



CAMMESA

**PROGRAMACIÓN ESTACIONAL
DEFINITIVA**

Noviembre 2024 – Abril 2025

Evolución Demanda

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA – POTENCIAS MÁXIMAS



Potencia Máxima

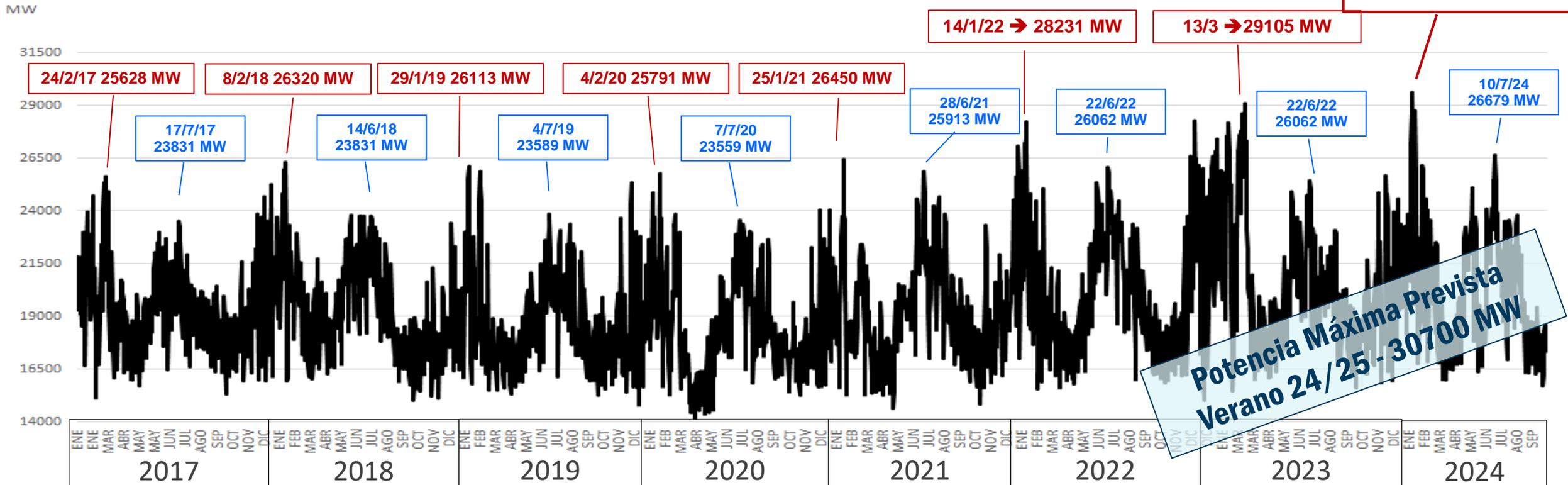
verano

2023/2024

29653 MW

	Verano 2017/2018	Invierno 2018	Verano 2018/2019	Invierno 2019	Verano 2019/2020	Invierno 2020	Verano 2020/2021	Invierno 2021	Verano 2021/2022	Invierno 2022	Verano 2022/2023	Invierno 2023	Verano 2023/2024	Invierno 2024
POTENCIA [MW]	26320	23831	26113	23859	25791	23559	26450	25913	28231	26062	29105	25476	29653	26679
FECHA	8/2/2018	14/6/2018	29/1/2019	04/07/2019	04/02/2020	07/07/2020	25/01/2021	28/06/2021	14/01/2022	22/06/2022	13/03/2023	18/07/2023	01/02/2024	10/07/2024
DÍA	Jueves	Jueves	Martes	Jueves	Martes	Martes	Lunes	Lunes	Viernes	Miércoles	Lunes	Miércoles	Jueves	Miércoles
HORA	15:35	20:29	14:25	20:42	14:57	20:42	14:41	20:46	14:12	20:32	15:28	20:59	14:48	20:51
Temp GBA [°C]	30.2	8.3	30.9	7.3	29.5	7.4	30.8	7.7	33.8	7.5	31.0	6.2	31.5	5.0

Demanda Máxima de Potencia SADI



Hábiles

Jueves 01-feb 2024

597.7 GWh

31.5 °C

Hábiles de Invierno

Jueves 11-jul 2024

531.0 GWh

6.3 °C

Sábados

11-mar 2023

559.8 GWh

32.2 °C

Domingos

12-feb 2023

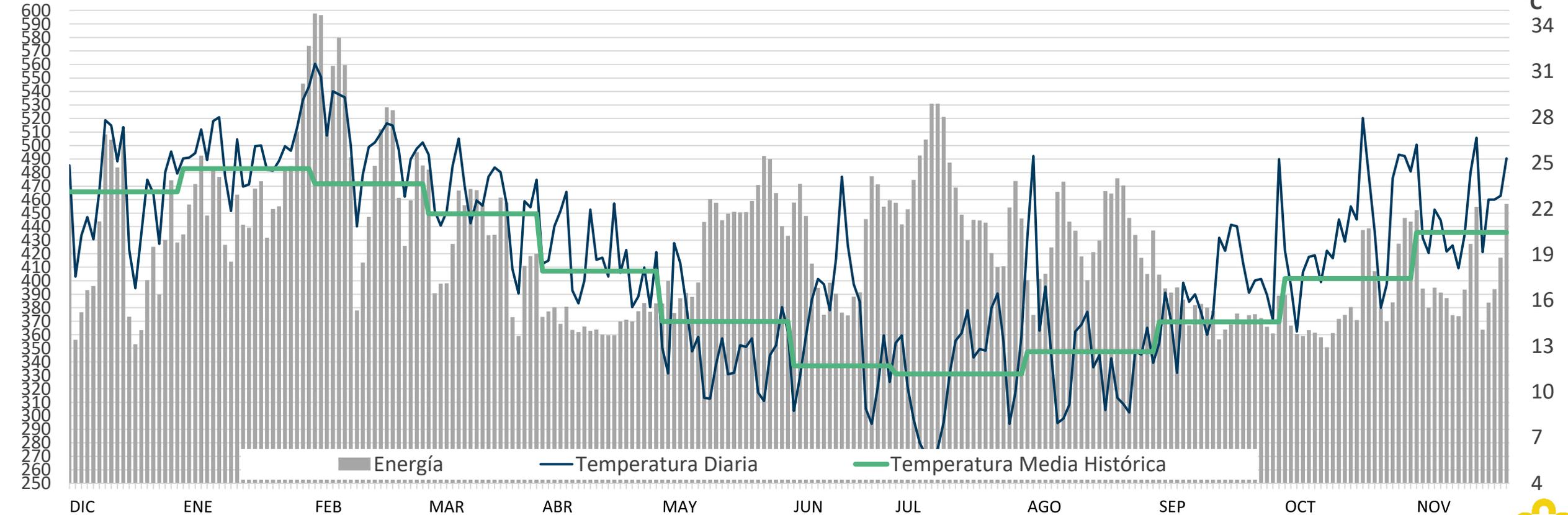
543.6 GWh

33.3 °C

Energías Días Hábiles Dic/23- Nov/24

GWh

°C



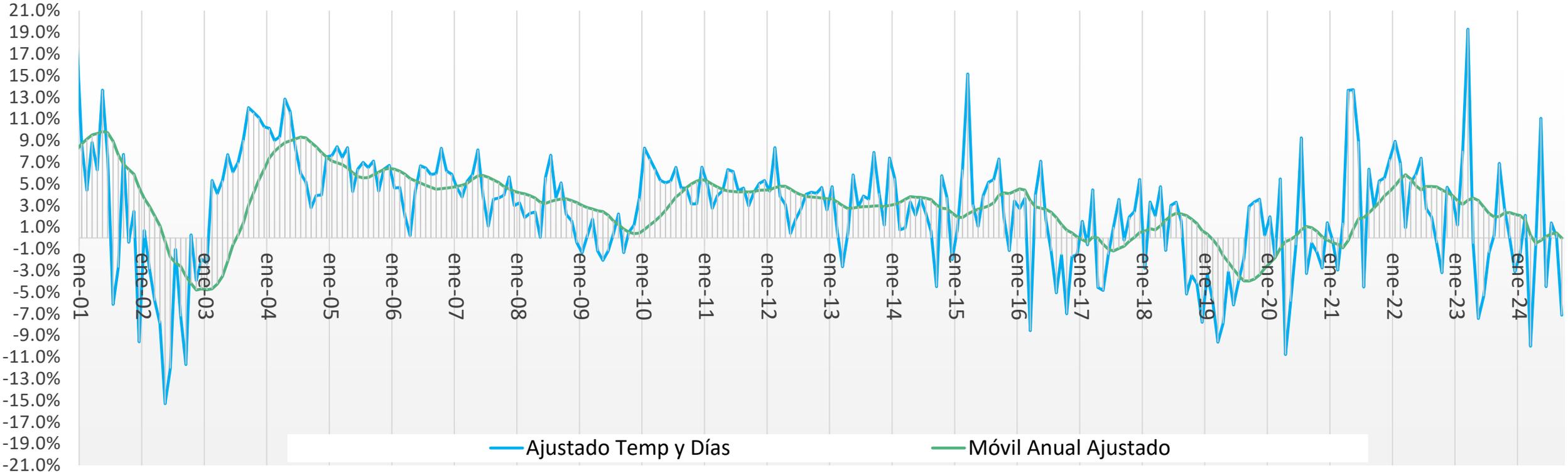
CRECIMIENTO MEDIO MÓVIL ANUAL



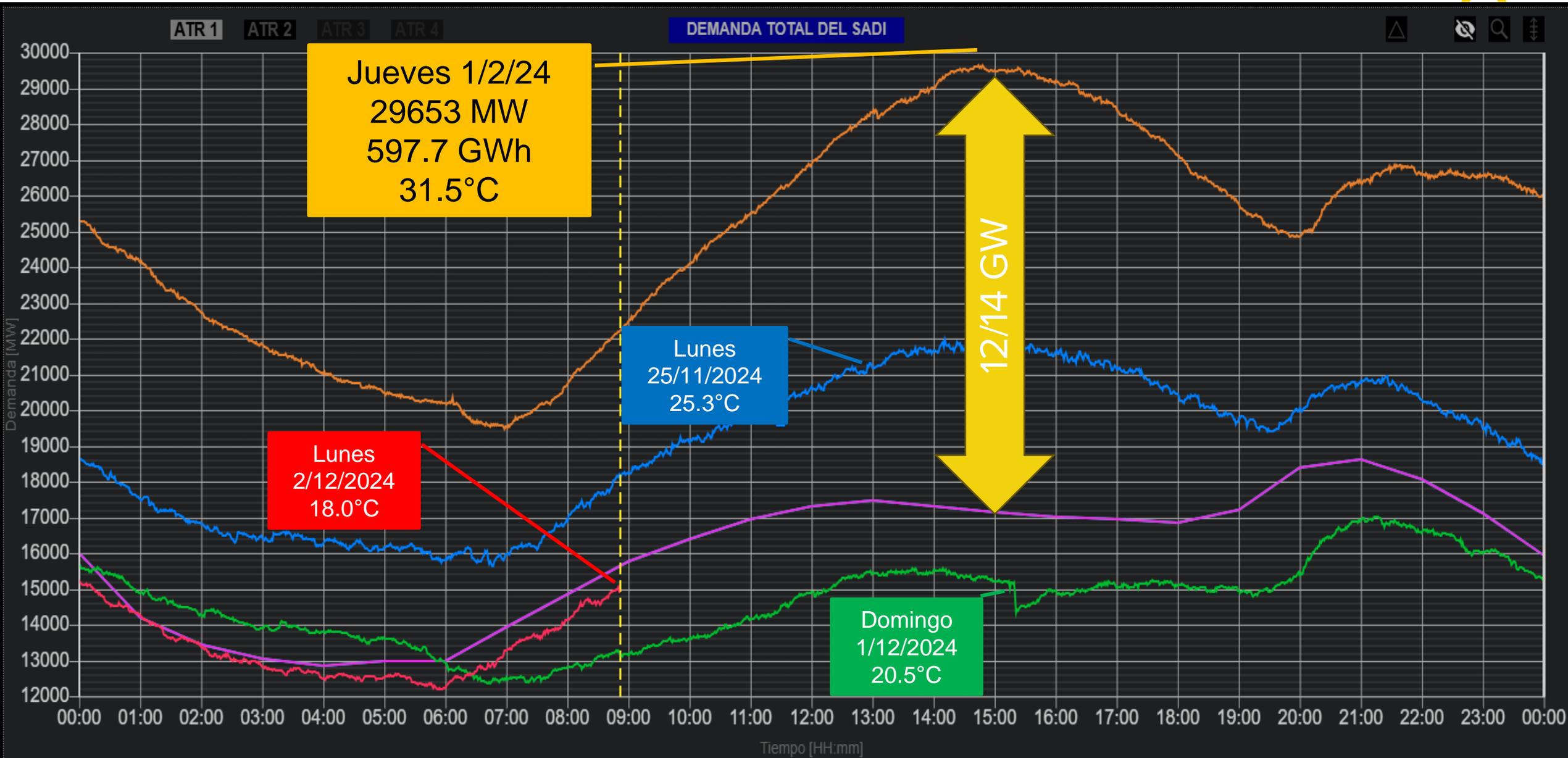
0.0 %

Estos valores **no** incluyen Patagonia y están ajustados a igual cantidad de tipo de días y temperatura media mensual (hasta Septiembre 2024).

Demanda Neta de Energía Ajustada a Igual Cantidad de Tipo de Día y Temperaturas Medias (sin Patagonia)



EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA – ENERGÍA y POTENCIA

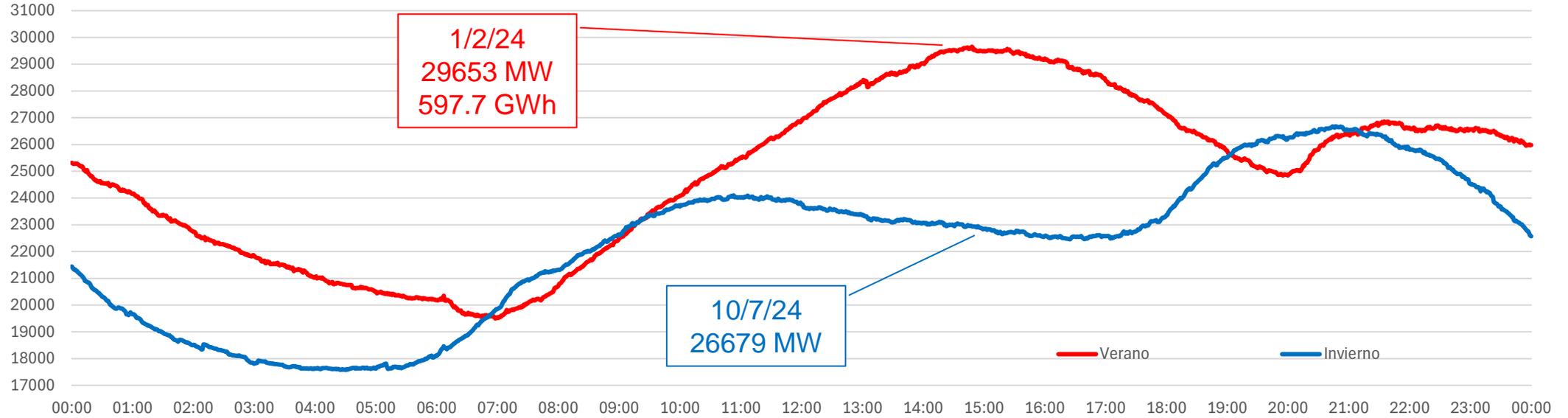


EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA – ENERGÍA y POTENCIA

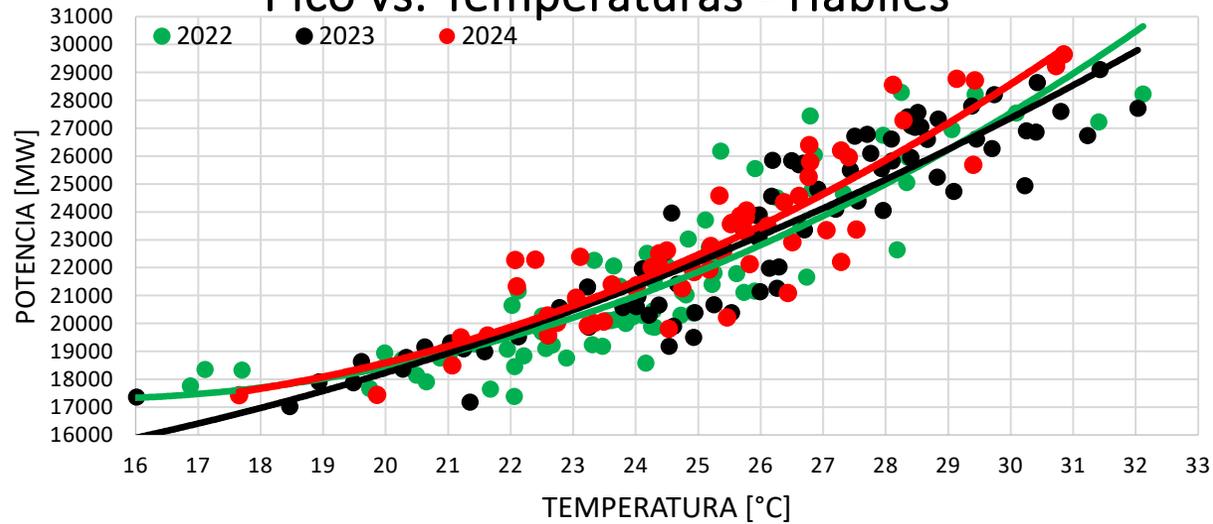


MW

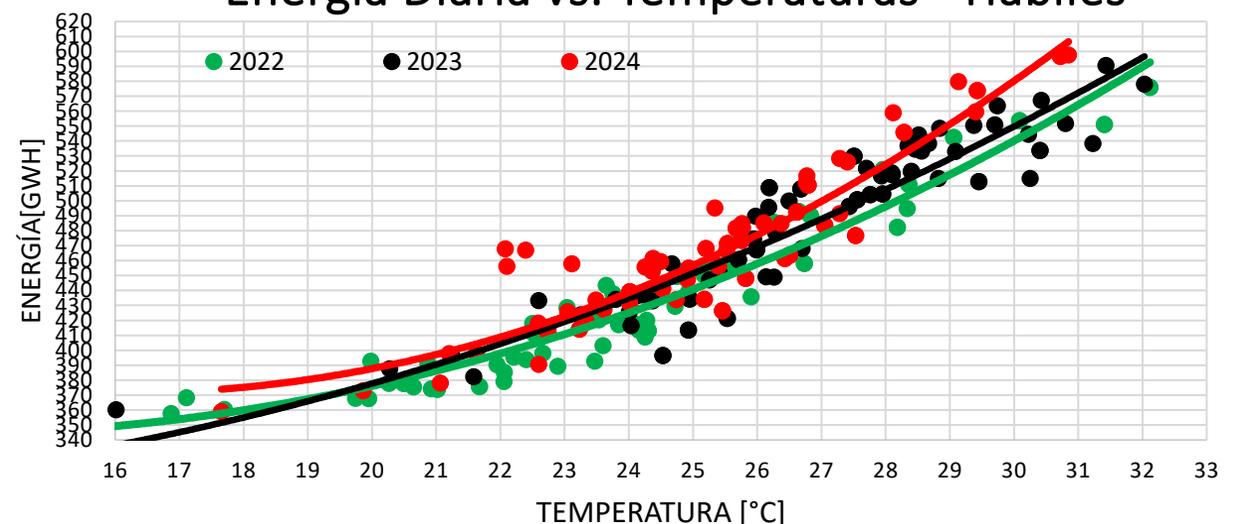
DEMANDAS RECORD



Pico vs. Temperaturas - Hábiles



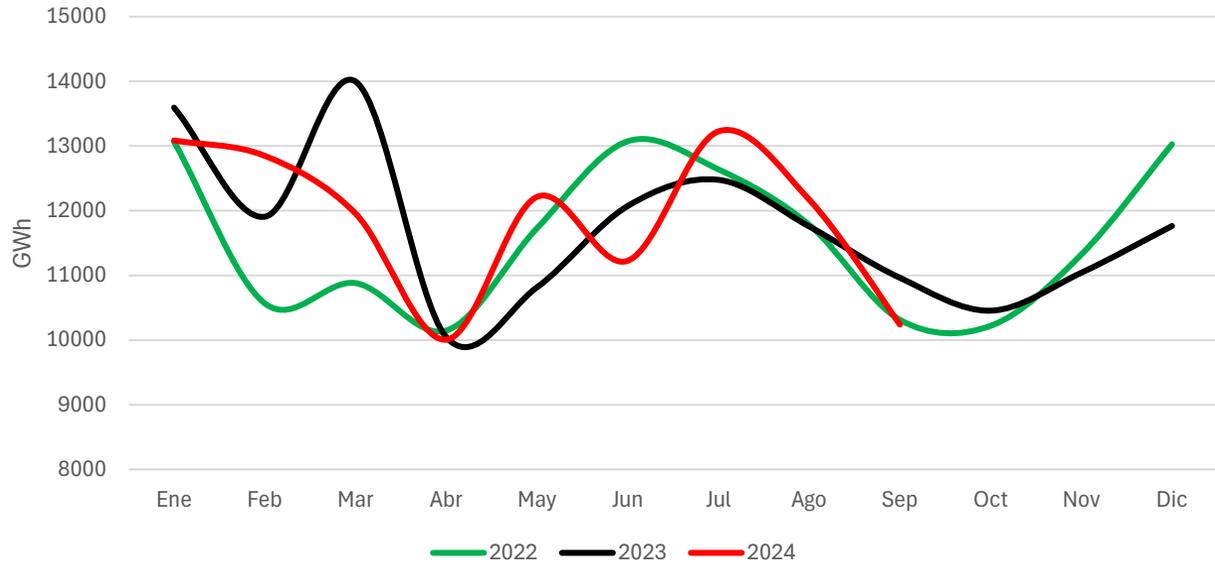
Energía Diaria vs. Temperaturas - Hábiles



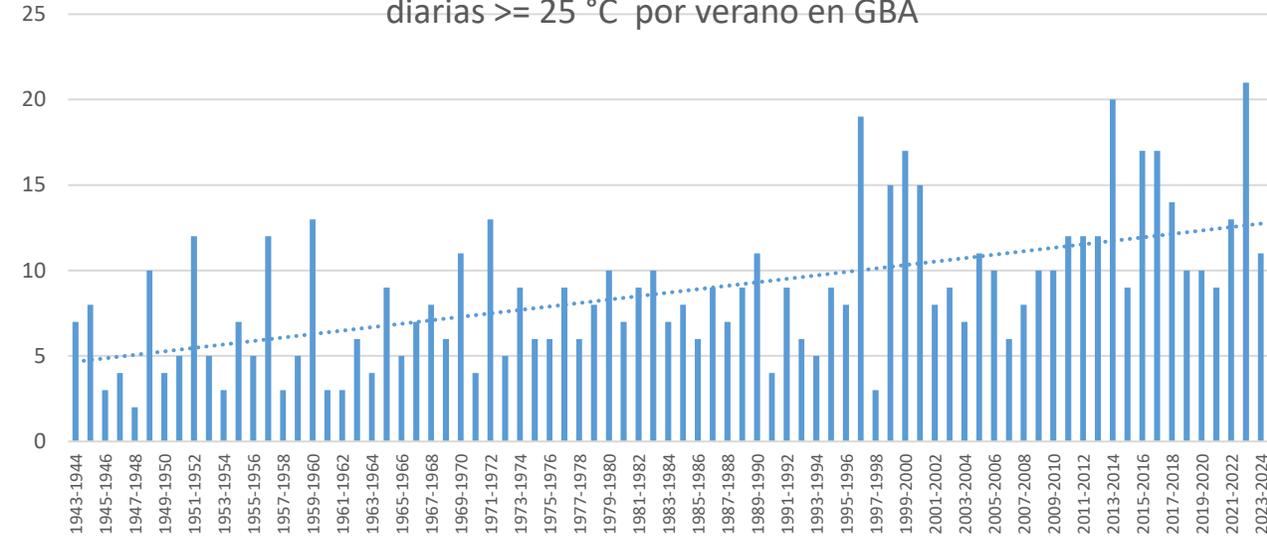
Temperaturas Históricas



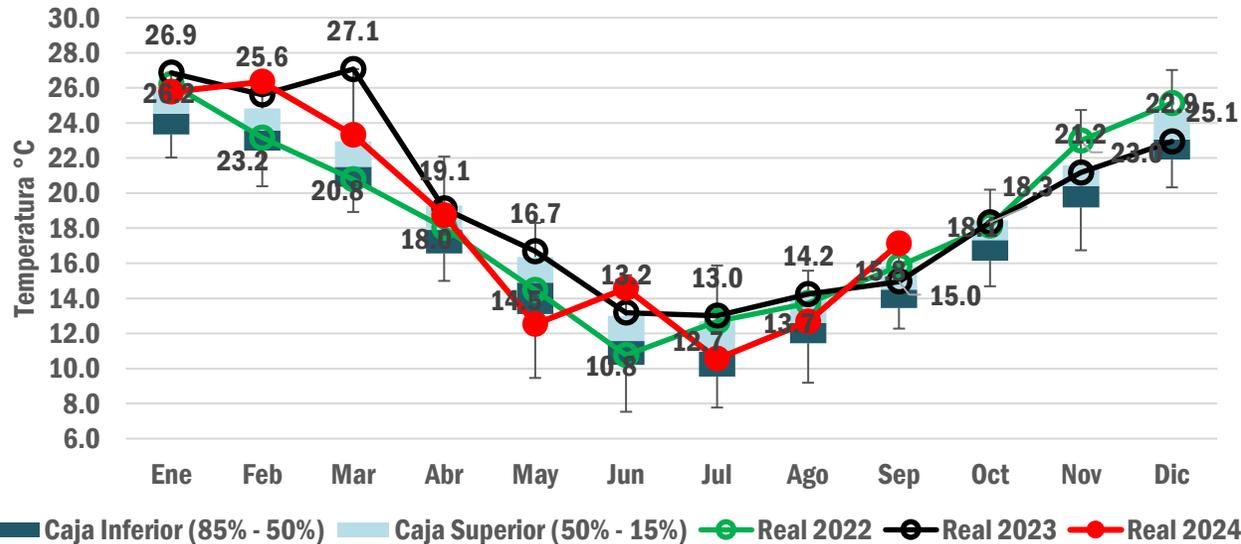
DEMANDAS MENSUALES NETAS TRANSACCIONADAS



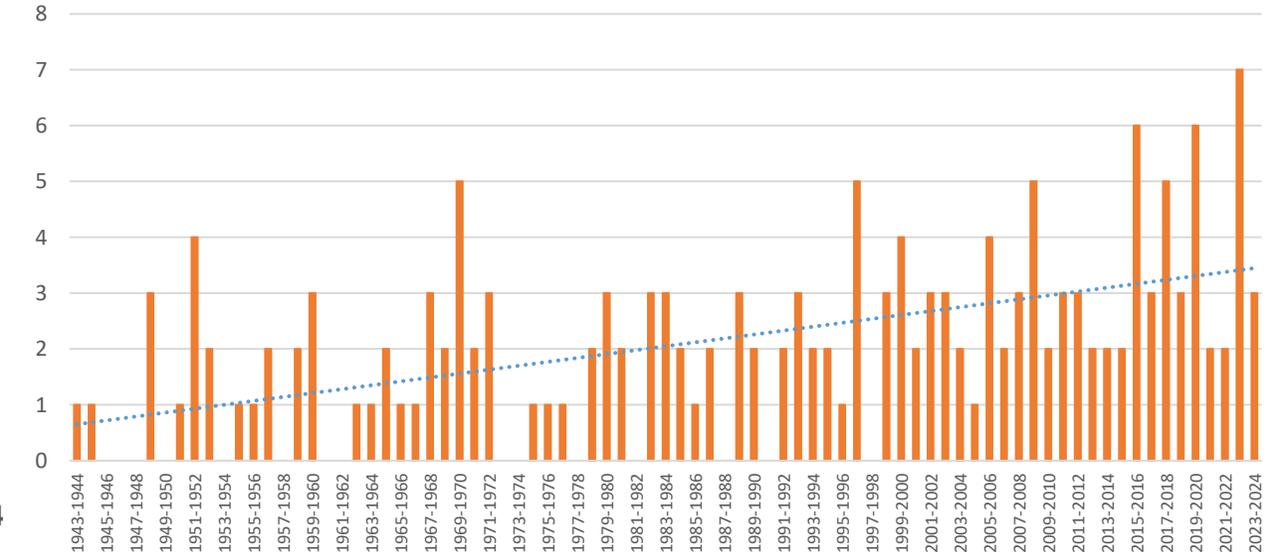
Máxima cantidad de días consecutivos con temperaturas medias diarias $\geq 25^\circ\text{C}$ por verano en GBA



Temperatura Real 2022, 2023 y 2024 vs Serie Histórica



Cantidad de 'olas' de calor por verano en GBA



Sistema de Gas

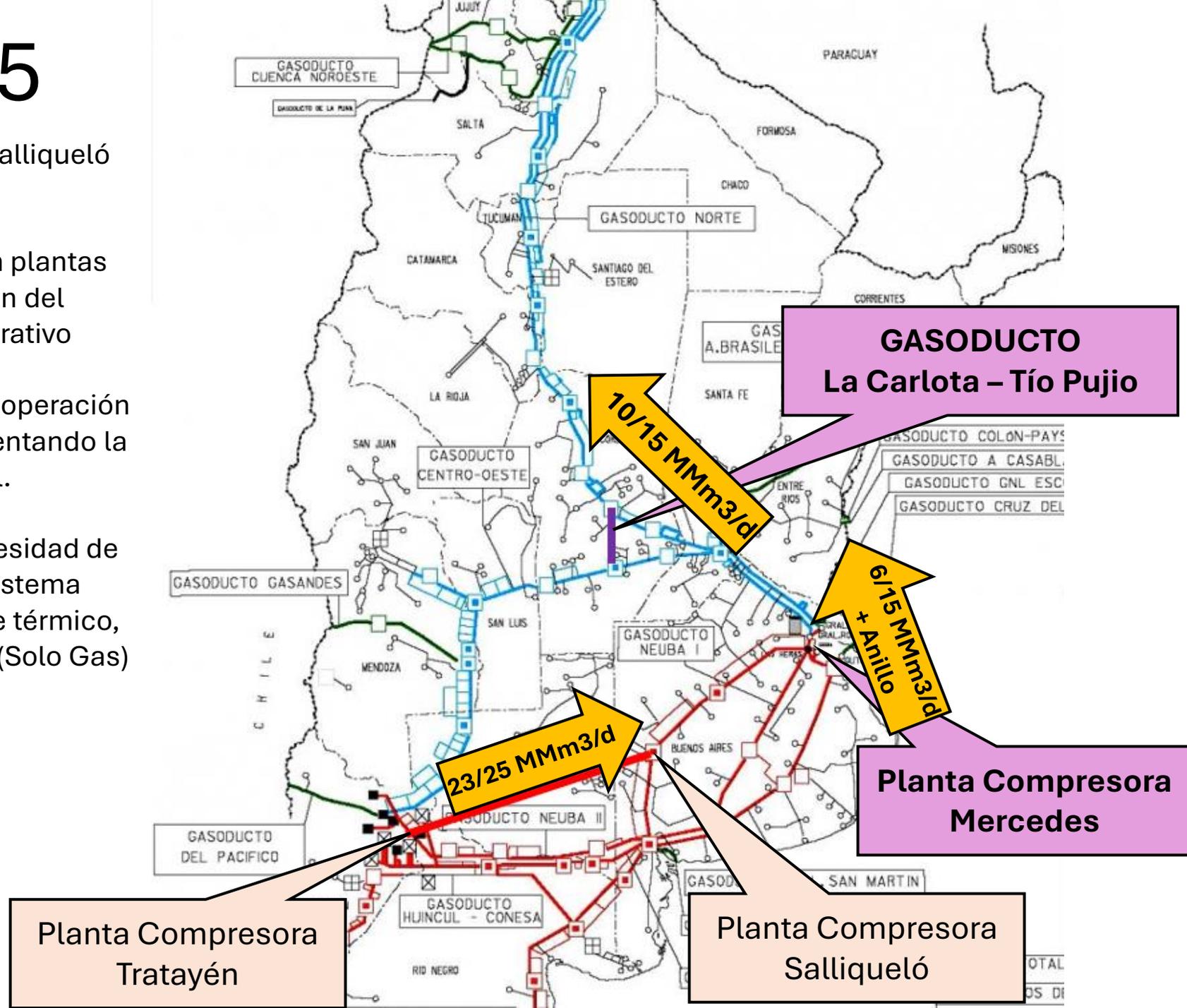
Verano 24/25

Planta Compresora y Planta Compresora Salliqueló Disponibles.

