

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XXVI N° 306



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Junio 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) Junio 2026.

Introducción

En junio, la demanda neta de energía del MEM (12.474 GWh) presentó un descenso del 0,5% 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 levemente inferior al del mismo mes del año pasado, mientras que para el río Uruguay esta variación fue muy inferior. En forma similar los ríos Limay y Collón Cura (pertenecientes a la Cuenca del Comahue) y el Futaleufú registraron menores aportes y el río Neuquén presentó un caudal muy inferior, respecto a junio de 2025. Como resultado de estas variaciones, la generación hidroeléctrica disminuyó un 15,9%.

En cuanto a **la generación de Otras Renovables**, este mes aportaron **2.062,1 GWh** contra **2.060,5 GWh** registrados en junio del año anterior. La generación resultó un 0,1% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2025, con un aumento de potencia instalada de un 14,9%.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 888,4 GWh, mientras que en junio de 2025 había sido de **837,2 GWh**.

Además, la **generación térmica fósil** resultó un 9,0% superior a la del mismo mes del año anterior.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 841,3 GWh contra 760,3 GWh alcanzados en junio de 2025. Por otra parte, las exportaciones fueron cercanas a cero, mientras que en junio del año pasado se habían registrado 5,9 GWh.

Finalmente, el precio monómico de la energía –precio SPOT– para este mes fue de **280.494,4 \$/MWh**, equivalente a **189,1 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 junio resultó un 0,5% inferior a la alcanzada en el mismo mes del año pasado. En el análisis por regiones, en COM-PAT y CUY-CEN el valor obtenido fue el más alto de los últimos cuatro años para junio. Al hacer el análisis por sectores, la demanda de los Grandes Usuarios Distribuidores (GUDI) fue la más baja de los últimos cuatro años para el mes de junio. En contraposición para los Grandes Usuarios Menores (GUME) y para los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) esta fue la más alta en dicho periodo.

En relación a la generación nuclear y condiciones operativas de las centrales, Embalse y Atucha II operaron con normalidad durante junio. 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.

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

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

La generación térmica, por su parte, registró valores un 9% superior a los alcanzados en junio 2025, con una disminución del 3,2% en las emisiones de gases de efecto invernadero en la comparación interanual.

Finalmente, en el mes de junio 2026 se importaron 841,3 GWh desde Brasil en su mayoría, mientras que las exportaciones fueron por un valor cercano a 0 GWh.

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).

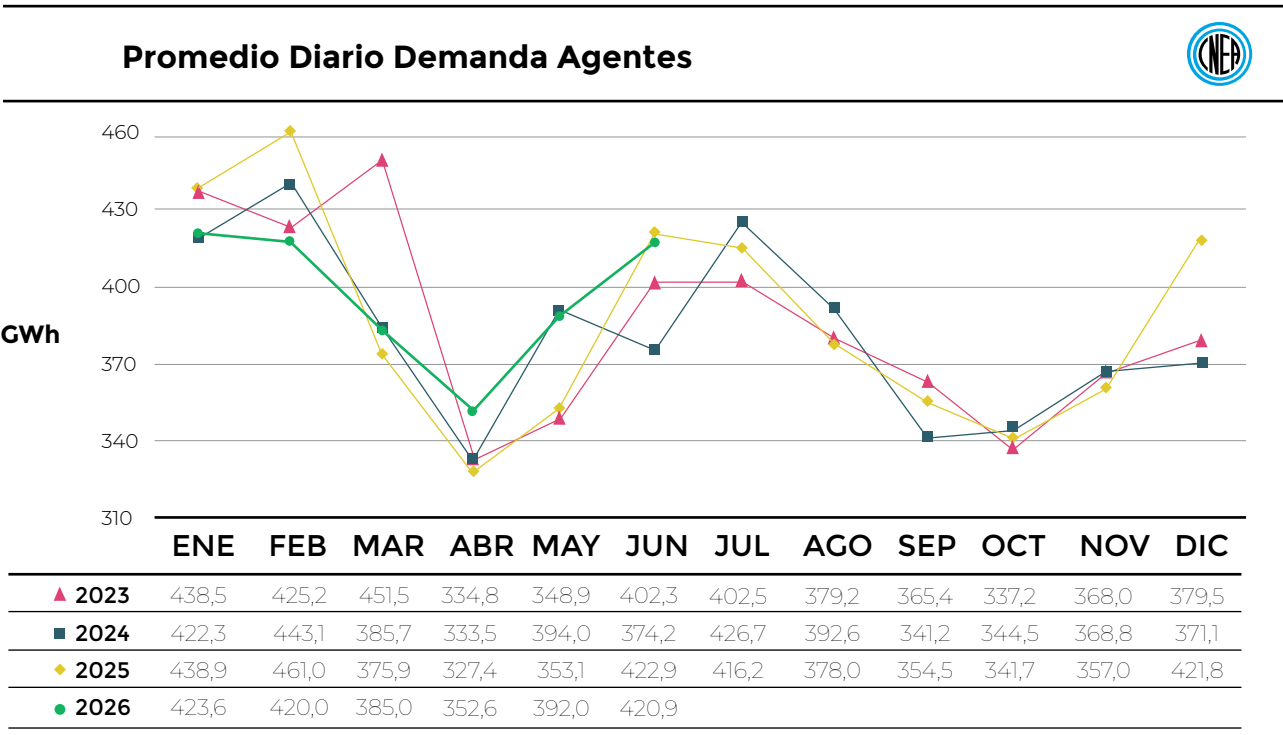
De acuerdo con la Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, se entiende por demanda estacionalizada de los distribuidores del MEM a la electricidad que las distribuidoras adquieren al precio estacional fijado, destinada a abastecer a los usuarios residenciales y no residenciales de pequeña 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 (%)
-0,5	1,0	0,8

