

AGUEERA, Sociedad sin fines de lucro, creada por Ley 24.065 del año 1992, invita a los Grandes Usuarios de Energía Eléctrica a informarse sobre el asesoramiento y acompañamiento que brindamos a nuestros Socios en los temas regulatorios, normativos, de precios y tendencias del sector energético de la Rep. Argentina.

Junio 2026

Edición N° 370

25 de Mayo N°516- Piso 11-(C1002ABL)-CABA. República Argentina. Tel (011) 4311-7000.

agueera@agueera.com.ar www.agueera.com.ar

Índice

RESUMEN EJECUTIVO 2

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA..... 4

 Síntesis del MEM – Resolución SE N°400/2025 vigente desde 01/11/20254

 Precios del Mes.....17

GAS Y COMBUSTIBLES 25

 Síntesis25

 Factores de Conversión28

NOTICIAS DEL MES 30

 Sector eléctrico30

 Sector gas.....31

 Mercosur e internacionales32

 Sector de Energías Renovables33

 Innovación34

RESUMEN EJECUTIVO

El Mercado Eléctrico Mayorista registró en junio de 2026 un nivel de actividad similar al mismo mes del año anterior, con una demanda eléctrica total de 12.627 GWh, lo que representó una variación interanual de aproximadamente -0,5%. La demanda se mantuvo prácticamente estable pese a las condiciones climáticas, con una temperatura media en GBA de 12 °C (0,8 °C superior a la registrada en junio de 2025).

Desde la oferta, la generación acompañó este comportamiento, con una oferta total de 13.088 GWh, un 1,1% inferior a la del mismo mes del año anterior. La generación térmica aumentó un 9% interanual, alcanzando 6.850 GWh, mientras que la generación hidroeléctrica disminuyó un 26%. Las energías renovables mantuvieron prácticamente estable su generación respecto de junio de 2025, aunque la generación solar creció 24%. De esta manera, la generación térmica continuó siendo la principal fuente de abastecimiento del sistema, representando más de la mitad de la generación total.

En materia de costos, el mercado continuó mostrando una marcada diferencia entre el costo real de abastecimiento y los precios estacionales reconocidos para la demanda regulada. El costo medio spot alcanzó los 185,6 u\$s/MWh, mientras que el componente energético del precio estacional se ubicó en 67,76 u\$s/MWh, evidenciando una brecha significativa entre ambos valores. Para los Grandes Usuarios de la Distribuidora (GUDI) alcanzados por la Resolución SE N°976/2023, se mantiene el mecanismo de cargos destinado a cubrir las diferencias entre los costos reales del MEM y los precios estabilizados de energía y potencia.

Costo medio spot GUMAs y GUMEs



Precio GUDIs



En el segmento de combustibles, el mayor despacho térmico de junio se tradujo en un incremento del consumo total equivalente del 8,1% interanual. El gas natural representó el 83,5% de la matriz de combustibles, con un consumo de 41,3 MMm³/día, un 11,6% superior al de junio de 2025. En contraste, disminuyó el consumo de Gas Oil y Fuel Oil, mientras que aumentó el uso de carbón mineral. Paralelamente, las importaciones de energía eléctrica crecieron un 11%, impulsadas principalmente por Brasil, mientras que también se registró un incremento significativo de las importaciones provenientes de Bolivia.

Respecto del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), durante junio se incorporaron nuevas habilitaciones comerciales de proyectos renovables por 218 MW, correspondientes principalmente a parques

solares bajo contratos MATER y RenMDI. Asimismo, la generación renovable alcanzó 2.062 GWh, manteniendo una participación significativa dentro de la oferta eléctrica del mes. La generación solar registró un crecimiento interanual del 24%, compensando parcialmente las caídas observadas en la generación eólica e hidroeléctrica.

En el mercado de gas natural, el abastecimiento para generación eléctrica mostró una mayor participación del gas de origen propio, que alcanzó 23,5 MMm³/día, frente a 2,8 MMm³/día en junio de 2025, mientras que el gas bajo acuerdo disminuyó 48,2% interanual. En paralelo, continuaron las importaciones de energía desde países limítrofes, destacándose Brasil y Bolivia. En conjunto, el mayor despacho térmico y la evolución de los combustibles continuaron siendo factores determinantes sobre los costos de abastecimiento del sistema eléctrico.

En conjunto, junio de 2026 consolidó un mercado caracterizado por una demanda estable, un mayor despacho térmico, una menor generación hidroeléctrica y costos de abastecimiento significativamente superiores a los del año anterior. El precio monómico medio spot alcanzó 189,1 u\$s/MWh, frente a 94,7 u\$s/MWh en junio de 2025, lo que representa un incremento del 99,8%, reflejando el fuerte aumento de los costos del mercado y la creciente relevancia de los mecanismos de cobertura y contratación para los Grandes Usuarios.

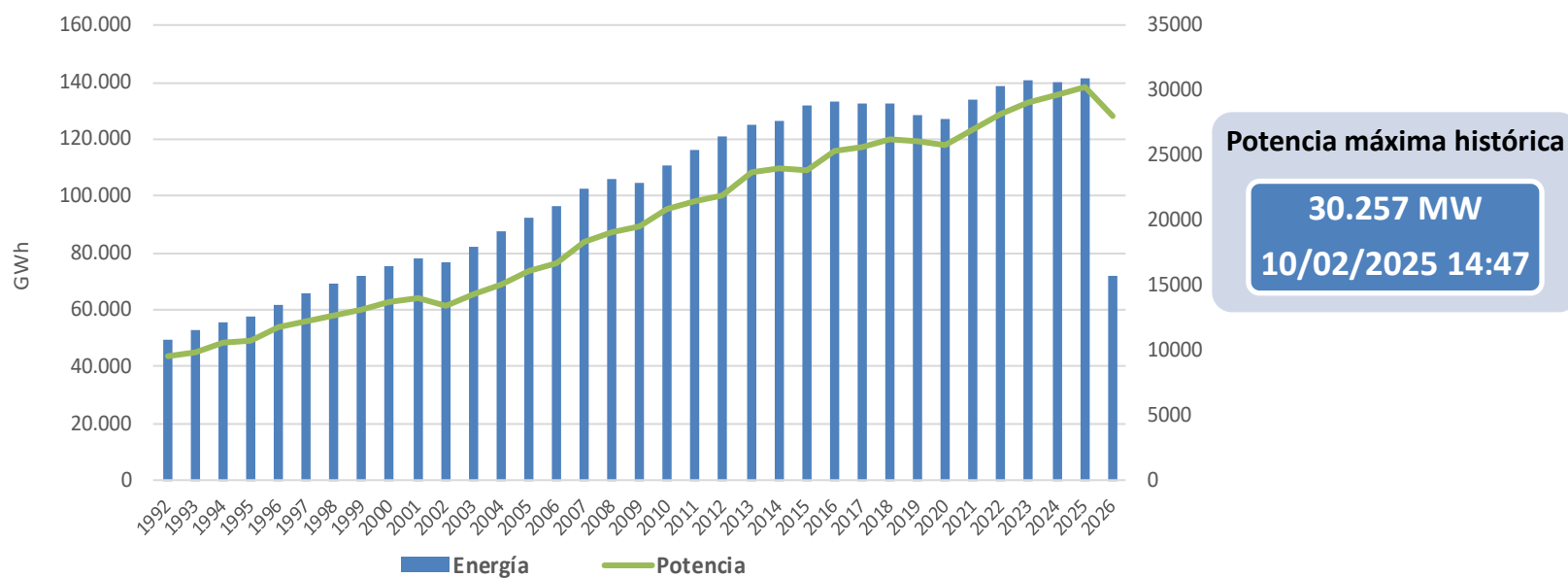
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Síntesis del MEM – Resolución SE N°400/2025 vigente desde 01/11/2025

En esta sección usted encontrará información útil sobre:

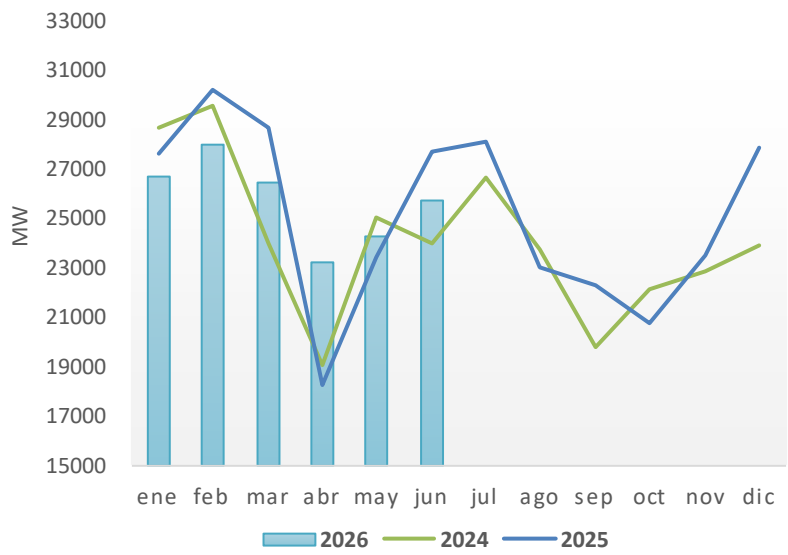
- Demanda de energía y potencia
 - Demanda máxima de energía y potencia
 - Distribución de la demanda
- Potencia instalada
- Generación
 - Importación y Exportación
 - Generación nuclear
 - Generación renovable
 - Generación térmica
 - Generación hidráulica

Demanda de Energía y Potencia

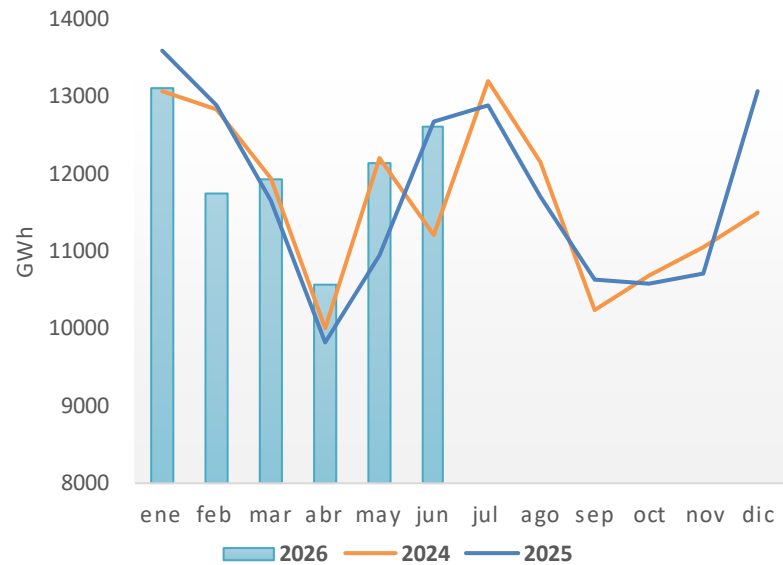


MES	POTENCIA MÁXIMA MW	ENERGÍA GWH
JUNIO 2026	25785	12627
JUNIO 2025	27719	12685
VARIACIÓN	-7,0%	-0,5%

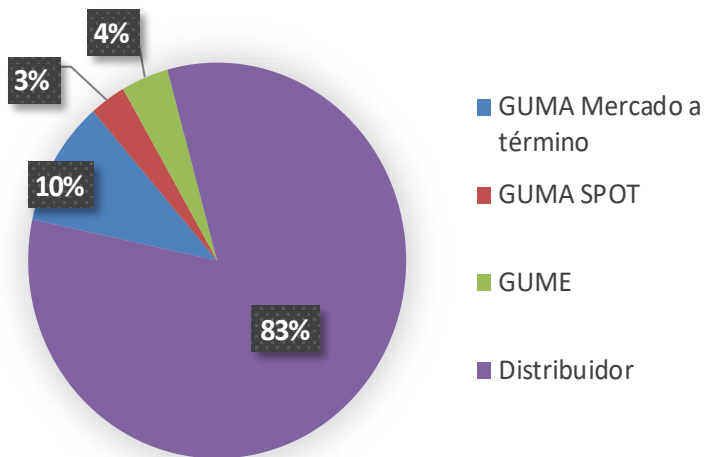
POTENCIA



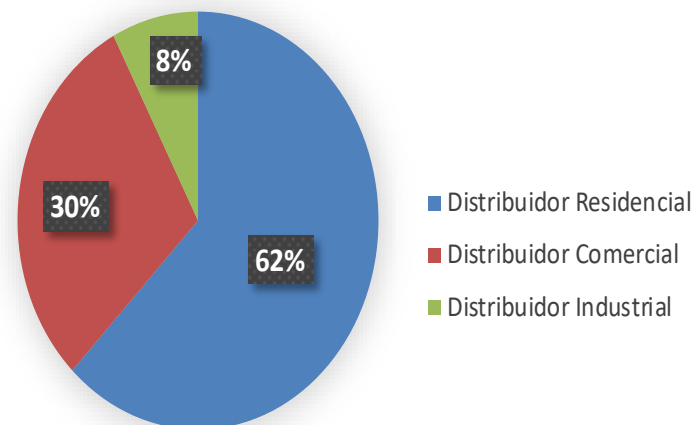
ENERGÍA



DEMANDA POR TIPO DE AGENTE

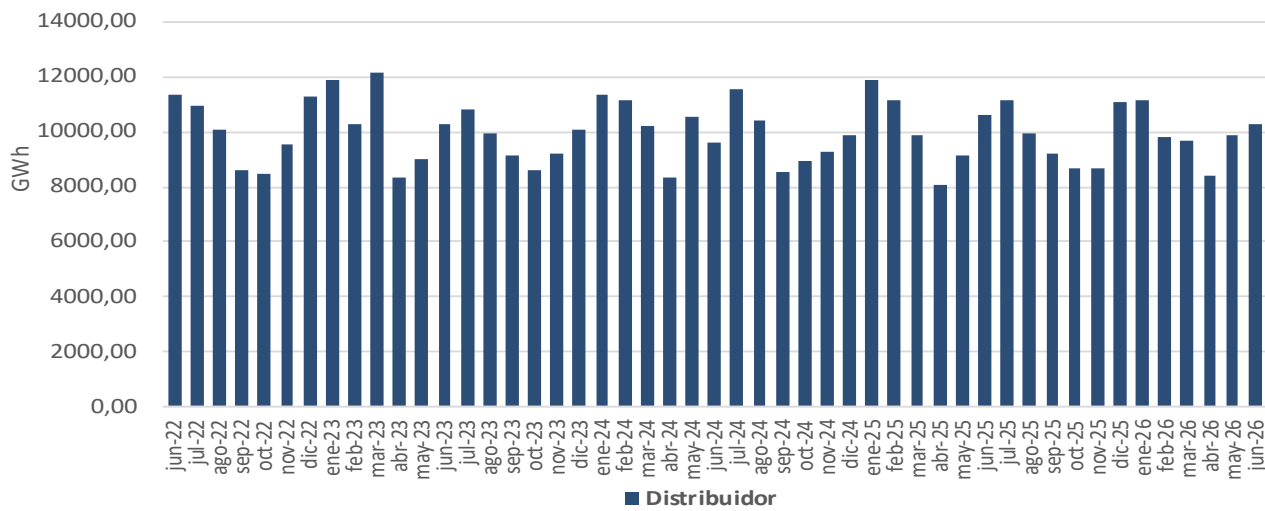


COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DEL DISTRIBUIDOR

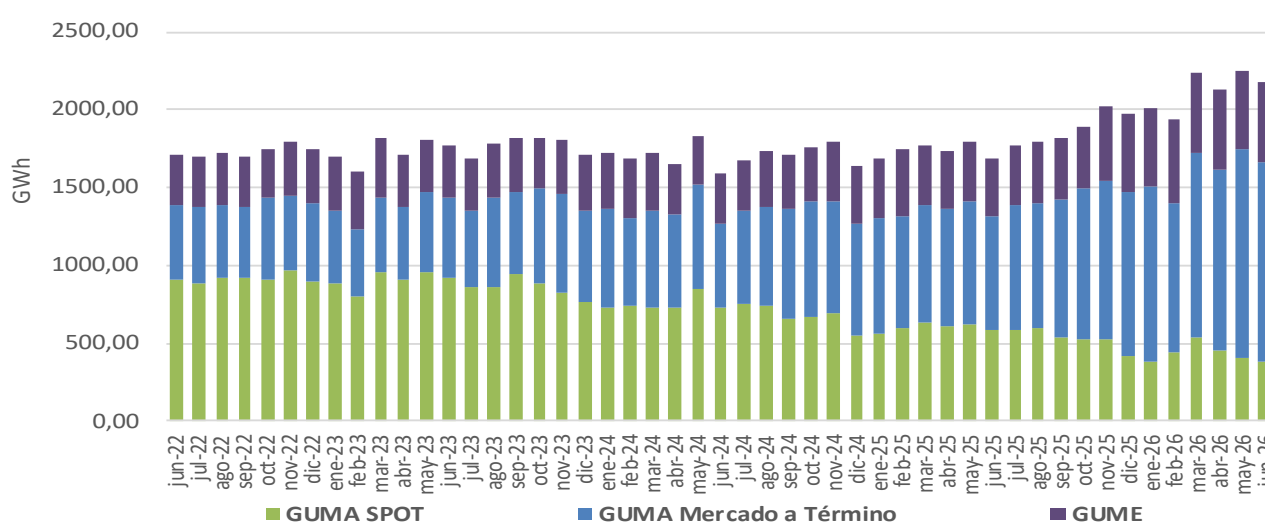


La demanda de los GUME subió un **35,3% i.a.**, mientras que las distribuidoras bajaron un **-2,83% i.a.** Por otra parte, la demanda de GUMAs al SPOT bajó un **-33,3% i.a.** y en el MAT subió un **73,5% i.a.**