Gasoducto La Carlota – Tío Pujio + obras en plantas compresoras incrementando la reversión del Gasoducto Norte en 4/5 MMm³/d ya operativo

Se prevé principio de Diciembre la puesta en operación de planta Compresora de Mercedes, incrementando la disponibilidad de gas en área Litoral.

Estas Obras de gas reducen más aún la necesidad de combustibles líquidos requerido por El Sistema Eléctrico, mejorando la eficiencia del parque térmico, recuperando potencia de Unidades del NOA (Solo Gas) y reduce los costos de la Energía.

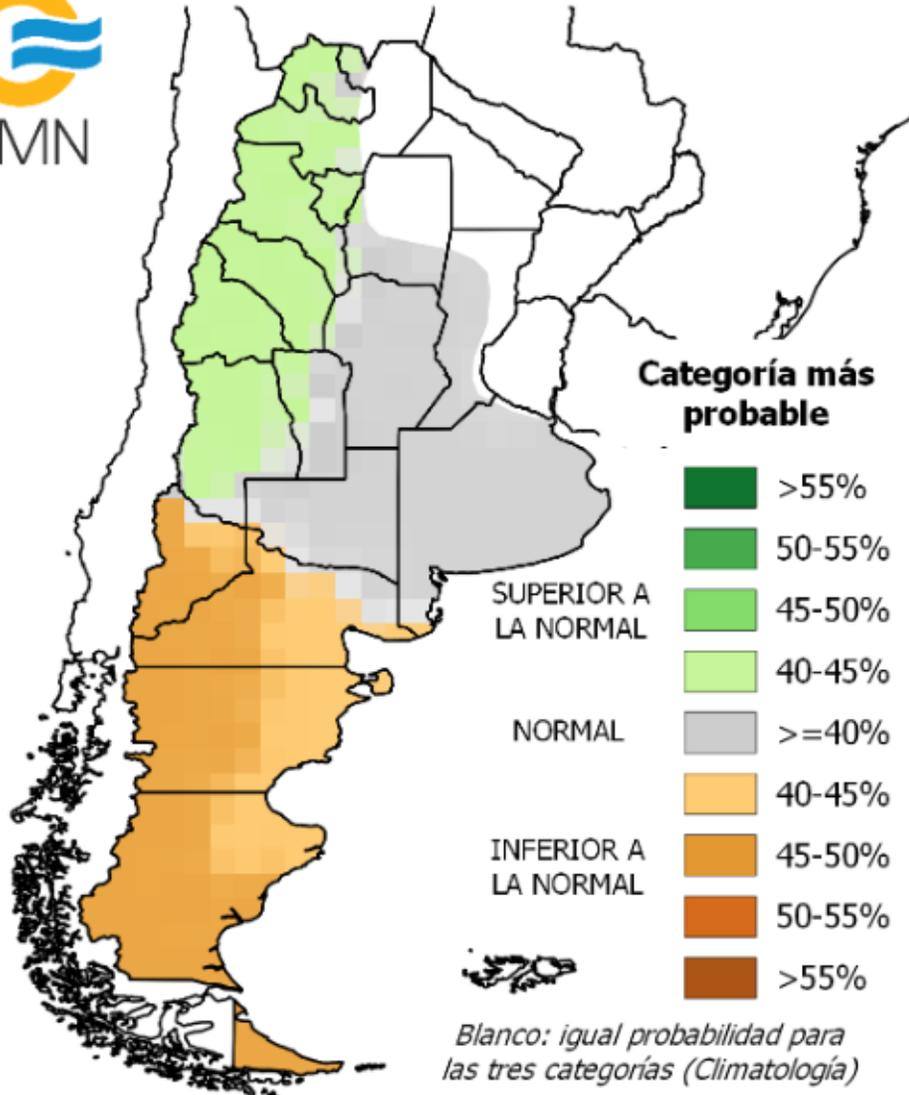


CONDICIONES CLIMÁTICAS E HÍDRICAS ESPERADAS

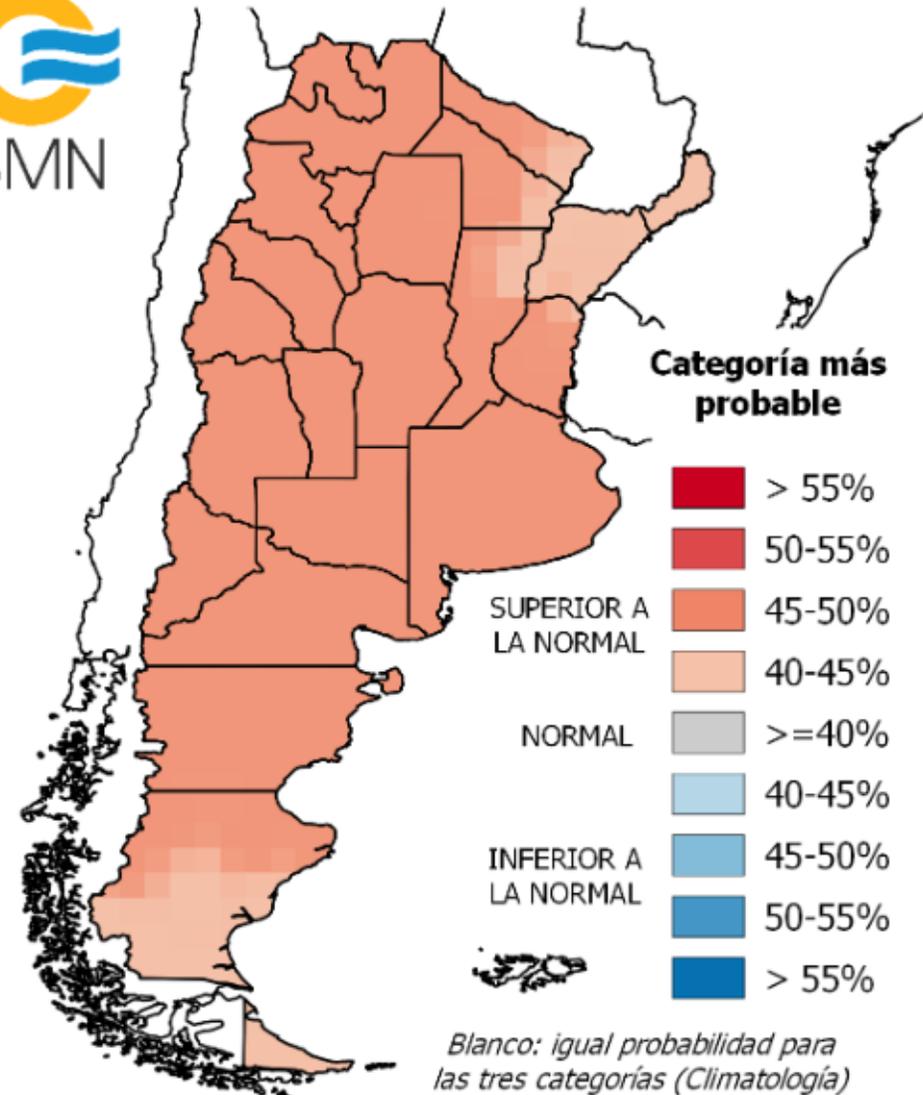
Pronóstico Trimestral Dic - Feb



Pronóstico de Precipitación
Diciembre 2024 / Enero-Febrero 2025



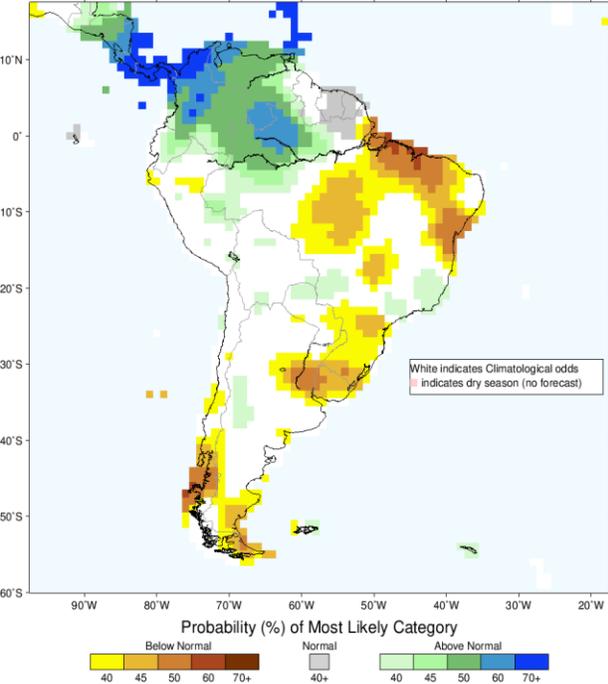
Pronóstico de Temperatura
Diciembre 2024 / Enero-Febrero 2025



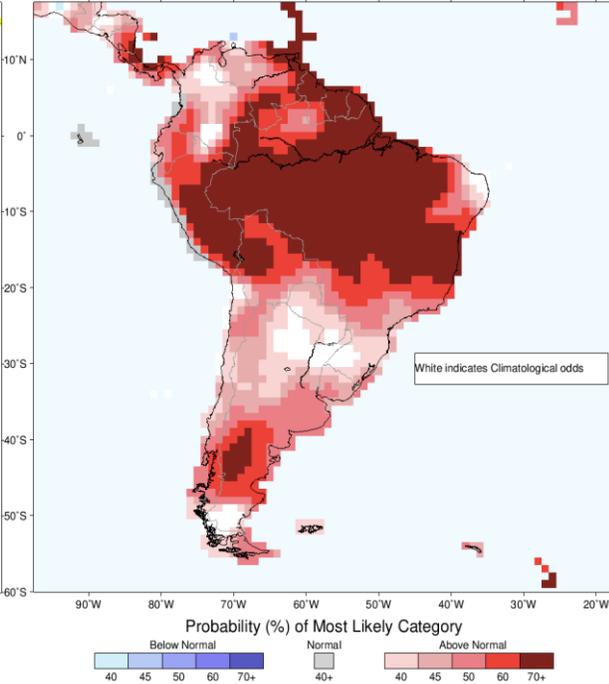
Pronósticos trimestrales Nov 2024 – Feb 2025



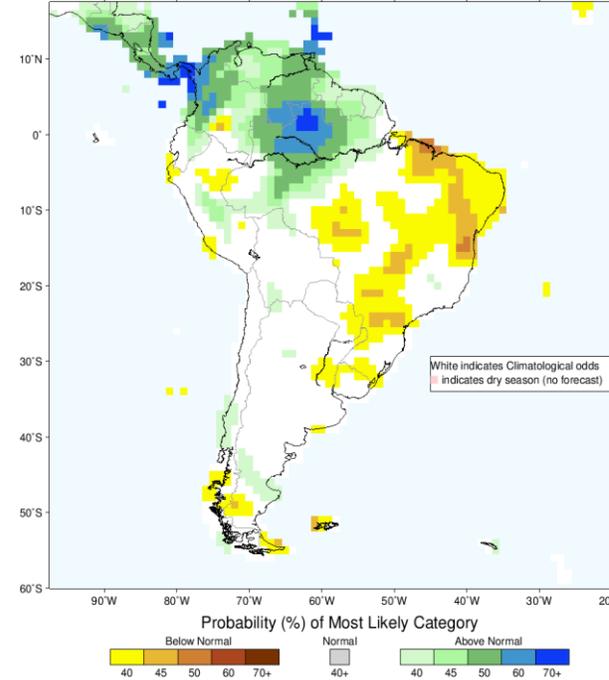
IRI Multi-Model Probability Forecast for Precipitation for December–January–February 2025, Issued November 2024



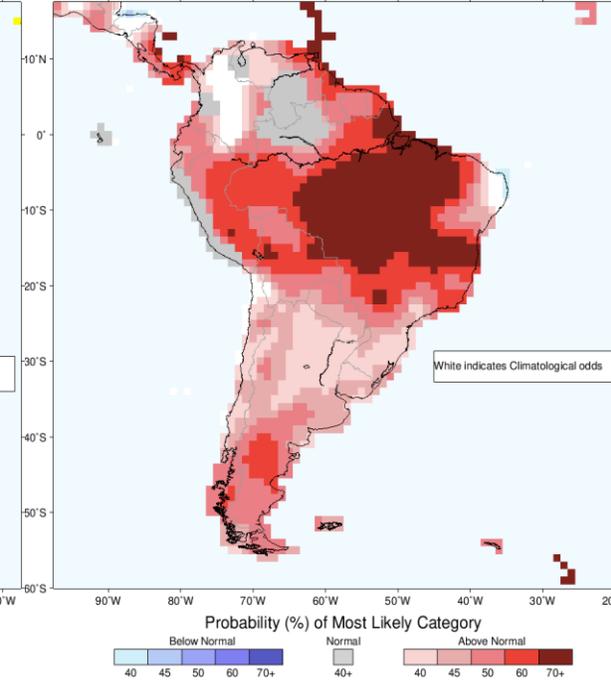
IRI Multi-Model Probability Forecast for Temperature for December–January–February 2025, Issued November 2024



IRI Multi-Model Probability Forecast for Precipitation for January–February–March 2025, Issued November 2024



IRI Multi-Model Probability Forecast for Temperature for January–February–March 2025, Issued November 2024



Dic-Feb

Ene-Mar

Previsiones Demanda

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Previsiones por regiones y Tipos de Agentes

Tasa de variación prevista
por los Agentes para el Semestre
Nov'24 – Abr'25
0.2%

Demandas Netas de Energía Programación Nov'24-Abr'25

REGIÓN	Nov'23- Abr'24 [GWh]	T media real 23/24 – T media histórica	Nov'24- Abr'25 [GWh]	Crecimiento	Participación
BAS	8254	1.3	8284	0.4%	11.7%
CEN	6266	0.8	6384	1.9%	9.0%
COM	2566	-0.1	2640	2.9%	3.7%
CUY	4606	2.4	4607	0.0%	6.5%
GBA	24846	1.3	24755	-0.4%	35.0%
LIT	8641	1.1	8635	-0.1%	12.2%
NEA	6252	4.2	6351	1.6%	9.0%
NOA	6576	2.5	6298	-4.2%	8.9%
PAT	2688	-0.1	2865	6.6%	4.0%
Total	70695		70819	0.2%	100%

GBA + BAS	33100		33039	-0.2%	46.7%
Resto	37594		37780	0.5%	53.3%
Aluar	1366		1515	10.9%	52.9%
PAT sin Aluar	1322		1351	2.1%	47.1%

Compara demanda prevista estacional a temperatura media vs Demanda real registrada en el semestre anterior



Resto del país
0.5%

GBA + BAS
-0.2%



Distribuidores -0.4%



GU + AG - Aluar 2.9%

Tasas de variación previstas para el semestre Nov'24-Abr'25

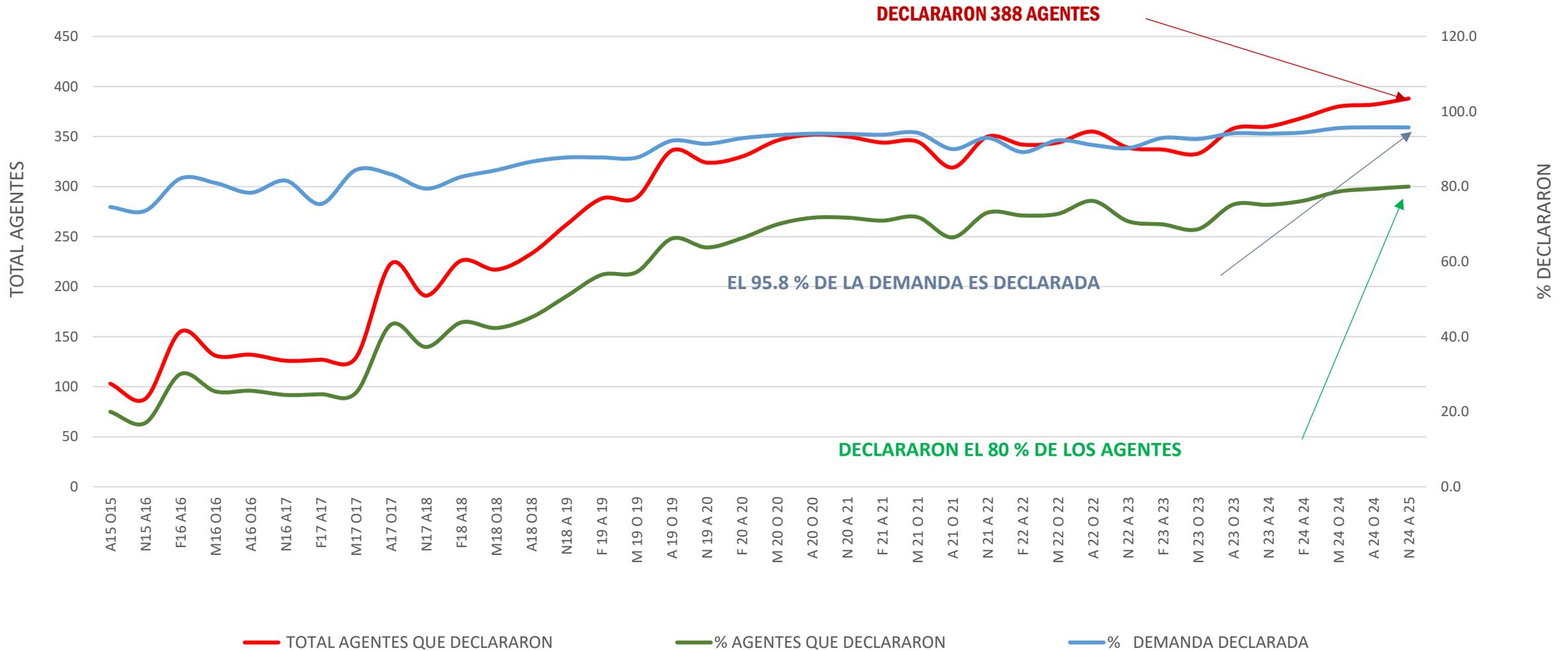
Programación Nov'24-Abr'25

TIPO	Nov'23-Abr'24 [GWh]	Nov'24-Abr'25 [GWh]	Crecimiento	Participación
Distribuidores	61838	61598	-0.4%	87.0%
GUMAs + Autog - Aluar	7491	7707	2.9%	10.9%
ALUAR	1366	1515	10.9%	2.1%
Total	70695	70819	0.2%	100%



Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

AGENTES QUE DECLARARON PROG. ESTACIONAL DEMANDA



Previsión

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

- **Disponibilidad térmica:** Se prevé el ingreso de 62 MW generación térmica convencional hasta fin de abril de 2025 (MMARTV09).
- **Combustibles:** despacho por costos.
 - Gas:** los consumos de usinas son cubiertos con Gas Nacional, con la evolución más probable Inyección y Transporte (PC Tratayén y Salliqueló y Reversión de Gasoducto Norte con La Carlota – Tío Pujio operando y PC Mercedes – Cardales proxima a entrar en operación) y GNL.
 - Fuel Oil:** límite máximo de consumo dependiendo de la disponibilidad de equipamiento.
 - Gas Oil:** con límite de consumo semanal sostenido por logística 175 mil m3.
- **Aportes hidráulicos:**
 - Para el Limay, Collón y Neuquén se consideran aportes según pronóstico de la AIC hasta marzo de 2025, luego tercíl inferior.
 - Para Futa se consideran aportes secos hasta abril de 2025.
 - Para el Río Uruguay y el Río Paraná se toman la mitad de los aportes secos hasta enero de 2025, y luego se consideran aportes medios.
- **Utilización de Embalses:** operatoria de embalses de acuerdo a las Normas de Manejo de Aguas → Erogado de Piedra del Águila según NMA.
- **Energías Renovables:** ingresos hasta abril 2025: 550 MW. Eólico → 193 MW, Solares → 307 MW, Bio Combustibles → 57 MW.
- **Importación/Exportación:** Se considera importación de posibles excedentes provenientes de Uruguay por crónica y oferta térmica de Brasil por 700 MW medios desde Diciembre'24 hasta Abril'25.



PRECIO DE COMBUSTIBLES CONSIDERADOS

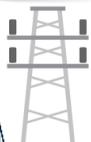
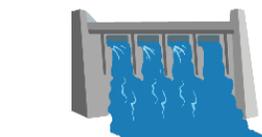
Composición del Gas Nacional + GNL previsto consumir		Gas Nacional	GNL	Valores Medios Totales
Volúmenes [MMm3/día]	nov-24	49.9	0.8	50.7
	dic-24	51.4	0.1	51.5
	ene-25	57.2	0.1	57.3
	feb-25	56.0	0.2	56.2
	mar-25	51.6	0.2	51.8
	abr-25	42.6	0.5	43.1
Precio [U\$/MMBTU]	nov-24	3.1	16.2	3.4
	dic-24	3.1	16.2	3.1
	ene-25	3.2	16.2	3.2
	feb-25	3.2	16.2	3.2
	mar-25	3.2	16.2	3.2
	abr-25	3.2	16.2	3.4

Costos de Combustibles Alternativos al gas considerados:

CM: 220.05 U\$/Ton (10.27 U\$/MMBTU)
 FO: 589.3 U\$/Ton (15.15 U\$/MMBTU)
 GO: 664.99 U\$/m3 (19.53 U\$/MMBTU)

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Despacho y consumo de combustibles Trimestre Nov'24 – Ene'25



	Despacho Generación (MW med)		
	Real	Previsto	
		Nov'23 – Ene'24	Nov'24 – Ene'25
TERMICO	7756	Alto	11050
		Medio	10151
		Bajo	9536
HIDRÁULICO RENOVBABLE	5299	Alto	3408
		Medio	3085
		Bajo	2838
NUCLEAR	1399	Alto	939
		Medio	939
		Bajo	939
IMPORTACIÓN	51	Alto	70
		Medio	17
		Bajo	4
RENOVBABLES (Ley 26190)	2633	Alto	3367
		Medio	3221
		Bajo	3060

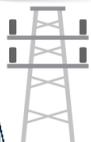
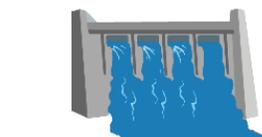


	Consumos Combustibles		
	Real	Previsto	
		Nov'23 – Ene'24	Nov'24 – Ene'25
GAS (Mm3/dia)	39.3	Alto	58.0
		Medio	52.8
		Bajo	48.8
FUEL OIL (Miles Tn)	14	Alto	2
		Medio	1
		Bajo	1
CARBON (Miles Tn)	3	Alto	56
		Medio	15
		Bajo	0
GASOIL (Miles m3)	85	Alto	43
		Medio	43
		Bajo	43



Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Despacho y consumo de combustibles Trimestre Feb – Abr'25



	Despacho Generación (MW med)		
	Real	Previsto	
	Febrero - Abril 2024	Febrero - Abril 2025	
TERMICO	9164	Alto	10272
		Medio	9878
		Bajo	9468
HIDRÁULICO RENOVABLE	3558	Alto	3273
		Medio	2957
		Bajo	2768
NUCLEAR	1499	Alto	1198
		Medio	1198
		Bajo	1198
IMPORTACIÓN	233	Alto	130
		Medio	52
		Bajo	8
RENOVABLES (Ley 26190)	2563	Alto	3117
		Medio	2940
		Bajo	2767



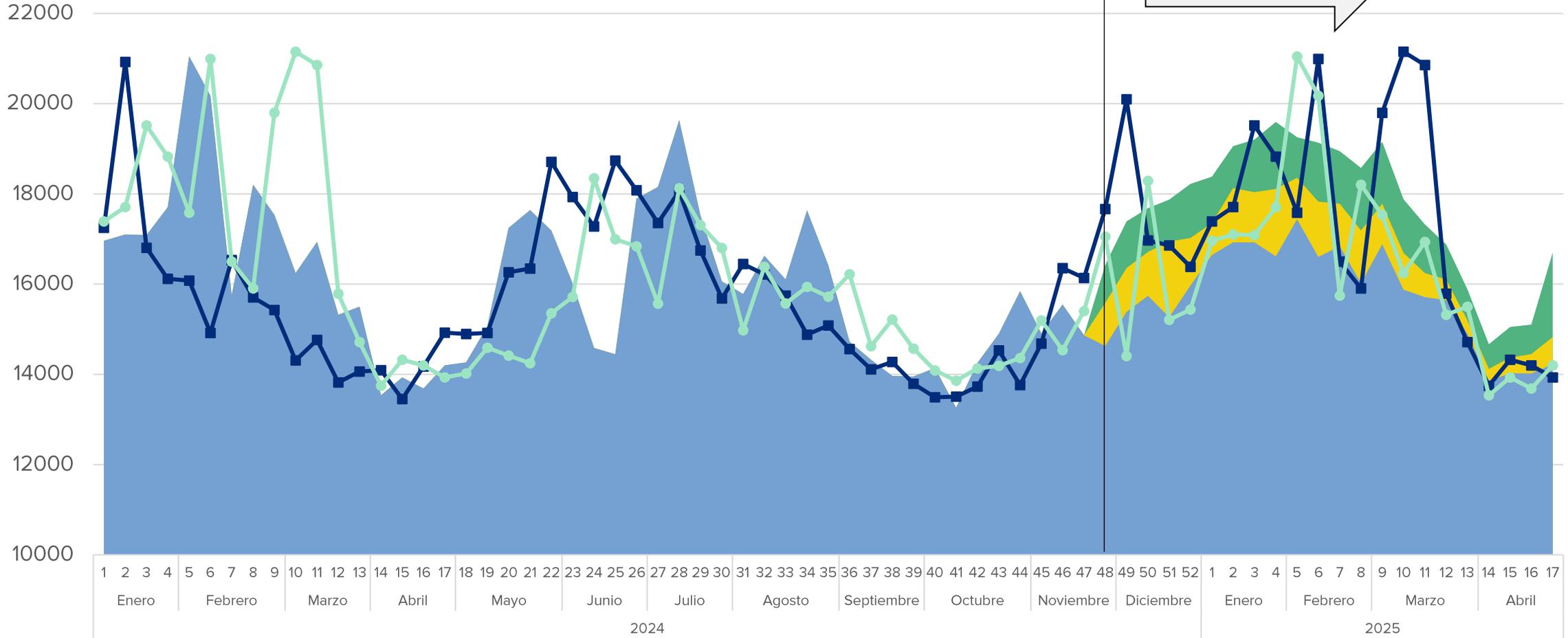
	Consumos Combustibles		
	Real	Previsto	
	Febrero - Abril 2024	Febrero - Abril 2025	
GAS (Mm3/dia)	46.3	Alto	52.8
		Medio	50.2
		Bajo	48.1
FUEL OIL (Miles Tn)	10	Alto	10
		Medio	2
		Bajo	1
CARBON (Miles Tn)	22	Alto	46
		Medio	23
		Bajo	1
GASOIL (Miles m3)	97	Alto	41
		Medio	41
		Bajo	41



Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Demanda Total MEM

MW-medios

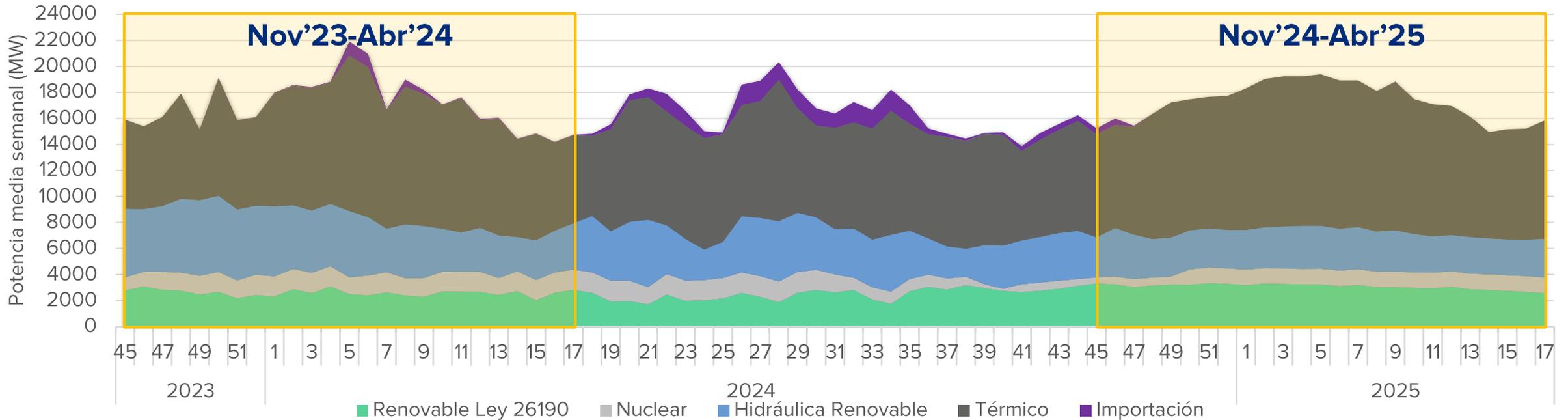


Alto Medio Bajo Real 2022/2023 Real 2023/2024

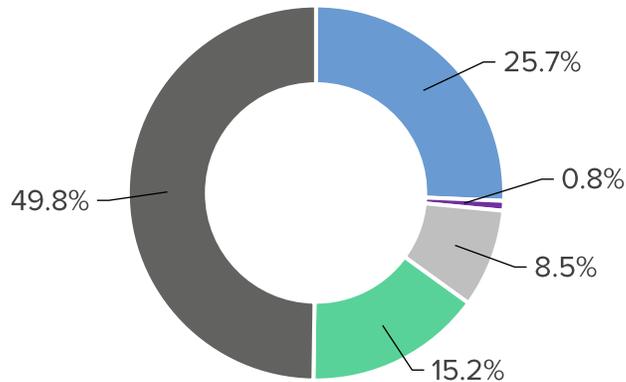


Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

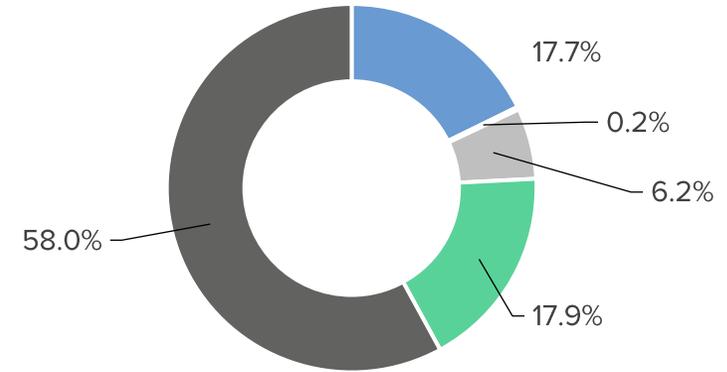
Cubrimiento de la Demanda



Generación por Tipo Nov'23-Abr'24

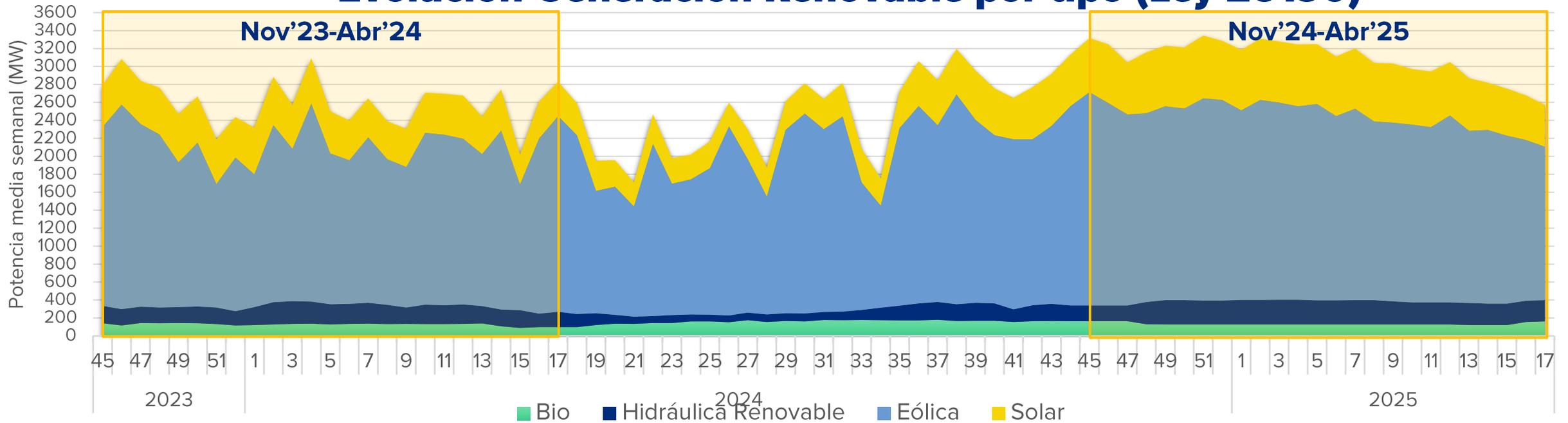


Generación por Tipo Nov'24-Abr'25

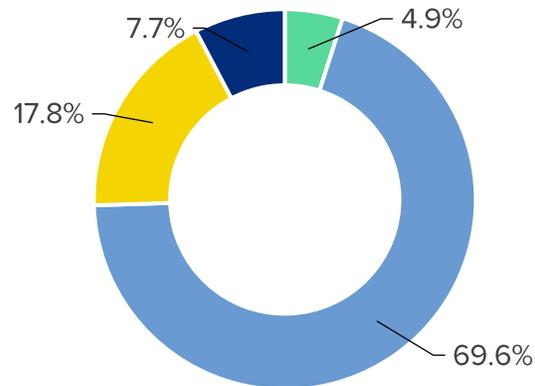


Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Evolución Generación Renovable por tipo (Ley 26190)