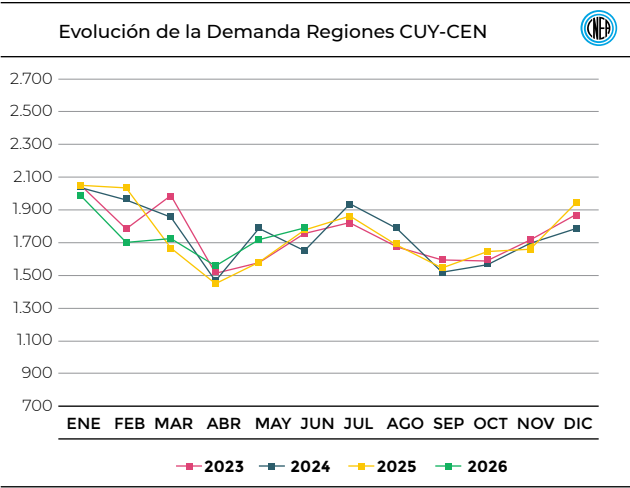
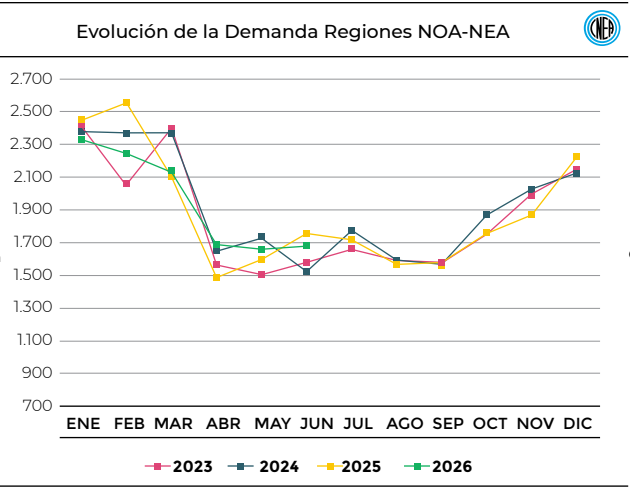
La “variación mensual” se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El “año móvil” compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El “acumulado anual”, en cambio, computa los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

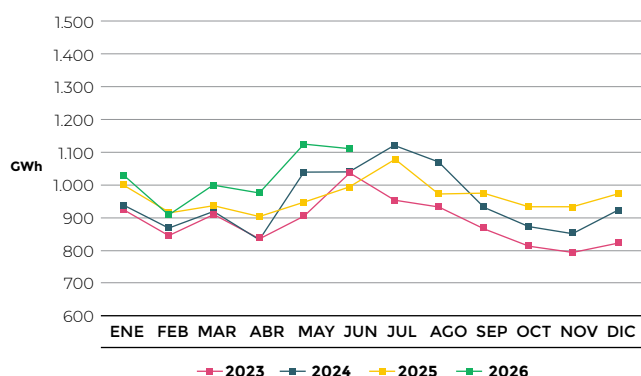


A continuación, se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por agrupación de regiones eléctricas.

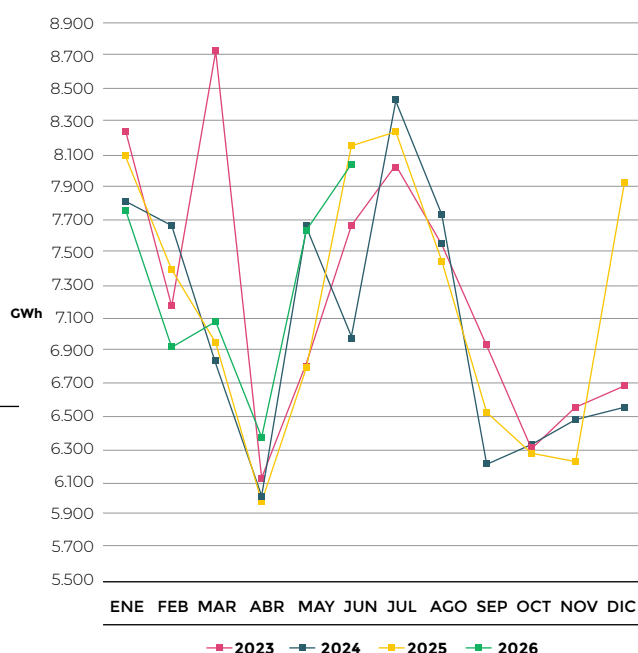
Región	Provincias
Gran Buenos Aires (GBA)	C.A.B.A y Gran Buenos Aires
Buenos Aires (BAS)	Buenos Aires sin GBA
Centro (CEN)	Córdoba y San Luis
Comahue (COM)	La Pampa, Neuquén y Río Negro
Cuyo (CUY)	Mendoza y San Juan
Litoral (LIT)	Entre Ríos y Santa Fe
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Corrientes, Formosa 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



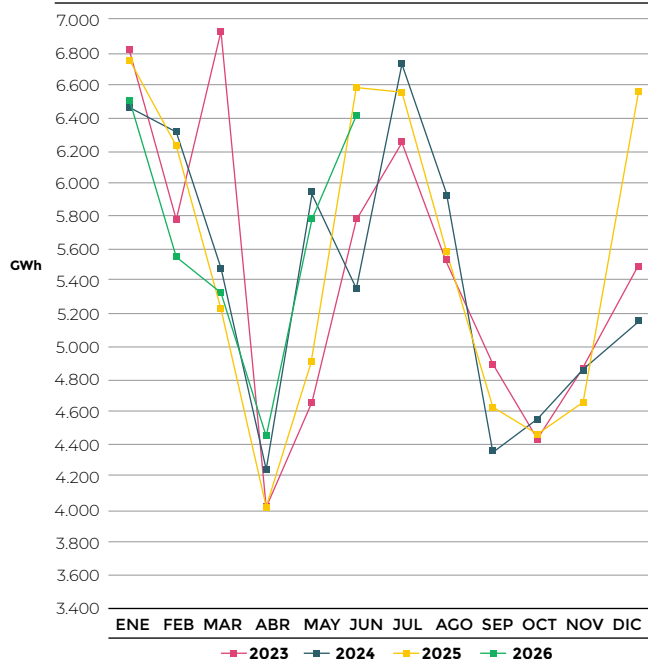
Evolución de la Demanda Regiones BAS-GBA-LIT



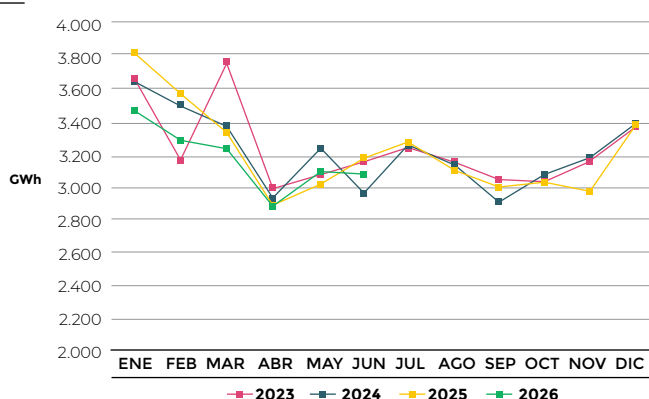
Durante el mes de junio en las regiones NOA-NEA demandaron 1.684,3 GWh, los cuales representan un descenso del 3,3% respecto a la demanda registrada el mismo mes del año anterior, de 1.741,0 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.802,1 GWh, valor 1,0% superior al alcanzado en junio de 2025, de 1.784,4 GWh. Por otra parte, las regiones COM-PAT² experimentaron una demanda de 1.105,3 GWh, equivalente a un aumento del 10,9% en comparación con la demanda registrada en junio del año pasado, de 996,3 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 8.035,7 GWh, valor 1,6% inferior al alcanzado en 2025, de 8.163,4 GWh. En las regiones COM-PAT y CUY-CEN el valor obtenido fue el más alto de los últimos cuatro años para junio.

