

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XXVI N° 307



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Julio 2026

Responsable Técnico

Santiago Jensen

Coordinación General

Mariela Iglesia

Producción Editorial

Diego Coppari

Carlos Mora Fresca

Valeria Cañadas

Comité Revisor

Humberto Baroni

Norberto Coppari

Carlos Rey

Diseño Gráfico

Andrés Boselli

Colaboración Externa

Carlos Rey

Humberto Baroni

Norberto Coppari

Elaborado por el Departamento Estudios y Análisis Energéticos
Gerencia de Área Energía Nuclear

Comisión Nacional de Energía Atómica

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
OBSERVACIONES	4
DEMANDA DE ENERGÍA	5
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA	9
POTENCIA INSTALADA	10
GENERACIÓN NETA NACIONAL	11
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDROELÉCTRICA	13
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES	15
GENERACIÓN NETA TÉRMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES	17
GENERACIÓN NETA NUCLEAR	20
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM	21
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES	24

SÍNTESIS

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Julio 2026.

Introducción

En Julio, la demanda neta de energía del MEM (13.063,2 GWh) presentó un aumento del 1,3% con respecto al valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

En materia de **generación hidroeléctrica** de las principales centrales, el río Paraná presentó un caudal medio un 54% superior al del mismo mes del año anterior mientras que el río Uruguay mantuvo un caudal casi idéntico. A excepción del caudal medio del Futaleufú, que se redujo un 23% en la Cuenca Patagónica, el resto de los ríos de la Cuenca del Comahue superaron los caudales medios de julio de 2025, en más del triple para el Collón Cura, casi el triple para el Neuquén y en un 37% para el Limay. Como resultado de estas variaciones, la generación hidroeléctrica resultó un 22,9% superior a la registrada el mismo mes del año pasado.

En cuanto a la **generación de Otras Renovables**, este mes aportaron **1.791,2 GWh** contra **2.075,5 GWh** registrados en julio del año anterior. La generación resultó un 13,7% inferior a la alcanzada en el mismo mes del 2025, con **un aumento de potencia instalada de un 8,4%**.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 971,9 GWh, mientras que en julio de 2025 había sido de **892 GWh**.

Además, la **generación térmica fósil** resultó un **1,9% superior** a la del mismo mes del año anterior.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por **898,4 GWh** contra 1.327,5 GWh alcanzadas en Julio de 2025, y **se exportaron 2,3 GWh** que en Julio del año anterior habían sido nulas.

Finalmente, el precio monómico de la energía –precio SPOT– para este mes fue de **251.000,0 \$/MWh**, equivalente a **168,6 U\$S/MWh**¹. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

Observaciones

La demanda de energía de julio resultó un 1,3% superior a la alcanzada en el mismo mes del año pasado. En el análisis por regiones, la demanda en COM-PAT fue la mayor para todos los meses de los últimos cuatro años, con un crecimiento del 8,1% respecto a julio de 2025. Al hacer el análisis por sectores, la demanda Residencial presentó el mayor valor de los meses corridos de 2026, mientras que la No Residencial fue la más baja para el mes de los últimos 4 años, en forma similar a la de Grandes Usuarios Distribuidores (GUDI), que incluso fue la más baja de los últimos cuatro años para todos los meses. En contraposición, las demandas de Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Mayores (GUMA) fueron la más altas para el mes en dicho periodo.

En relación a la generación nuclear y condiciones operativas de las centrales, Embalse Atucha II operaron con normalidad durante julio. Por su parte, Atucha I se mantuvo inactiva durante todo el mes, debido a los trabajos de extensión de vida que se completarán en 2027.

¹ Dólar mayorista último día hábil de julio de 2026 del Banco Central de la República Argentina.

En lo que refiere a generación hidroeléctrica, los valores obtenidos fueron superiores a los alcanzados en julio de 2025.

La generación térmica, por su parte, registró valores levemente superiores a los alcanzados en julio 2025, con un aumentó del 4,6% en las emisiones de GEI, en la comparación interanual.

Finalmente, en el mes de julio 2026 se importaron **898,4 GWh** desde Brasil en un 76%, mientras que las exportaciones fueron de 2,30 GWh, también a Brasil casi en su totalidad.

Demanda de Energía y Potencia

Según la Resolución 400/2025, artículo 2 se establece, a los efectos de la aplicación de Las Reglas Anexo I, la siguiente categorización de la demanda abastecida por los Agentes Distribuidores del MEM y demás prestadores del Servicio Público de Distribución interconectados dentro de su área de influencia o concesión:

i. No Estacionalizada o de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI): es aquella igual o superior a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 Kw) de potencia contratada por punto de suministro que, por sus características técnicas, se califica como de Grandes Usuarios Mayores o Menores del MEM.

ii. Estacionalizada de Distribución: es la restante demanda, que se subdivide en:

a. Residencial: es toda aquella energía eléctrica que los Agentes Distribuidores del MEM declaran como destinada a abastecer el servicio residencial, y se corresponda con la identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos.

b. No Residencial: es toda la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MEM que no califique como GUDI según el inciso i o como residencial según el inciso ii. a).

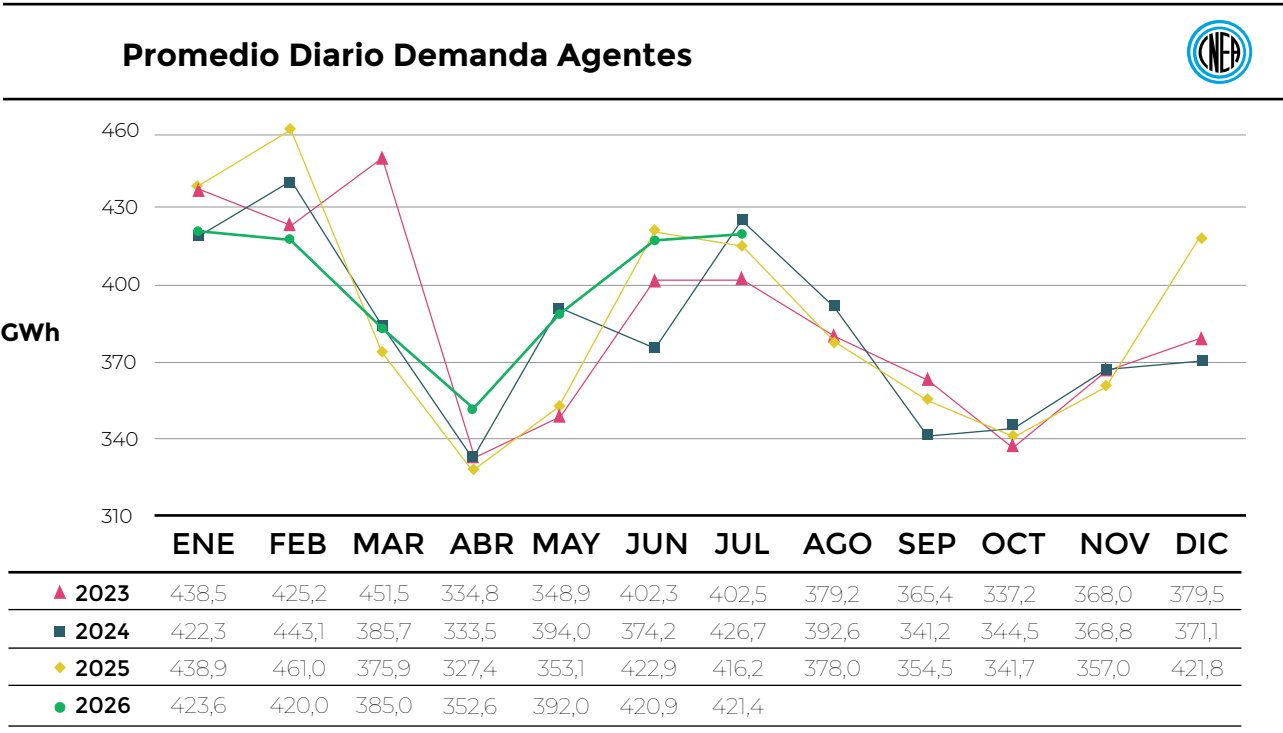
De acuerdo con la Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, se entiende por demanda estacionalizada de los distribuidores del MEM a la electricidad que las distribuidoras adquieren al precio estacional fijado, destinada a abastecer a los usuarios residenciales y no residenciales de pequeña demanda, DESTACANDO la prioridad en la asignación de la generación disponible para requerimientos domiciliarios. El resto debe ser cubierto mediante compras en el mercado spot o a través de contratos a término.

A continuación se muestra la evolución de la “demanda neta”.

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2026 (%)
1,2	1,3	0,9

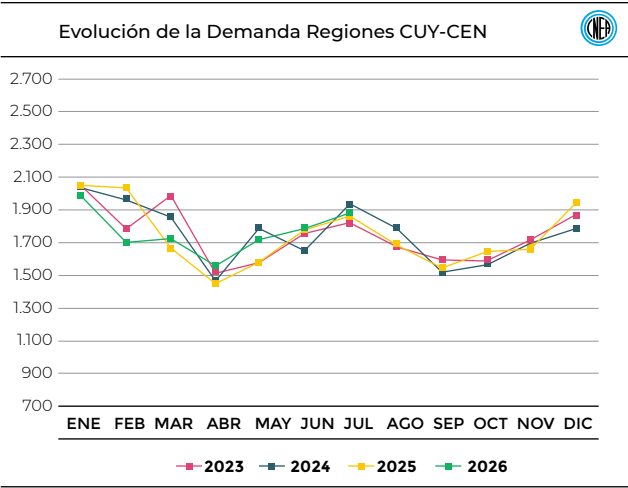
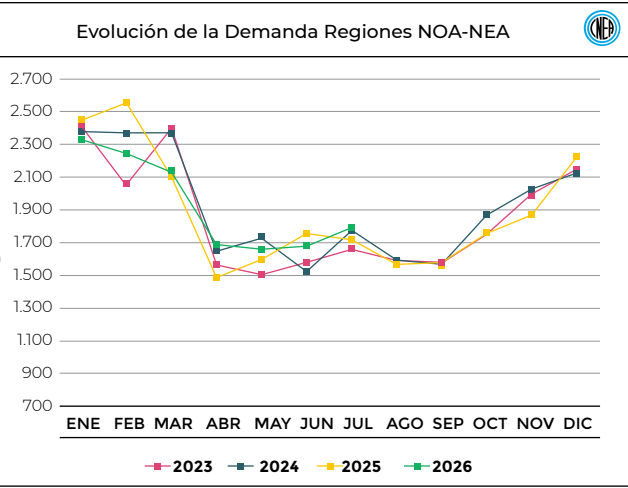
La “variación mensual” se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El “año móvil” compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El “acumulado anual”, en cambio, computa los meses corridos del año en curso, respecto de los mismos del año pasado.

En la siguiente figura se observa el promedio diario de la demanda agentes desde el 2023 hasta la fecha.

