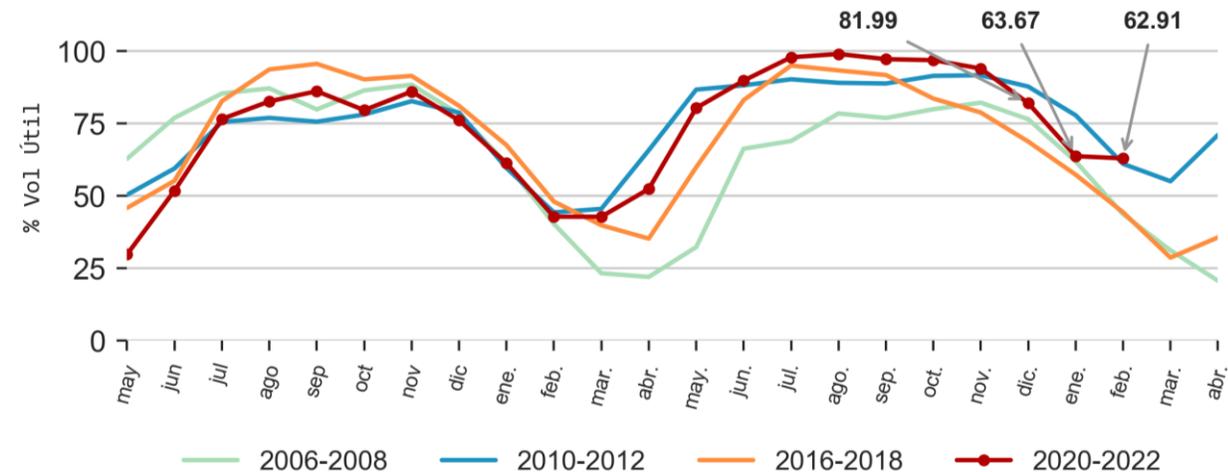
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Evolución de reservas por regiones