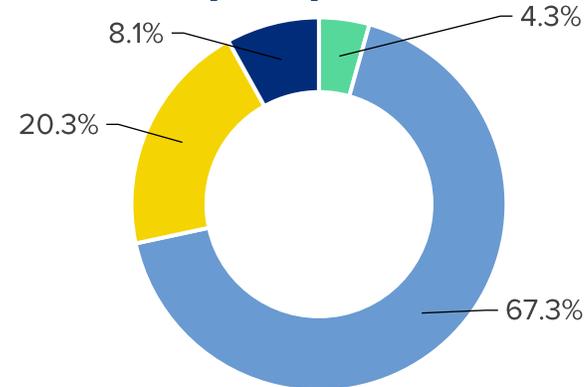


Generación por Tipo Nov'23-Abr'24



■ Bio ■ Eólica ■ Solar ■ Hidráulica Renovable

Generación por Tipo Nov'24-Abr'25

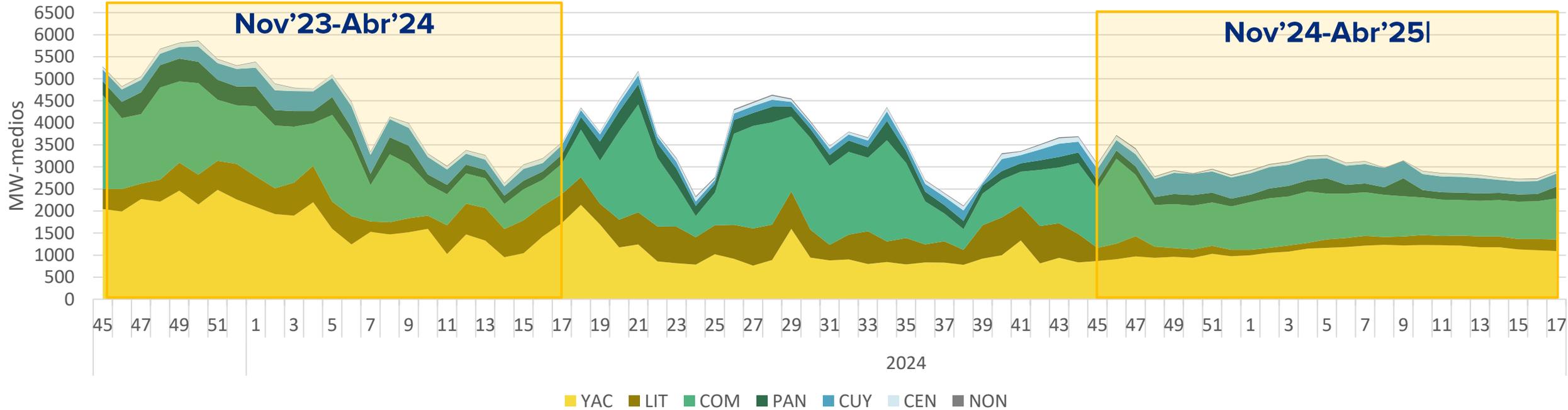


■ Bio ■ Eólica ■ Solar ■ Hidráulica Renovable

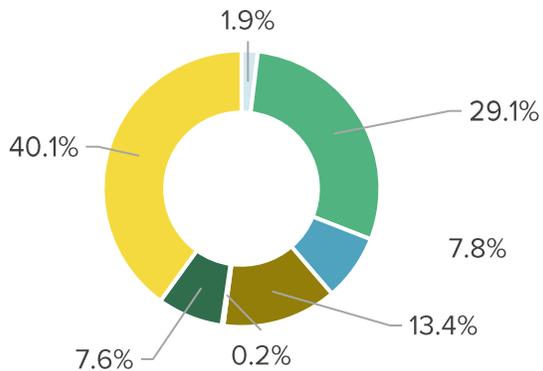


Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

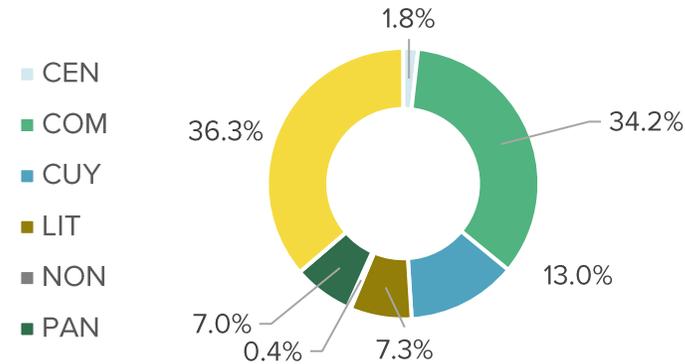
Generación Hidráulica Total (Sin Renovables)



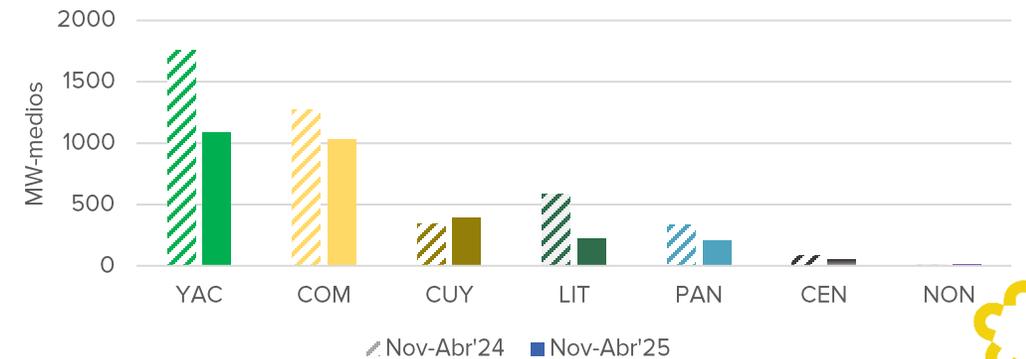
Generación Hidráulica Total (Nov'23-Abr'24)



Generación Hidráulica Total (Nov'24-Abr'25)

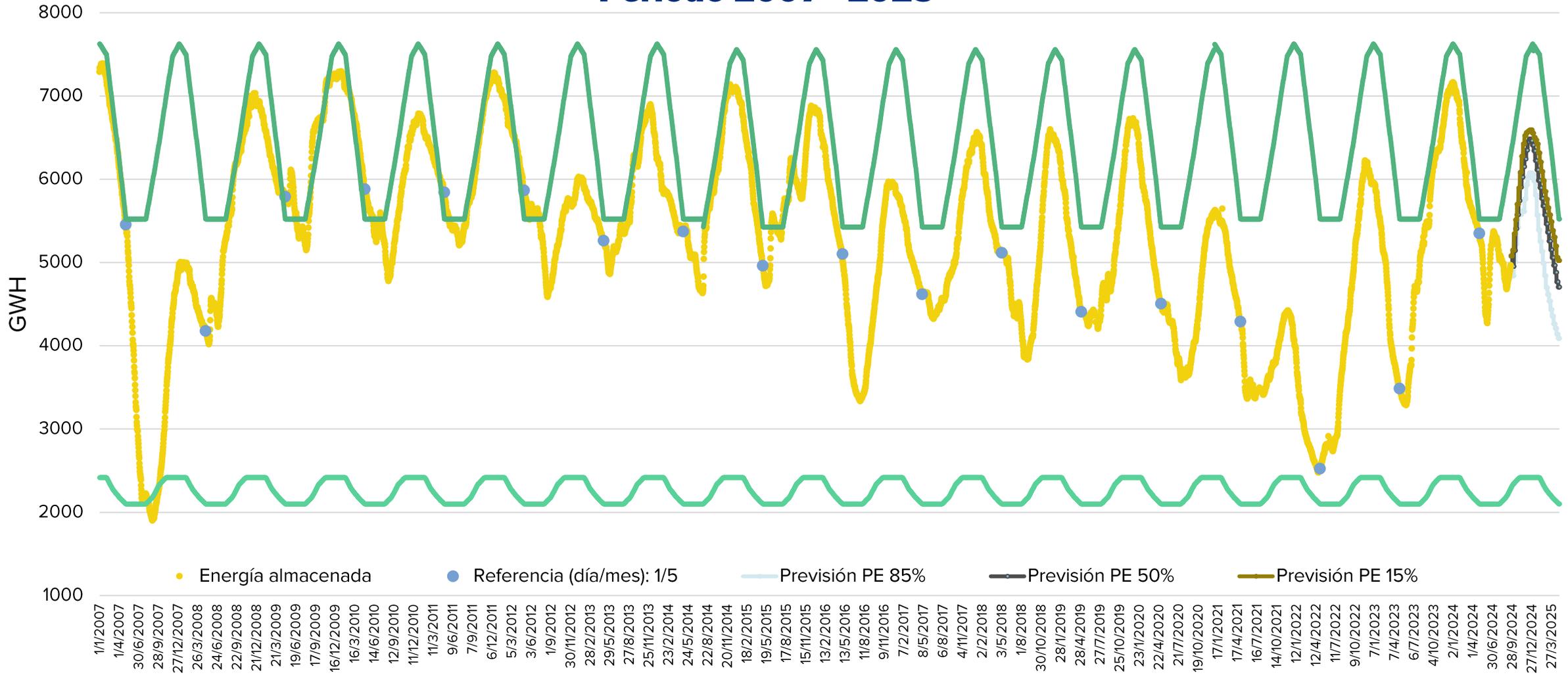


Generación Hidráulica Total (Nov'23-Abr'24 y Nov'24-Abr'25)



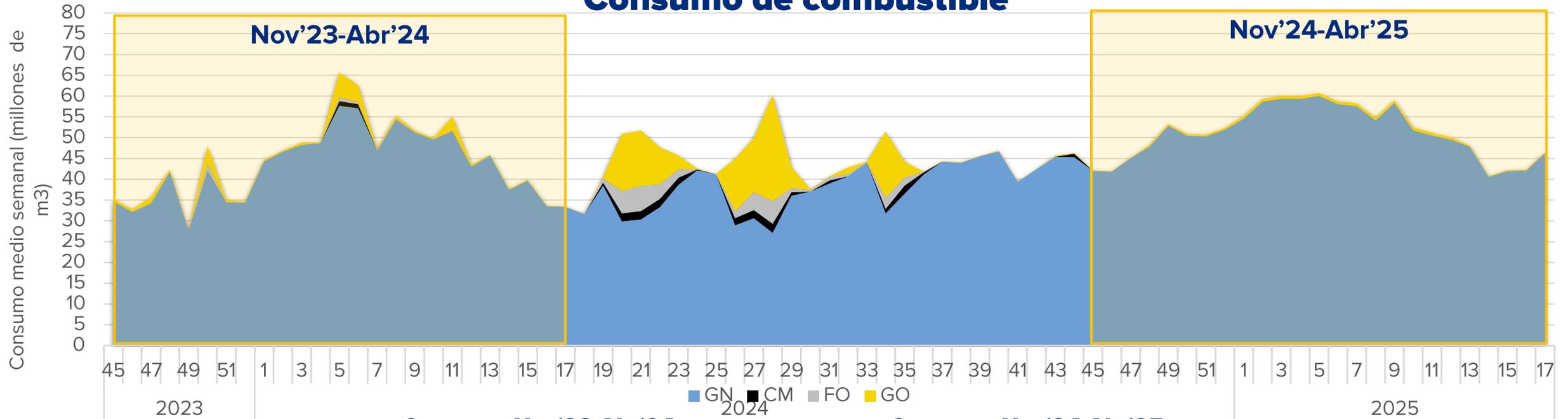
ENERGÍAS ALMACENADAS COMAHUE + PATAGONIA

Período 2007 - 2025

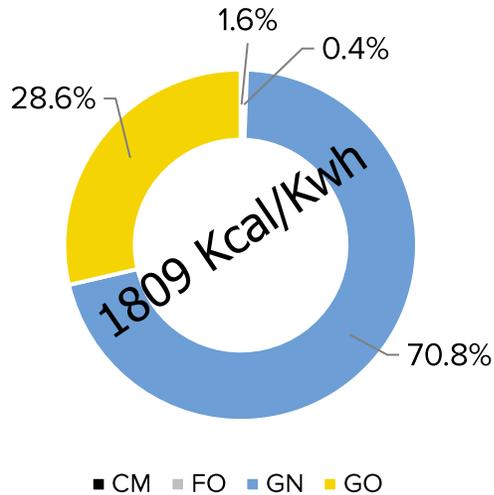


Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

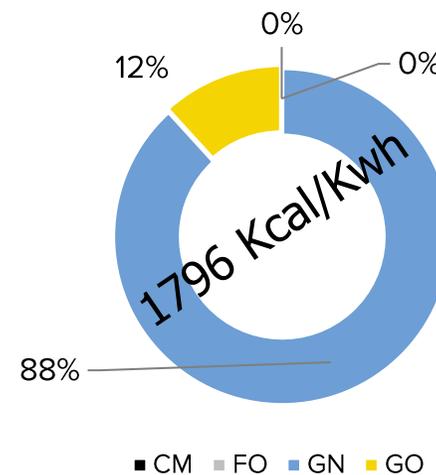
Consumo de combustible



Consumo Nov'23-Abr'24



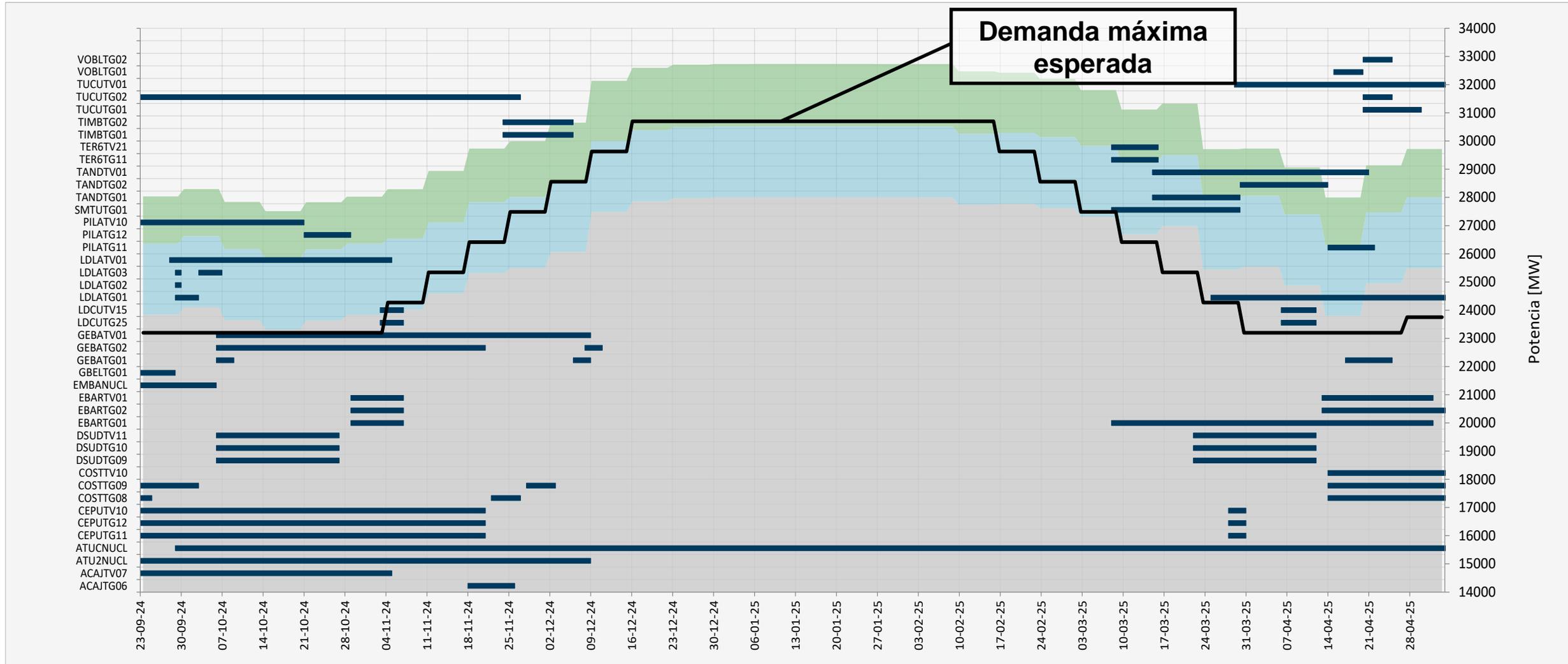
Consumo Nov'24-Abr'25



Cubrimiento de Potencia – VERANO 2024

PROGRAMACIÓN ESTACIONAL DEFINITIVA NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Cronograma de mantenimientos – Nucleares y Ciclos Combinados de más de 120 MW