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

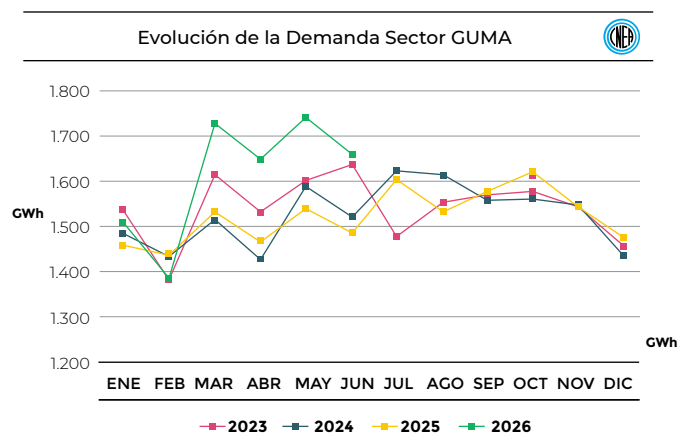
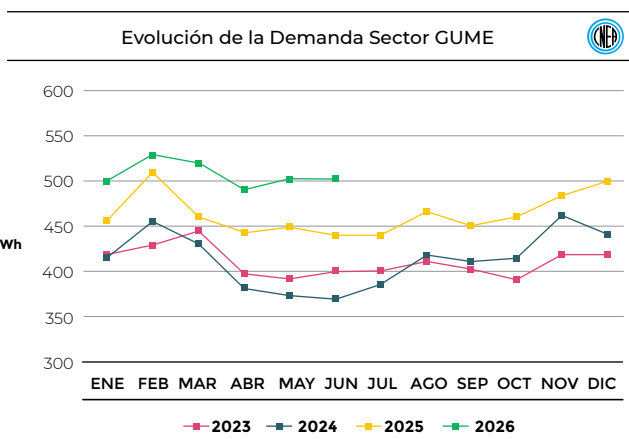
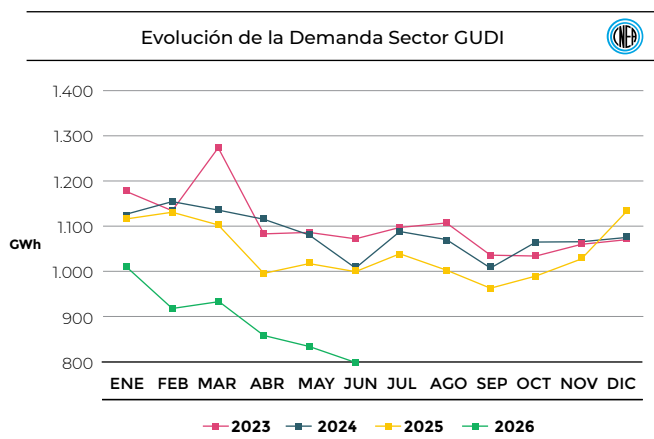
Evolución de la Demanda Sector Residencial



Evolución de la Demanda Sector No Residencial



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



En junio los valores residenciales de demanda fueron 2,8% inferiores a los alcanzados en el mismo mes del 2025. En este sentido, se demandaron 6.413,2 GWh en junio de 2026 contra 6.598,8 GWh en el mismo mes del año pasado. En lo que respecta al sector no residencial la demanda fue de 3.089,9 GWh, valor 2,2% inferior al alcanzado en junio del año pasado (3.158,1 GWh).

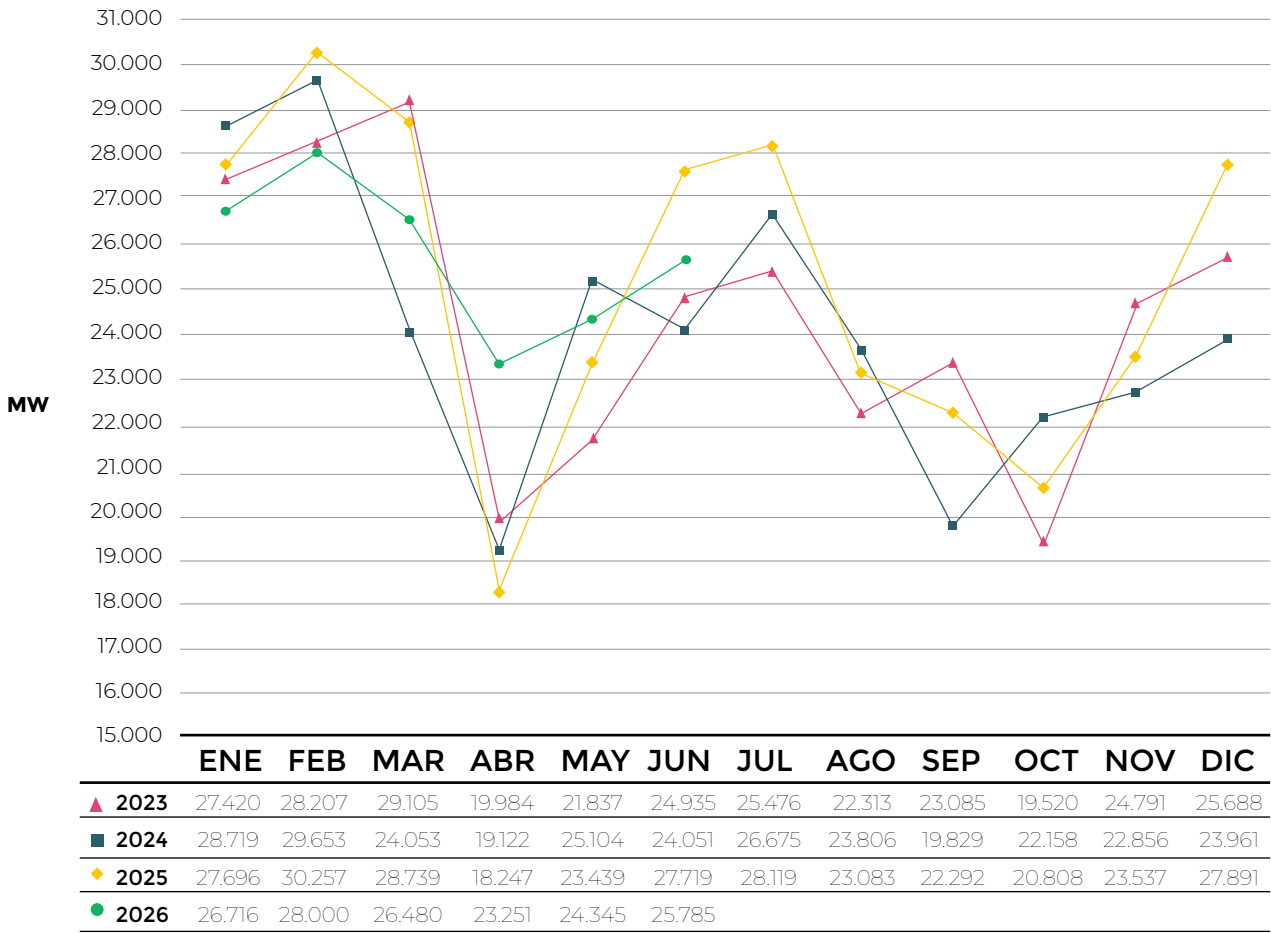
Por otra parte, el sector de Grandes Usuarios Distribuidores (GUDI) experimentó una demanda de 798,2 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2025 había sido de 995,7 GWh, se registró una disminución del 19,8%. En cuanto al sector Grandes Usuarios Menores (GUME) la demanda tuvo un crecimiento del 14,3% ya que se registró un consumo de 504,5 GWh contra 441,5 GWh en junio del año pasado. Por último, el valor de demanda de Grandes Usuarios Mayores (GUMA) fue de 1.668,5 GWh en junio de este año mientras que el año pasado para el mismo mes se había registrado un valor de 1.487,7 GWh lo que dio un crecimiento del 12,2%.