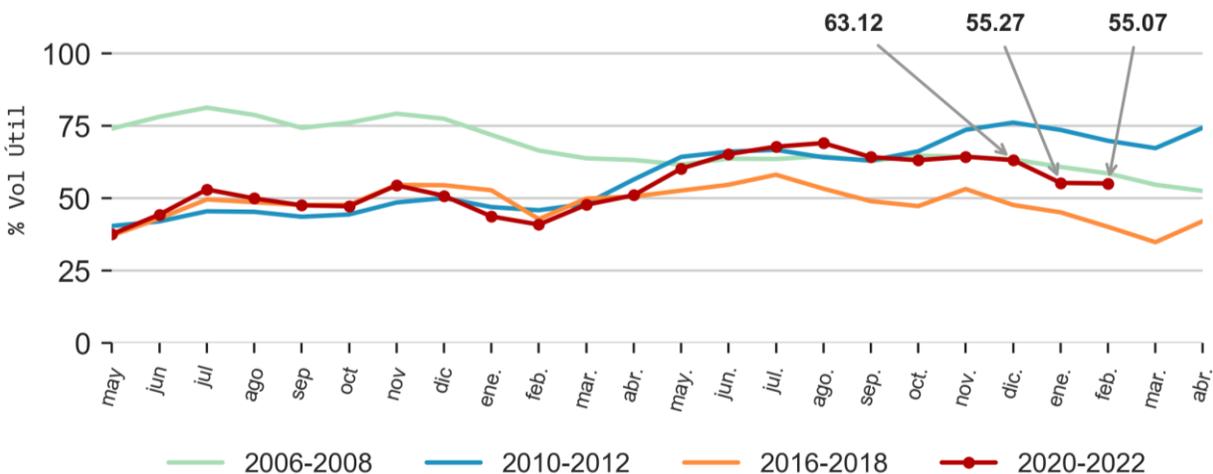
Antioquia



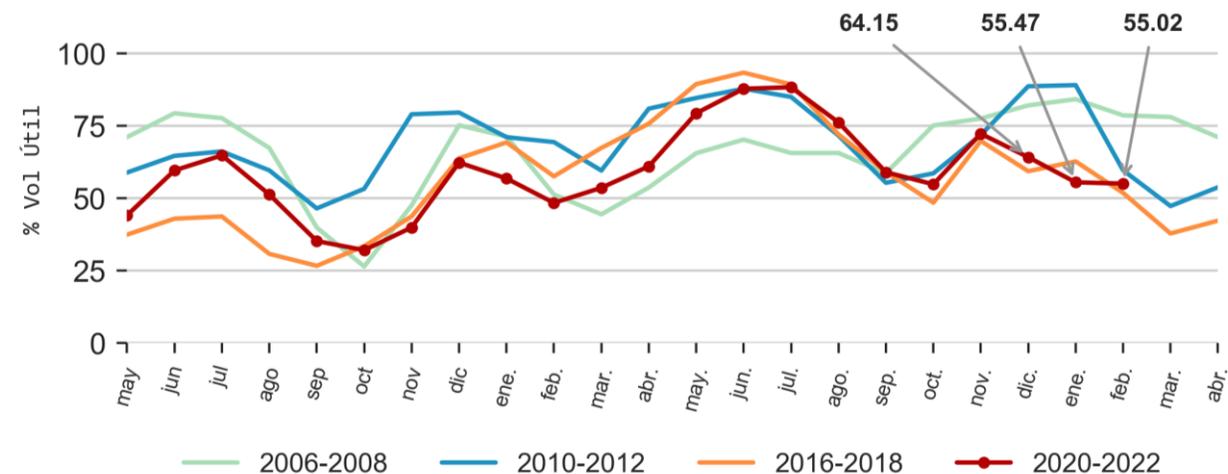