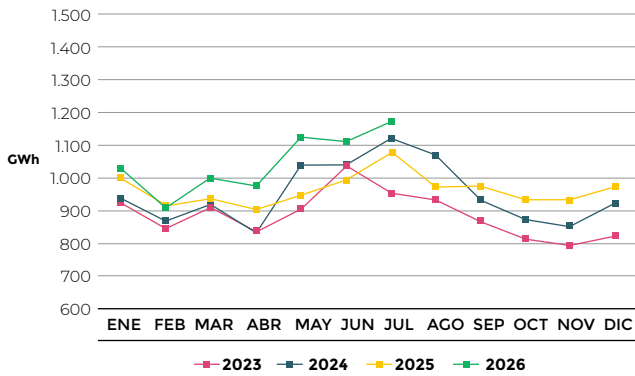


A continuación, se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por agrupación de regiones eléctricas.

Región	Provincias
Gran Buenos Aires (GBA)	C.A.B.A y Gran Buenos Aires
Buenos Aires (BAS)	Buenos Aires sin GBA
Centro (CEN)	Córdoba y San Luis
Comahue (COM)	La Pampa, Neuquén y Río Negro
Cuyo (CUY)	Mendoza y San Juan
Litoral (LIT)	Entre Ríos y Santa Fe
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones
Noroeste Argentino (NOA)	Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán
Patagonia (PAT)	Chubut y Santa Cruz



Evolución de la Demanda Regiones COM-PAT



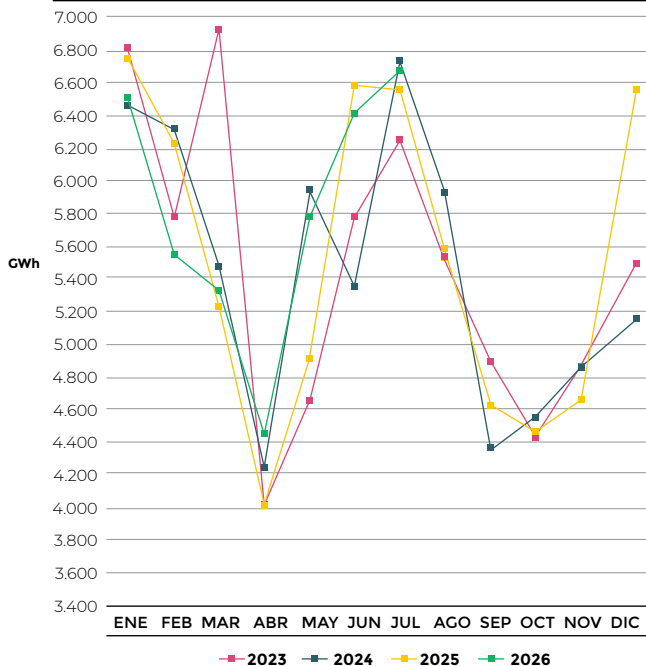
Evolución de la Demanda Regiones BAS-GBA-LIT



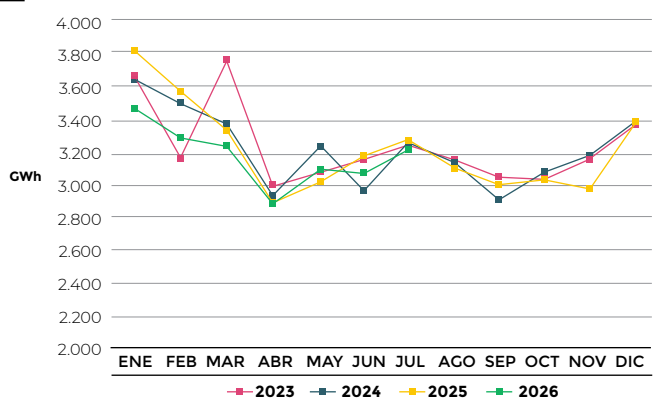
Durante el mes de julio en las regiones NOA-NEA demandaron 1.774,7 GWh, los cuales representan un aumento del 3,5% respecto a la demanda registrada el mismo mes del año anterior, de 1.714,2 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.888,5 GWh, valor 0,9% superior al alcanzado en julio de 2025, de 1.871,9 GWh. Por otra parte, las regiones COM-PAT² experimentaron una demanda de 1.172,2 GWh (mayor a los últimos cuatro años para el mes), equivalente a un aumento del 8,1% en comparación con la demanda registrada en julio del año pasado, de 1.084,1 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 8.227,9 GWh, valor similar al alcanzado en 2025, de 8.231,4 GWh.

A continuación, se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por sectores de consumo.

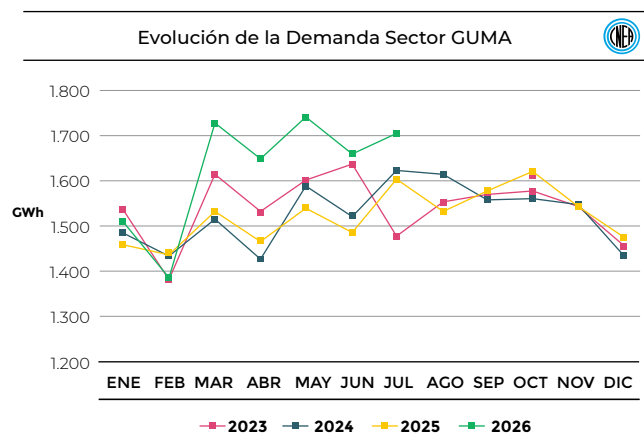
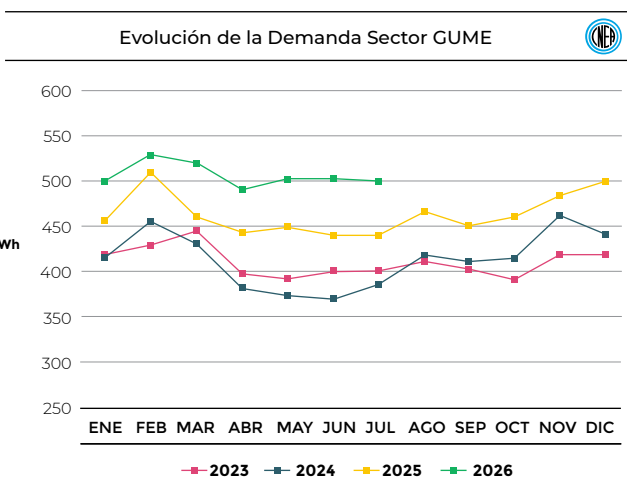
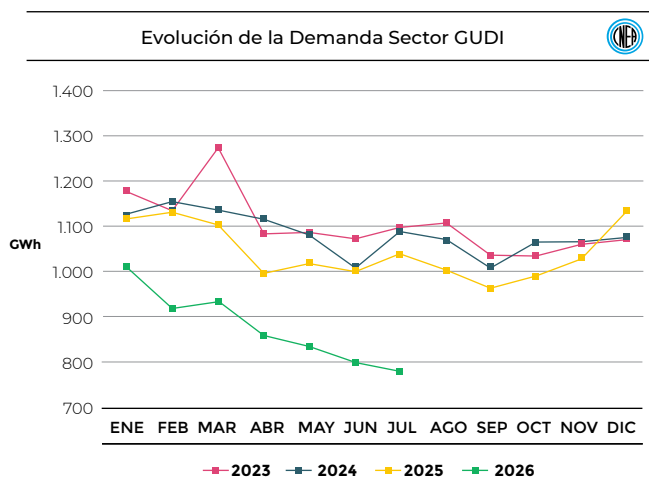
Evolución de la Demanda Sector Residencial



Evolución de la Demanda Sector No Residencial



² Demanda regional incluyendo Aluar Aluminio Arg. S.A.



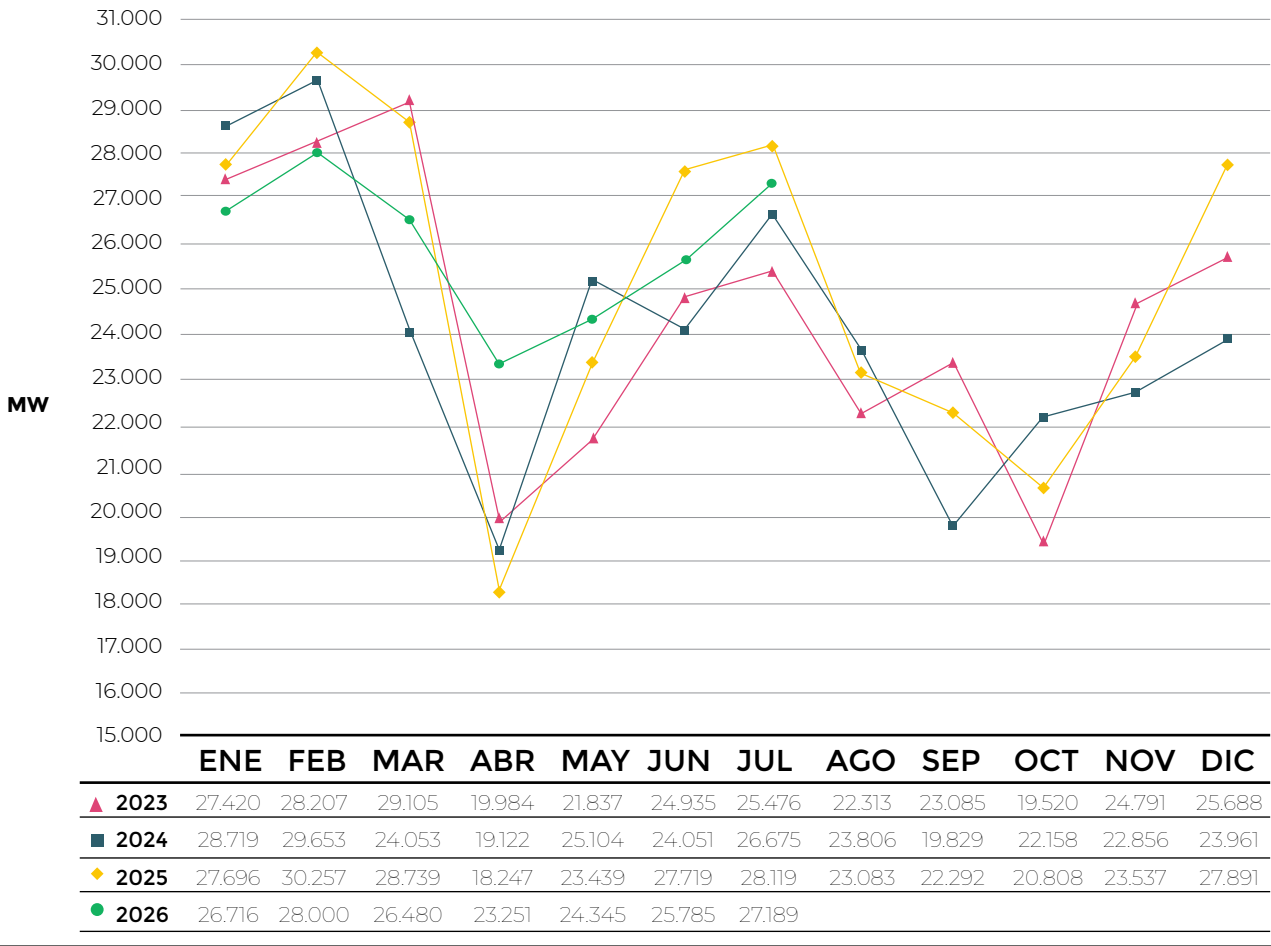
En julio los valores residenciales de demanda fueron 1,8 % superiores a los alcanzados en el mismo mes del 2025. En este sentido, se demandaron 6.684,6 GWh en julio de 2026 contra 6.564,1 GWh en el mismo mes del año pasado. En lo que respecta al sector no residencial la demanda fue de 3.224,2 GWh, valor 0,9% inferior al alcanzado en julio del año pasado (3.254,0 GWh).