La demanda GUDI fue la más baja de los últimos cuatro años para junio, mientras que en el caso de la demanda GUME y GUMA, fue la más alta en igual período de tiempo.

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó un 7,0% 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	875,1	257,6	3,0	2,0	4.580,0
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	-	-	-	-	32,9	-	7.856,7
BAS	1.479,2	1.652,6	2.448,7	240,5	5.821,0	1.107,0	-	40,0	1.998,9	10,0	-	8.976,9
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	325,0	-	-	112,7	2.271,3
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.660,8	-	-	2.854,7
TOTAL	3.717,2	4.386,9	15.525,1	1.542,5	25.171,7	1.763,0	10.162,3	2.917,6	4.565,8	83,8	115,3	44.779,5
Porcentaje					56,21	3,94	22,69	6,52	10,20	0,19	0,26	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	-	-	-	-	-	-	218,1	-	-	-	218,1
ACUMULADO 2026	-	-55,0	121,9	-	66,9	-	-	453,8	70,1	-35,6	39,0	594,2

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

Región CUYO

- En las provincias de Mendoza y San Juan aumentaron potencia los parques solares El Quemado y San Juan Sur en 105 MW y 69 MW respectivamente, a partir de lo cual la potencia total es de 305 y 129 MW.

Región CEN

- En la provincia de San Luis, se produjo el ingreso del Parque Solar San Luis Oeste con 9 MW.

Región NEA

- En la provincia de Chaco ingresó el parque solar Quitilipi de 15 MW de potencia.

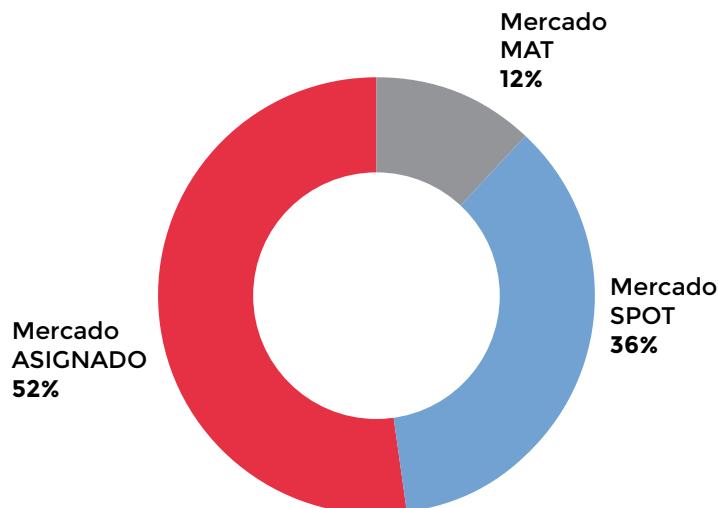
Región BAS

- Se produjo el ingreso del Parque Solar Junin I, adicionando así 20 MW de tipo renovable al sistema.

⚡ Generación Neta Nacional

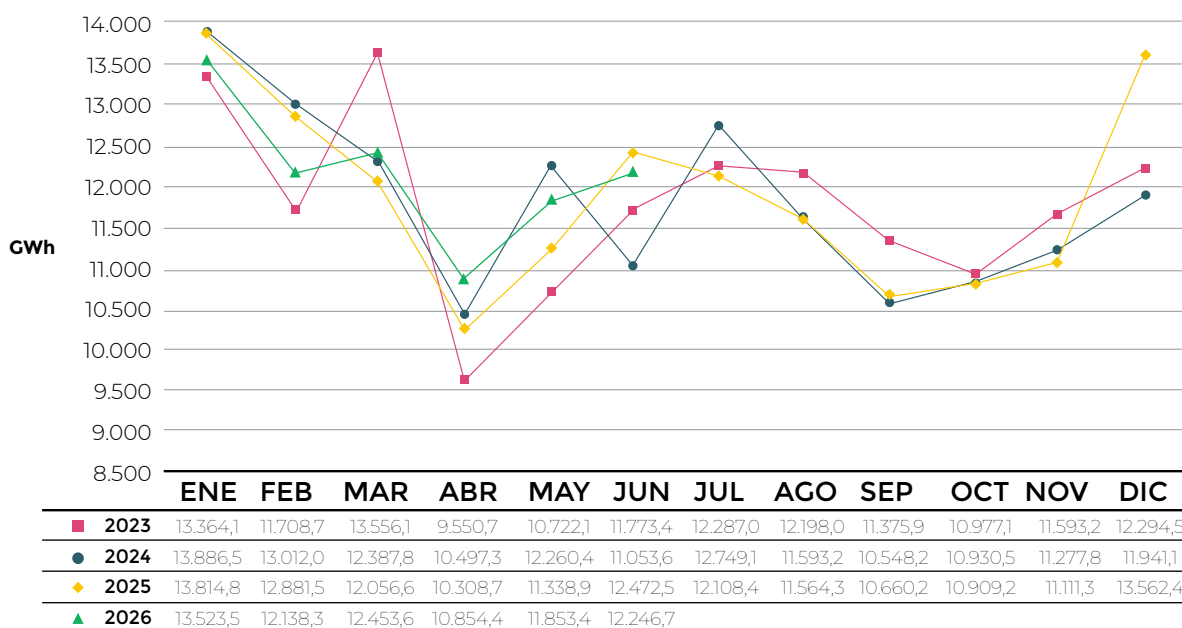
Conforme a lo establecido en la Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, la generación asignada contempla la producción eléctrica destinada prioritariamente a cubrir la demanda estacionalizada, e incluye el aporte de centrales térmicas y renovables con contratos en el MEM, hidroeléctricas bajo concesión nacional o binacional, nucleares e importaciones de energía. La participación por tipo de mercado se presenta en la figura siguiente.