Oriente



Centro



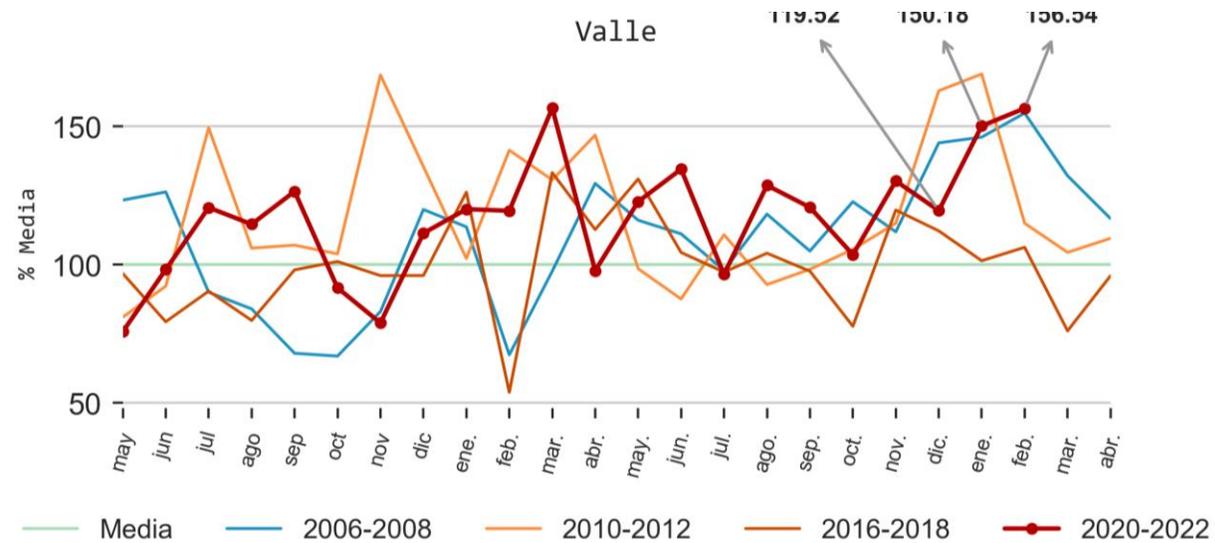
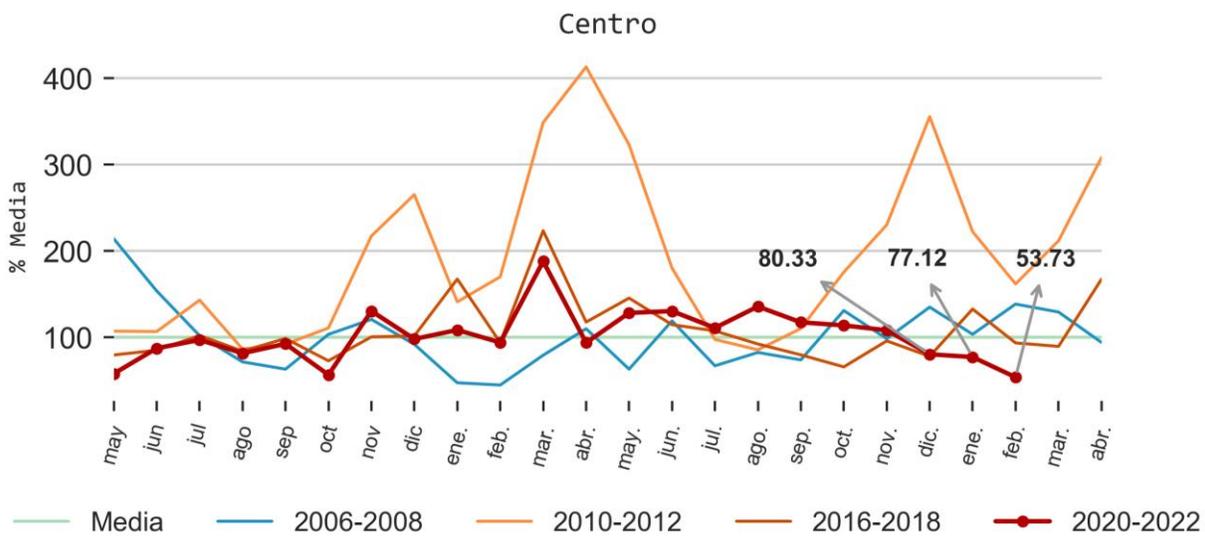