Por otra parte, el sector de Grandes Usuarios Distribuidores (GUDI) experimentó una demanda de 779,1 GWh (menor a todos los meses de los últimos cuatro años), contra los 1.037,4 GWh registrados el mismo mes en 2025, se registró una disminución del 24,9%. En cuanto al sector Grandes Usuarios Menores (GUME) la demanda tuvo un crecimiento del 14% ya que se registró un consumo de 502,6 GWh contra 440,8 GWh de julio del año pasado. Por último, el valor de demanda de Grandes Usuarios Mayores (GUMA) creció un 6,4%, con un valor de 1.705,23 GWh, contra 1.602,8 GWh para el mismo mes del año pasado.

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó un 3,3% tomando como referencia el mismo mes del 2025. En la siguiente figura se muestra su evolución en los últimos cuatro años.

Demanda Máxima de Potencia (No Incluye Exportaciones)



⚡ Potencia Instalada

Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) pueden clasificarse en cuatro grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC), Hidroeléctrico (HID) y Otras Renovables. Los térmicos a combustible fósil, a su vez, pueden subdividirse en cuatro tipos tecnológicos, en función del ciclo térmico y combustible que utilizan: Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG), Ciclos Combinados (CC) y Motores Diésel (DI).

Las Otras Renovables, como lo indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL), la Fotovoltaica (FV), Biogás (BG), Biomasa (BM) y las hidroeléctricas de potencia hasta 50 MW.

Si bien CAMMESA, a partir del 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191, clasifica las hidroeléctricas de hasta 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidroeléctricas.

A continuación, se muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el MEM, en MW.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUYO	120,0	113,8	383,8	40,0	657,6	-	1.154,5	1.458,9	-	-	-	3.271,0
COM	-	500,9	1.489,6	59,0	2.049,5	-	4.768,7	10,3	253,2	2,0	-	7.083,7
NOA	261,0	698,6	1.944,7	318,3	3.222,6	-	219,7	918,5	257,6	3,0	2,0	4.623,4
CEN	-	471,0	930,9	15,6	1.417,5	656,0	917,6	207,3	395,3	24,1	0,6	3.618,4
GBA	1.640,0	664,0	5.262,9	256,9	7.823,8	-	-	11,0	-	32,9	-	7.867,7
BAS	1.479,2	1.652,6	2.448,7	240,5	5.821,0	1.107,0	-	40,0	2.036,1	10,0	-	9.014,1
LIT	217,0	-	2.763,4	328,6	3.309,0	-	945,0	1,0	-	11,8	-	4.266,8
NEA	-	-	-	283,6	283,6	-	1.550,0	352,0	-	-	112,7	2.298,3
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.660,8	-	-	2.854,7
TOTAL	3.717,2	4.441,9	15.525,1	1.542,5	25.226,7	1.763,0	10.162,3	2.999,0	4.603,0	83,8	115,3	44.898,1
Porcentaje					56,06	3,93	22,63	6,68	10,25	0,19	0,26	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	-	-	-	-	-	-	81,4	37,2	-	-	118,6
ACUMULADO 2026	-	-55,0	121,9	-	66,9	-	-	535,2	107,3	-35,6	39,0	712,8

Este mes se registraron las siguientes modificaciones de capacidad instalada en el SADI:

Región BAS

- En la provincia de Buenos Aires entró en operación el Parque Eólico 3 Picos Mater de 37,2 MW.

Región GBA

- En la provincia de Buenos Aires entró en operación el Parque Solar Peugeot Palomar de 11 MW.

Región NOA

- En la provincia de La Rioja, se incrementó la Potencia instalada del Parque Solar Arauco Solar I en 43,4 MW.

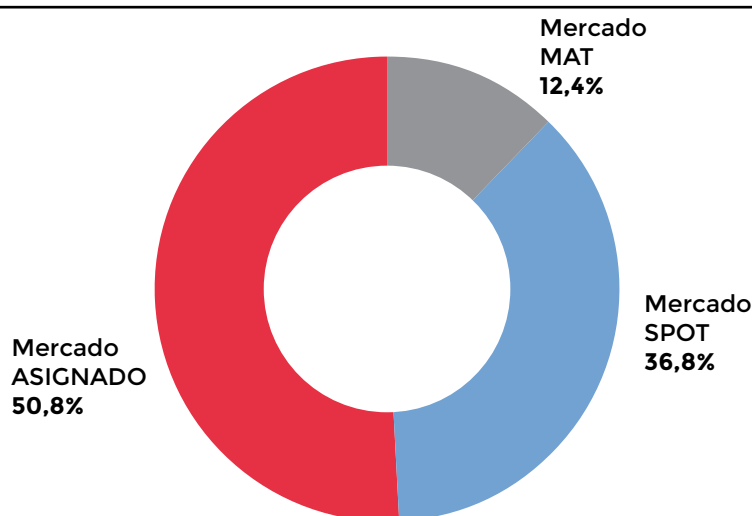
Región NEA

- En la provincia de Corrientes, entró en operación el Parque Solar Bella Vista Secco de 7 MW y en la provincia de Chaco, el Parque Solar Tres Isletas de 20 MW.

⚡ Generación Neta Nacional

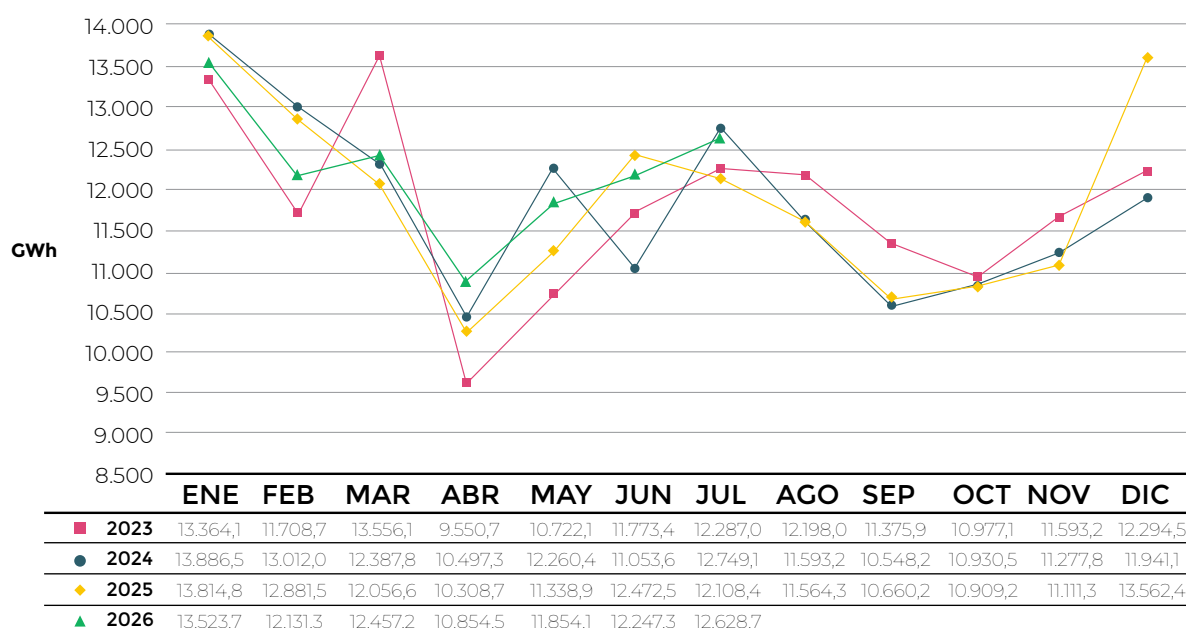
Conforme a lo establecido en la Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, la generación asignada comprende a aquellos generadores destinados prioritariamente a cubrir la demanda estacionalizada, e incluye la generación térmica y renovable con contratos en el MEM, la generación hidroeléctrica bajo concesión nacional o binacional, la generación nuclear y las importaciones de energía. En cuanto a la participación por tipo de mercado, el 50,8% correspondió al mercado asignado, el 36,8% restante la transacción se realizó en el mercado spot y el 12,4% de la energía se canalizó a través del Mercado a Término (MAT), tal como se observa en el gráfico de torta adjunto.

% Participación OFERTA TOTAL



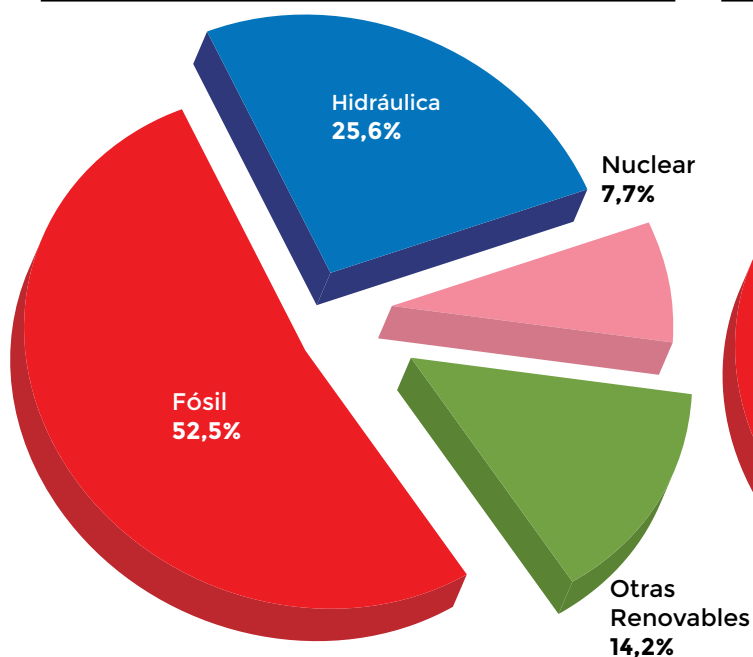
La generación total neta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidroeléctrica, térmica y Otras Renovables) fue un 4,3% superior a la del mismo mes de 2025. La figura siguiente muestra su evolución en los últimos cuatro años.

Generación Total Neta

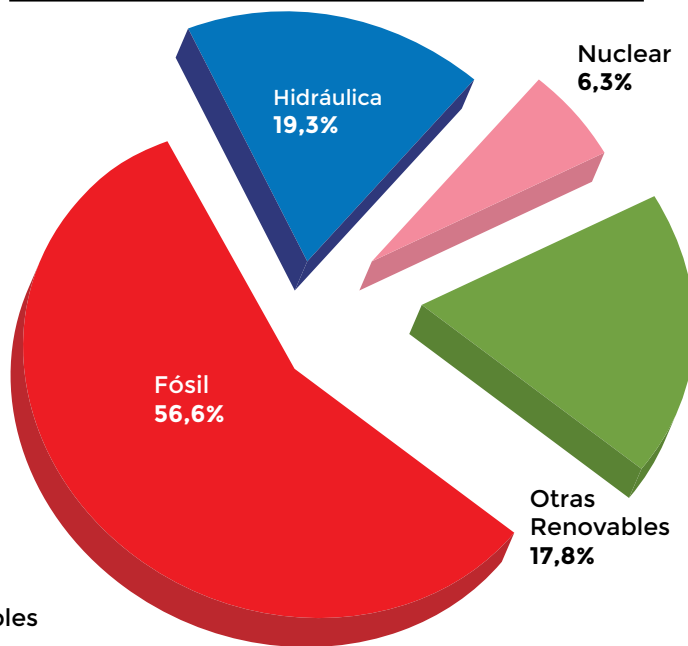


A continuación se presenta la relación entre las distintas fuentes de generación:

Generación Neta del MEM - JULIO 2026



Generación Neta del MEM - ACUMULADO 2026



La generación de Otras Renovables, que surge de las figuras precedentes, comprende la generación eólica, fotovoltaica, de hidroeléctricas de hasta 50 MW, y de centrales a biogás y biomasa incorporadas hasta el momento.