% Participación OFERTA TOTAL

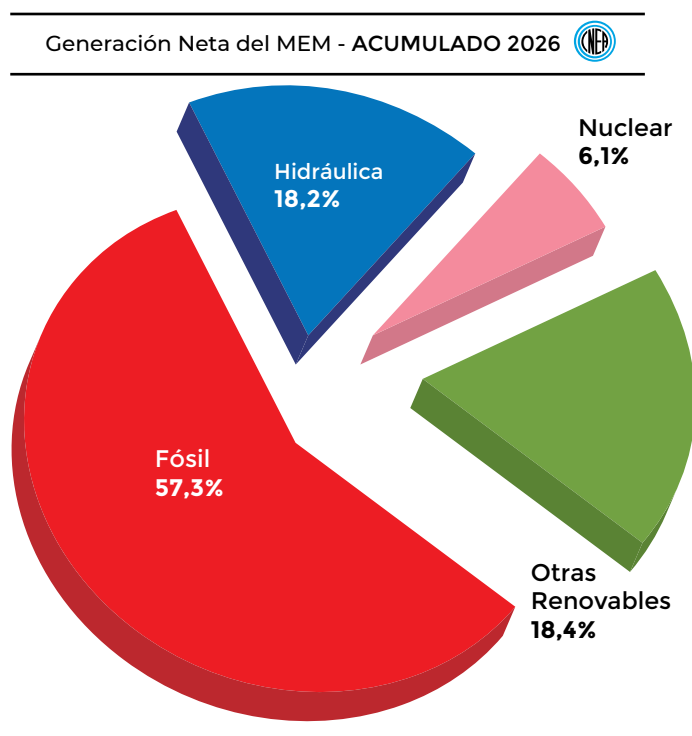
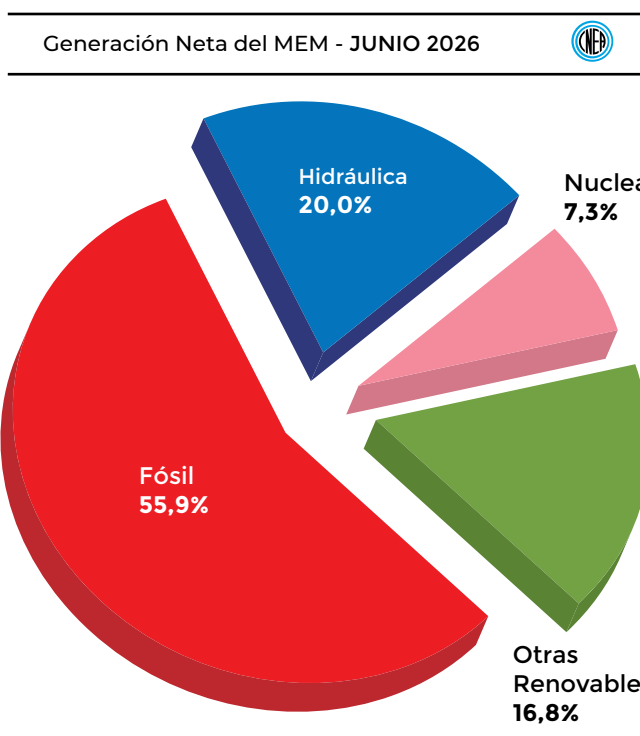


La generación total neta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidroeléctrica, térmica y Otras Renovables) fue un 1,8% inferior a la del mismo mes de 2025. La figura siguiente muestra su evolución en los últimos cuatro años.

Generación Total Neta



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



La generación de Otras Renovables, que surge de las figuras precedentes, comprende la producción 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 junio los principales ríos, respecto a sus valores medios del mes.

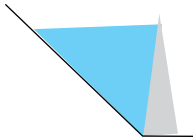
RÍOS	CAUDALES MEDIOS DEL MES DE JUNIO (m³/s)		
	2024	2025	2026
COLLÓN CURÁ	742,2	178,0	120,5
FUTALEUFÚ	266,5	225,7	110,2
LIMAY	246,8	153,2	100,3
NEUQUÉN	432,1	119,4	2,5
PARANÁ	9.259,3	9.958,3	9.626,1
URUGUAY	8.339,4	13.912,5	2.695,3

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 al 30 de junio de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:
14.200 m³/s



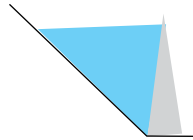
YACYRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	82,91 m
C.Min:	75,00 m

Turbinado: 13.000 m³/s
Vertido: 1.000 m³/s*

RÍO URUGUAY

Caudal real:
4.291 m³/s



SALTO

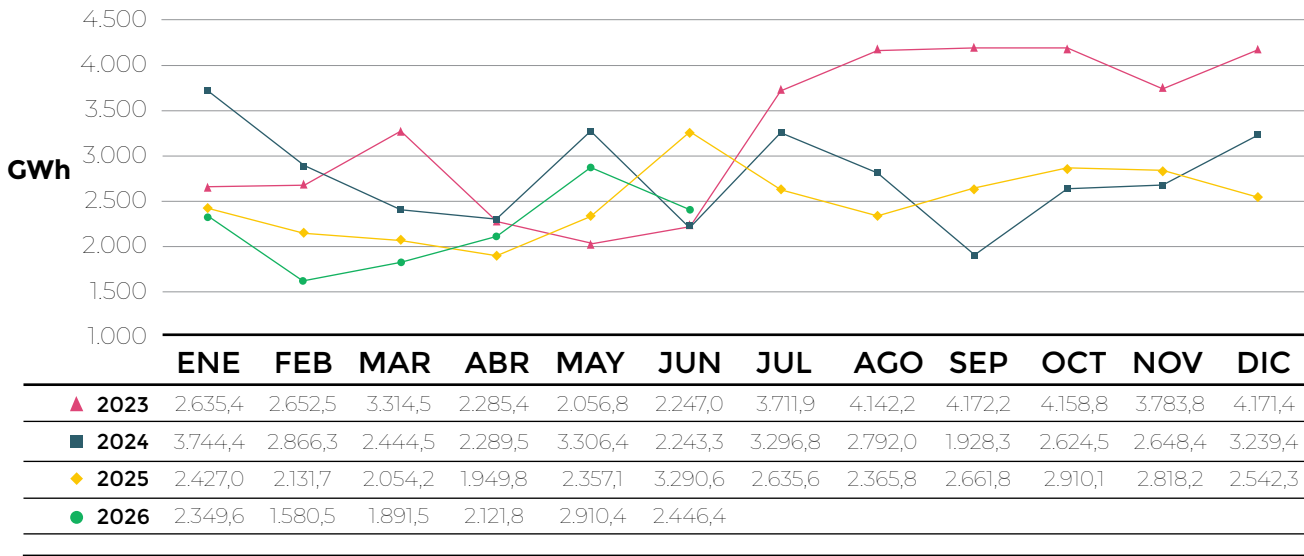
C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	33,17 m
C.Min:	31,00 m