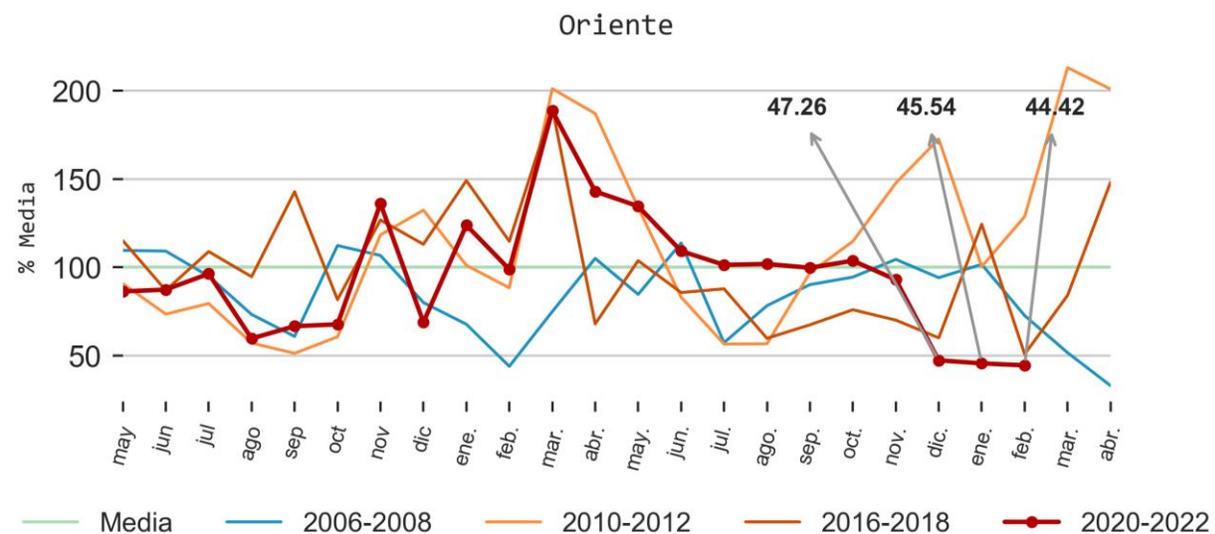
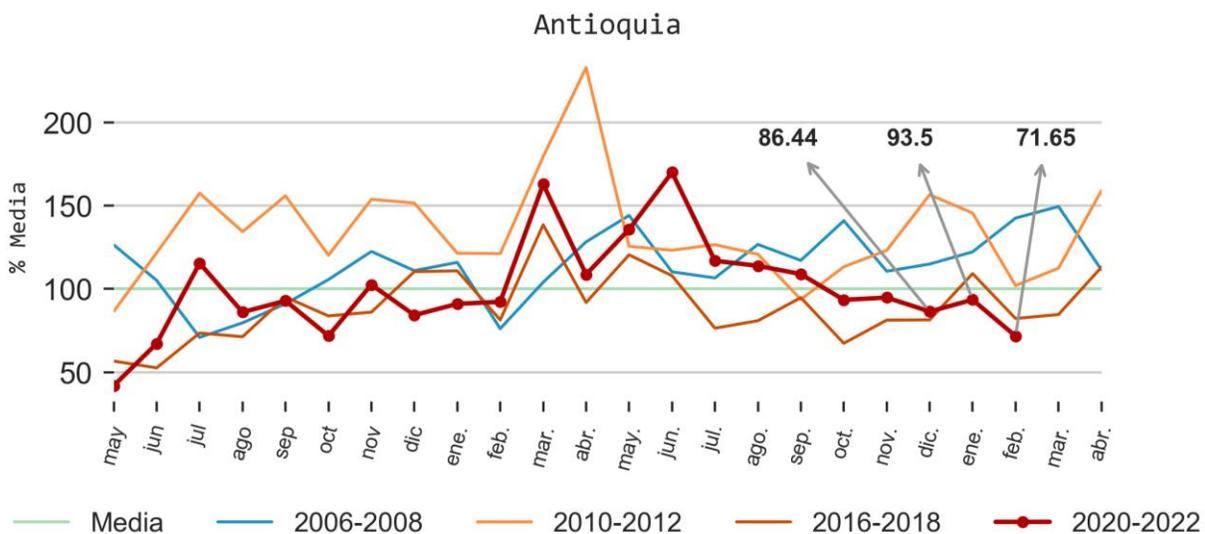
Valle