Potencia Disponible
Demandas Máximas Registradas

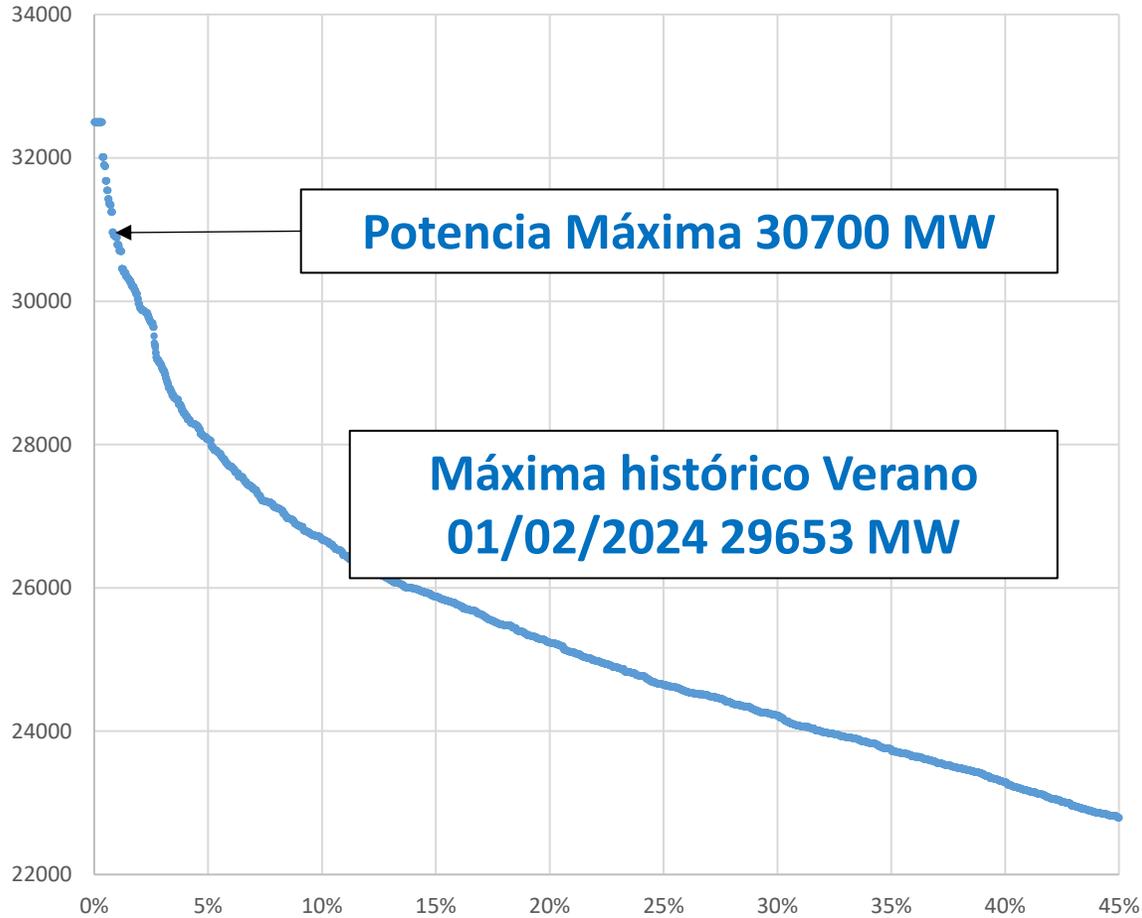
Importación
Demanda Max. Prevista

Reserva Operativa

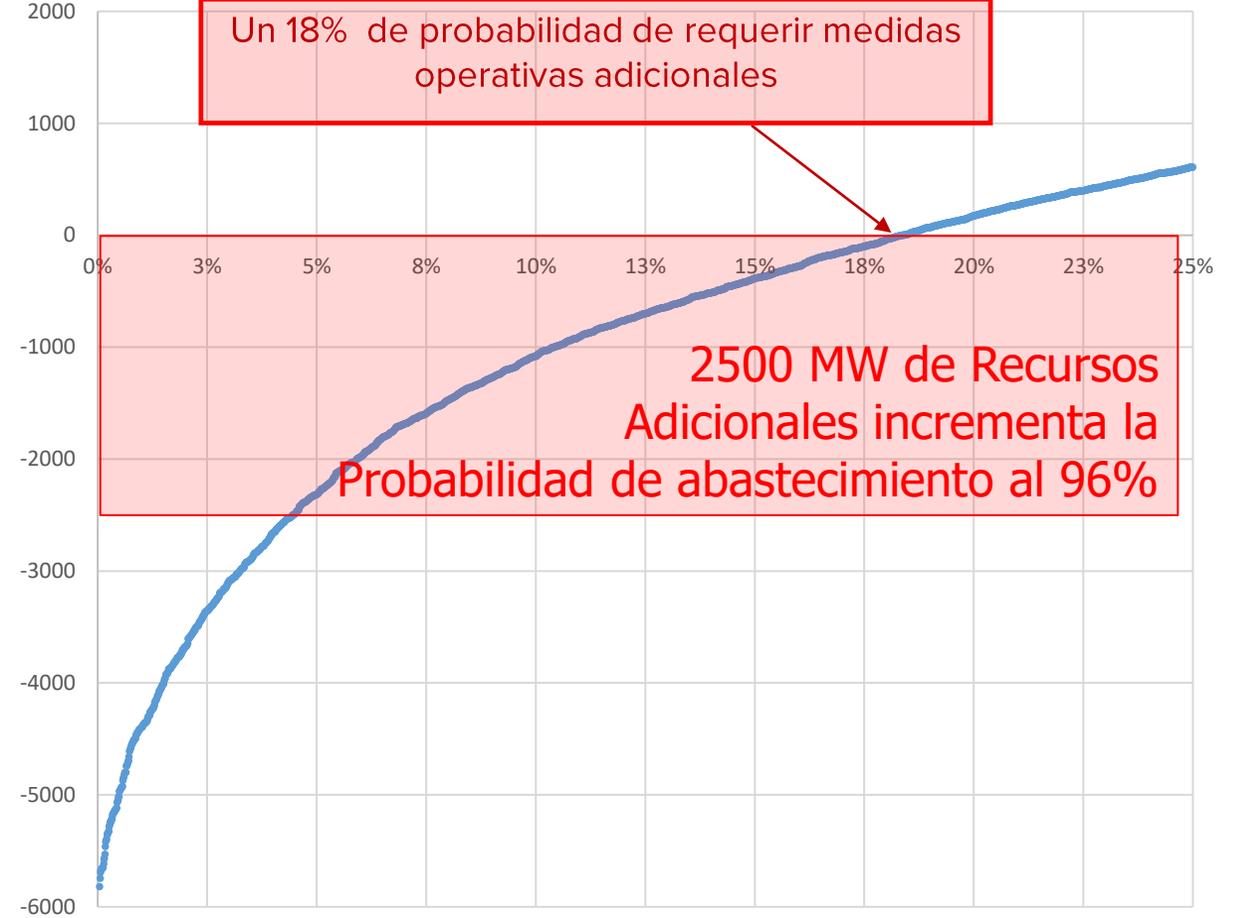


Cubrimiento de Potencia - VERANO 2025

Potencia máxima Prevista



Curva de Abastecimiento con Oferta Local



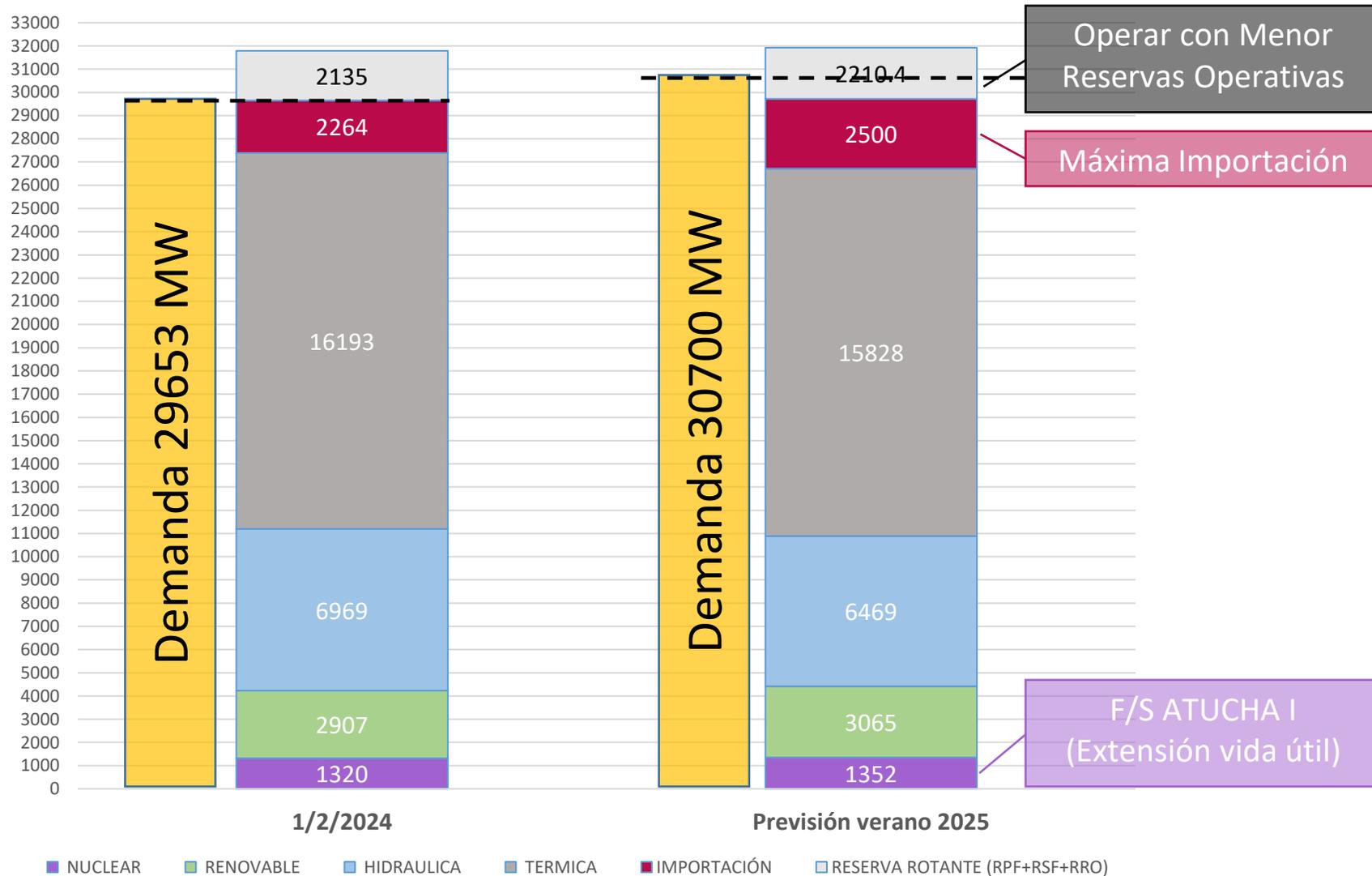
La Curva de Abastecimiento combina probabilidades de ocurrencia de picos altos y disponibilidades de oferta para su cobertura.

La probabilidad de abastecer el pico máximo con las reservas requeridas es del 82%, y con una oferta adicional de 2500 MW esta probabilidad asciende al 96%.



Cubrimiento de Potencia - VERANO 2025 vs VERANO 2024

Cubrimiento demanda máxima prevista verano 2025 vs verano 2024

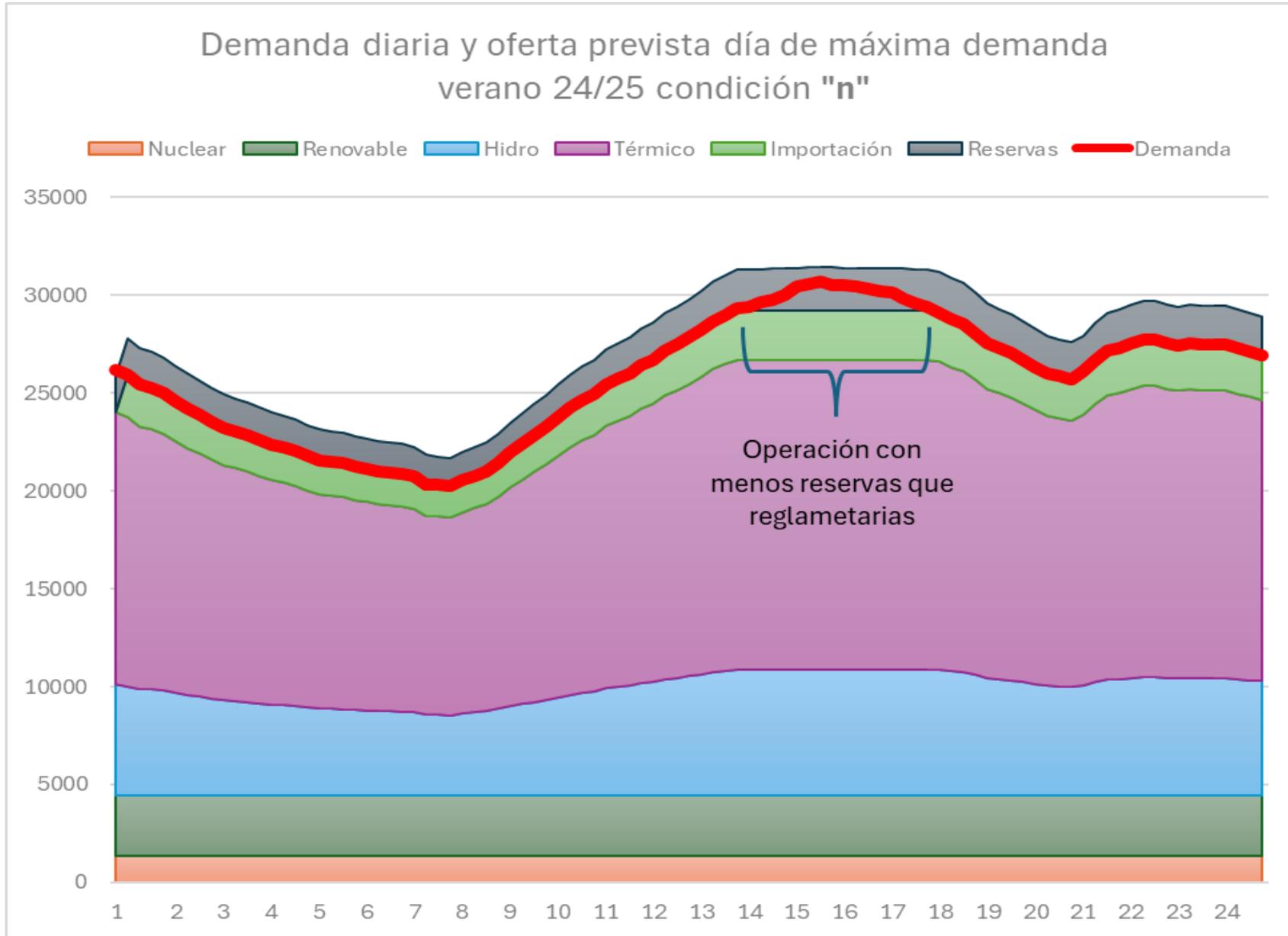


Para condiciones similares al pico máximo del verano pasado para abastecer la demanda máxima prevista (30700 MW) será necesario importar la máxima capacidad (2500 MW) y reducir reservas operativas. De no contar con la importación considerada agotando las reservas operativas será necesario realizar corte a la demanda. Cualquier indisponibilidad adicional en la oferta o en el transporte podrá presentar déficit en abastecerla.

La cantidad de días en riesgo está relacionada con la cantidad de días extremos.