Turbinado: 7.746 m³/s
Vertido: 0 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.

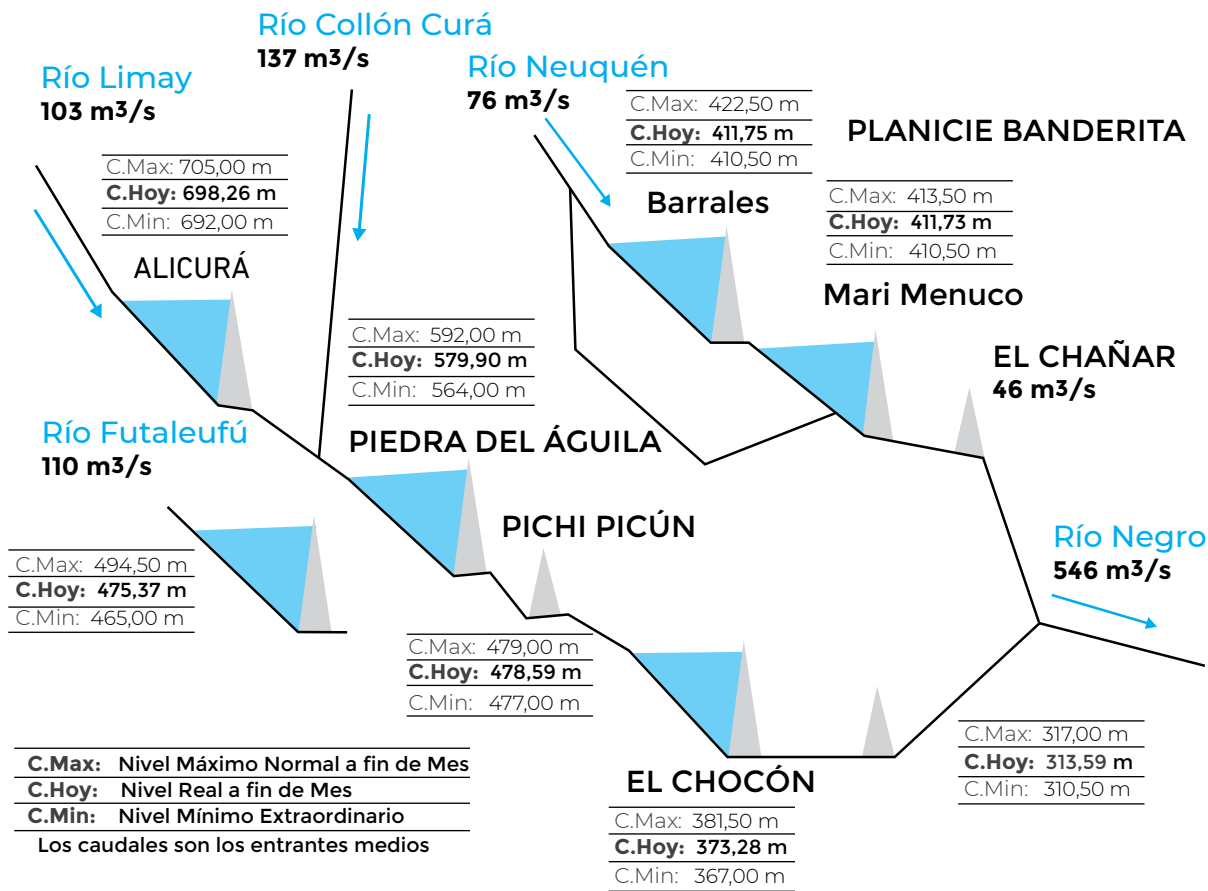
La generación hidroeléctrica registró un descenso del 25,7% con respecto al valor registrado en junio de 2025, explicado por el descenso de los aportes de los ríos durante el mes. A continuación se muestra la evolución de la generación hidroeléctrica en los últimos cuatro años.