Información hasta el 2022-02-01

Información actualizada el 2022-02-02

Aportes por regiones



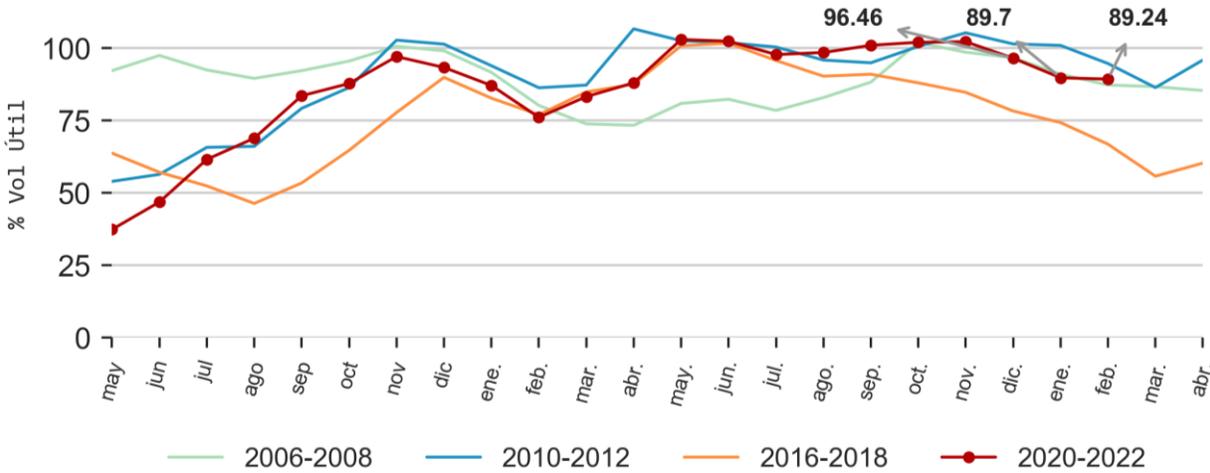
Información hasta el 2022-02-01

Similitud ENSO e hidrología

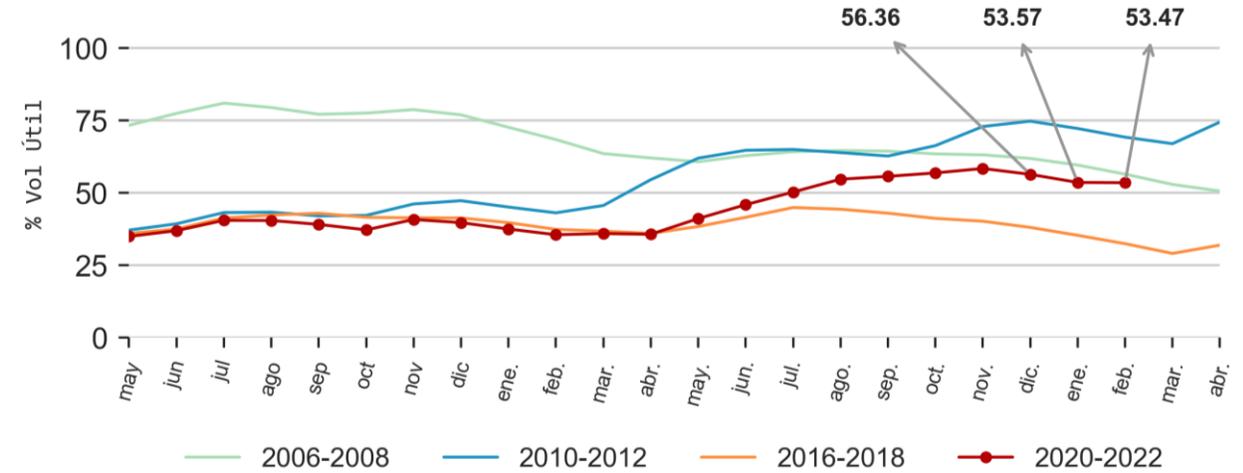
Información actualizada el 2022-02-02