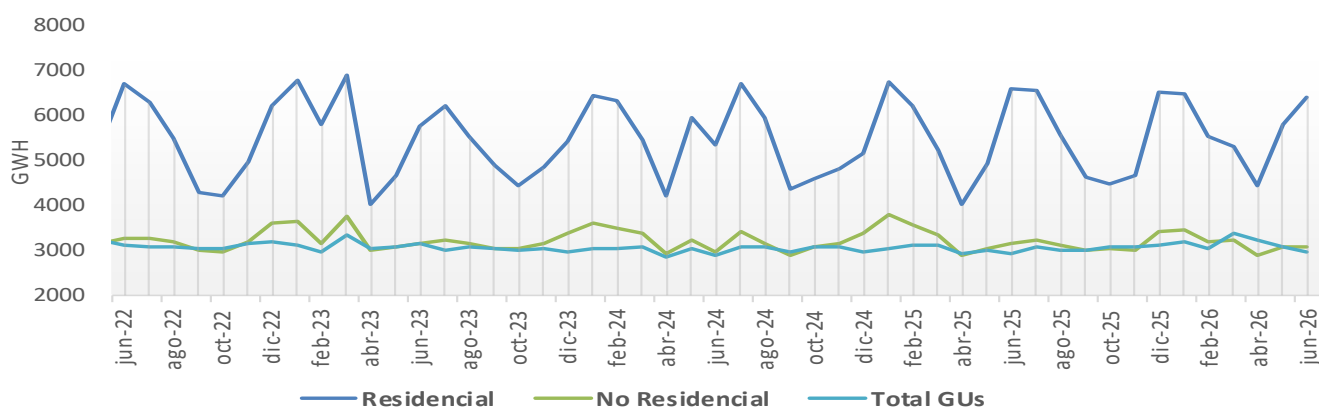
Demanda Mensual de Distribuidores del MEM



Demanda Mensual de GU del MEM



Demanda Mensual por Tipo de Usuario

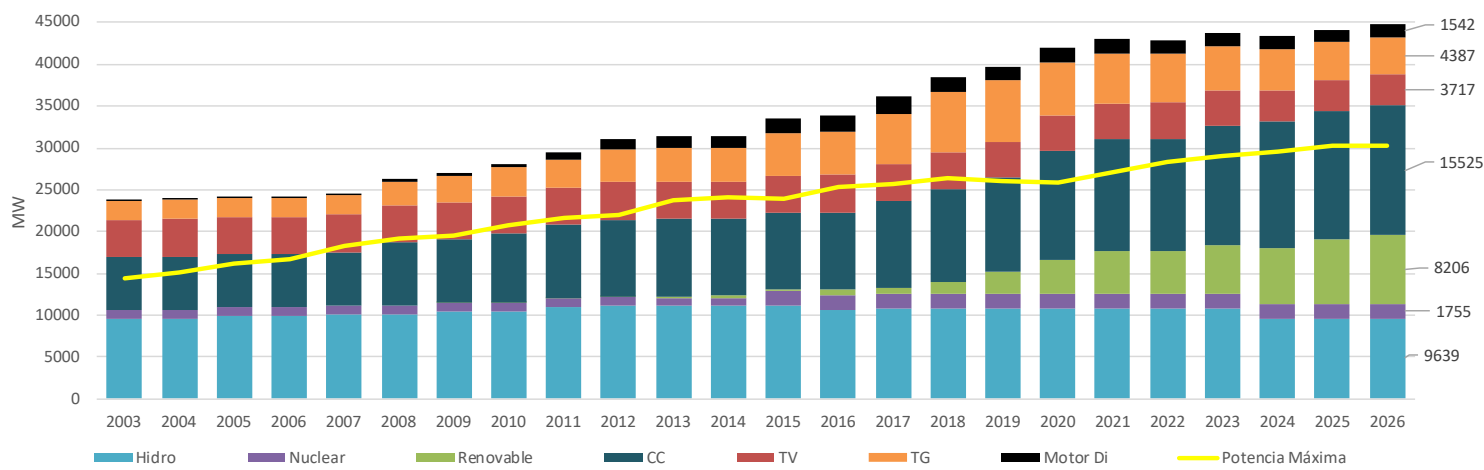


Evolución de la Demanda por Rama y Actividad

		junio 26	junio 25	MW Medios	Variación %	
Alimentación, comercios y servicios	Cargas y puertos	16	16	0	-0,28%	↓
	Comercio y servicios (principalmente supermercados y otros centros comerciales)	493	500	-7	-1,47%	↓
	Industria de la alimentación y artículos de consumo masivo	785	783	2	0,25%	↑
	Sector de servicios públicos y transporte (agua y transporte en GBA)	282	288	-6	-2,08%	↓
Industrias	Industria de productos metálicos no automotores	98	102	-4	-3,92%	↓
	Gran Siderurgia	308	278	30	10,79%	↑
	Industria automotriz	73	78	-5	-6,41%	↓
	Industria de la construcción (elaboración de cemento y canteras)	143	161	-18	-11,20%	↓
	Industria textil	99	124	-25	-20,16%	↓
	Industria de derivados de petróleo	200	183	17	9,36%	↑
	Industrias químicas, del caucho, plástico y otros materiales minerales no metálicos	580	548	32	5,84%	↑
	Industria de la madera y el papel	185	177	8	4,52 %	↑
Petróleos y minerales	Extracción de minerales	52	48	4	8,33%	↑
	Extracción de petróleo	163	164	-1	-0,61%	↓
Aluar		525	400	125	31,13%	↑
Total		4001	3849	152	3,95%	↑

Fuente: Informe de CAMMESA de Evolución de la Gran Demanda por Rama y Tipo de Actividad.

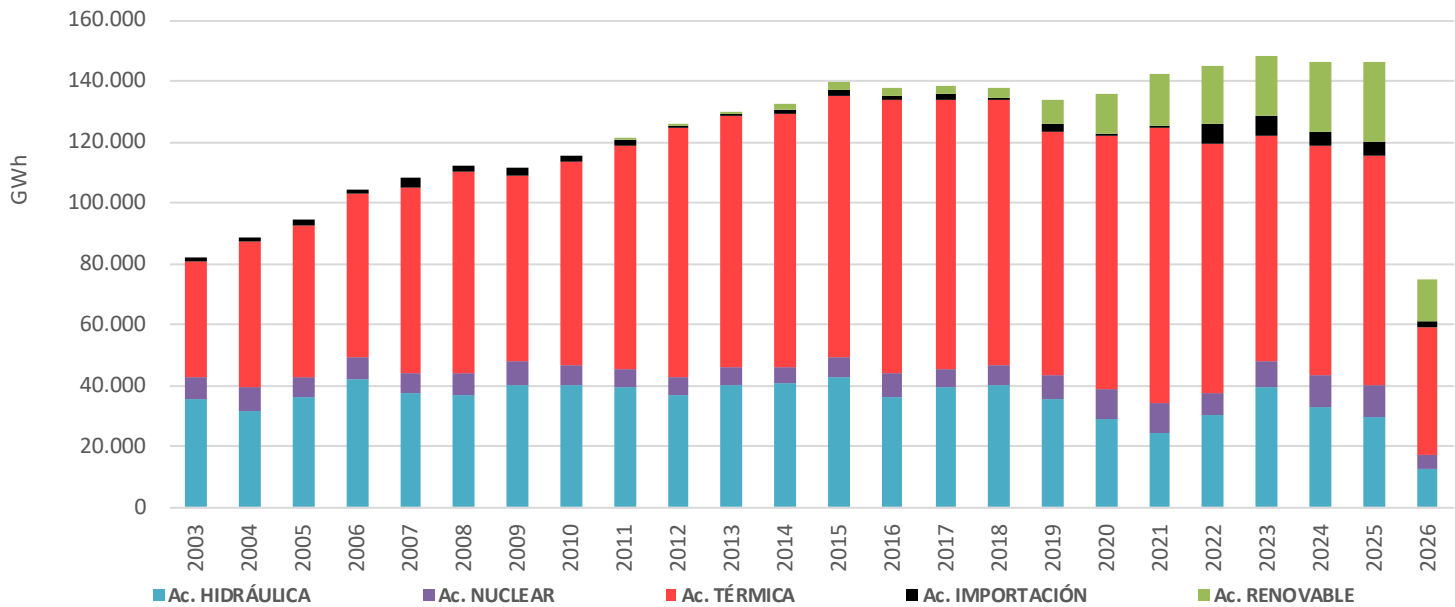
Potencia Instalada acumulado a junio 2026



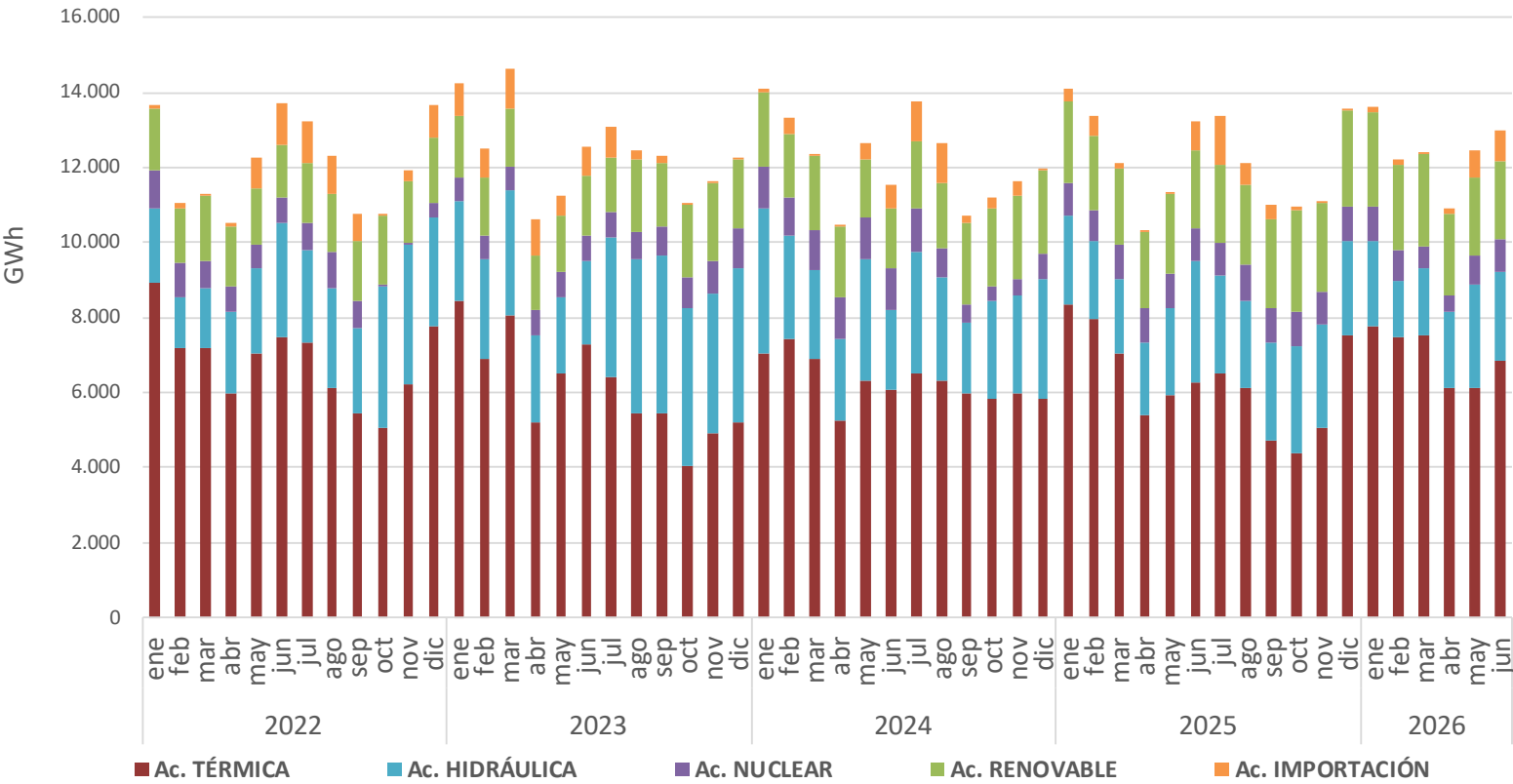
La potencia para la central Yacretá se corresponde con la potencia disponible firme para Argentina, 1550 MW. La potencia total instalada de la misma es de 3100 MW.

Generación acumulada a junio 2026

GENERACIÓN ACUMULADO ANUAL

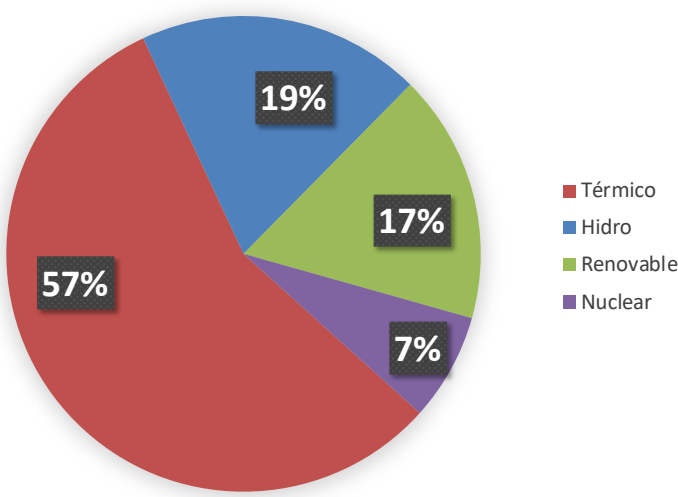


GENERACIÓN ACUMULADO MENSUAL



La oferta de energía para el mes de junio 2026 estuvo compuesta de la siguiente manera:

Oferta Local Por Tecnología



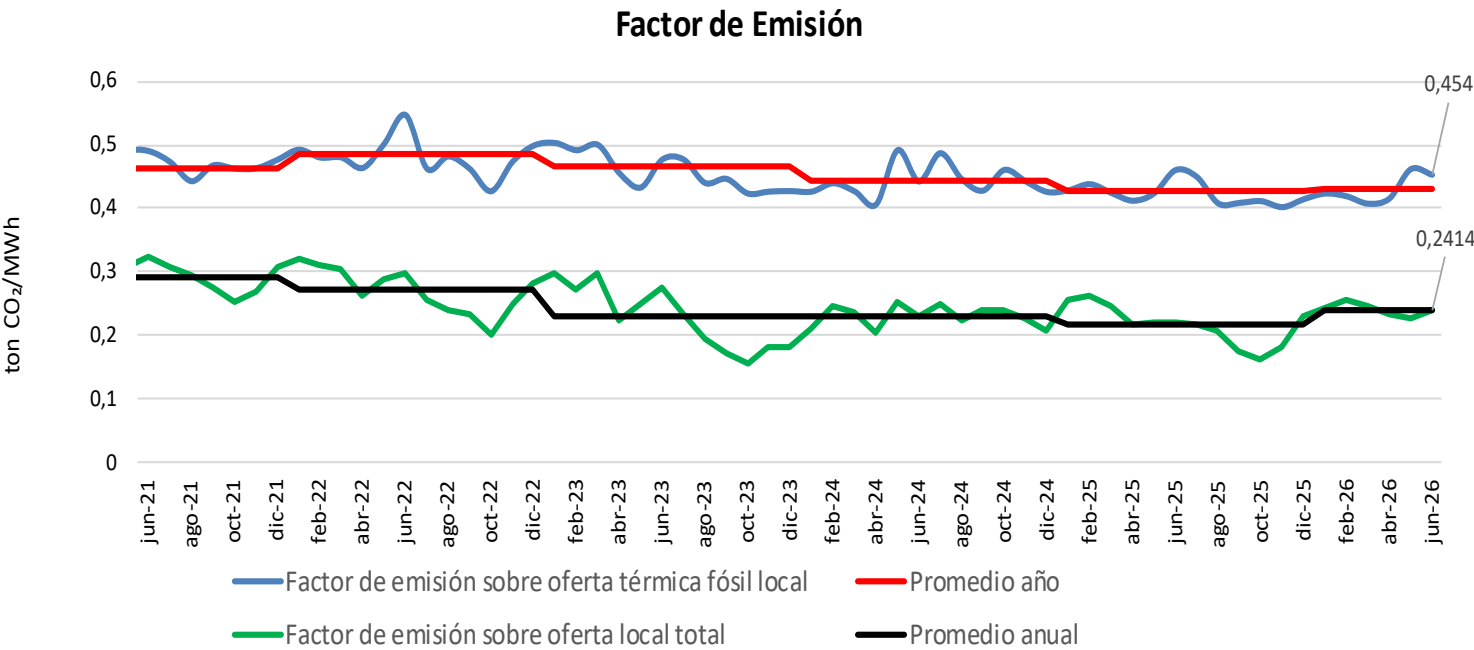
Importación y Exportación

Importación					Exportación		
841,3 GWh					829,6 GWh		
Brasil	Chile	Paraguay	Uruguay	Bolivia	Uruguay	Bolivia	Brasil
746,6 GWh	0,2 GWh	11,0 GWh	7,4 GWh	76,1 GWh	39,0 GWh	76,1 GWh	714,5 GWh

La importación de energía creció 10,65% con respecto a junio 2025.