Aporte de los Principales Ríos y Generación Neta Hidroeléctrica

En la siguiente tabla se presentan los aportes que tuvieron en julio los principales ríos, respecto a sus valores medios del mes.

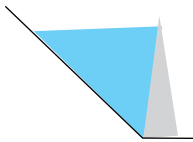
RÍOS	CAUDALES MEDIOS DEL MES DE JULIO (m³/s)		
	2024	2025	2026
COLLÓN CURÁ	569,9	152,3	494,7
FUTALEUFÚ	164,2	192,2	148,6
LIMAY	284,9	131,5	180,5
NEUQUÉN	220,2	109,9	305,6
PARANÁ	9.558,6	8.971,7	13.838,2
URUGUAY	7.814,9	9.651,5	9.646,5

Tal como se indicó en versiones anteriores de esta síntesis, a partir de un caudal de aproximadamente 13.000 m³/s para el río Paraná y de 8.300 m³/s para el río Uruguay, los posibles aumentos ya no se traducen en una mayor generación de las centrales respectivas, ya que al superar la capacidad de turbinado de las mismas deben volcarse los excesos de agua por los vertederos.

A continuación, se muestra la situación de Yacyretá y Salto Grande a fines de julio de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:
14.000 m³/s



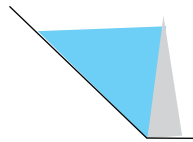
YACYRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	82,85 m
C.Min:	75,00 m

Turbinado: 12.500 m³/s
Vertido: 1.000 m³/s*

RÍO URUGUAY

Caudal real:
17.182 m³/s



SALTO

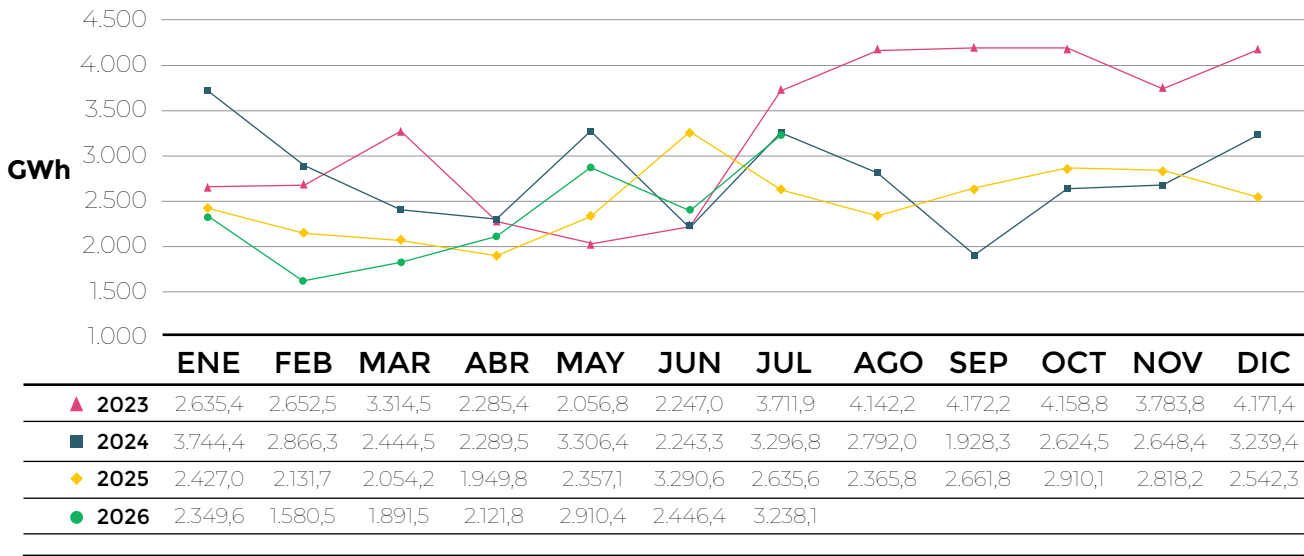
C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	33,74 m
C.Min:	31,00 m

Turbinado: 8.587 m³/s
Vertido: 6.000 m³/s

Nota: *En base al acuerdo con la República del Paraguay, el vertido mínimo en la central de Yacyretá es de 1.000 m³/s.

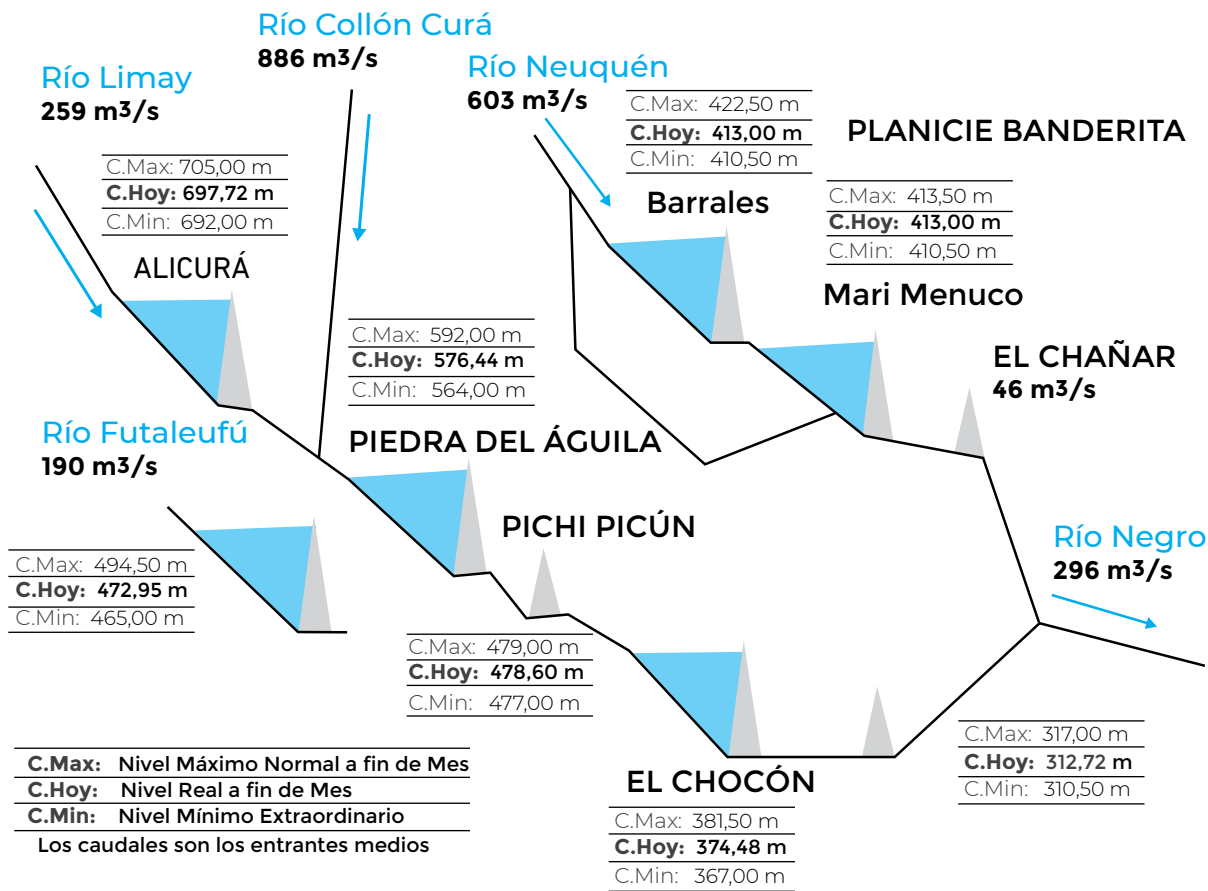
La generación hidroeléctrica registró un aumento del 22,9% con respecto al valor registrado en julio de 2025, y un 32,0% respecto a junio de este año, explicado por el aumento de los aportes de la mayoría de los ríos durante el mes. A continuación, se muestra la evolución de la generación hidroeléctrica en los últimos cuatro años.

Generación Neta Hidroeléctrica



En el siguiente esquema se puede apreciar las cotas a fin del mes en todos los embalses de la región del Comahue y el río Futaleufú, además de los caudales promedios del mes.

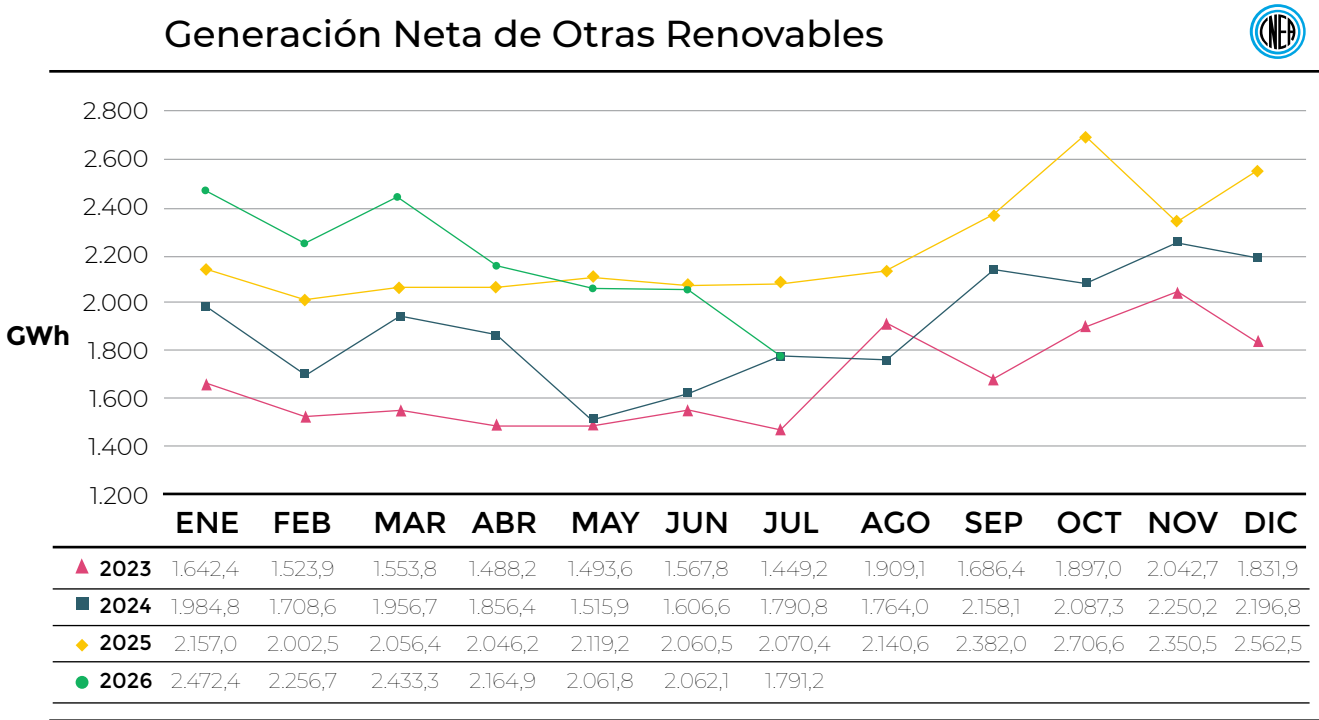
Embalses de las Cuencas del COMAHUE y PATAGÓNICA - Cotas - Caudales