Evolución de principales embalses

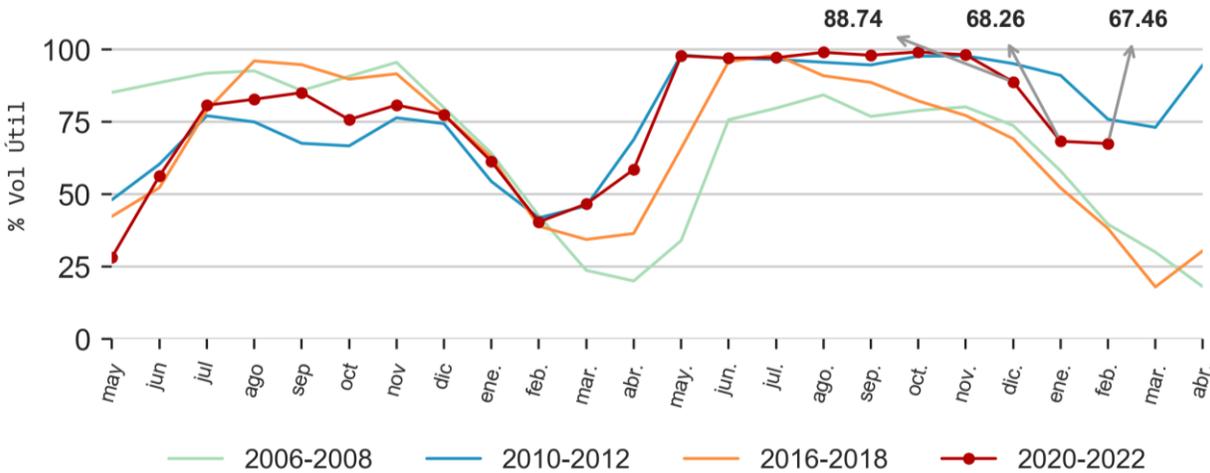
PENOL



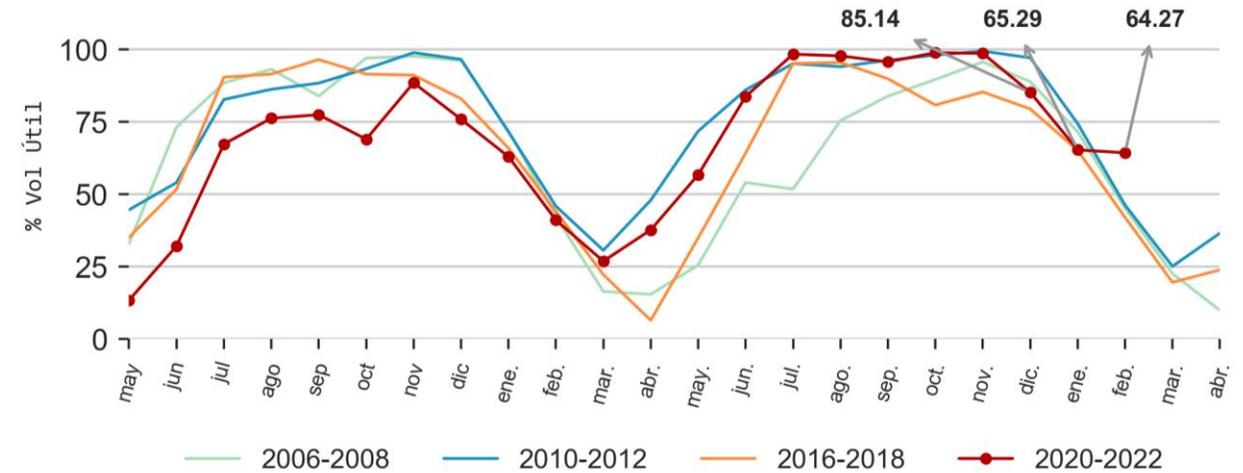
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



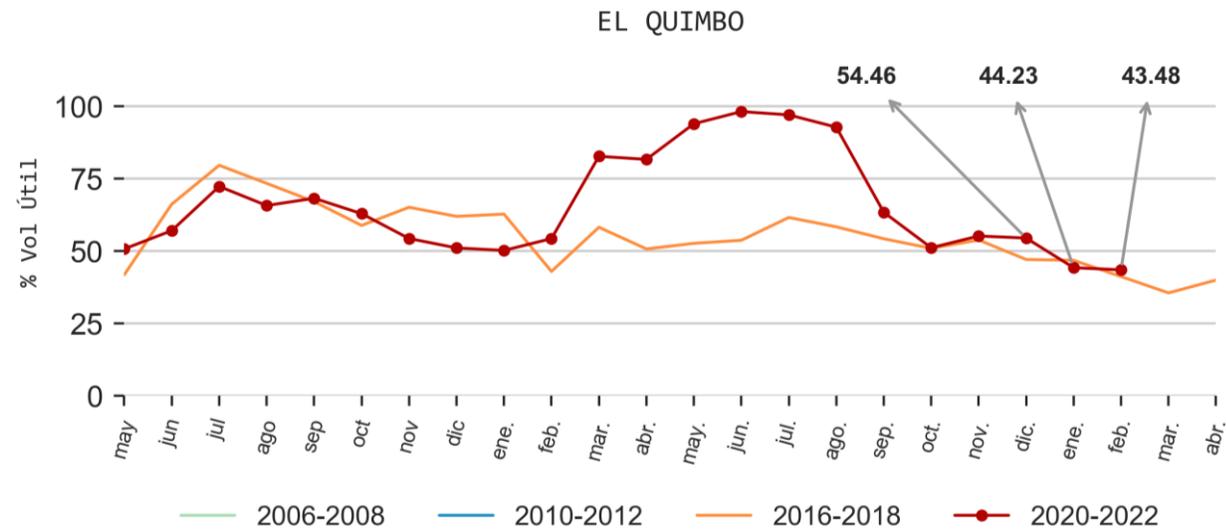
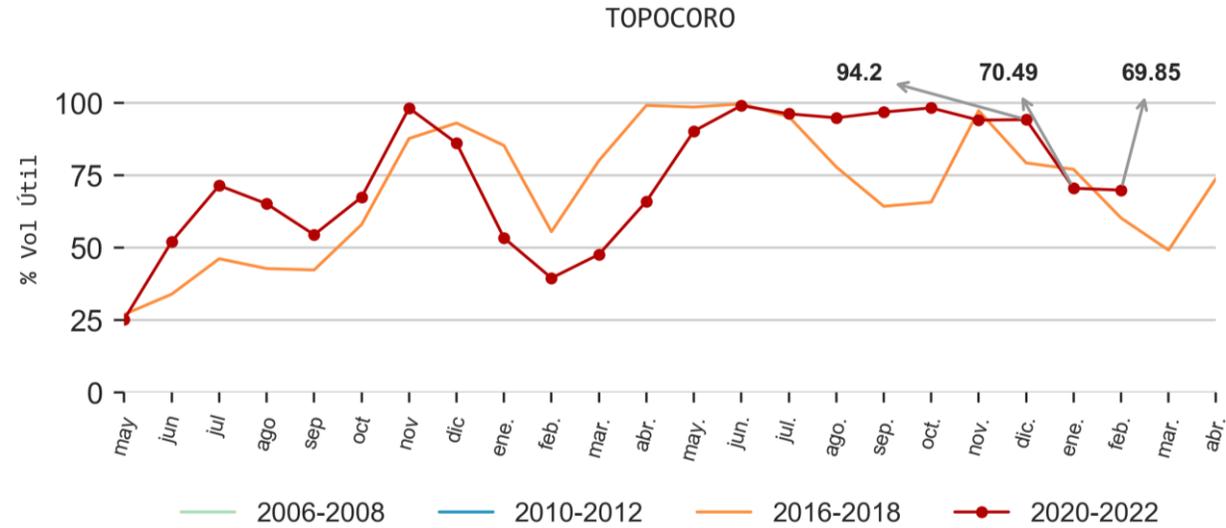
ESMERALDA