La exportación de energía subió más de 14.000% con respecto a junio 2025.

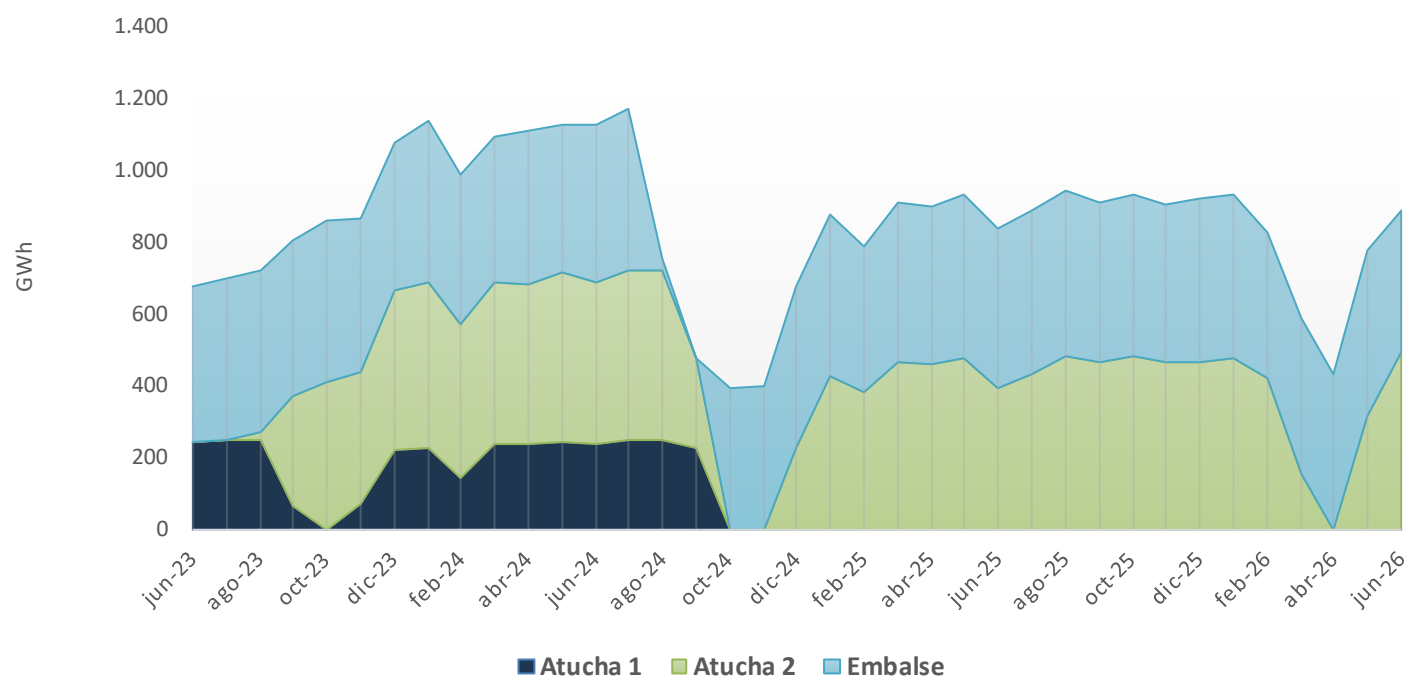
Factor de Emisión de la Red (elaboración propia en base a datos de CAMMESA)



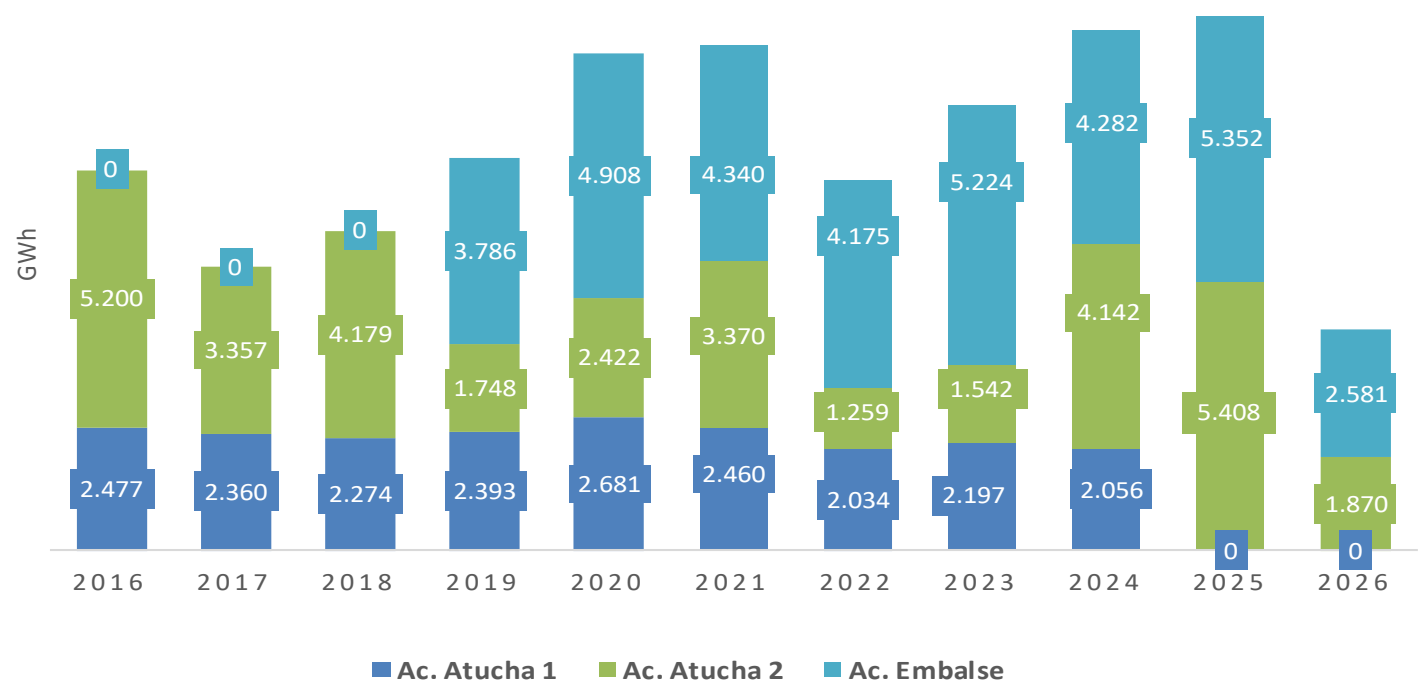
Generación Nuclear

	junio 2026 GWh	junio 2025 GWh	VARIACIÓN
ATUCHA 1	0,0	0,0	-
ATUCHA 2	493,2	392,7	26%
EMBALSE	395,3	444,5	-11,1%
TOTAL	888,4	837,2	6,1%

ACUMULADO MENSUAL

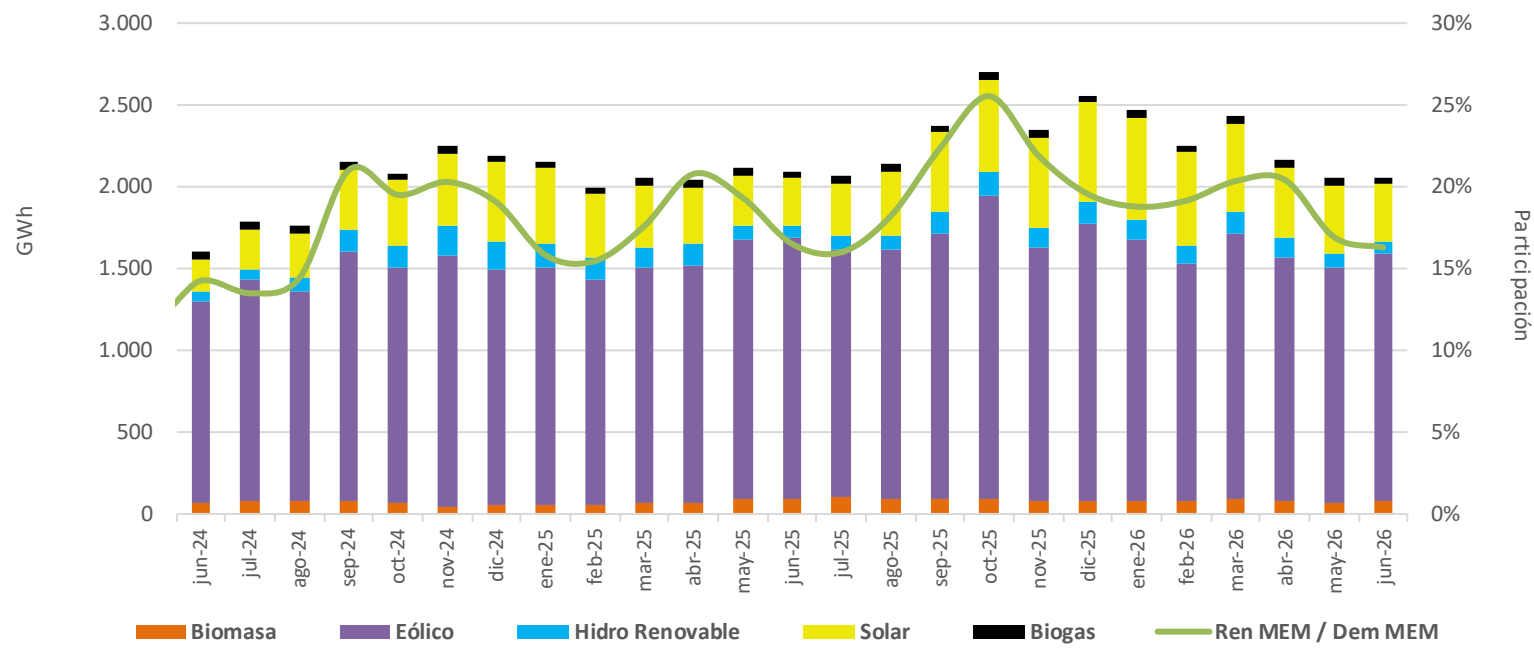


ACUMULADO ANUAL

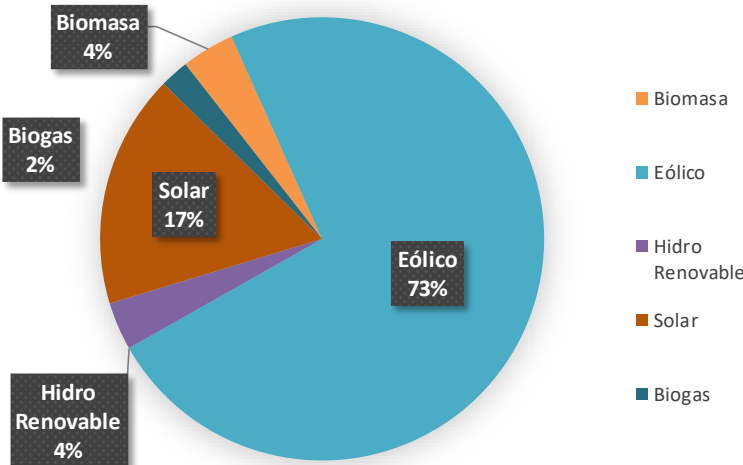


Generación Renovable

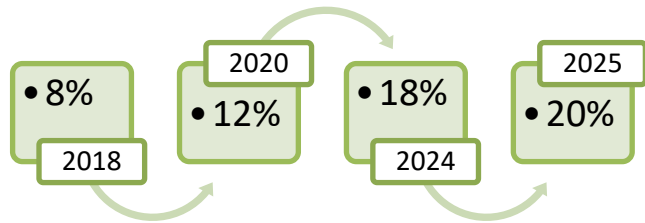
Evolución Mensual de la Generación



Participación de cada Tecnología

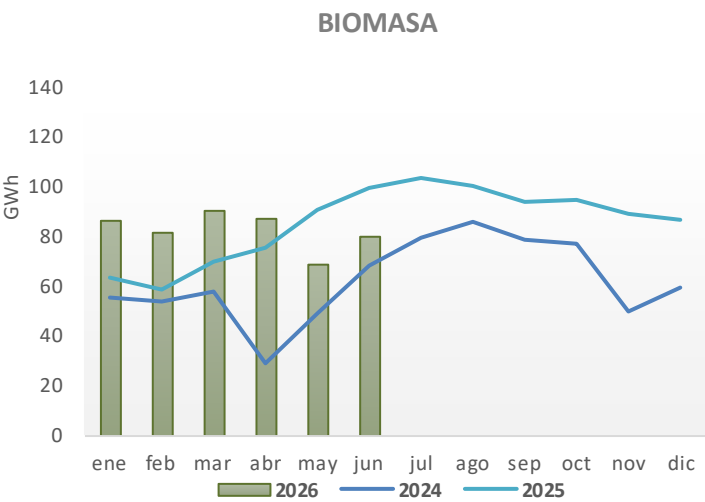
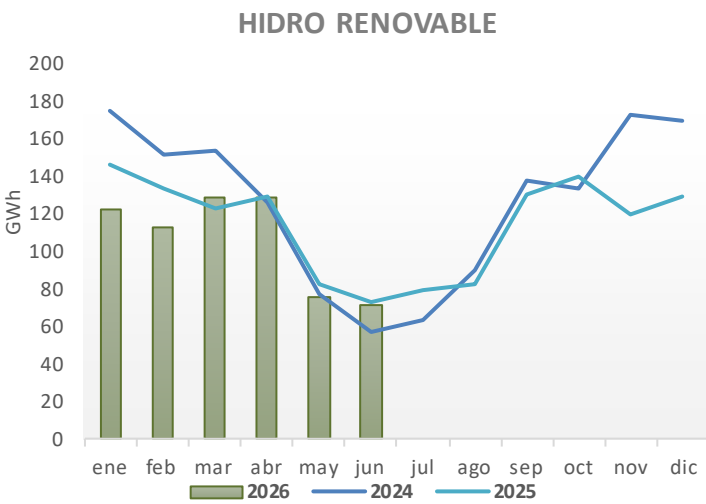
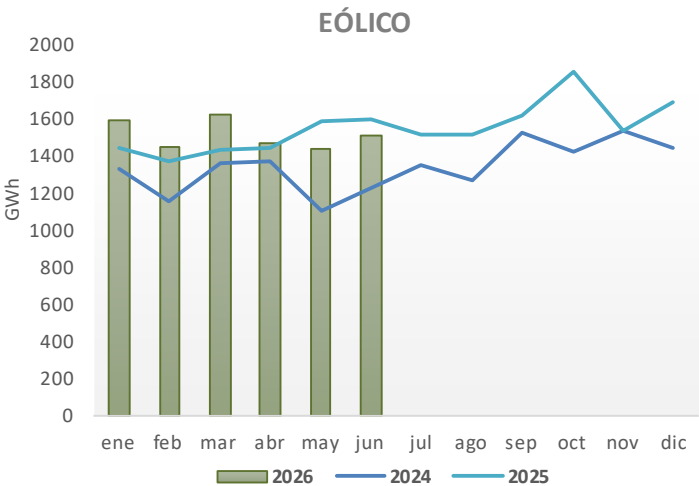
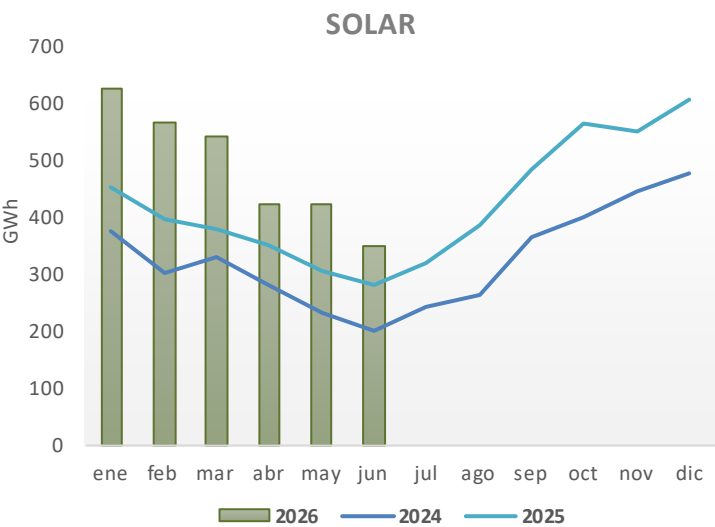