Generación Neta Hidroeléctrica



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

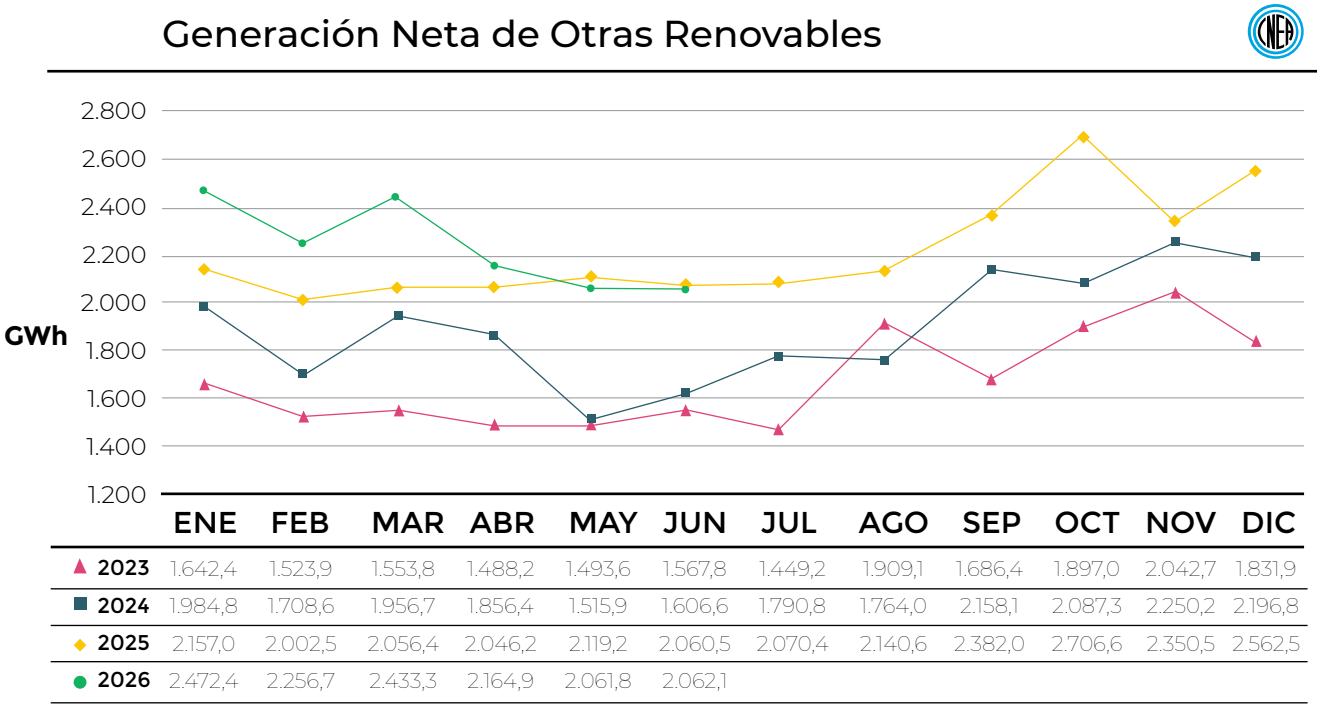
Embalses de las Cuencas del COMAHUE y PATAGÓNICA - Cotas - Caudales



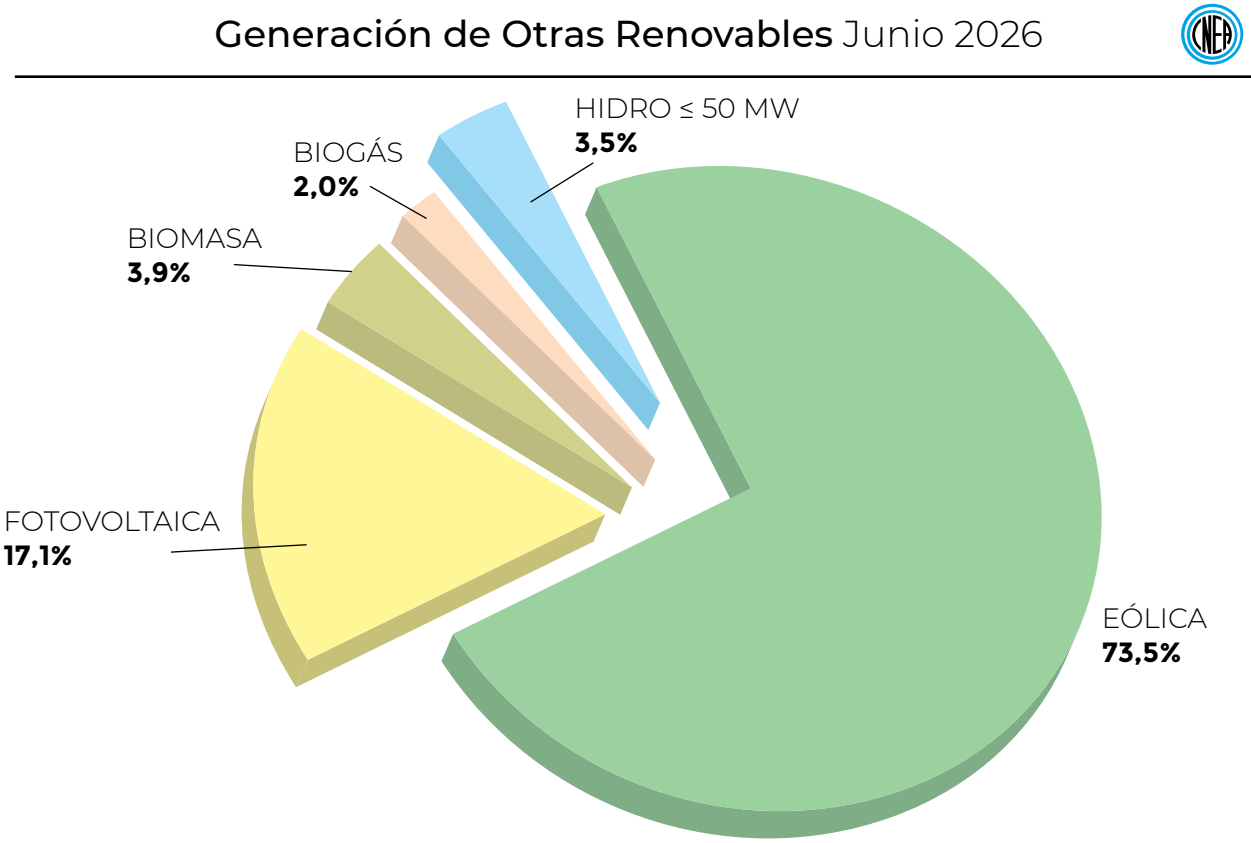
Nota. C = Cota.
Fuente: CAMMESA

⚡ Generación Neta de Otras Renovables

La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 0,1% superior a la del mismo mes del año 2025, con un valor de 2.062,1 GWh. Esto se explica principalmente a partir de una leve baja en la disponibilidad de las energías Eólica y Fotovoltaica durante el mes de junio.

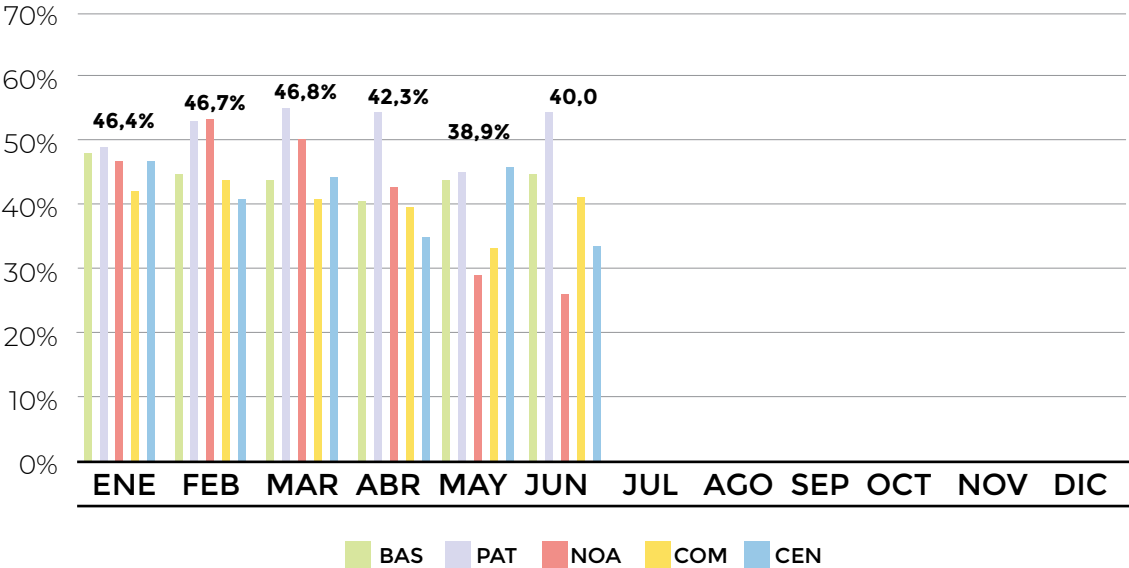


A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en la generación de Otras Renovables.