Información hasta el 2022-02-01

Información actualizada el 2022-02-02

Evolución de principales embalses

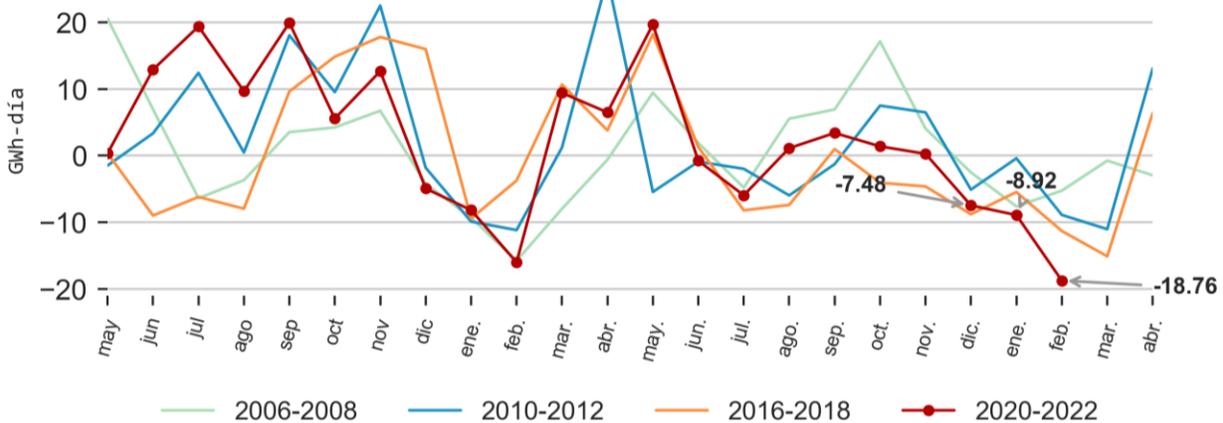


Información hasta el 2022-02-01

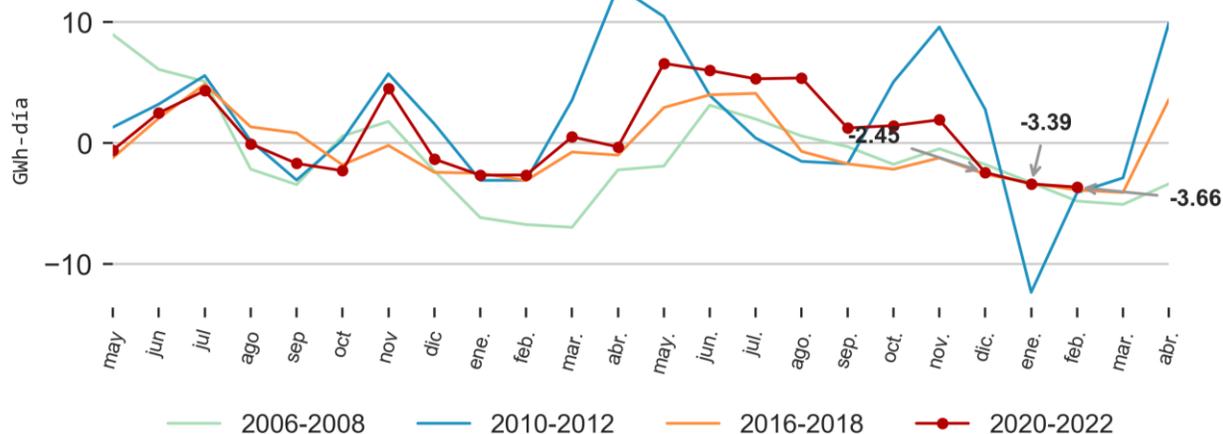
Información actualizada el 2022-02-02

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

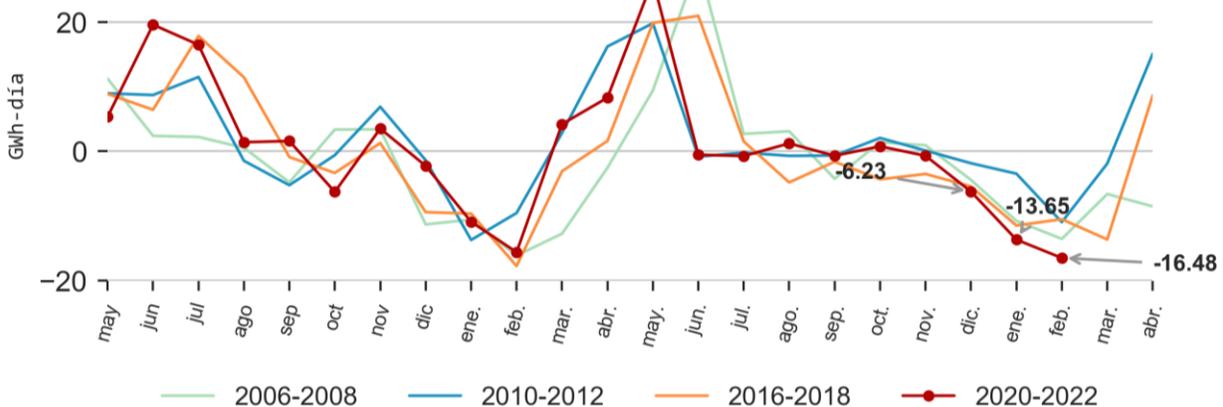
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



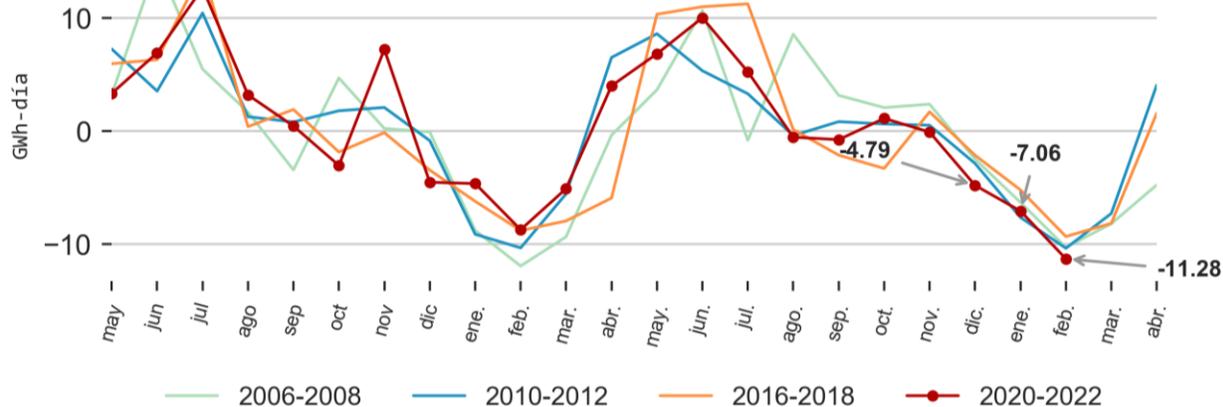
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAUVIO - Tasa de embalsamiento promedio