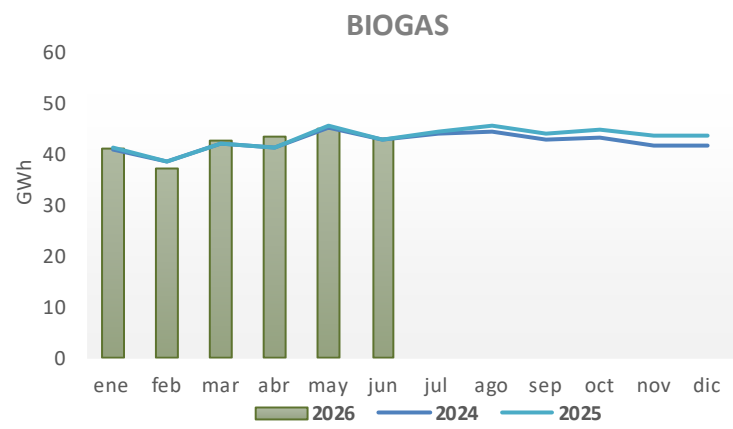
LEY 27.191 OBJETIVO
PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN RENOVABLE
SOBRE LA DEMANDA MENSUAL



	junio 2026 GWh	junio 2025 GWh	VARIACIÓN
EÓLICO	1515,4	1599,8	-5,3%
SOLAR	351,7	283,3	24,1%
HIDRO	72,1	73,1	-1,3%
BIOMASA	79,7	99,9	-20,3%
BIOGAS	43,2	43,3	-0,3%
TOTAL	2062,1	2099,4	-1,8%
PARTICIPACIÓN	16,3%	16,6%	

Generación Renovable por Tipo

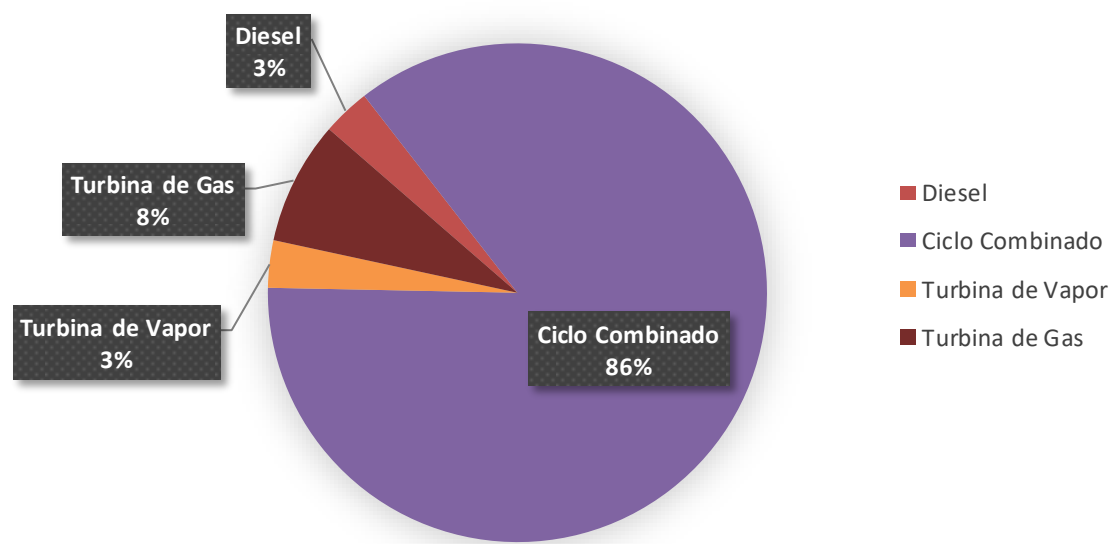




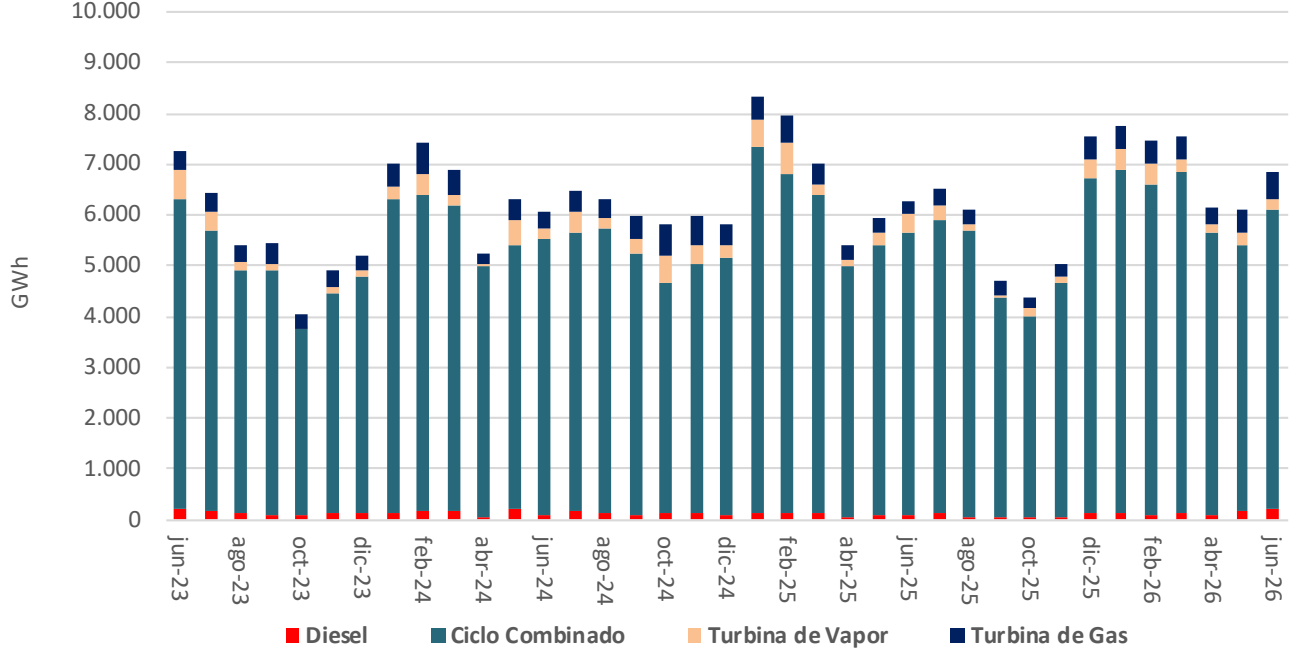
Generación Térmica

	junio 2026 GWh	junio 2025 GWh	VARIACIÓN
DIESEL	212,3	103,8	104,6%
CICLO COMBINADO	5887,1	5547,0	6,1%
TURBINA DE VAPOR	201,3	394,2	-48,9%
TURBINA DE GAS	549,0	238,9	129,8%
TOTAL	6849,7	6283,9	9,0%
Disponibilidad térmica	81%	75%	

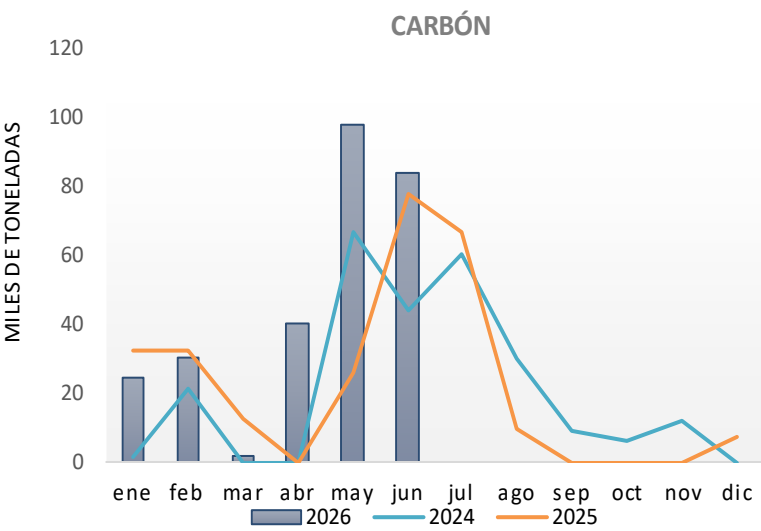
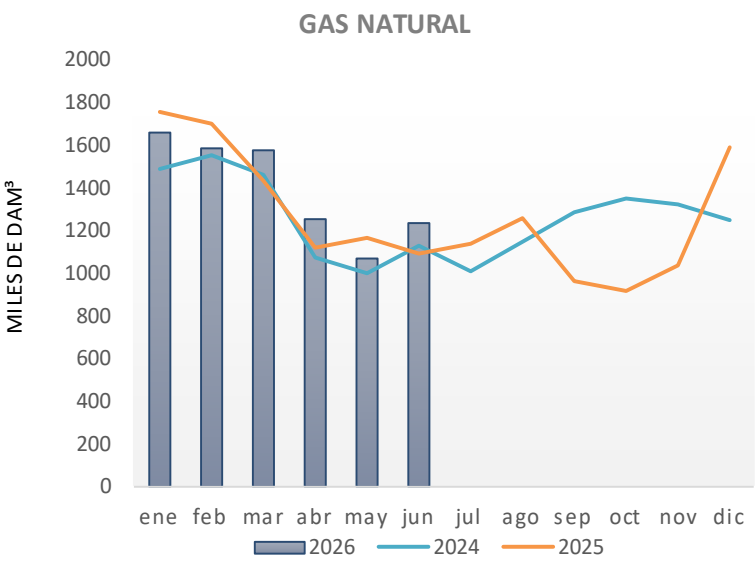
Participación de Cada Tecnología en la Generación Térmica

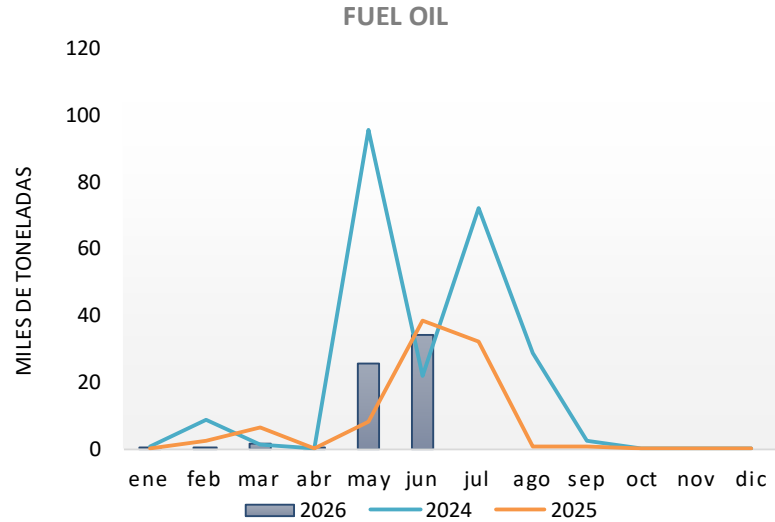
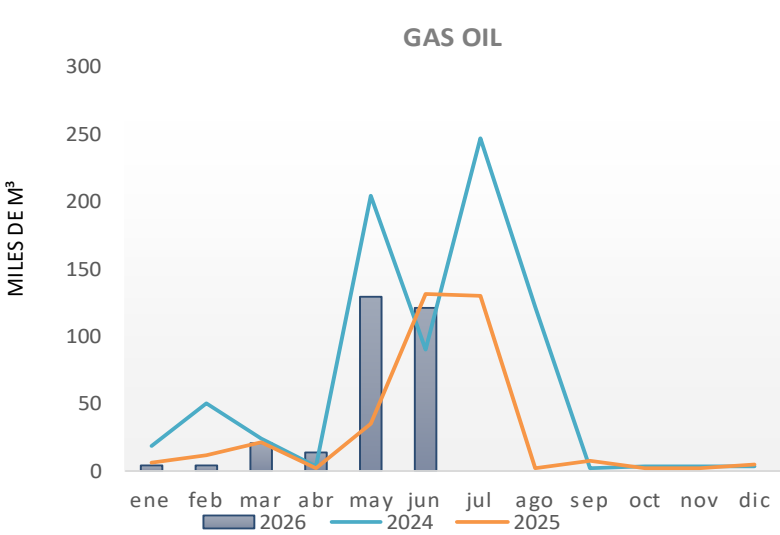


Generación Térmica por Tecnología



Consumo de Combustibles

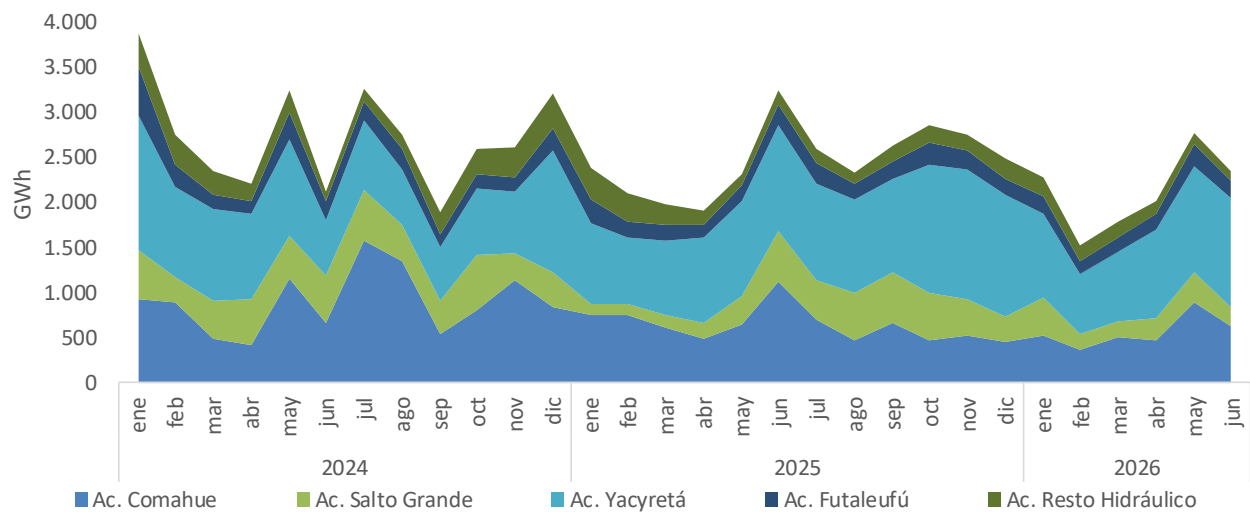




Generación Hidráulica

	junio 2026 GWh	junio 2025 GWh	VARIACIÓN
Futaleufú	191,9	232,8	-17,6%
Yacyretá	1214,5	1176,0	3,3%
Salto Grande	220,7	546,8	-59,6%
Comahue	698,4	1130,0	-38,2%
Resto hidráulico	120,9	155,3	-22,1%
TOTAL	2446,4	3240,9	-24,5%