Cubrimiento Curva de demanda RECORD - VERANO 2025



Energía récord estimada 618 GWh.

Previsiones

- Red de transporte en condición “n” (completa sin restricciones).
- Importación máxima estimada en 2500 MW como valor muy probable.
- Oferta térmica disponibilidad similar récord 2024 con retiros de equipos.
- Renovable con ingreso de nuevas centrales considerando con aporte mínimo.

En horario de máxima demanda se operaría con reservas rotantes reducidas y evidente riesgo de ENS para condición “n-1”

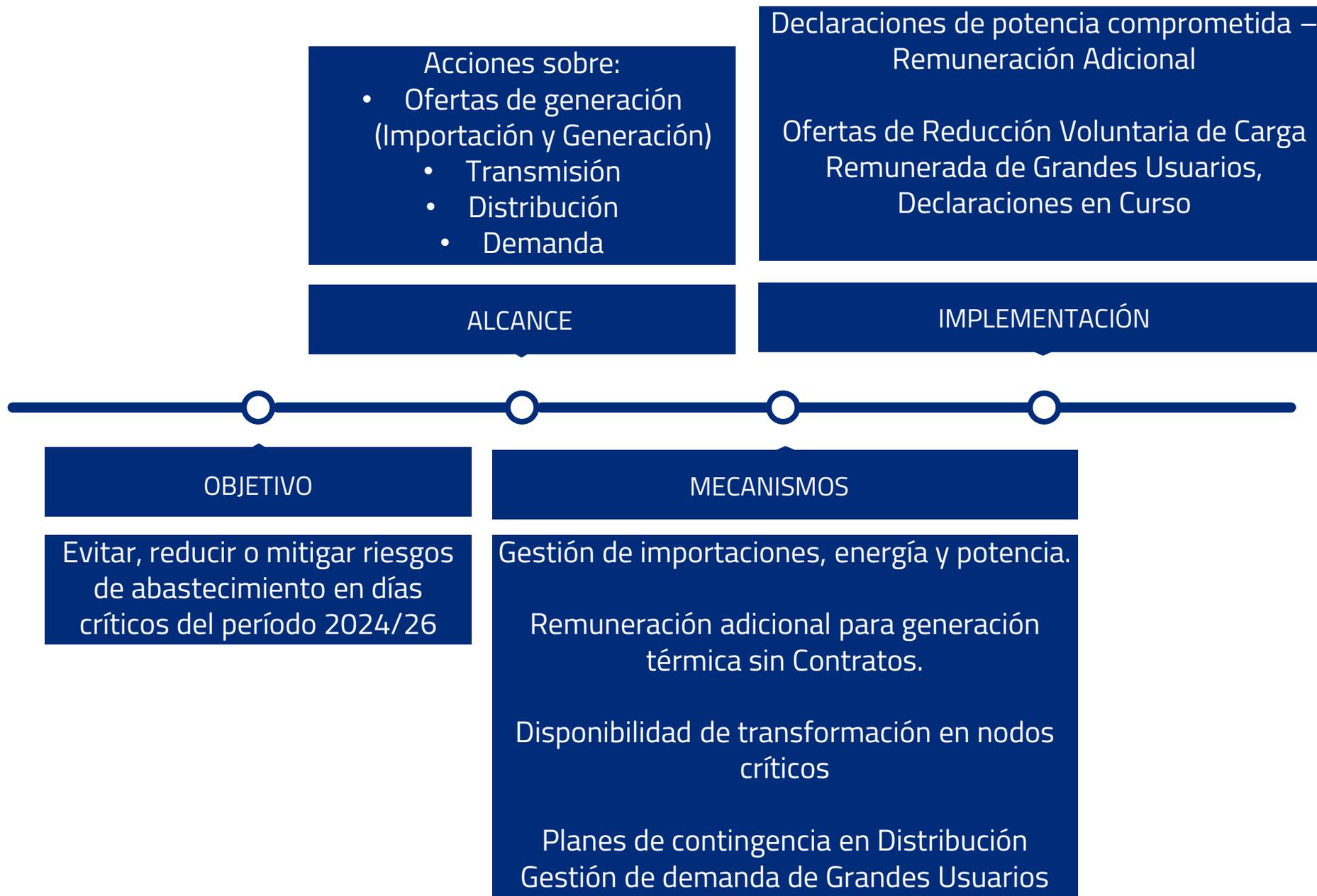


Resolución SE 294/2024

PLAN DE CONTINGENCIA Y PREVISIÓN

*Para Meses Críticos del Período
2024/2026*

RESOLUCIÓN 294/2024



RESOLUCIÓN 294/2024





OBJETIVO

Incentivar la mejora de oferta térmica, no contractualizada con el MEM

Implementando compromisos de disponibilidad, por grupo y mes

Mediante remuneración adicional en horas críticas de Verano e Invierno



Tipo Generador (Todas) ▼			Verano '24/'25	Verano '23/'24	Verano '23/'24	Verano '24/'25
DECLARA / TECNOLOGIA		POT INSTALADA MW	POT DECLARADA MW	POT DISP REAL MW	POT Hs CRITICAS REAL MW	POT DECLARADA/ INSTALADA
Etiquetas de fila ▼	Cantidad Máquinas	Suma de Potencia Efectiva Neta MW	Suma de PROMEDIO DECLARADO	Suma de PROMEDIO VERANO '23/'24	Suma de Promedio Hs Críticas VER '23/'24	DECLARADA / INSTALADA
SI	144	6858	5175	4793	4777	75%
DI	53	895	764	726	725	85%
TG	64	2642	1897	1700	1707	72%
TV	27	3322	2515	2367	2346	76%
NO	22	608	0	111	110	0%
DI	13	222	0	90	90	0%
TG	6	173	0	21	20	0%
TV	3	213	0	0	0	0%
Total general	166	7466	5175	4904	4887	69%

Se recibieron ofertas de la mayor parte de los Generadores. Sólo algunos autoproductores y generadores chicos no ofertaron. Los compromisos de disponibilidad fueron alrededor de 380 MW o un 8% superiores a la disponibilidad media representativa del conjunto.

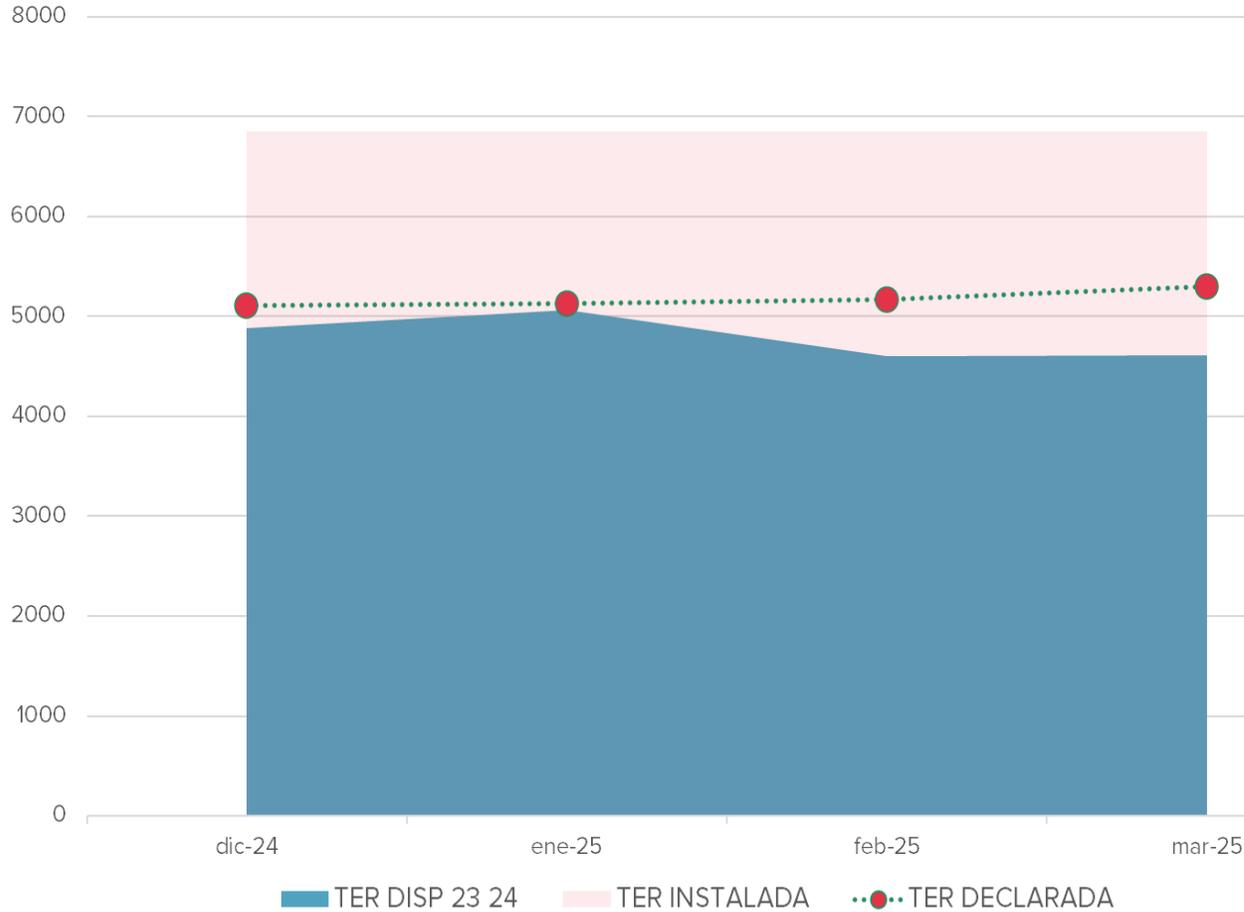


DECLARACIÓN?									
Tecnología		(Todas)		Verano '24/'25		Verano '23/'24		Verano '23/'24	
REGION		POT INSTALADA MW	POT DECLARADA MW	POT DISP REAL MW	POT Hs CRITICAS REAL MW	POT DECLARADA / INSTALADA	DECLARADA - DISPONIBLE MW		
Etiquetas de fila	Cantidad Máquinas	Suma de Potencia Efectiva Neta MW	Suma de PROMEDIO DECLARADO	Suma de PROMEDIO VERANO '23/'24	Suma de Promedio Hs Críticas VER '23/'24	DECLARADA / INSTALADA	ADIC SOBRE DISP		
BUENOS AIRES	30	1774	1471	1347	1342	83%	124		
CENTRO	19	539	236	234	234	44%	2		
COMAHUE	7	320	266	176	174	83%	90		
CUYO	8	219	145	146	144	66%	-1		
GRAN BS.AS.	20	2053	1433	1358	1357	70%	75		
LITORAL	8	541	436	400	398	81%	36		
NORESTE	17	196	172	171	171	88%	1		
NOROESTE	25	964	865	819	815	90%	46		
PATAGONICA	10	253	151	142	142	60%	9		
Total general	144	6858	5175	4793	4777	75%	382		

La tabla resume las ofertas para las distintas regiones eléctricas.

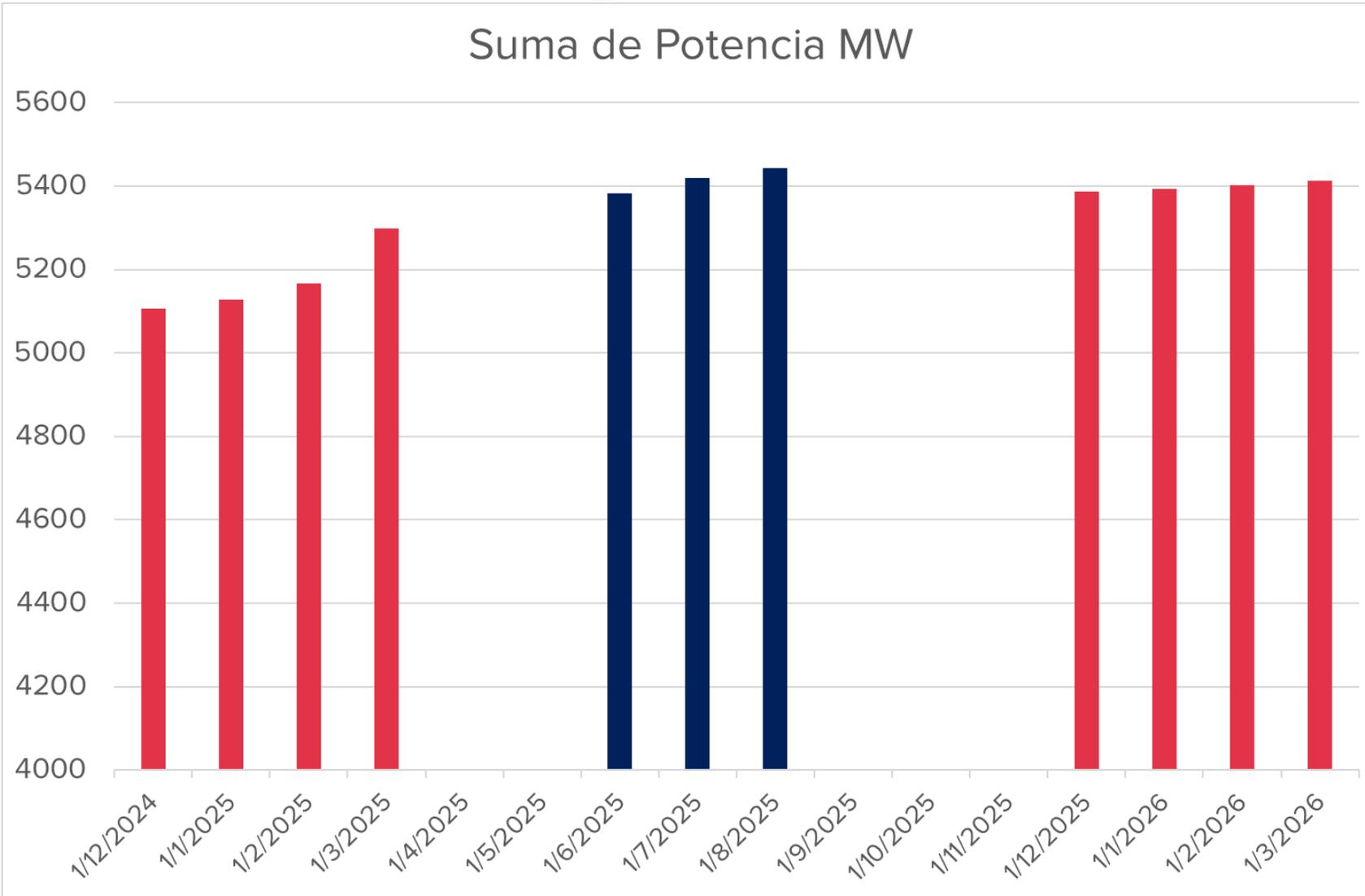


POTENCIAS DECLARADAS vs DISPONIBLES vs INSTALADAS - TERMICO MW



TECNOLOGIA	MW	dic-24	ene-25	feb-25	mar-25
DI	DECLARADA	763	764	765	765
DI	DISP 23 24	740	739	715	710
DI	INSTALADA	895	895	895	895
TG	DECLARADA	1857	1887	1910	1934
TG	DISP 23 24	1698	1791	1686	1622
TG	INSTALADA	2642	2642	2642	2642
TV	DECLARADA	2487	2478	2493	2599
TV	DISP 23 24	2444	2533	2205	2276
TV	INSTALADA	3322	3322	3322	3322
TER	DECLARADA	5107	5129	5168	5298
TER	DISP 23 24	4883	5063	4606	4608
TER	INSTALADA	6858	6858	6858	6858

Las ofertas comprometidas van aumentando a lo largo de los meses del verano. Lo mismo ocurre para el resto del período,



Las ofertas comprometidas van aumentando a lo largo de los meses del verano. Lo mismo ocurre para el resto del período,



Los resultados de la convocatoria fueron los esperados, con alta participación y compromisos de potencia consistentes con su disponibilidad histórica.

Se procederá a finalizar el análisis formal de las ofertas y enviará la documentación correspondiente a la SSEE.

A partir del 1/diciembre se iniciará el control de disponibilidad en las horas críticas definidas. En base a esa información y la generación de las máquinas comprometidas se determinarán los valores a reconocer en la transacción económica de acuerdo al procedimiento regulado.

**OBJETIVO****Instrumentar un mecanismo de gestión de demanda****Voluntario****Programado****Remunerado****GUMAs y Autogeneradores > 10 MW****Permitiendo contar con oferta de reducción de carga a precio**



IMPLEMENTACIÓN

Los GU deberán ofertar a la Programación Semanal

Potencia a reducir

Precios
(máximo 350 usd/MWh)

Con posibilidad de redeclarar potencias a la Programación Diaria

La convocatoria de las ofertas se realizará en caso de preverse operar con falta de Reservas por orden creciente de precios hasta cubrir la potencia requerida

El impacto económico sólo se ve si se convoca, por lo que la incidencia esperada para el Sistema sería marginal.



PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN A CORTO PLAZO

Se propone modificar la conexión de trafos de reserva existentes

Los transformadores de reserva de las EETT Malvinas, Paso de la Patria, Romang y Ezeiza operarán en servicio, con carga, en forma continua durante la temporada estival, coincidente con el incremento estacional de la demanda que abastecen. La configuración que se adopte en cada estación será coordinada entre CAMMESA, TRANSENER y los Centros de Control de Área respectivos, atendiendo las cuestiones técnicas que deban ser consideradas

La operación, según la propuesta, en forma continua de los transformadores de reserva minimiza el riesgo por transitorios de desconexión/conexión aumentando la confiabilidad del Sistema y podría reducir costos de generación.

**Nota SSEE NO-2024-130102599-APN-SSEE#MEC**

Invita a Distribuidoras Provinciales a declarar a CAMMESA Unidades de Generación Móvil (UGEM) instaladas en su RED, contratadas o de terceros, las que podrán ser incorporadas a la Programación y Despacho del SADI.

Desde su declaración las Distribuidoras deberán informar a CAMMESA a día vencido la energía y consumo de combustible horario de cada una de las unidades declaradas, con las respectivas mediciones respaldatorias.

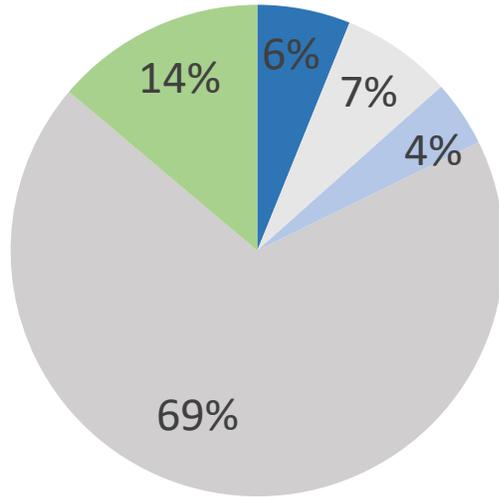
Las unidades de generación que estén disponibles podrán ser convocadas al despacho del SADI ante situaciones de faltantes de generación para cubrir la demanda del MEM.

Cuando las Unidades sean convocadas por el Despacho del SADI o por requerimiento de los Centros de Control de Área por control de tensión o saturación de equipos del Transporte Troncal será reconocido el consumo de Gas Oil a precio considerado en los CVP quincenales.

COSTOS DE ABASTECIMIENTO

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Costos de Abastecimiento Nov'24-Abr'25

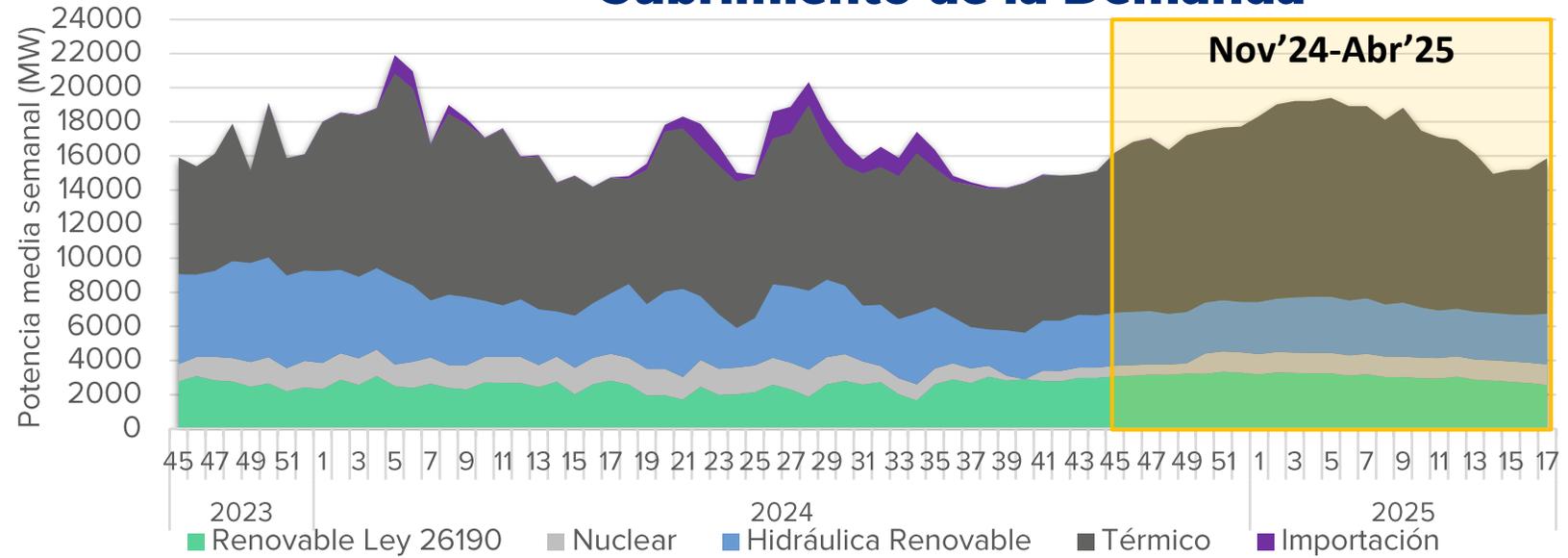


- SERVICIOS + TRANSPORTE
- NUCLEAR
- HIDRÁULICO RENOVABLE
- TERMICO
- RENOVABLE LEY 26190

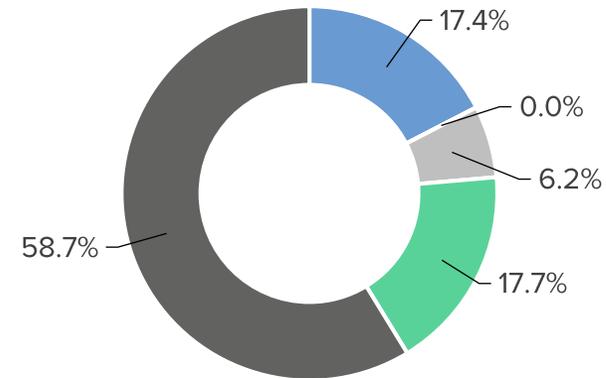
Costo Medio Nov'24-Abr'25 = 66 U\$S/MWh

Demanda total = 70819 GWh

Cubrimiento de la Demanda



Generación por Tipo Nov'24-Abr'25

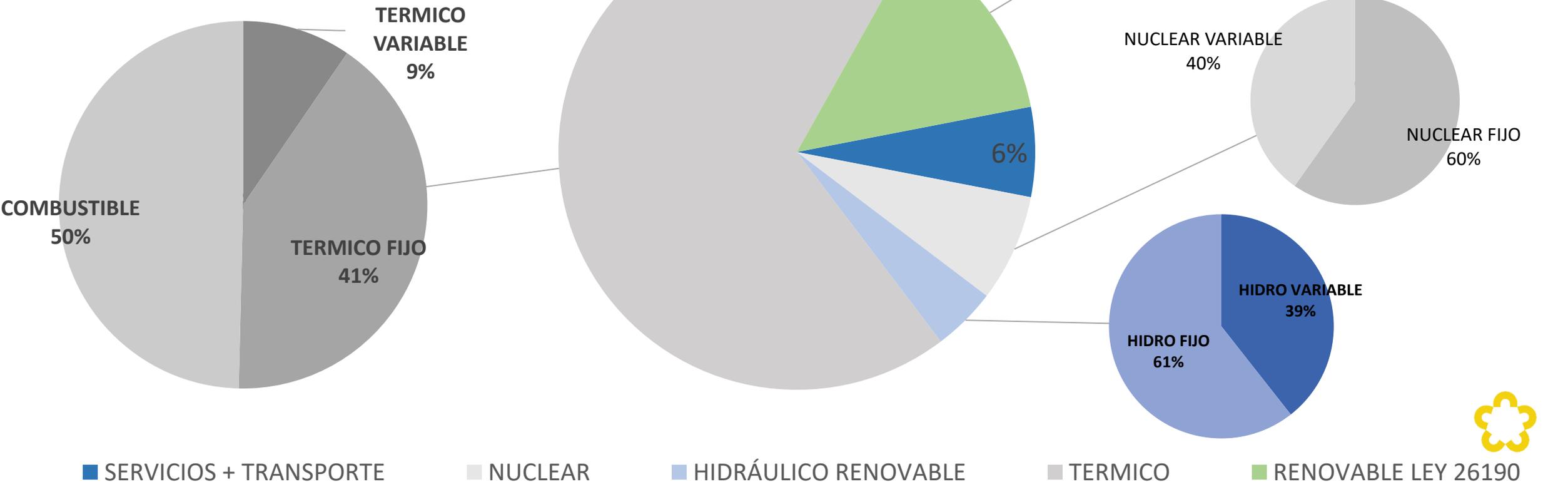


- Hidráulica Renovable
- Importación
- Nuclear
- Renovable Ley 26190
- Térmico



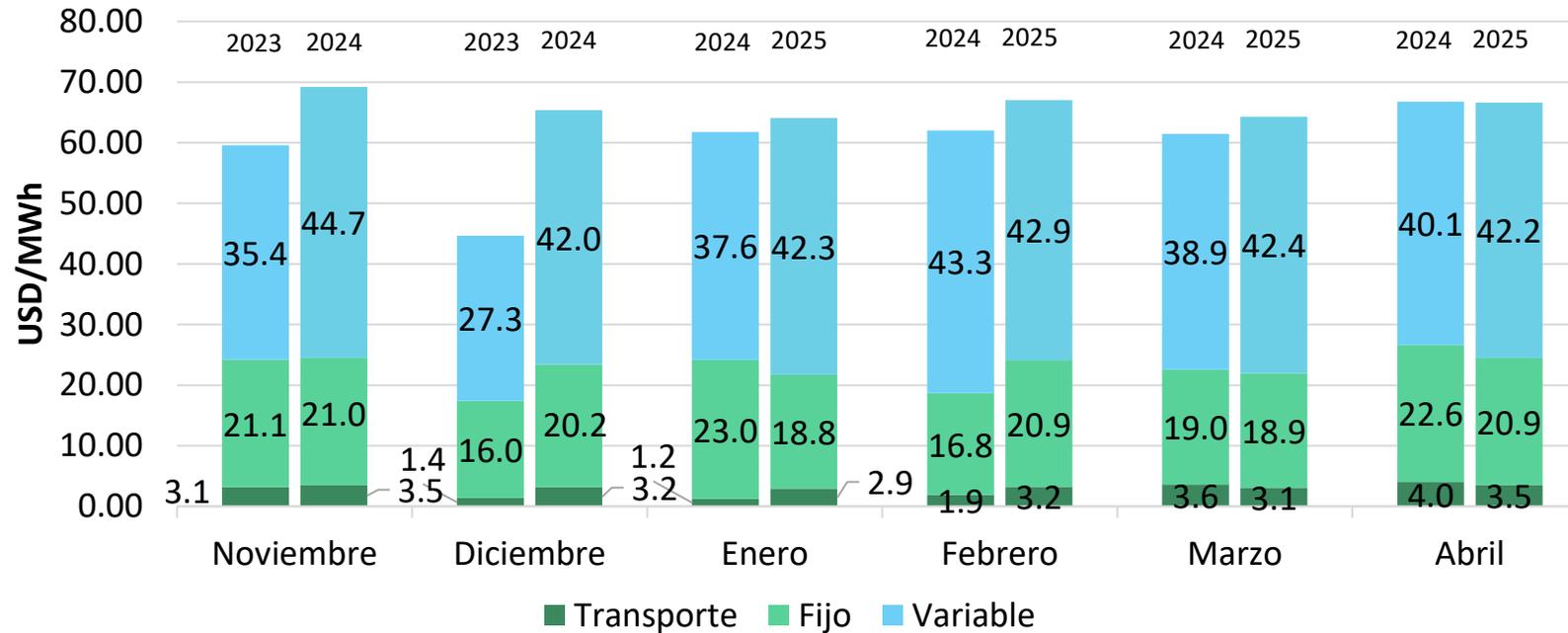
Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Costos de Abastecimiento Nov'24-Abr'25



Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Costos reales Nov'23-Abr'24 vs previstos Nov'24-Abr'25



Costo Abastecimiento MEM U\$S/MWh	Nov'24-Ene'25		Feb-Abr'25				Nov'24-Ene'25	Feb-Abr'25	Nov'24-Abr'25
	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Trimestre	Trimestre II	Semestre
Variable	44.7	42.0	42.3	42.9	42.4	42.2	43.0	42.5	42.2
Fijo	21.0	20.2	18.8	20.9	18.9	20.9	20.0	20.2	20.1
Transporte	3.5	3.2	2.9	3.2	3.1	3.5	3.2	3.3	3.2
TOTAL	69.2	65.4	64.1	67.0	64.3	66.6	66.1	65.9	66.0

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025



	Nov'24-Ene'25			Feb-Abr'25			Nov'24-Ene'25	Feb-Abr'25	Nov'24-Abr'25
	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Trimestre	Trimestre II	Semestre
Tasa de cambio	1011.2	1031.4	1042.0	1052.0	1063.0	1073.0	1028.2	1062.67	1045.42
Estimación de Resultados Medios	\$/MWh								
Energía	10086	10086	10086	10086	10086	10086	10086	10086	10086
SCTD + Adicional SCTD	23358	22011	23456	24354	24096	23682	22943	24059	22943
E.Adic.+SCComb	2004	1798	1865	1796	1801	1798	1885	1798	1843
Potencia Despachada	7.0	6.9	7.3	6.6	6.6	6.6	7.1	6.6	6.9
Res de Pot + SA + SRI	8489	9184	8696	9669	7969	8171	8796	8614	8708
SCAMEM + SC. Compra Conjunta + Importación	21924	20716	19298	20829	20717	23563	20571	21620	21080
Transporte	3571	3252	3009	3365	3272	3803	3261	3465	3360
Costo Abastecimiento MEM + Transp.	69438	67054	66418	70106	67947	71109	67550	69649	68568
Cargo Demanda Excedente \$/MWh	527	356	340	427	415	398	402	414	408
Costo Total MEM + Transp.\$/MWh	69966	67410	66758	70533	68363	71507	67952	70063	68976



Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025

Costos de Abastecimiento MEM por Probabilidad de Excedencia

Probabilidad de Excedencia	Trimestre [\$/MWh]		Trimestre [U\$/MWh]	
	Nov'24-Ene'25	Feb'-Abr'25	Nov'24-Ene'25	Feb'-Abr'25
10%PE	69367	71896	67.5	67.7
25%PE	68712	70748	66.8	66.6
40%PE	68221	70301	66.4	66.2
50%PE	67952	70063	66.1	65.9
70%PE	67339	69495	65.5	65.4
80%PE	67075	69172	65.2	65.1

Costo de Referencia de la Potencia y Energía 1er Trimestre – Nov'24 – Ene'25

	Costo de la Potencia			
	\$/MW-mes	PICO (\$/MWh)	RESTO (\$/MWh)	VALLE (\$/MWh)
10%PE	4,182,872	59,770	56,708	55,460
25%PE	4,182,872	59,205	56,172	54,936
40%PE	4,182,872	58,782	55,771	54,544
50%PE	4,182,872	58,551	55,551	54,329
70%PE	4,182,872	58,022	55,050	53,839
80%PE	4,182,872	57,795	54,834	53,627



Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2024 – ABRIL 2025



	Costo de Abastecimiento Nov'24 – Ene'25		
	\$/MWh	U\$/MWh	Diferencia U\$/MWh
Programación Estación Definitiva	67952	66.1	-
PE Definitiva + Ajustes Octubre	68374	66.5	0.4
PE Definitiva + Ajustes Octubre + Res 294	68956	67.1	0.6
PE Definitiva + Res 294 + Ajustes Noviembre	69808	67.9	0.8
Ajustes Octubre	Generación Sin Contrato (Res 285/24) +2.7%+ Transporte de EE +2.7% + TyD de Gas +2.7%		
Ajustes Noviembre	Generación Sin Contrato (Res 20/24) +6%+ Transporte de EE +6% + TyD de Gas +3.5%		





CAMMESA

**COMPAÑÍA
ADMINISTRADORA DEL
MERCADO MAYORISTA
ELÉCTRICO S.A.**