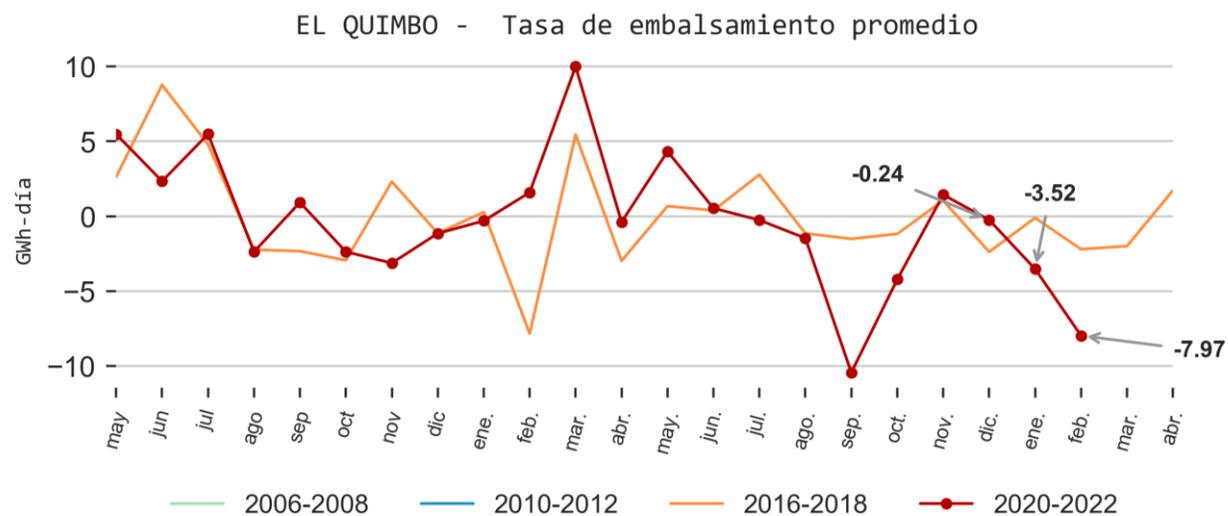
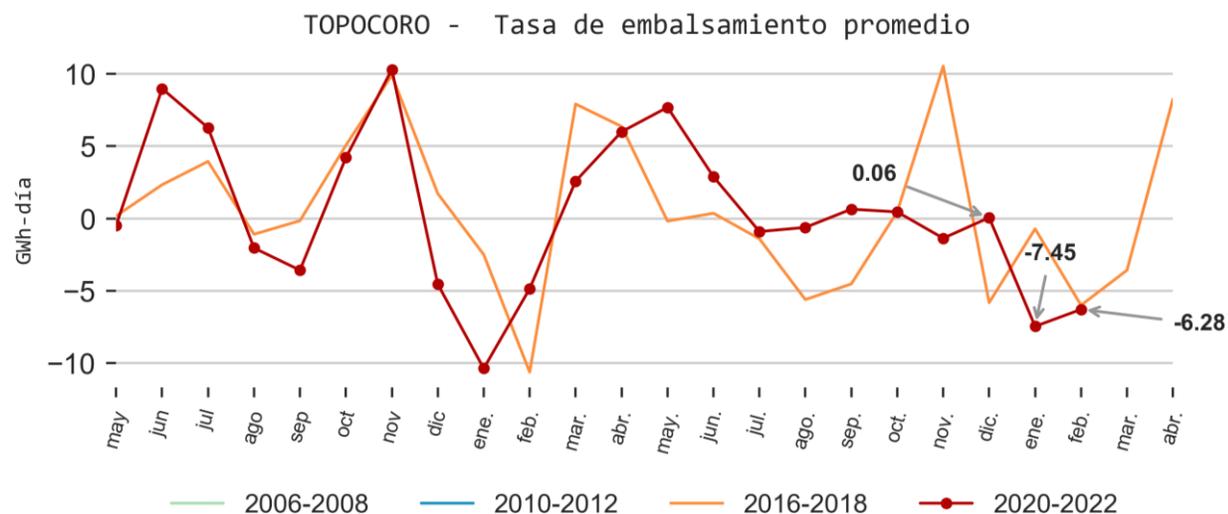
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2022-02-01

Información actualizada el 2022-02-02

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

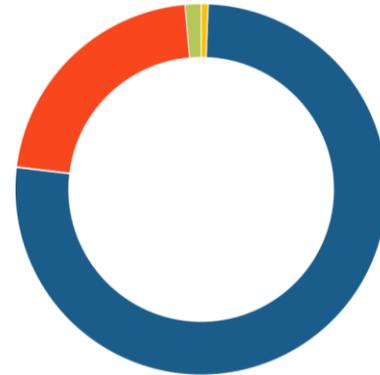
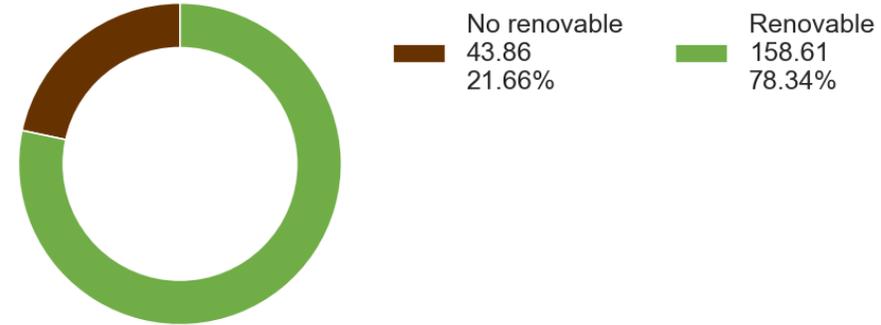


Información hasta el 2022-02-01

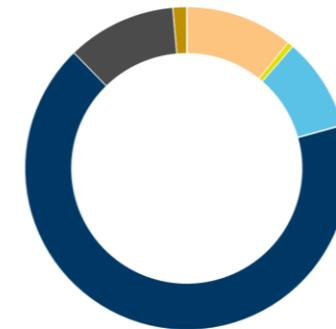
Información actualizada el 2022-02-02

Generación promedio diaria en GWh-día

Total 202.48 GWh-día



	Biomasa		Combustible fósil		Eólica		Hidráulica		Solar
2.82	2.82	43.86	43.86	0.13	0.13	154.44	154.44	1.22	1.22
1.39%	1.39%	21.66%	21.66%	0.07%	0.07%	76.28%	76.28%	0.6%	0.6%



	Bagazo		Carbón		Eólica		Fotovoltaica		Gas Importado
2.8	2.8	22.07	22.07	0.13	0.13	1.22	1.22	0.06	0.06
1.38%	1.38%	10.9%	10.9%	0.07%	0.07%	0.6%	0.6%	0.03%	0.03%
	Biogás		Embalse		Filo de agua		Gas		Líquidos
0.02	0.02	135.67	135.67	18.77	18.77	21.69	21.69	0.04	0.04
0.01%	0.01%	67.01%	67.01%	9.27%	9.27%	10.71%	10.71%	0.02%	0.02%

La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-ene.-2022 hasta el 31-ene.-2022



xm
Sumando energías