Generación Hidroeléctrica Mensual

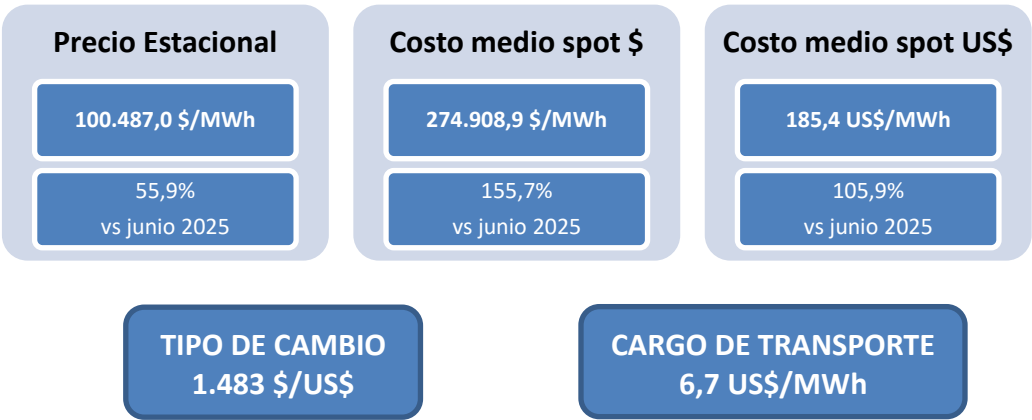


Precios del Mes

En esta sección usted encontrará información útil sobre:

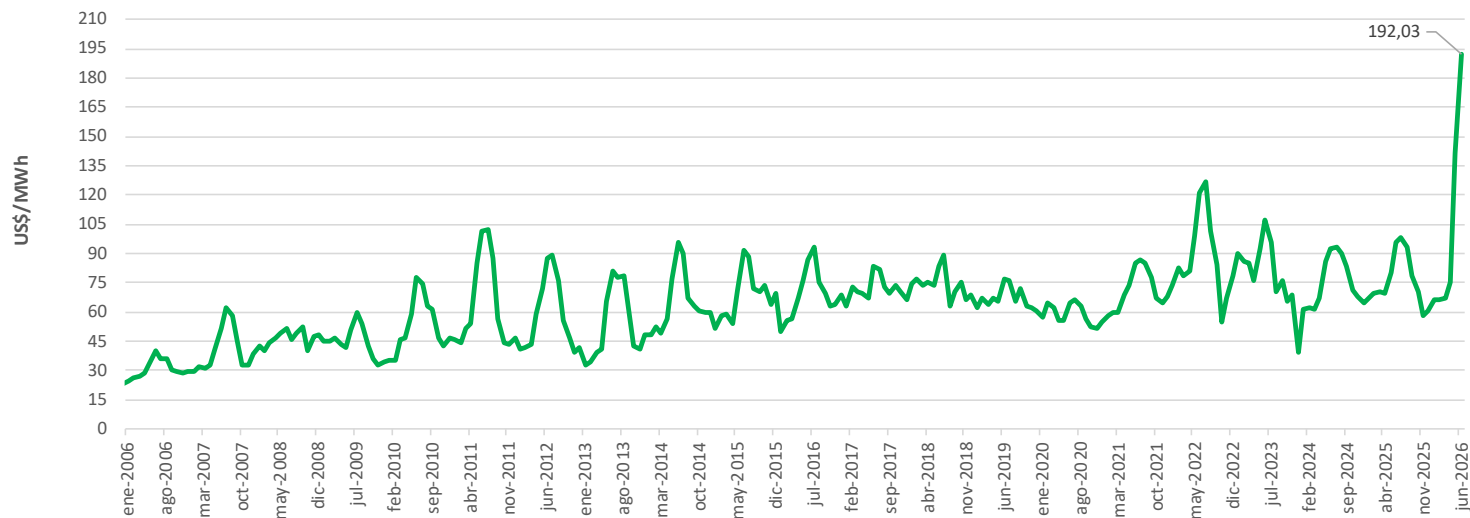
- Costo medio SPOT del MEM
- Precio estacional sancionado
- Mercado a Término de Energías Renovables

Costo Medio mercado SPOT del MEM

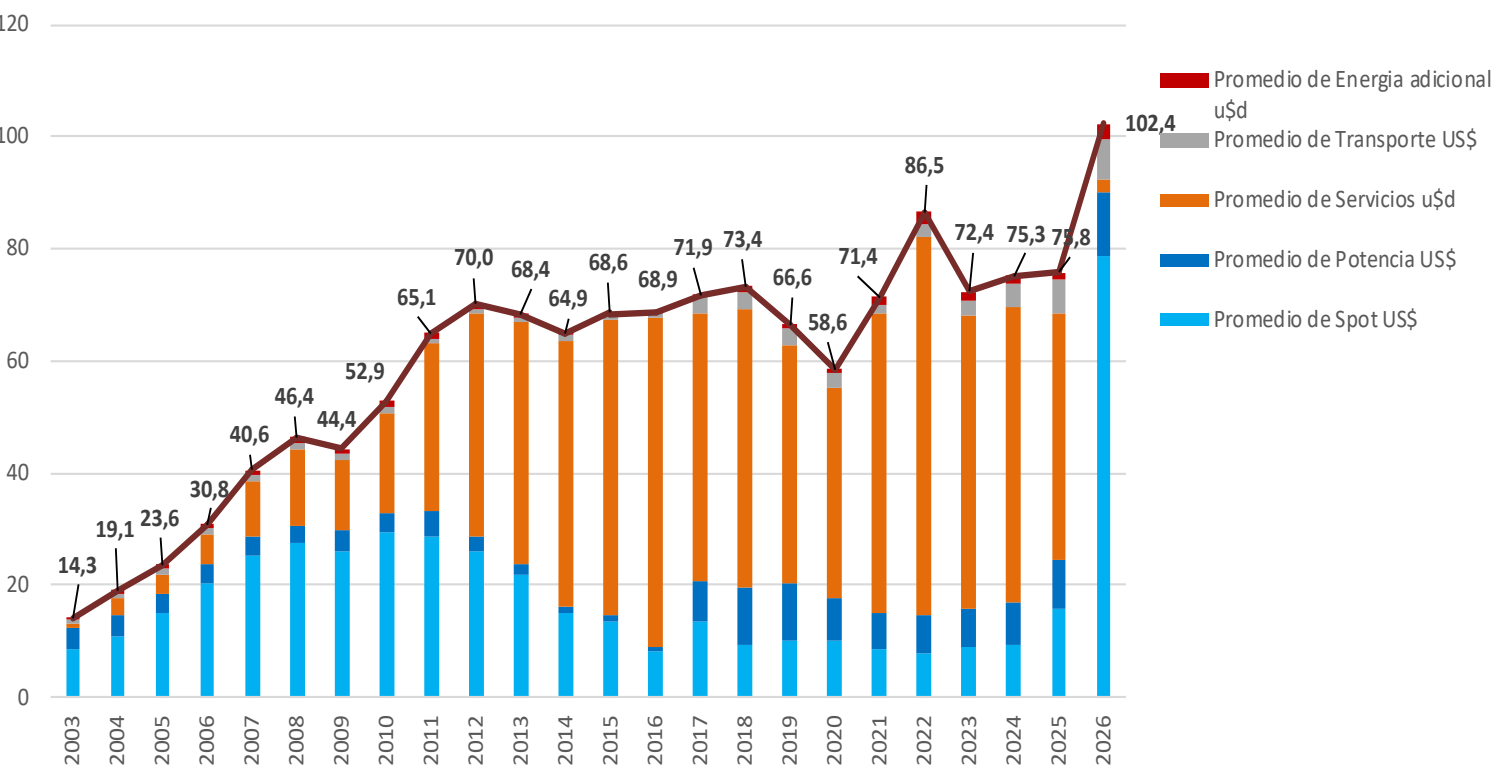


\$/MWH	2026					
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
PRECIO MEDIO ENERGÍA SPOT	63.626	61.814	62.593	72.969	167.233	242.088
ENERGÍA ADICIONAL	2.239	2.401	2.520	2.755	5.950	8.886
SERVICIOS ASOCIADOS	3.244	3.460	3.338	2.260	2.069	4.359
POTENCIA	17.625	16.544	14.970	14.521	14.116	19.576
PRECIO MONÓMICO	86.734	84.219	83.421	92.505	189.368	274.909
FONDO NAC. DE LA E. ELÉCTRICA	1.704	2.029	2.029	2.029	2.280	2.280
CARGO DE COMERCIALIZACION	1.500	1.050	980	749	1.156	908
TIPO DE CAMBIO	1.448	1.409	1.383	1.381	1.410	1.483

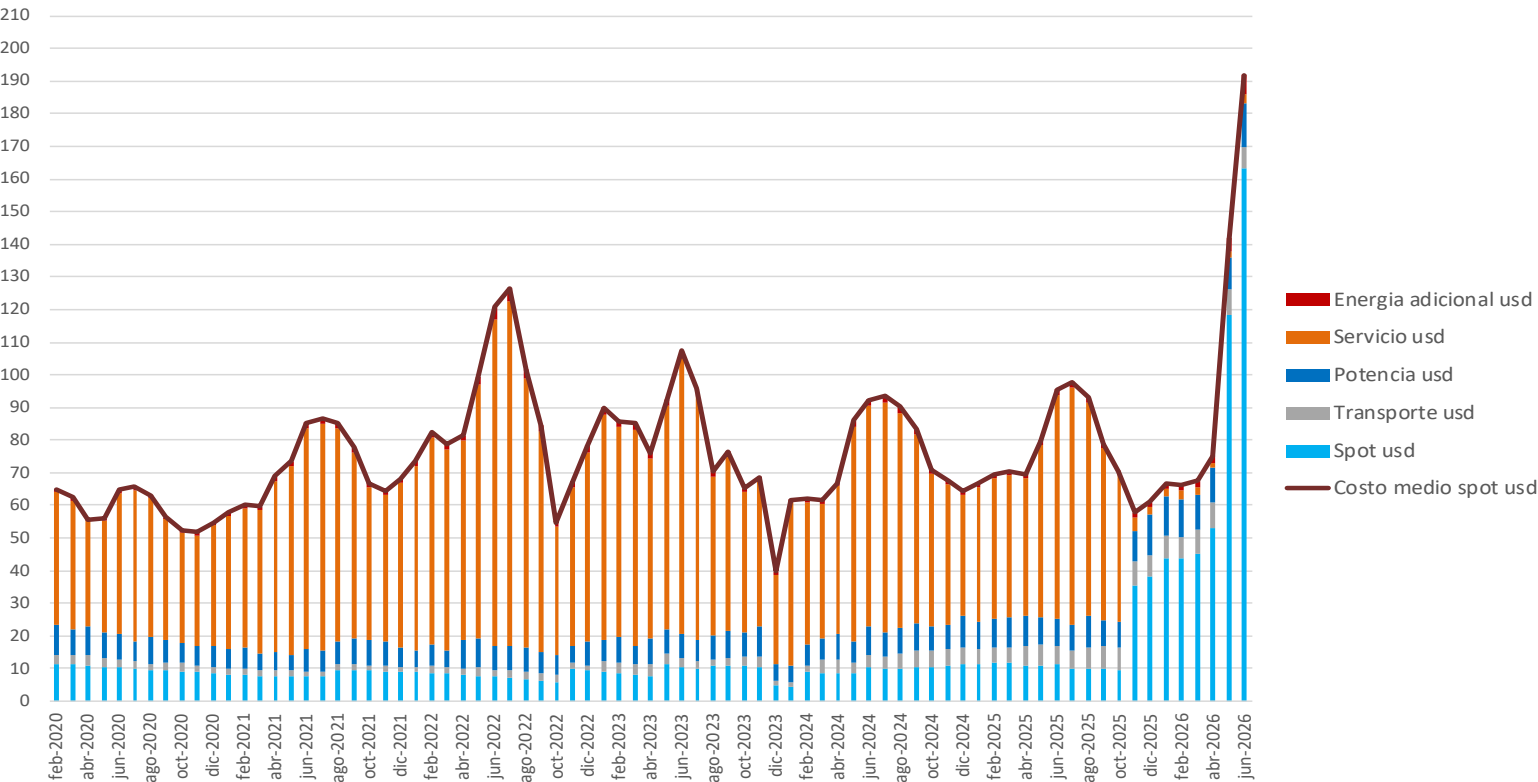
Monómico con Transporte



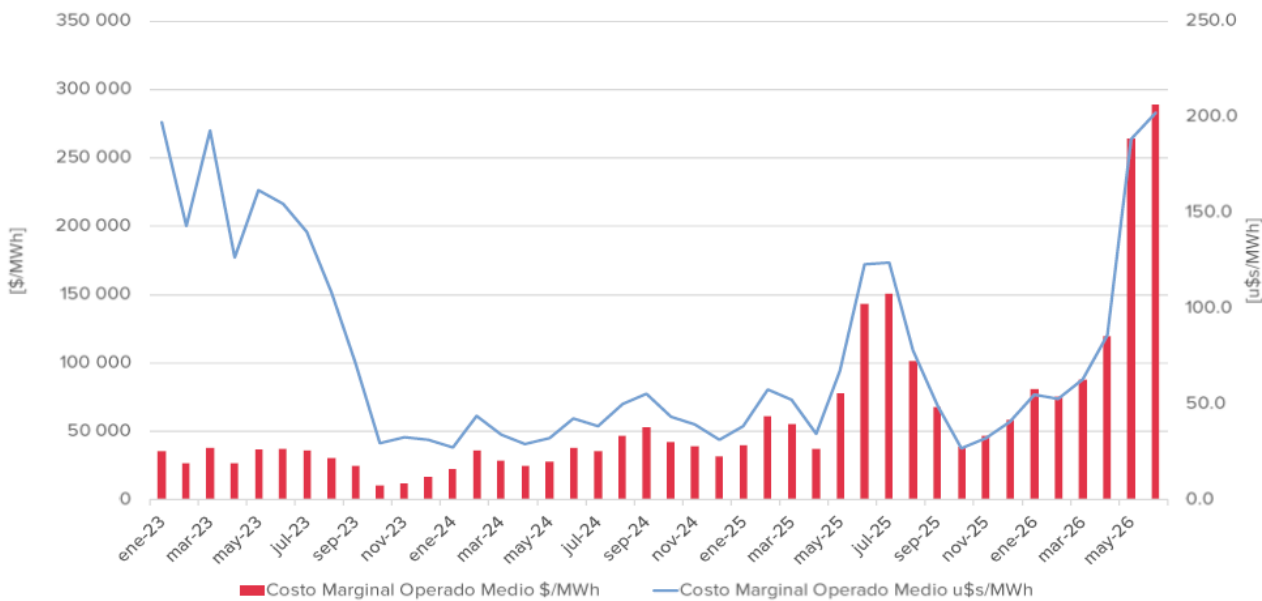
Costo medio Spot Anual Promedio con Transporte (US\$/MWh)



Costo medio spot mensual (USD/MWh)



Costos Marginal Operado – Evolución mensual



Fuente: Informe “Síntesis mensual – junio 2026”

Precio Estacional Sancionado

Vigencia: 1° de mayo al 31 de julio 2026

	Precio de Referencia de la Potencia	Precio Estabilizado de la Energía (PEE)			Precio Estabilizado Servicios Adicionales
	(\$POTREF)	Horas Pico (\$PER.PICO)	Hora Resto (\$PER.RESTO)	Hora Valle (\$PER.VALLE)	(\$PES)
	\$/MW-mes	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Demanda Distribuidor RESIDENCIAL	8.846.232 (*)	83.051 (*)	80.196 (*)	78.866 (*)	7.572 (*)
Demanda Distribuidor NO RESIDENCIAL	8.846.232	83.435	80.567	79.232	7.572
Demanda Distribuidor Grandes Usuarios GUDI	8.846.232	83.637	80.762	79.423	7.572