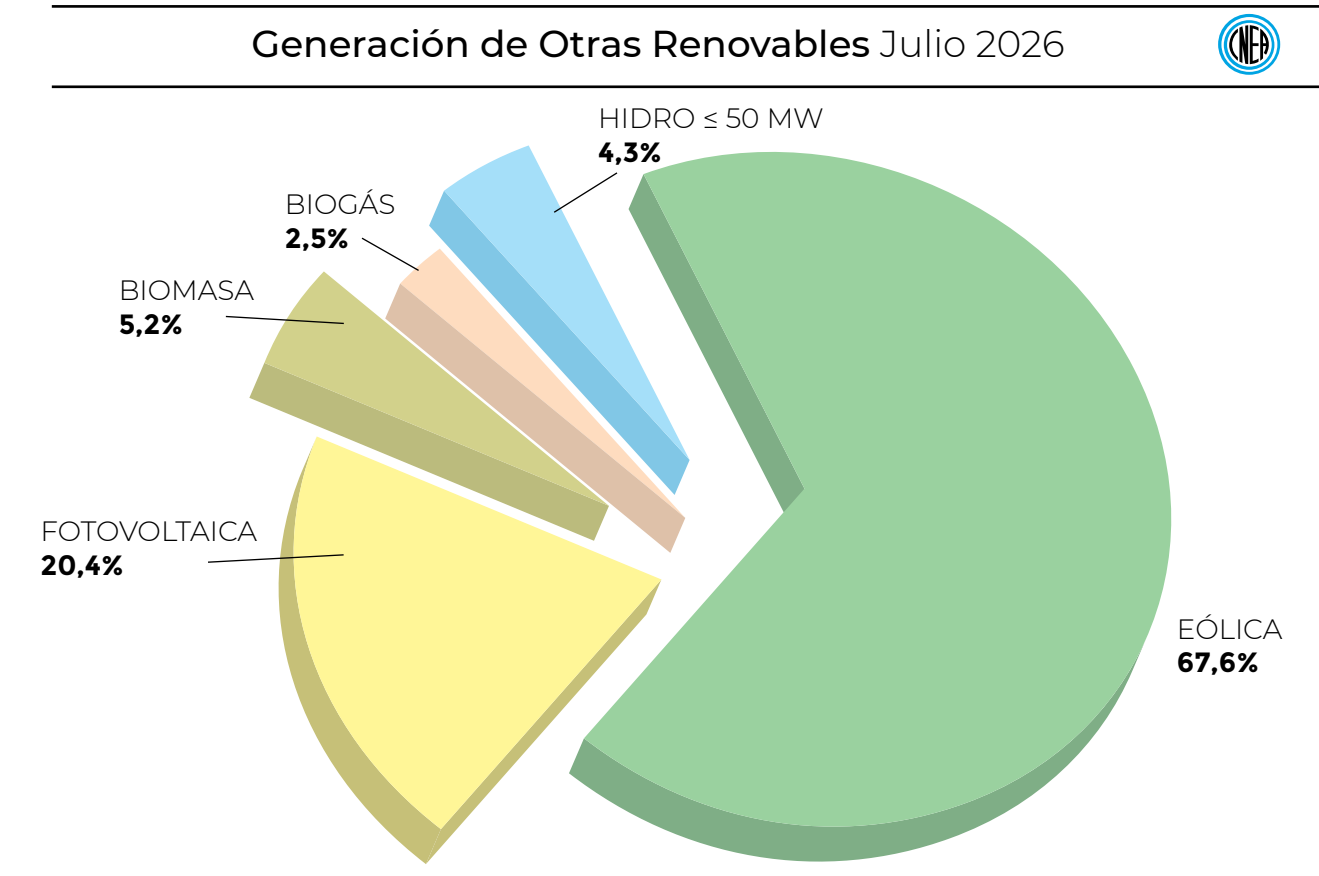
Nota. C = Cota.
Fuente: CAMMESA

⚡ Generación Neta de Otras Renovables

La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás), resultó este mes un 13,7% inferior a la del mismo mes del año 2025 y también el menor valor (1.791,2 GWh) alcanzado por esta fuente de generación desde agosto de 2024. Esto se debió principalmente a la baja disponibilidad eólica y solar con respecto a julio de 2025.

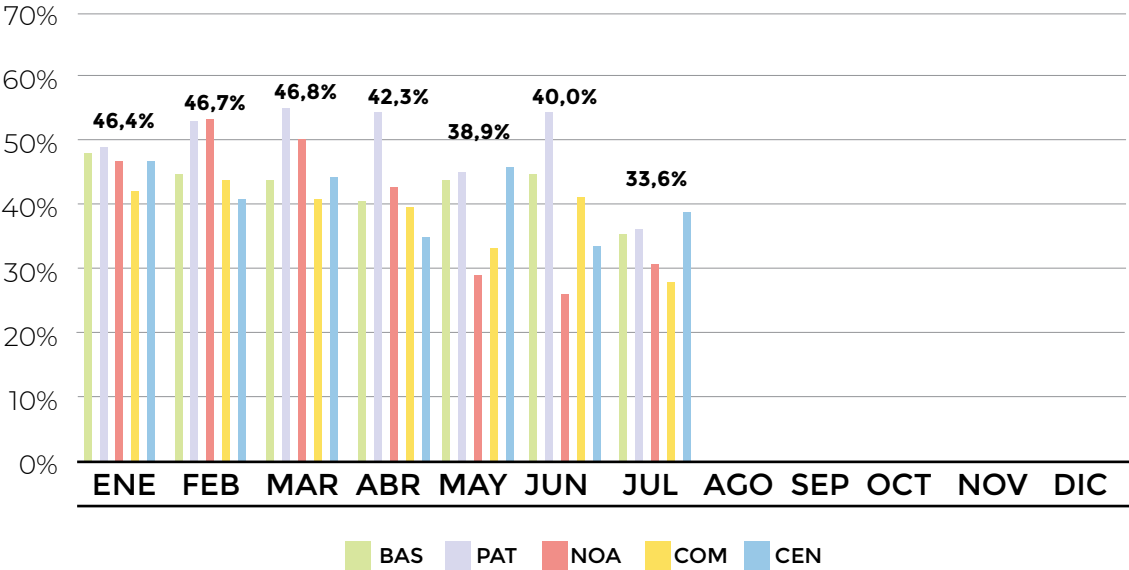


A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en la generación de Otras Renovables.



En la siguiente figura se presentan las disponibilidades regionales de los parques eólicos del país a lo largo del 2026, divididas por regiones y el valor promedio en el país.

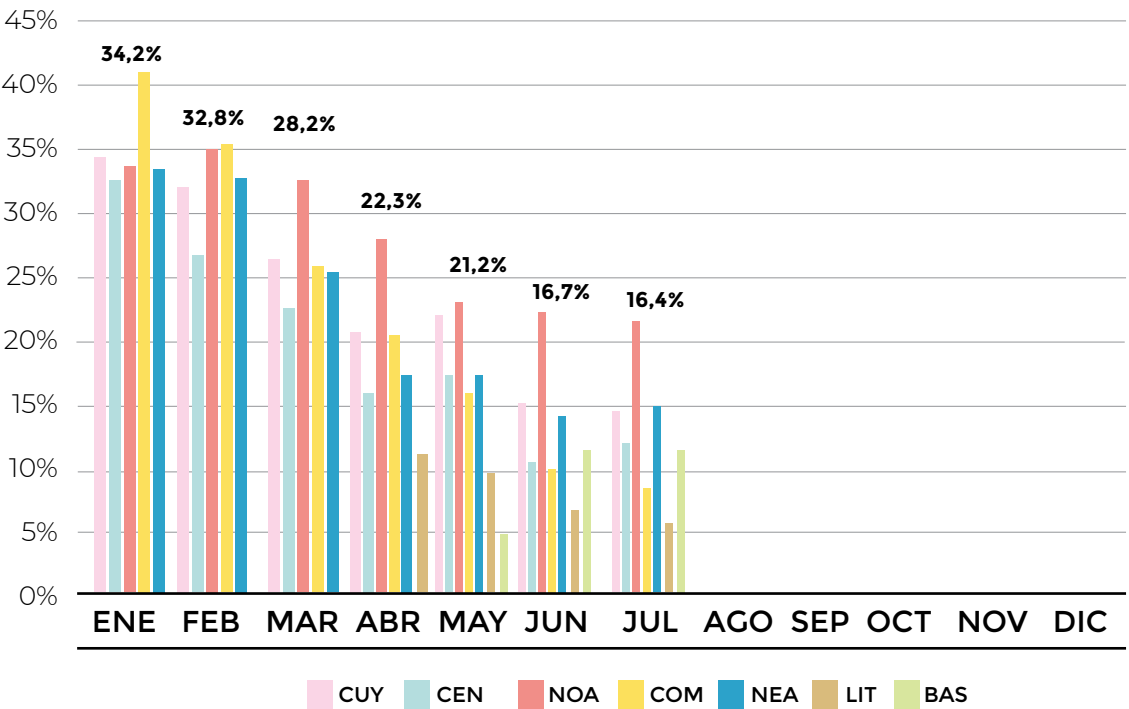
Disponibilidad Eólica - Promedio Regional



Nota: Los valores porcentuales presentados corresponden a los promedios para cada mes.

Se presentan a continuación las disponibilidades regionales de los parques fotovoltaicos del país a lo largo del 2026, divididas por regiones y el valor promedio en el país.