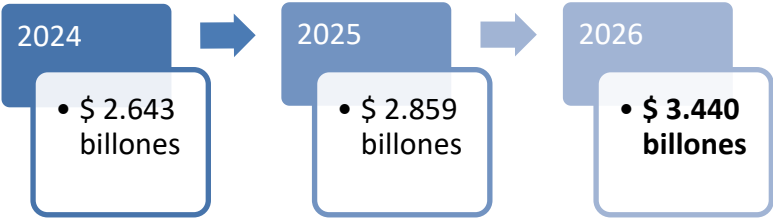
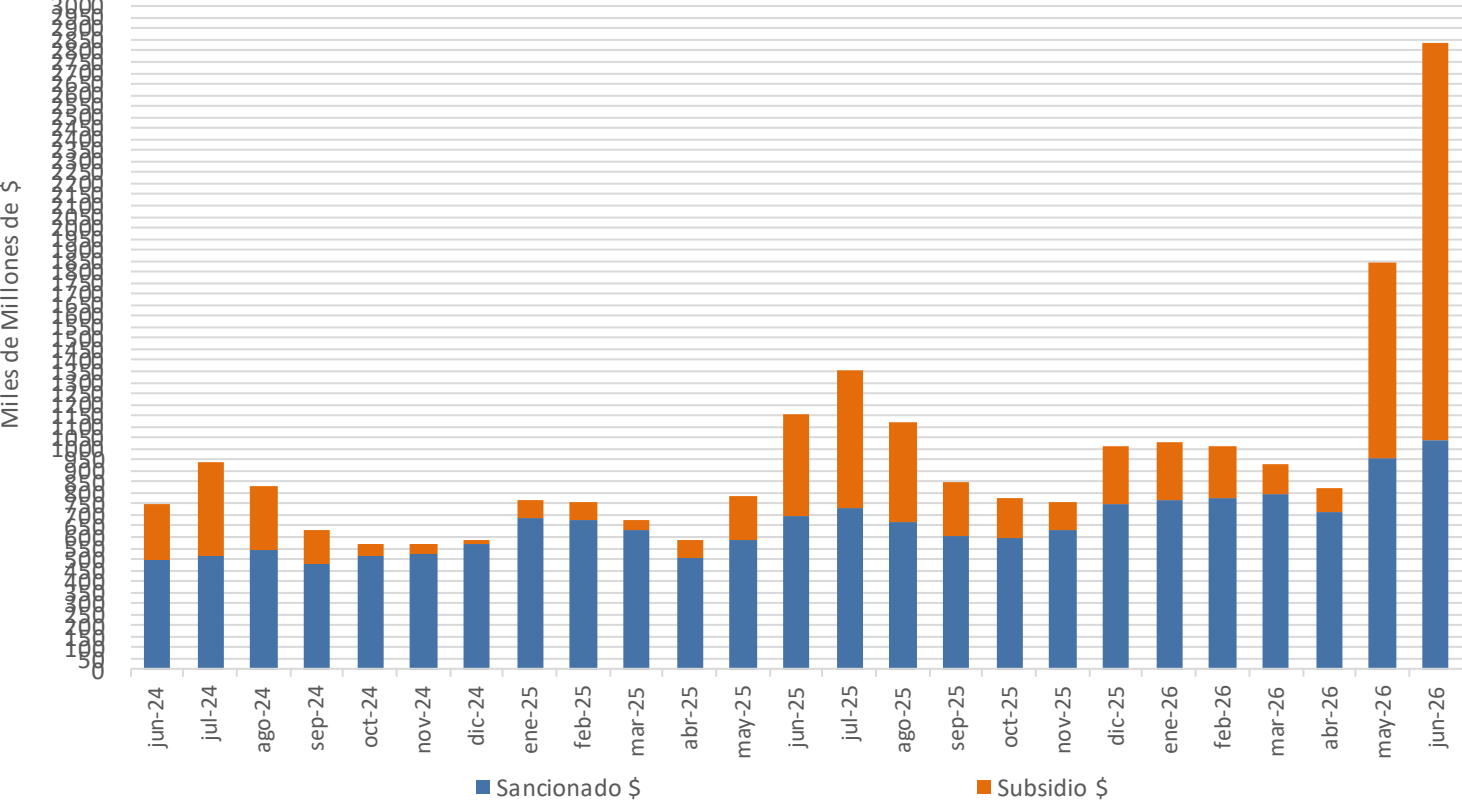
Demanda Distribuidor RESIDENCIAL – Demanda Residencial

Demanda Distribuidor NO RESIDENCIAL – Toda la demanda del distribuidor que no es ni Residencial ni GUDI

Demanda Distribuidor Grandes Usuarios GUDI – Demanda del distribuidor de GUDIs

(*) A estos Precios Estacionales, se le aplicarán las bonificaciones del Decreto N° 943/25 sus modificatorios y complementarios y/o los que fije la Secretaría de Energía (SE) como Autoridad de Aplicación. La SE, si correspondiere, podrá fijar los límites de consumo a las categorías alcanzadas por la bonificación por sobre los cuales se aplicará un precio diferenciado para el excedente.

Evolución de los Subsidios a la Energía
(Miles de millones de pesos)



Hasta junio 2026, el monto de subsidios anterior sería generado por la demanda del distribuidor.

La diferencia entre el Costo Monómico de la generación asignada y el Precio Estacional sancionado genera el anterior déficit en el sistema.

El subsidio anteriormente consideraba la diferencia entre el costo medio MEM y el precio estacional sancionado.

Compras Conjuntas

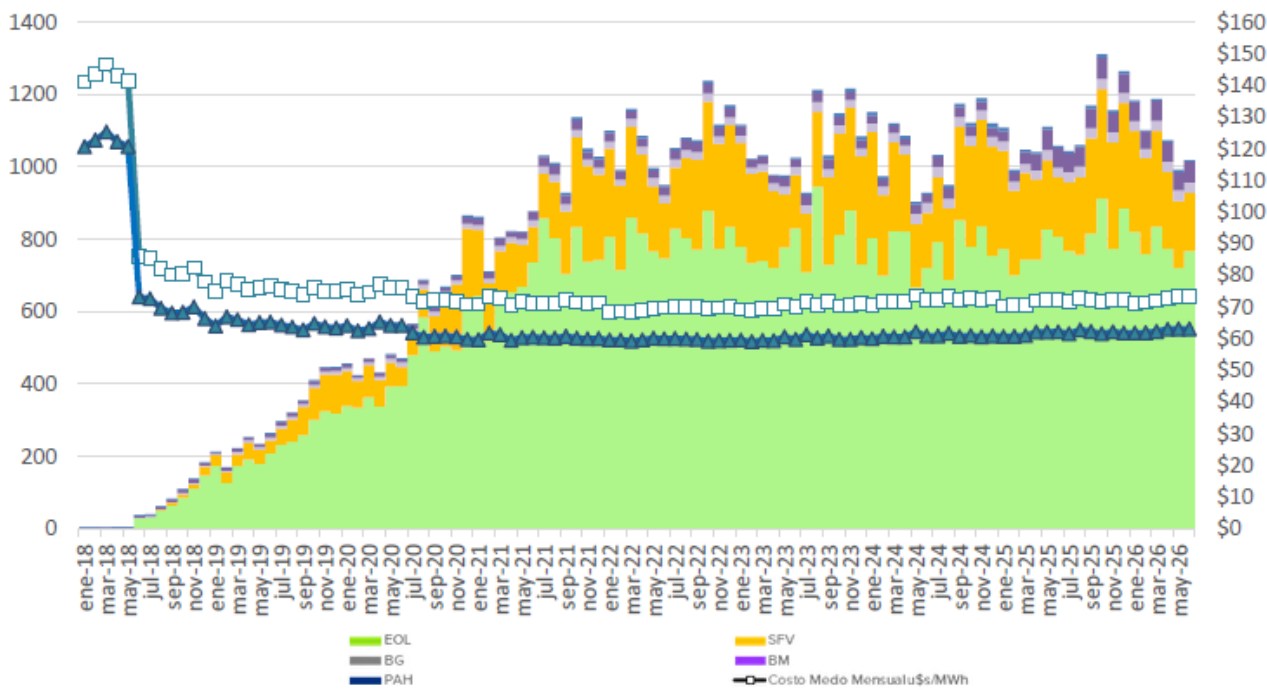
Compras conjuntas

- Contratos celebrados entre CAMMESA y generadores renovables, con el objetivo de cumplir con los porcentajes de participación de energías renovables establecidos por la Ley Nº 27.191.

Contratos en Compras Conjuntas Vigentes	# Contratos Vigentes	Energía Entregada [MWh]	Costo MEM [u\$s/MWh]
Contratos R202	9	179.138	90,7
Contratos Renovar 1.0	25	255.117	76,6
Contratos Renovar 1.5	21	230.408	64,7
Contratos Renovar 2 - Fase 1	35	220.074	72,4
Contratos Renovar 2 - Fase 2	11	96.770	58,2
Contratos Renovar 3	12	10.767	124,5
Contratos Decreto 476-2019	2	22.957	82,7
Contratos RenMDI	12	14.202	94,7

*El costo MEM refleja el costo final de la energía de los contratos, incluyendo factores de incentivo y actualización, así como el reconocimiento de costos de mercado.

Precio promedio de la generación renovable dentro de Compras Conjuntas.



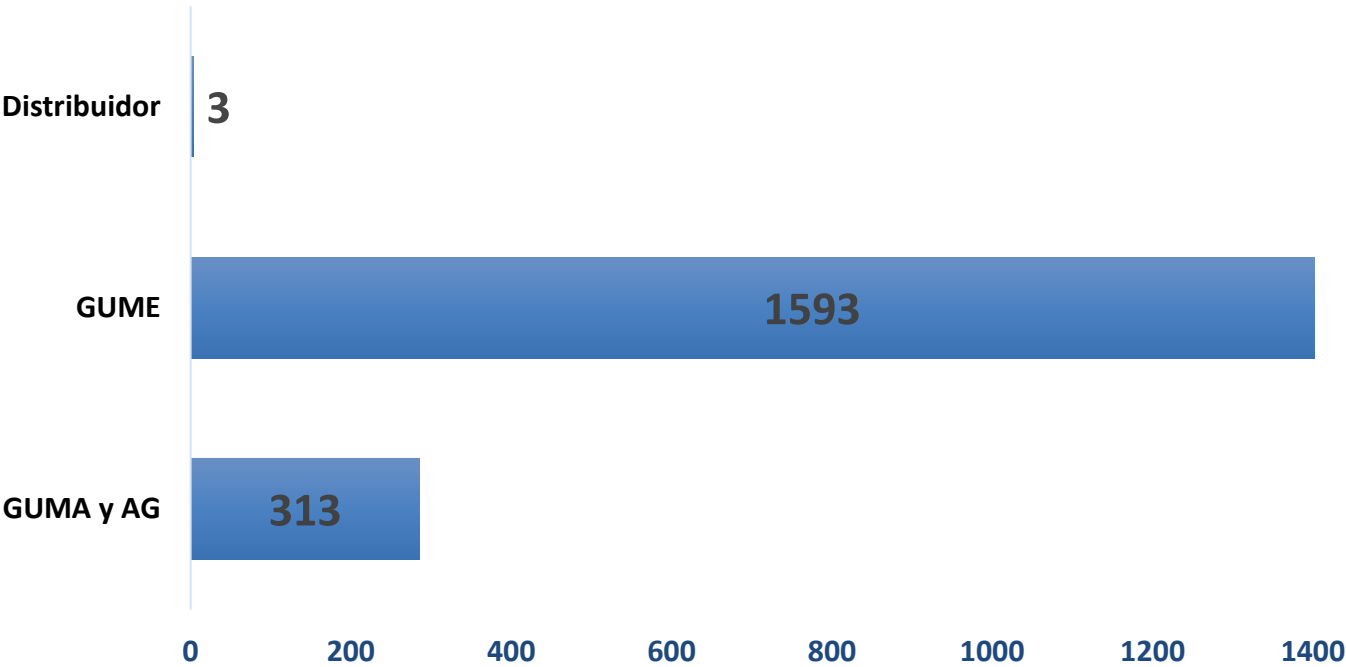
Fuente: Informe MATER junio 2026

Valores Resultantes MATER y COMPRAS CONJUNTAS*

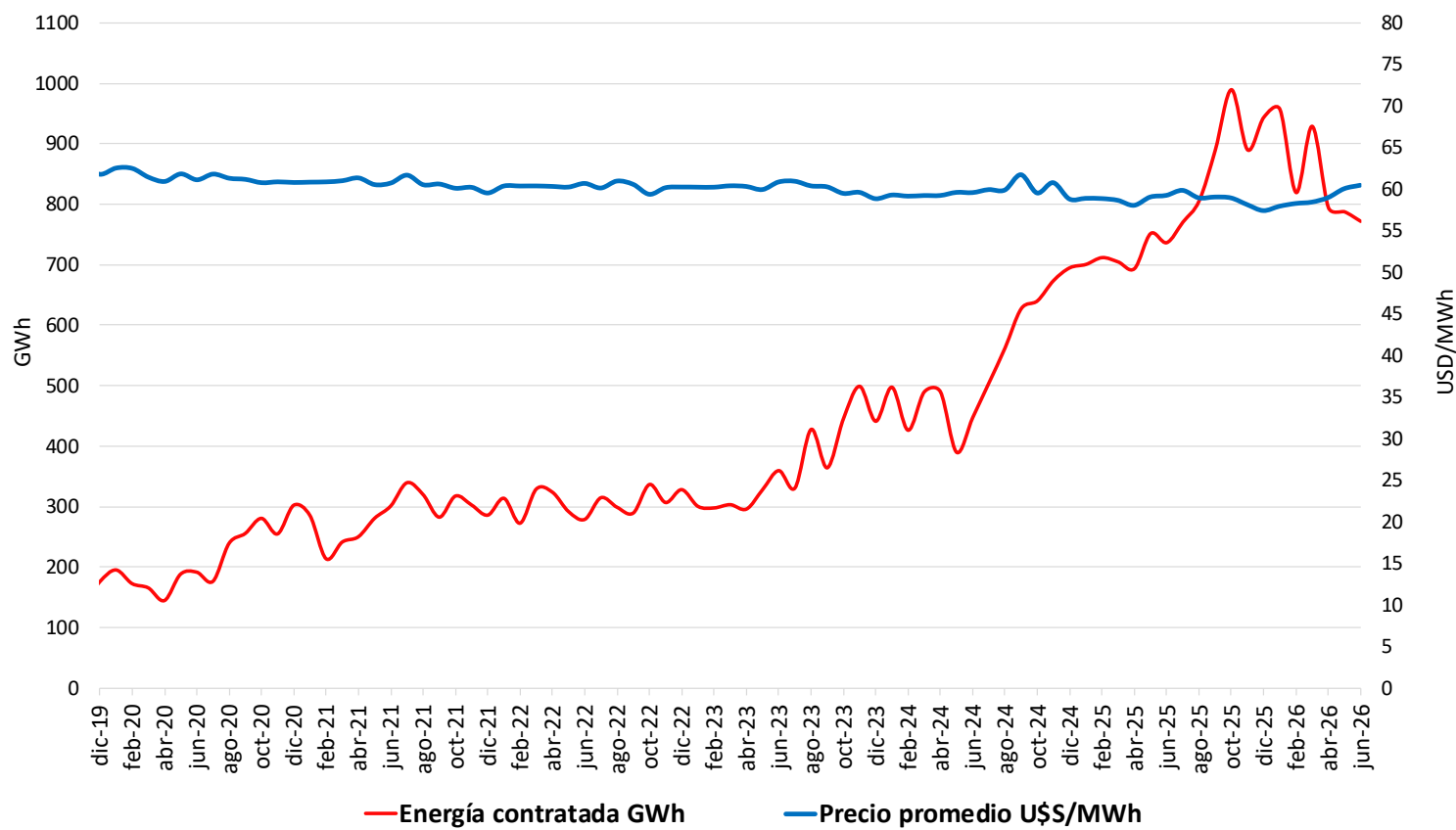
Cargo de administración: 0 \$/MWh
Cargo de Comercialización promedio: 907,93 \$/MWh
Energía renovable abastecida por las Compras Conjuntas: 9,51%
Energía contratada MATER junio 2026: 772 GWh
Precio promedio ponderado contratos MATER : 60,5 U\$S/MWh

***El cargo de Compras Conjuntas no forma parte de la factura de los Grandes Usuarios a partir del 01/12/2025**

Cantidad de Usuarios en el MATER



Contratos Renovables MATER



Grandes Usuarios Habilitados - Resolución MEyM 281/17

- Aquellos GUMAs, GUMEs, GUDIs y Autogeneradores que tengan una potencia media anual mayor a 300 kW pueden irse de las compras conjuntas de CAMMESA y contratar energía renovable de acuerdo a los porcentajes establecidos por la Ley N° 27.191.
- De permanecer en las compras conjuntas, se les aplicarán los cargos de Administración y de Comercialización sobre un porcentaje de su demanda equivalente al mínimo entre el porcentaje cubierto por las Compras Conjuntas del mes y el porcentaje obligatorio por ley:

• $\%Aplicación = \min(\%Ley\ para\ ese\ período; \% \frac{Energía\ CC}{Demanda\ MEM - Demanda\ GUH\ que\ salió\ de\ las\ CC})$

Descuento en el cargo de reserva de máximo requerimiento térmico	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
	100%	100%	75%	50%	25%

US\$/MWh	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
Cargo de administración	0	0,05	0,05	0,05	0,0
Cargo de comercialización máximo	0	6	10	14	18

El cargo de comercialización varía según la potencia de cada GUH con un máximo establecido

Potencia Media Mensual MW	Cargo de Comercialización Aplicado USD/MWh
20	20,19
11	10,73
5	8,39
1	4,39
0,5	4,17

*Fuente: ADCO DTE junio 2026.

GAS Y COMBUSTIBLES

Síntesis

En esta sección usted encontrará información útil sobre:

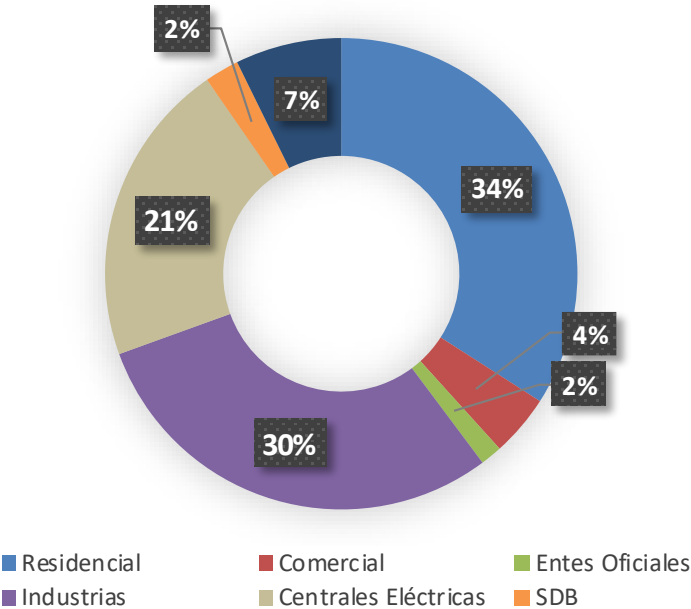
- Consumo de gas natural
 - Consumo por tipo de usuario
 - Exportación e importación

Consumo de Gas Natural

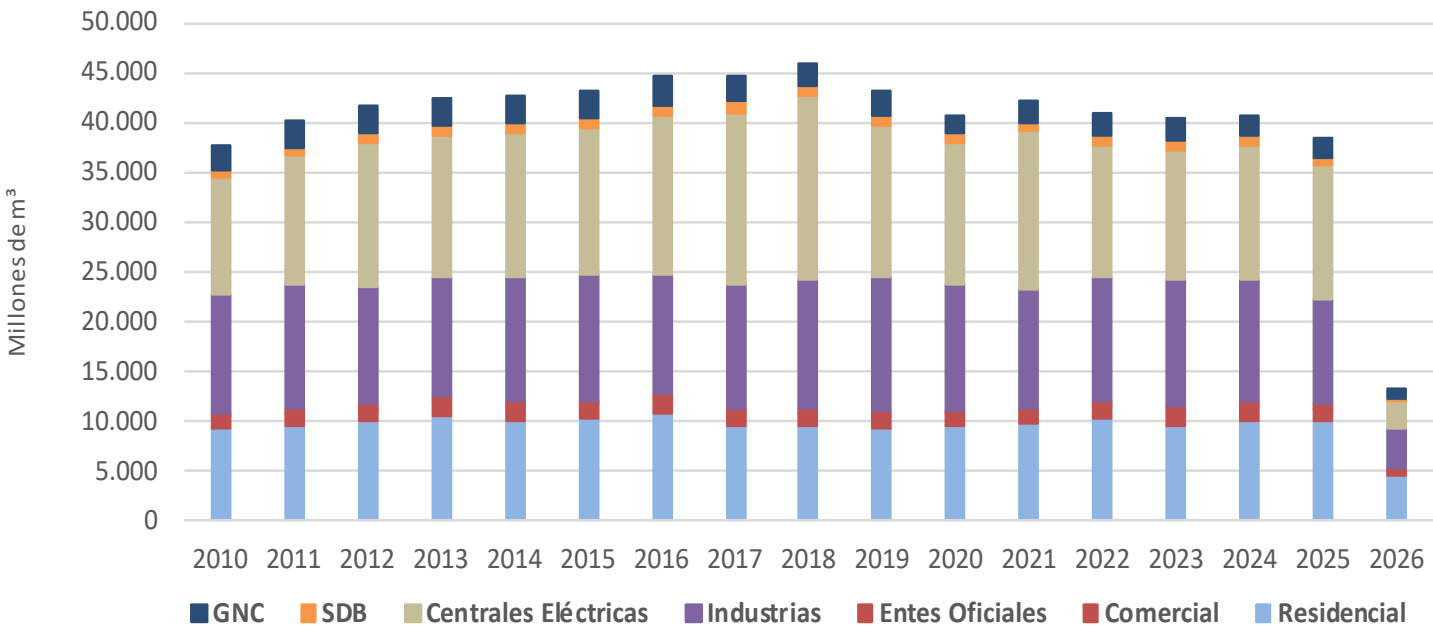
CONSUMO TOTAL EN JUNIO* millones de m³	
2026	3.042
2025	4.019
VARIACIÓN	-24,3%

*Datos de ENARGAS con dos meses de atraso

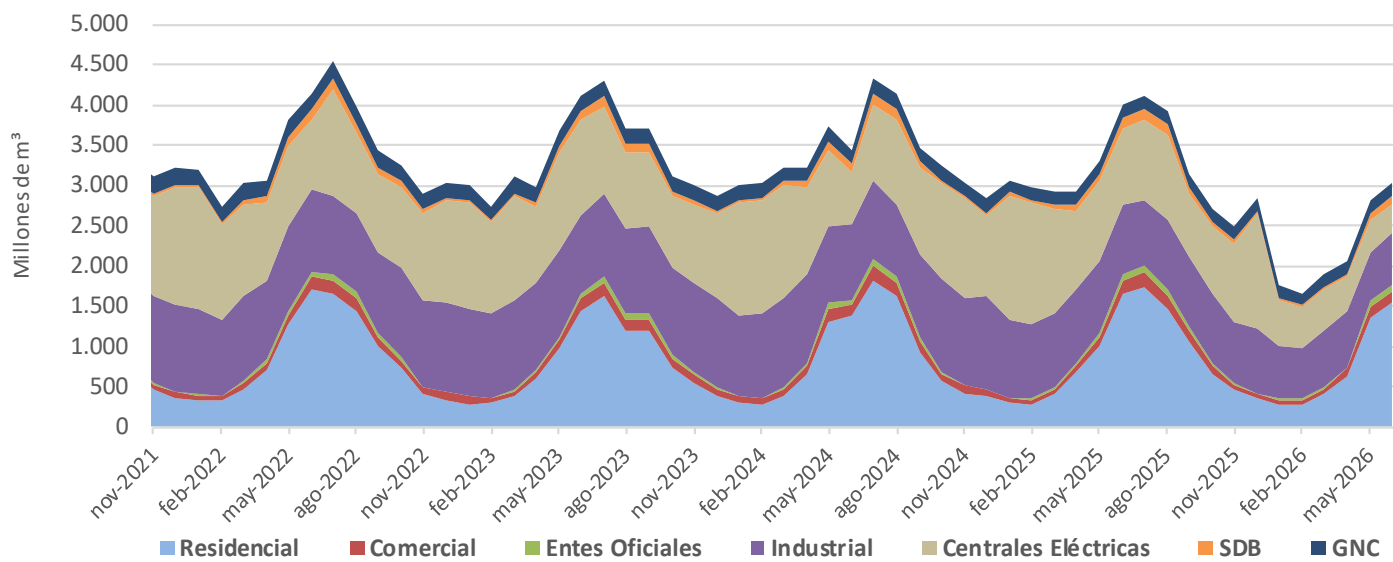
Participación consumo de gas 2026

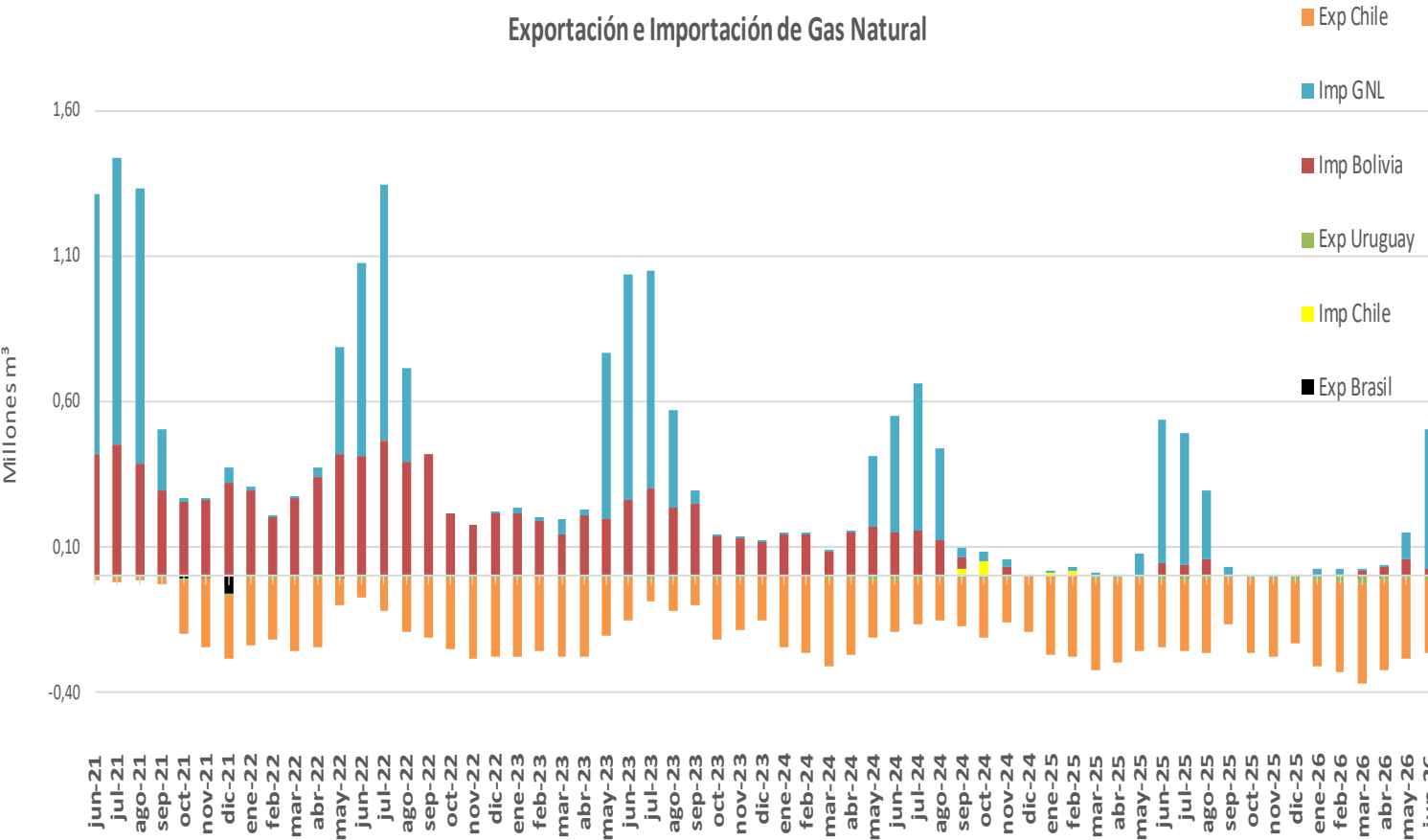


Consumo Anual por Tipo de Usuario



Consumo Mensual por Tipo de Usuario





EXPORTACIÓN Millones de m³			
	junio 2026	junio 2025	Variación
Chile	249,5	234,2	7%
Uruguay	13,2	11,2	18%
Brasil	0	0	-

IMPORTACIÓN Millones de m³			
	junio 2026	junio 2025	Variación
Bolivia	28,0	43,2	-36%
GNL Escobar	475,32	494,2	-4%
Chile	0	0	-

Precios de los Combustibles

COMBUSTIBLE	UNIDAD	PRECIO	Var. JUNIO 2026/2025
Gas Natural*	US\$/MMBtu	13,7	69,3 %
Fuel Oil	US\$/ton	673,8	-4,1 %
Gas Oil	US\$/m³	771,6	1,9 %
Carbón	US\$/ton	208,0	-5,5 %
Barril de petróleo Brent	US\$/barril	85,4	19,6 %



Gas Natural

Nacional

Importado

5,9
US\$/MMBtu

27,8
Mm³/día

26
US\$/MMBtu

15,4
Mm³/día

*Precio medio ponderado

Fuente: Informe Principales Variables MEM de CAMMESA e informe Inyecciones por origen consumos y generación por tecnología

Factores de Conversión

Fuente	Poder calorífico inferior [kcal/kg o kcal/m³]		Poder calorífico superior [Kcal/kg o kcal/m³]		Factor de conversión a kep (kilo equivalente de petróleo)	
Carbón Mineral (nacional)	-	5.900	-	6.200	-	0,590
Carbón Mineral (importado)	-	7.200	-	7.500	-	0,720
Coque	-	6.800	-	7.500	-	0,680
Petróleo crudo	8.850	10.000	9.293	10.500	-	1,000
Gas Oil	8.619	10.200	9.211	10.900	0,8619	1,020
Diesel	8.800	10.000	9.416	10.700	0,8800	1,000
Fuel Oil	9.216	9.800	9.923	10.500	0,9261	0,980
Carbón Residual	-	7.600	-	7.900	-	0,760
Coque de carbón residual	-	7.200	-	7.800	-	0,720
Gas residual de petróleo	8500/m³	-	9.000/m³	-	0,850/m³	-
Gas Natural	8.300/m³	-	9.300/m³	-	0,830/m³	-
Propano	5.588	11.000	6.102	12.013	-	1,100
Butano	6.180	10.900	6.735	11.878	-	1,090
Gas Natural Licuado	-	10.950	6.418	11.951	-	1,095

1.000.000 BTU=251.995 kcal
$\frac{251.995 \text{ kcal}}{9.300 \text{ cal/m}^3} = 27,096 \text{ m}^3$
$1 \text{ m}^3 = 35,3146 \text{ pies}^3$
1.000.000 BTU=27,096 m ³
1 kep=10.000 kcal

Energía calórica:

1 kWh=860 kcal=3.412 BTU
1 kcal/kg=1,8 BTU/lb=4,187 kJ
1 kcal/m³=0,1124 BTU/pie

	PODER CALORÍFICO		EMISIONES CO2	
GAS NATURAL	8400	kcal/dam3	1,95	tCO2/dam3
GAS OIL	8580	kcal/m3	2,70	tCO2/m3
FUEL OIL	9800	kcal/ton	3,17	tCO2/ton
CARBÓN MINERAL	5400	kcal/ton	2,34	tCO2/ton

NOTICIAS DEL MES

Sector eléctrico

Entre agosto y octubre 2026: El sistema eléctrico prevé un ingreso de generación y almacenamiento por casi 550 MW este trimestre con las baterías como novedad (24/8/2026)

La administradora del mercado mayorista CAMMESA informó que entre agosto y octubre de 2026 el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) incorporará 547,6 MW de nueva potencia instalada —sobre una matriz nacional de 44.890 MW—, destacándose el desembarco operativo a gran escala de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) surgidos de la licitación AlmaGBA. Este segmento aportará 229 MW en nodos críticos del AMBA mediante proyectos clave como BESS Nuevo Puerto (150 MW), BESS Costanera (55 MW) y BESS Chingolo (24 MW), orientados a dar estabilidad a las áreas de concesión de Edenor y Edesur. En paralelo, la expansión renovable sumará 318,6 MW adicionales divididos en 210,6 MW fotovoltaicos (encabezados por parques como Santa Catalina 1 en Corrientes, Bandera 1 en Santiago del Estero y Arrecifes en Buenos Aires) y 108 MW eólicos, entre los que destaca la ampliación del Parque Eólico La Flecha de la empresa Aluar (36 MW) para el autoabastecimiento de su planta industrial en Puerto Madryn.