Disponibilidad Fotovoltaica - Promedio Regional

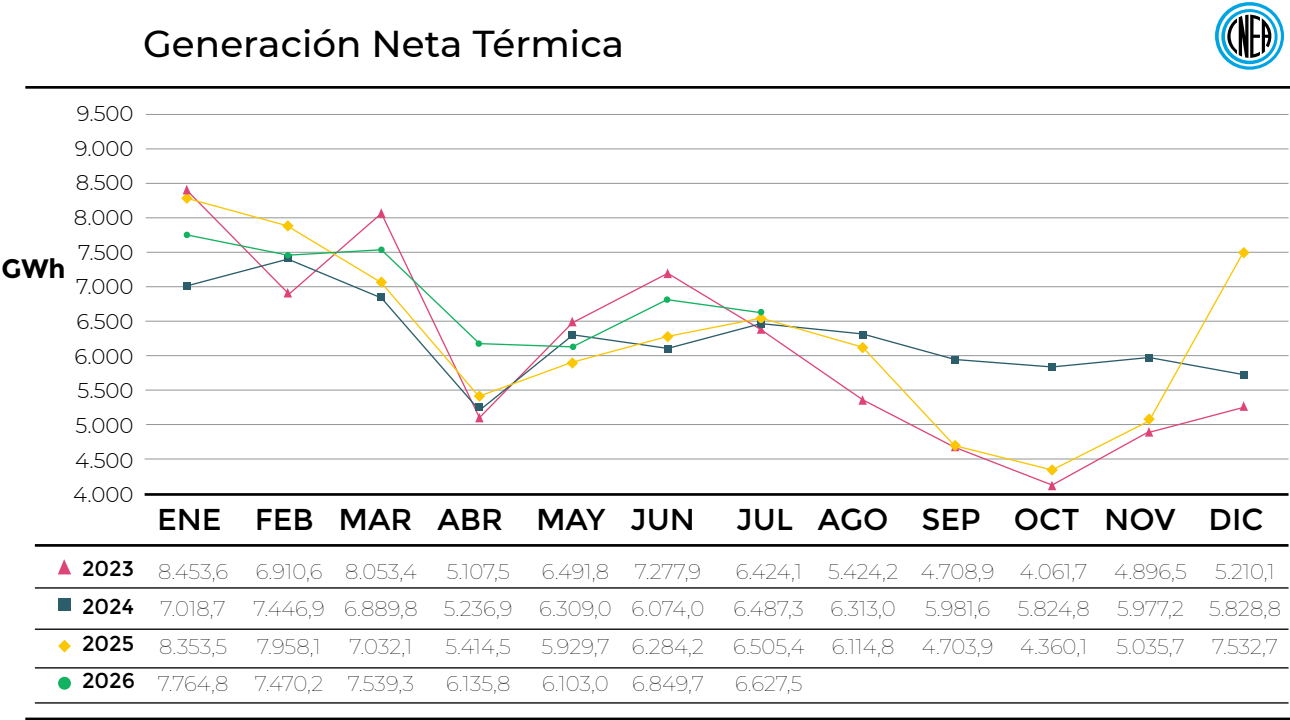


Nota: Los valores porcentuales presentados corresponden a los promedios para cada mes.



Generación Neta Térmica y Consumo de Combustibles

La generación térmica de origen fósil resultó un 1,9% superior a la del mismo mes del año 2025. A continuación, se presenta su evolución en los últimos cuatro años. Si bien el valor alcanzado es muy próximo a los de años anteriores, igualmente es el mayor de los últimos cuatro años para el mes de julio.



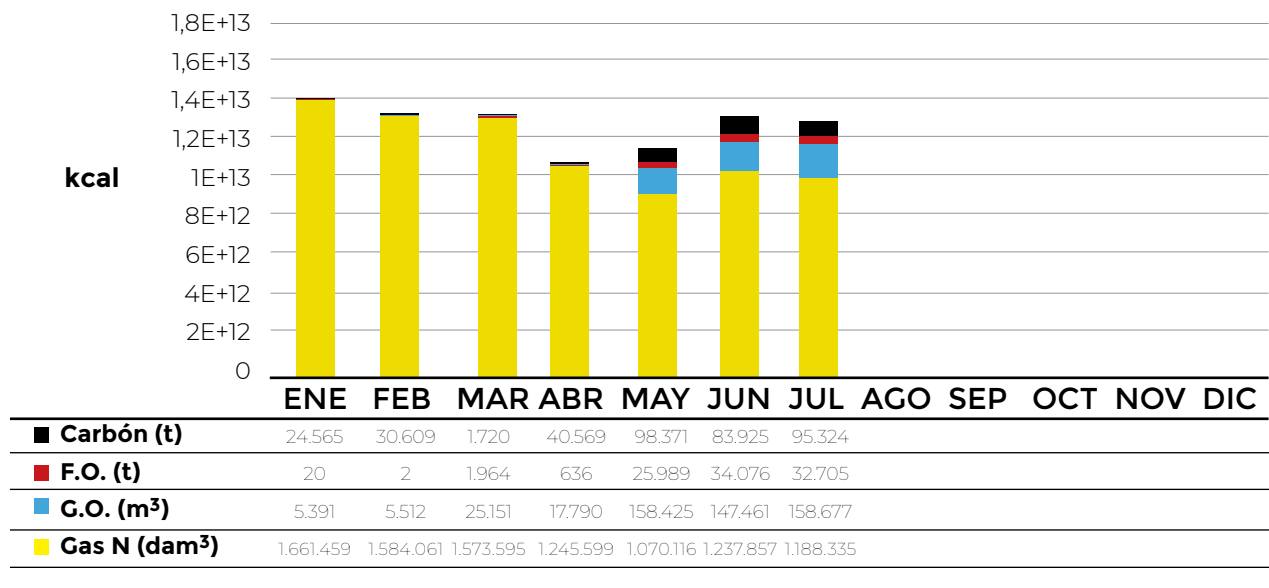
En la tabla a continuación se presentan los consumos de combustibles para julio de los años 2025 y 2026.

COMBUSTIBLE	JULIO 2025	JULIO 2026	DIF. (%)
Carbón [t]	66.891	95.324	42,5
Fuel Oil [t]	32.411	32.705	0,9
Gas Oil [m³]	158.568	158.677	0,07
Gas Natural [dam³]	1.154.508	1.188.335	2,9

En este sentido, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de julio 2026 resultó un 3,8% superior al del mismo mes del año anterior, debido al aumento en el consumo de todos los combustibles.

En la siguiente figura se puede observar la evolución mensual de cada combustible en unidades equivalentes de energía. Por otra parte, la tabla inferior a la figura presenta la misma evolución, pero en unidades físicas (masa y volumen).

Consumo de Combustibles en el MEM 2026

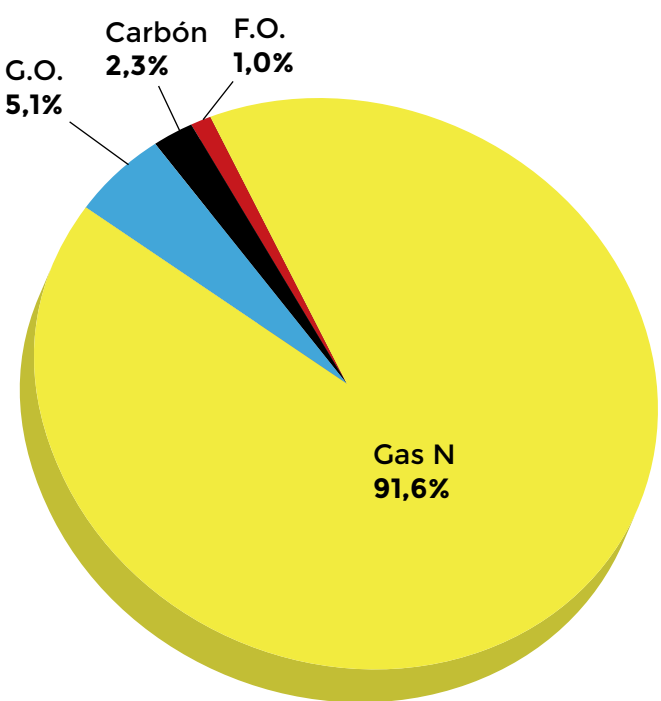
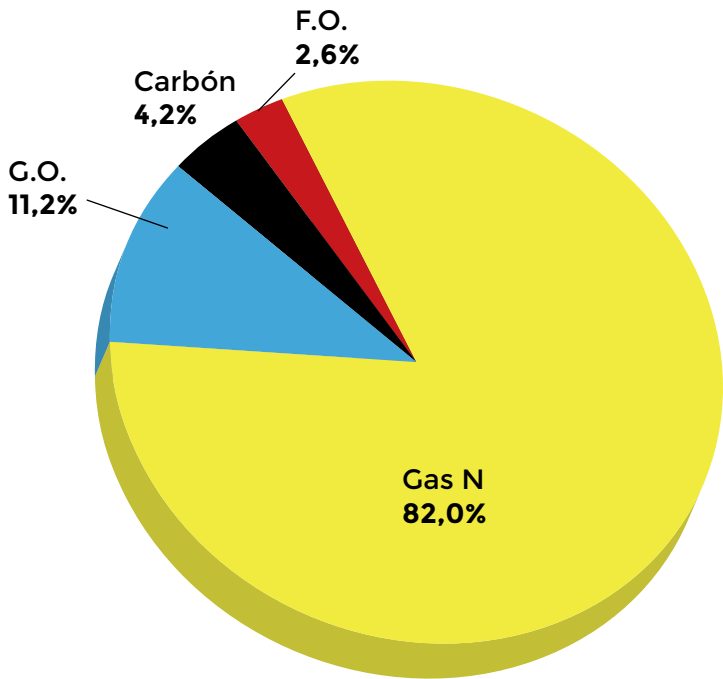


La relación entre los distintos tipos de combustibles fósiles consumidos en julio, en unidades energéticas, ha sido:

Consumo de Combustibles Fósiles Julio 2026

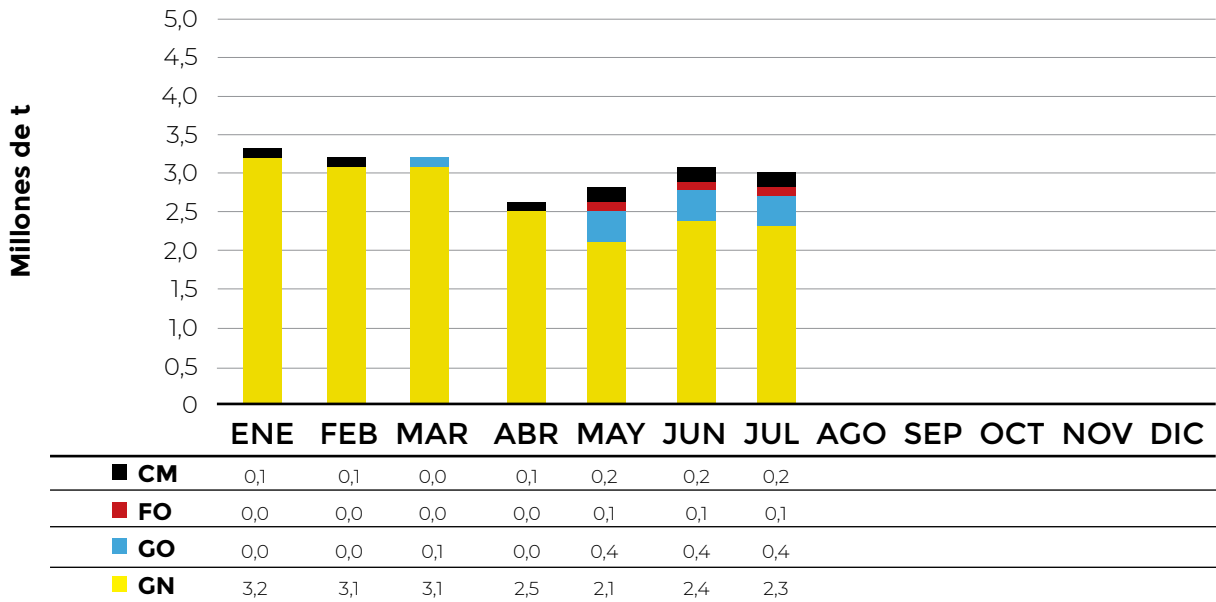


Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2026

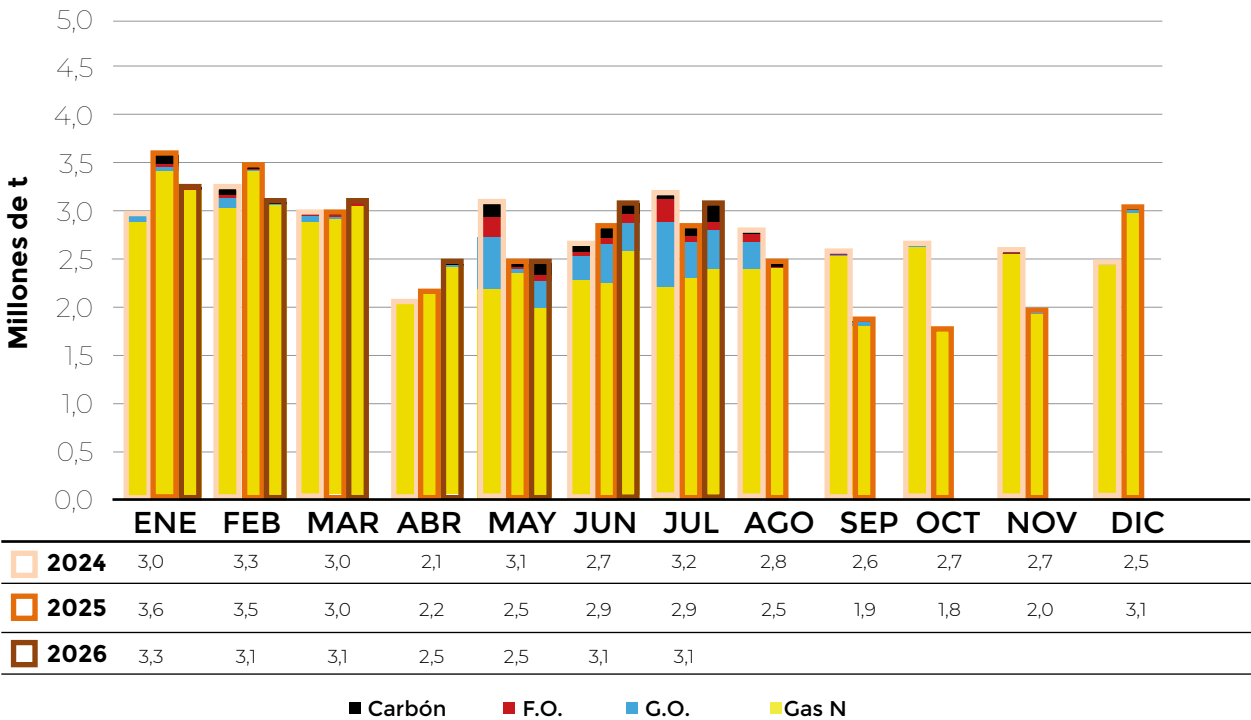


La siguiente figura muestra las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.

Emisiones de CO₂ del SADI por Combustible 2026



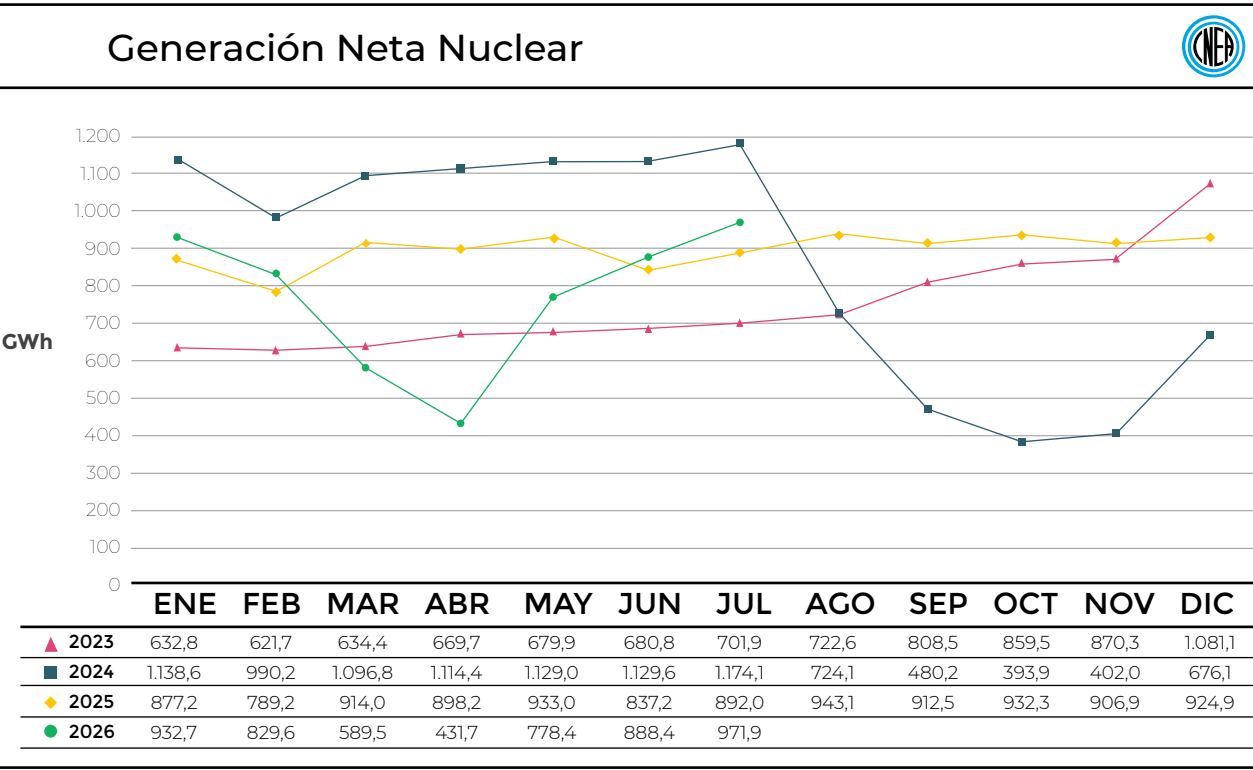
Emisiones de CO₂ del SADI



Se evidenció un aumento del 4,6% en las emisiones GEI respecto al año anterior, correspondiente a la mayor generación térmica y al aumento en el consumo de combustibles más contaminantes como carbón y gas oil, frente a julio 2025.

⚡ Generación Neta Nuclear

En la figura siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2023 hasta la fecha, en GWh. El valor alcanzado en julio de 2026 fue 971,9 GWh.



Durante este mes la generación nucleoelectrica registró un aumento del 9% en la comparación interanual, debido a la operación sin inconvenientes de las centrales Embalse y Atucha II, ya que esta última en julio de 2025 había salido de servicio los primeros cuatro días. Por su parte, Atucha I se mantuvo inactiva durante todo el mes debido a los trabajos de extensión de vida, que se completarán en 2027.

⚡ Evolución de Precios de la Energía en el MEM

Mediante el artículo 2 de la Resolución 400/2025 de la Secretaría de Energía, se aprueban las “Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva”, que introducen a partir del primero de noviembre de 2025, una modificación profunda en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Juliorista (MEM). En varios aspectos, este nuevo esquema retoma criterios establecidos en los Procedimientos que reglamentaron la Ley N° 24.065 de diciembre de 1991, aunque incorpora diferencias relevantes en la organización de las transacciones y en la formación de precios.

A grandes rasgos, la resolución clasifica las transacciones de energía en tres tipos de mercado, cada uno con fuentes de generación diferenciadas y señales de precio propias:

El Mercado Asignado, conformado por generación hidroeléctrica, nuclear, renovable y una parte de la generación térmica, está destinado prioritariamente a abastecer a los usuarios residenciales y al resto de la demanda estacionalizada.

El Mercado Spot, integrado principalmente por generadores térmicos despachados según su costo variable, abastece fundamentalmente a los grandes usuarios, reflejando precios de corto plazo.

El Mercado a Término (MAT), basado en contratos bilaterales entre generadores y usuarios, pactados en cantidad y precio, está orientado principalmente a grandes usuarios, y opera de manera independiente de la asignación regulada.

En forma complementaria, la normativa clasifica la demanda en **estacionalizada** y **no estacionalizada**. Para la primera, la Secretaría de Energía fija precios regulados de energía y potencia, conocidos como precios estacionales, que se aplican principalmente a usuarios residenciales y no residenciales de pequeña demanda. En cambio, la segunda se abastece a precios determinados por las reglas del mercado spot o del mercado a término, según corresponda.

La energía que no queda cubierta por la generación asignada o por contratos a término se remunera a precios de mercado Spot, los cuales reflejan costos marginales de generación y, a diferencia del mercado asignado, no garantizan el abastecimiento del servicio, quedando sujetos a la disponibilidad operativa y a las condiciones del sistema.

En el marco de dicha resolución, se entiende que los Precios Estacionales (PE) son los valores regulados de energía y potencia aplicados a la Demanda Estacionalizada, calculados en base a los costos estacionales definidos en las Reglas del MEM. Estos precios se aplican principalmente a los usuarios Residenciales y No Residenciales. Para la energía que queda fuera de la cobertura de Generación Asignada o de contratos a término, se aplican los Precios del Mercado Spot, que reflejan costos marginales y no garantizan abastecimiento. Los GUDI y la Demanda Estacionalizada No Cubierta se valorizan con precios Spot estabilizados o mensuales, según corresponda, mientras que los Grandes Usuarios del MEM pagan los precios Spot plenos definidos para cada mes.

Costo Mercado
Asignado
93,9 u\$s/MWh

Precio Mercado
SPOT
168,6 u\$s/MWh

Precio Medio Estacional MEM - Detalle Julio 2026 - Cobertura

DEMANDA ESTACIONALIZADA		Demanda GWh	PEST (\$/MWh)	Precio (\$/MWh)	* Precio (U\$S/MWh)	Cobertura (%)
RESIDENCIAL	CUBIERTA	6.685	78.775	139.694	93,9	56%
	NO CUBIERTA	0		249.855	167,9	
NO RESIDENCIAL	CUBIERTA	626	125.400	139.694	93,9	55%
	NO CUBIERTA	2.599		249.855	167,9	

DEMANDA NO ESTACIONALIZADA	Demanda GWh	Precio (\$/MWh)	* Precio (U\$S/MWh)
CUDI	779	249.855	167,9
GUME	503	250.992	168,6
CUMA	1.705	250.992	168,6

Detalle Residencial	* Precio (\$/MWh)	PEST con bonificac.	Cobertura (%)
Residencial Nivel 1	139.694	120.310	86%
Residencial Nivel 2 Base	139.694	44.363	32%
Residencial Nivel 3 Base	139.694	121.193	87%