AMBA I: cómo es el esquema diseñado para ampliar la red de transporte de alta tensión, un segmento históricamente fallido para la inversión privada (14/8/2026)

El Gobierno nacional lanzó la licitación pública nacional e internacional para el proyecto AMBA I, una obra de infraestructura de alta tensión de USD 800 millones diseñada para resolver el principal cuello de botella del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Se trata del primer test de un nuevo esquema regulatorio basado en la Concesión de Obra Pública (COP) que busca atraer capital privado para grandes ampliaciones de transmisión eléctrica, un segmento que no lograba movilizar financiamiento corporativo sin recursos estatales desde la salida de la Convertibilidad.

La arquitectura del modelo traslada la lógica de los contratos PPA de generación al segmento de transporte. El concesionario cobrará una Remuneración COP en dólares ajustada por el índice PPI de EE. UU. durante un plazo de 7 años, pagada por CAMMESA dentro de la transacción del MEM con prioridad de cobro sobre los generadores. Para mitigar el riesgo político, el contrato independiza la obligación de pago al concesionario de las decisiones tarifarias vigentes (cubriendo eventuales brechas con subsidios del Tesoro), contempla garantías del BID por hasta 25 años (cobertura de 6 meses de canon), permite el ingreso al RIGI con estabilidad fiscal y jurídica, e incorpora la figura del acreedor garantizado para protecciones de project finance.

Para amortiguar las complicaciones técnicas del trazado urbano, la obra se dividió en dos etapas y diez lotes funcionales, implementando un mecanismo de cobro gradual que permite percibir porciones de la remuneración a medida que se habilita cada lote. La licitación exige un patrimonio neto mínimo del 25% de la inversión y la conformación de un Vehículo de Propósito Único (VPU), permitiendo a fondos o empresas sin antecedentes propios acreditar experiencia mediante contratistas especializados. La fecha de presentación de ofertas está fijada para el 8 de diciembre de 2026, posicionando a AMBA I como la prueba piloto para replicar este esquema en otras 15 obras prioritarias de transmisión.

Tierra del Fuego construye una central termoeléctrica de US\$ 80 millones, la única en marcha en el país ante la escasez global de turbinas por la IA (5/8/2026)

Con la llegada al puerto de Ushuaia de una turbina remanufacturada General Electric y 6.200 toneladas de equipamiento provenientes de China, avanzan las obras de la única central termoeléctrica a gas en construcción en la Argentina, proyectada para operar a partir de mayo de 2027. El proyecto, llevado adelante por la firma estatal provincial Terra Ignis en sociedad con el grupo chino Austral Petróleo, Gas y Electricidad

(liderado por China Rainbow), demandará una inversión privada directa de casi USD 80 millones. La planta operará bajo el formato de ciclo combinado con una potencia de 60 MW (superando la demanda actual de Ushuaia y dejando la infraestructura existente de 30 MW como reserva fría), e incluye una segunda etapa para sumar otros 100 MW en Río Grande hacia 2028-2029, clave para una provincia desconectada del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El hito logístico cobra relevancia estratégica en un mercado internacional saturado por la demanda energética de data centers e Inteligencia Artificial, donde fabricantes globales como General Electric, Siemens Energy y Mitsubishi registran cuellos de botella y plazos de entrega diferidos a 3 y 5 años (con reservas proyectadas por grandes empresas como American Electric Power recién para después de 2031). En este escenario de desabastecimiento global, el proyecto logró sortear los plazos de espera mediante la adquisición y actualización tecnológica (revamping) de equipos en stock procedentes de Shaanxi, China, ejecutando sin financiamiento nacional una iniciativa oportunamente presentada en la cancelada licitación TerConf.

Sector gas

YPF aceptó la oferta de Edenor por su participación en Metrogas por US\$ 780 millones para enfocar sus recursos en el desarrollo de Vaca Muerta (10/8/2026)

El directorio de YPF aprobó la cesión de la totalidad de su participación en la distribuidora de gas Metrogas al consorcio dueño de Edenor, integrado por los empresarios José Luis Manzano, Daniel Vila y Mauricio Filiberti. La transacción, que contó con el asesoramiento financiero de Citigroup, se cerró por un monto de USD 780 millones y abarca la transferencia del 70% del capital social y derechos de voto de MetroGAS, así como el 5% de las acciones de MetroENERGÍA. Esta desinversión responde a la estrategia de la petrolera de desprenderse de negocios regulados para concentrar sus inversiones en el segmento shale de Vaca Muerta y consolidarse como un actor energético de escala global. La concreción del traspaso queda sujeta a la aprobación de los organismos reguladores del sector (ENARGAS) y de defensa de la competencia.

Con esta adquisición, los accionistas de Edenor consolidan un peso inédito en el mercado energético nacional al pasar a controlar de manera unificada a la principal distribuidora eléctrica y a la mayor distribuidora de gas de la Argentina. El consorcio comprador está liderado por José Luis Manzano (preside Integra Capital, socio del Grupo América y con participaciones en Edemsa y Phoenix Global Resources en Vaca Muerta), Daniel Vila (presidente del Grupo América y socio de Manzano en Andina PLC) y Mauricio Filiberti (titular de Transclor).

TGS inició la cuenta regresiva de ocho meses para inaugurar la ampliación del Gasoducto Perito Moreno y sumar 14 MMm3/d desde Vaca Muerta (27/8/2026)

El CEO de Transportadora de Gas del Sur (TGS), Oscar Sardi, confirmó ante la Comisión de Energía y Combustibles de la Cámara de Diputados que el 1 de abril de 2027 es la fecha límite para la puesta en marcha de la ampliación del Gasoducto Perito Moreno. La obra requerirá una inversión total cercana a los USD 800 millones —desglosada en USD 560 millones para la instalación de tres plantas compresoras en el ducto principal y USD 220 millones en obras complementarias sobre el sistema de TGS hacia Bahía Blanca y el Gran Buenos Aires—. El proyecto, presentado originalmente como iniciativa privada en 2024, fue declarado de interés público e incorporado formalmente al régimen del RIGI mediante la Resolución 676/2026 del Ministerio de Economía.

La infraestructura permitirá elevar la capacidad de transporte del gasoducto de los actuales 21 a 35 millones de metros cúbicos diarios (MMm3/d), inyectando 14 MMm3/d adicionales de shale gas de Vaca Muerta al sistema nacional (12 MMm3/d dirigidos hacia el nodo Mercedes y 2 MMm3/d hacia Bahía Blanca). Esta mayor capacidad operativa busca abastecer el pico de consumo residencial invernal —que pasa de 20 MMm3/d en verano a picos de hasta 95 MMm3/d en los 100 días más fríos del año— y permitirá sustituir compras de GNL y

combustibles líquidos, generando un ahorro estimado en USD 700 millones anuales para la balanza energética comercial del país.

Continental Resources adquirió el 50% de Phoenix Global Resources y se alió con Mercuria para invertir más de USD 4.000 millones en Vaca Muerta (20/8/2026)

Continental Resources, el principal productor no convencional de EE.UU. (propiedad de Harold Hamm), concretó un acuerdo para adquirir el 50% de la petrolera Phoenix Global Resources a su accionista mayoritario, Mercuria Energy Group. La transacción —que suma a la estructura societaria al holding Integra Capital de José Luis Manzano como accionista minoritario— creará una plataforma operativa conjunta 50/50 enfocada en la expansión dentro de la cuenca no convencional argentina. El plan de negocios prevé un despliegue de capital superior a los USD 4.000 millones en los próximos cinco años con el objetivo de escalar la producción de la compañía desde los actuales 28.000 hasta alcanzar los 100.000 barriles diarios de crudo (kboepd), posicionando a Phoenix como uno de los mayores operadores privados e independientes del país.

La nueva plataforma operará un portafolio de aproximadamente 163.000 acres netos repartidos en seis bloques estratégicos: Mata Mora Norte, Mata Mora Sur, Confluencia Norte, Confluencia Sur, Los Toldos II Oeste y participaciones adicionales en Bajo del Toro Este. Las empresas informaron que proyectan aplicar los activos al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI). El CEO de Continental, Doug Lawler, y los ejecutivos de Mercuria e Integra destacaron que las reformas económicas locales y la calidad geológica de Vaca Muerta permitieron concretar esta alianza estratégica para exportar crudo argentino a mercados globales.

Mercosur e internacionales

Estados Unidos amplió las sanciones contra Irán y amenazó con cortar del sistema financiero a los países que mantengan operaciones petroleras con Teherán (25/8/2026)

La administración del presidente estadounidense Donald Trump anunció un nuevo paquete de sanciones financieras dirigido contra las redes de financiamiento del régimen iraní, en el marco de una campaña denominada "Operation Economic Outcast". El secretario del Tesoro, Scott Bessent, confirmó la incorporación de 60 personas, empresas y buques a la lista de sancionados y la expansión de las restricciones hacia cinco sectores clave: activos digitales, tecnología, oro, aviación y transporte marítimo. Aunque Washington advirtió que sancionará de forma secundaria e impondrá el bloqueo del sistema financiero basado en el dólar a los países que continúen comprando crudo iraní o facilitando su comercio, el Tesoro evitó por el momento incluir a bancos estatales de China (principal comprador de petróleo persa) para no descarrilar las negociaciones bilaterales previas a la cumbre entre Trump y Xi Jinping.

Desde Teherán, el ministro de Economía, Ali Madanizadeh, y la Guardia Revolucionaria rechazaron las medidas calificándolas de "ataque terrorista económico" y advirtieron sobre eventuales respuestas de carácter no defensivo. Paralelamente, la tensión volvió a trasladarse al Estrecho de Ormuz, donde las autoridades iraníes intimaron a las embarcaciones a no transitar sin autorización explícita y amenazaron con represalias ante transferencias de carga en alta mar. A pesar de los temores a un agravamiento de las interrupciones en la oferta energética global, el precio del crudo registró una caída inicial superior a los USD 2 por barril tras el anuncio, mientras los analistas del sector mantienen la atención sobre el cumplimiento de las restricciones en Medio Oriente.

La Agencia Internacional de Energía (AIE) prevé una recuperación de la demanda global de petróleo para el cuarto trimestre de 2026 y un crecimiento de la oferta en 2027 (18/8/2026)

En su Informe del Mercado Petrolero de agosto de 2026, la Agencia Internacional de Energía (AIE) analizó el impacto del cierre del estrecho de Ormuz y el conflicto en Medio Oriente sobre la volatilidad y los suministros de crudo. El organismo revisó a la baja sus proyecciones de demanda para 2026, estimando una contracción promedio de 1,6 millones de barriles diarios (mb/d) debido a las trabas logísticas, los ataques a buques cisterna e infraestructura, y los altos precios de los combustibles. Sin embargo, el informe destaca que la tendencia comenzará a revertirse en el cuarto trimestre de 2026 (+580.000 b/d) y se consolidará en 2027, año para el cual se prevé un crecimiento de la demanda de 2,4 mb/d.

A pesar de que la oferta global repuntó en julio hasta los 101,5 mb/d, la producción mundial caerá en promedio 4,3 mb/d en 2026 (ubicándose en ~102 mb/d) debido a que el transporte por el Golfo Pérsico sigue restringido por la falta de un acuerdo diplomático para liberar Ormuz y el estrecho de Bab el-Mandeb. La producción del continente americano sumará ~1,4 mb/d, pero solo compensará parcialmente las pérdidas de Rusia y Medio Oriente. En este escenario de alta incertidumbre geopolítica, los precios mostraron oscilaciones de hasta USD 40 por barril en julio, con el North Sea Dated cotizando cerca de los USD 92 por barril a la fecha de publicación del reporte.

Sector de Energías Renovables

Buenos Aires desplazó a la Patagonia y lidera la potencia eólica instalada en Argentina (11/8/2026)

Un relevamiento de Alpes Energy confirmó que la provincia de Buenos Aires se convirtió en la jurisdicción con mayor capacidad eólica del país al alcanzar los 1.999 MW de potencia instalada (distribuidos en 513 aerogeneradores), superando por 85 MW a la suma conjunta de las cuatro provincias patagónicas con generación eólica (1.914 MW entre Neuquén, Río Negro, Chubut y Santa Cruz). El liderazgo bonaerense responde al elevado factor de capacidad del sur provincial —con vientos de 7 a 9 m/s en Bahía Blanca y zonas aledañas—, la coexistencia del equipamiento con la actividad agrícola-ganadera, la logística del Puerto de Bahía Blanca y la proximidad con el nodo de mayor demanda (el AMBA). Sin embargo, el crecimiento del sector enfrenta severos cuellos de botella en la red de transporte: en marzo de 2026 el vertimiento (*curtailment*) por restricciones de evacuación alcanzó el récord de 91.580 MWh a nivel nacional (afectando fuertemente a Chubut con 22.914 MWh), lo que ratifica que la expansión de la infraestructura eléctrica resulta crítica para aprovechar la potencia instalada.

Generación distribuida de fuentes renovables: cómo la utilizan empresas de Mendoza, La Rioja, Córdoba y Entre Ríos (22/8/2026)

A seis años de la reglamentación de la Ley 27.424, la generación distribuida en Argentina cuenta con 4.891 usuarios y 165.351 kW de potencia instalada conectada a la red, registrando un crecimiento anual récord del 102% en 2025 sostenido principalmente por la tecnología solar fotovoltaica. El sector comercial e industrial representa cerca del 80% de la capacidad instalada con 2.089 conexiones (132.087 kW), impulsado por el esfuerzo privado de empresas para mitigar la volatilidad tarifaria y reducir costos operativos frente a la falta de incentivos crediticios nacionales. Casos testigo como la cooperativa Cofarmen en Mendoza (450 kW instalados para su planta logística con un recupero a 7 años), Valle de la Puerta en La Rioja (2 MW para la tracción de riego de 1.000 hectáreas enfrentando penalizaciones por energía reactiva), Fepasa en Entre Ríos (2 MW repartidos en tres parques fotovoltaicos que redujeron un 10,5% la factura eléctrica) y Biofarma en Córdoba (150 kW para autogestionar su sede corporativa) exponen cómo el sector productivo avanza en esquemas de autoconsumo. Pese a reducir la compra de energía activa, los usuarios señalan que la potencia contratada y los cargos fijos de las distribuidoras continúan representando hasta un 65% del costo de la factura, planteando el desafío de incorporar almacenamiento por baterías para maximizar la autonomía.

San Juan construirá su primer parque solar con baterías de litio financiado por la minería (27/8/2026)

La provincia de San Juan invertirá \$18.614 millones provenientes del Fondo Fiduciario de Infraestructura Proyecto Fase VI – Veladero (alimentado por la actividad minera) para la construcción de un parque solar híbrido de 10 MW en el departamento de Iglesia. Desarrollado por la empresa provincial EPSE, el proyecto integrará por primera vez en la jurisdicción un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías de litio (BESS) con una capacidad de 30 MWh, lo que permitirá gestionar la intermitencia fotovoltaica y desplazar la inyección hacia horas nocturnas o picos de demanda. La energía generada reforzará la estabilidad de la red cordillerana y abastecerá de forma prioritaria a usuarios vulnerables de la localidad según los criterios del EPRE, consolidando el uso de regalías mineras para el financiamiento de infraestructura de transición energética.

Innovación

El desarrollo de celdas solares orgánicas promete revolucionar la energía fotovoltaica con tecnología flexible, liviana y adaptable (3/8/2026)

Las celdas solares orgánicas (OSC u OPV), compuestas por polímeros y moléculas basadas en carbono, emergen como una alternativa de tercera generación destinada a complementar los paneles tradicionales de silicio. A diferencia de los módulos rígidos convencionales, la tecnología OPV se caracteriza por su flexibilidad, reducidísimo peso, semitransparencia y potencial para ser fabricada mediante procesos de impresión o recubrimiento sobre plásticos delgados a bajas temperaturas. Su principio operativo se fundamenta en la absorción de fotones para generar excitones (pares electrón-hueco) que se separan en una interfaz entre materiales donadores y aceptores, permitiendo captar luz en diversas longitudes de onda e incluso en entornos de baja luminosidad.

Su versatilidad facilita una integración estética e industrial inédita en ámbitos donde los paneles rígidos no son viables, tales como fachadas, ventanas solares, textiles, ropa inteligente, vehículos eléctricos y dispositivos portátiles. Sin embargo, para lograr una adopción comercial masiva, el sector enfoca sus investigaciones en resolver sus dos principales limitaciones actuales: la menor eficiencia de conversión en comparación con el silicio y la degradación progresiva de los materiales orgánicos ante la humedad, el oxígeno y la radiación ultravioleta, para lo cual se trabaja en el perfeccionamiento de técnicas de encapsulamiento.