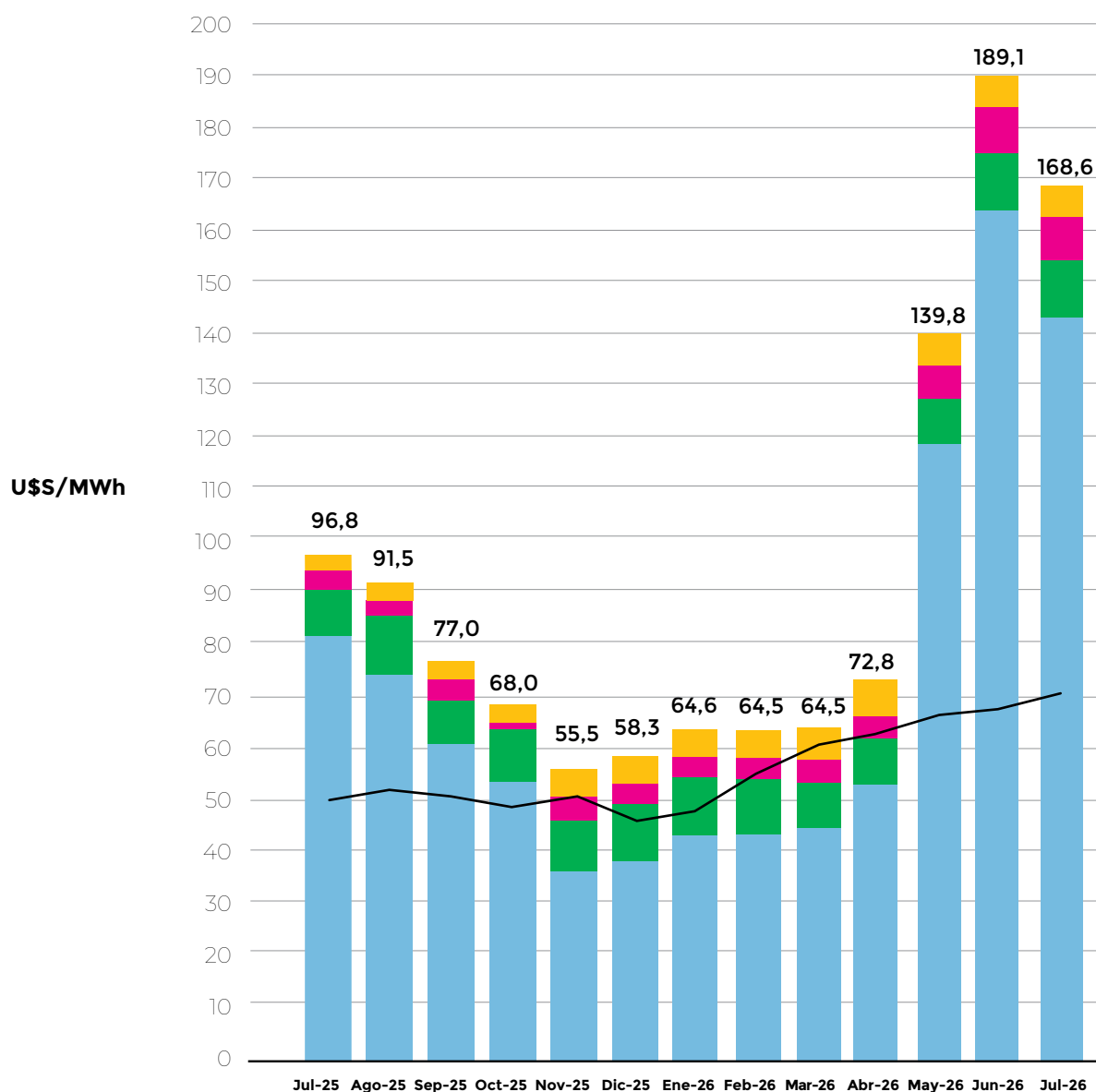
En lo que respecta a la formación del precio monómico -precio spot- los componentes se agrupan en cuatro ítems principales: Potencia, Energía entregada a la red, Servicios y Transporte.

El ítem **Energía** representa el valor medio que perciben los generadores por la energía efectivamente entregada a la red, y varía según el tipo de tecnología de generación y el esquema contractual. Desde la perspectiva de la demanda, los precios del mercado estacional son fijados por la Secretaría de Energía, mientras que los precios del mercado spot son variables y dependen principalmente del costo de los combustibles. En este contexto, debe considerarse que parte de la demanda estacionalizada se encuentra subsidiada, lo que genera diferencias entre el costo real de la generación asistida y los valores efectivamente abonados por la demanda residencial y la diferencia es aportada por el estado nacional.

El ítem **Potencia** corresponde a la remuneración que reciben los generadores por mantener disponibilidad para el despacho, y se percibe únicamente durante las horas de máxima demanda del sistema. El componente **Servicios** incluye los costos asociados a los servicios de reserva necesarios para garantizar la confiabilidad y calidad del suministro, tales como la reserva de confiabilidad y la reserva de corto plazo. Finalmente, el ítem **Transporte** refleja los costos y pérdidas asociados al traslado de la energía eléctrica desde las regiones con excedentes de generación hacia aquellas con déficit estructural.

A continuación se presenta el precio monómico -SPOT- de los últimos trece meses.

Ítems del Precio Monómico en Dólares



Evolución de las Exportaciones e Importaciones

Si bien puede resultar una paradoja importar y exportar al mismo tiempo, a veces se trata solo de una situación temporal, donde en un momento se importa y en otro se exporta (según las necesidades internas o las de los países vecinos), mientras que en otros casos se trata de energía en tránsito. Se habla de energía en tránsito cuando Argentina, a través de los convenios de integración energética del MERCOSUR, facilita sus redes eléctricas para que Brasil le exporte electricidad a Uruguay. De ese modo el ingreso de energía a la red está incluido en las importaciones y, a su vez, los egresos hacia Uruguay están incluidos en las exportaciones.

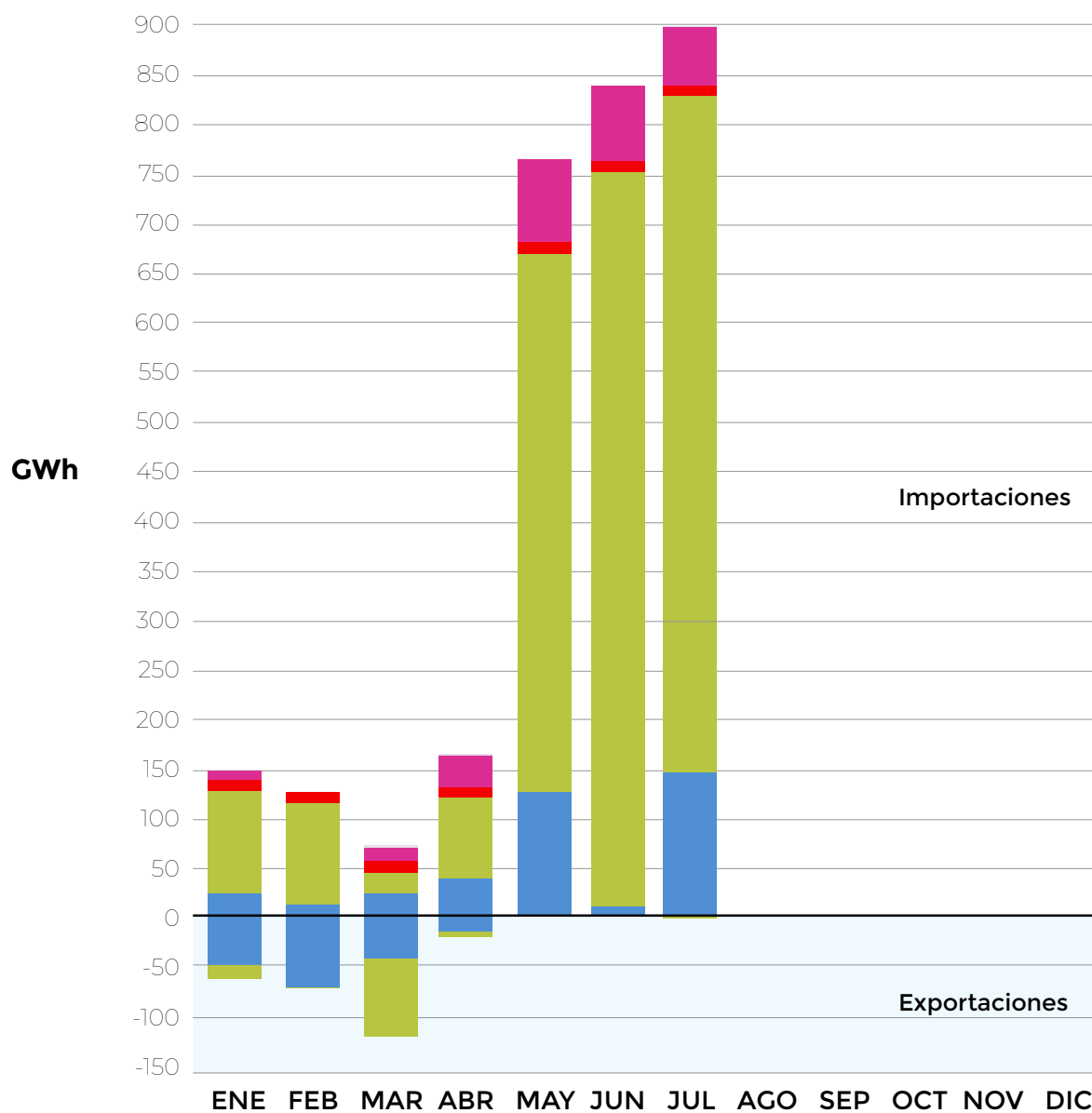
Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los Juliores requerimientos eléctricos de Brasil.

En el caso de Uruguay, cuando la central hidroeléctrica binacional Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río Uruguay), en lugar de descartarlo, se aprovecha ese recurso hídrico para generar electricidad, aunque dicho país no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde. Este excedente es importado por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad. Este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países.

Durante el mes de julio la importación de energía fue de 898,4 GWh, en un 76% proveniente de Brasil, de acuerdo con ofertas aceptadas. La exportación de energía fue por 2,3 GWh, a Brasil prácticamente en su totalidad.

A continuación, se presenta la evolución de las importaciones y exportaciones con Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, en GWh durante los meses corridos del año 2026.

Evolución Importaciones/Exportaciones 2026



		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp	Chile	-	-	-	-	-0,0	-	-					
	Uruguay	-8,4	-66,1	-46,3	-4,0	-	-	-					
	Brasil	-49,8	-0,7	-72,4	-19,9	-	-	2,2					
	Paraguay	-	-	-	-	-	-	-					
	Bolivia	-0,06	-	-	-	-0,0	-	0,04					
Imp	Chile	-	1,0	3,0	2,7	0,9	0,2	0,9					
	Uruguay	24,7	9,3	24,2	39,5	130,2	7,4	148,7					
	Brasil	108,4	111,5	20,5	85,0	540,1	746,6	681,5					
	Paraguay	10,3	9,6	10,8	8,2	9,7	11,0	10,7					
	Bolivia	8,1	-	15,2	29,8	82,6	76,1	56,6					

Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de julio de 2026.

Comentarios: Departamento Estudios y Análisis Energéticos, Gerencia Coordinación de Proyectos Tecnológicos Nucleares, Gerencia de Área Energía Nuclear, CNEA.

Mariela Iglesia
miglesia@cnea.gob.ar

Santiago Nicolás Jensen Mariani
santiagojensen@cnea.gob.ar

Comisión Nacional de Energía Atómica
Agosto de 2026

Comisión Nacional de Energía Atómica
Av. del Libertador 8250 (C1429BNP), CABA

Centro Atómico Constituyentes
Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires
Tel: +54-11-6772-7422/7526/7641
Fax: +54-11-6772-7526
e-mail: sintesismem@cnea.gov.ar



<https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/803>