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

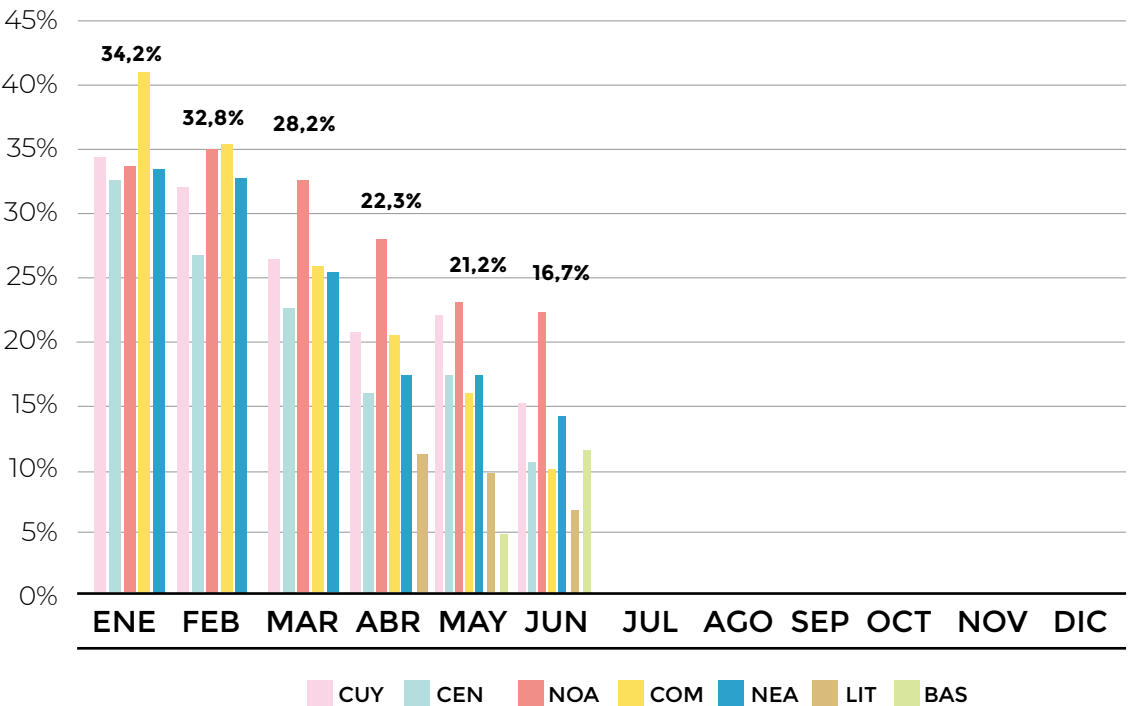
Disponibilidad Eólica - Promedio Regional



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.

Disponibilidad Fotovoltaica - Promedio Regional



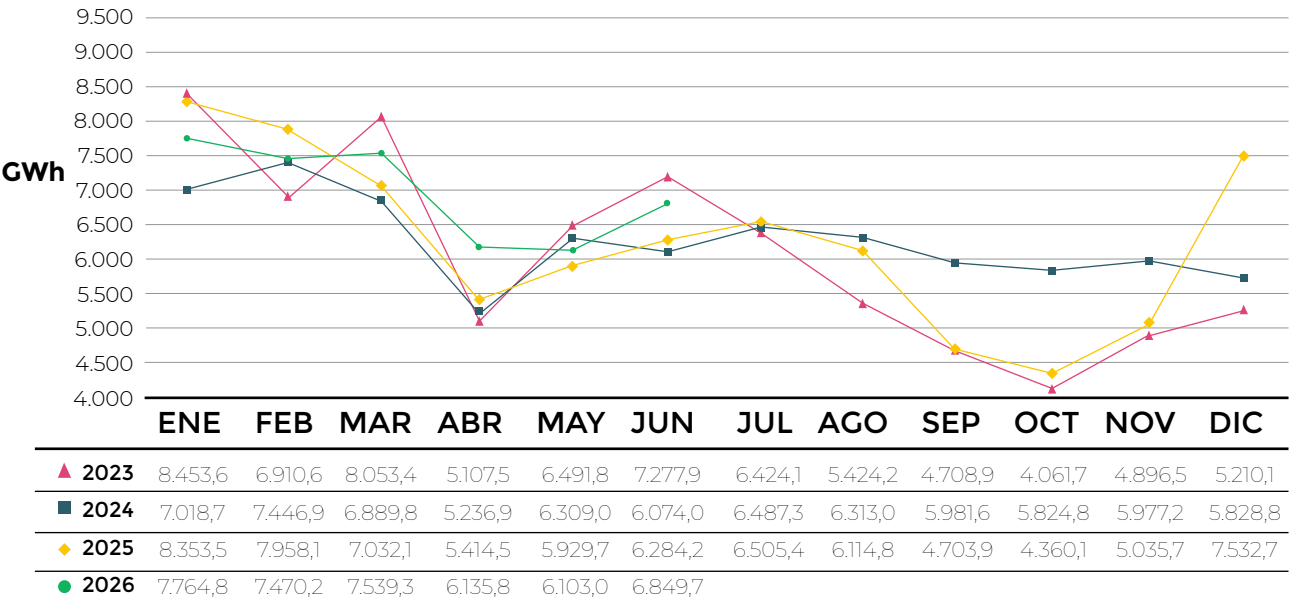
Nota: Los valores porcentuales presentados corresponden a los promedios para cada mes.



Generación Neta Térmica y Consumo de Combustibles

La generación térmica de origen fósil resultó un 9,0% superior a la del mismo mes del año 2025. A continuación, se presenta su evolución en los últimos cuatro años.

Generación Neta Térmica



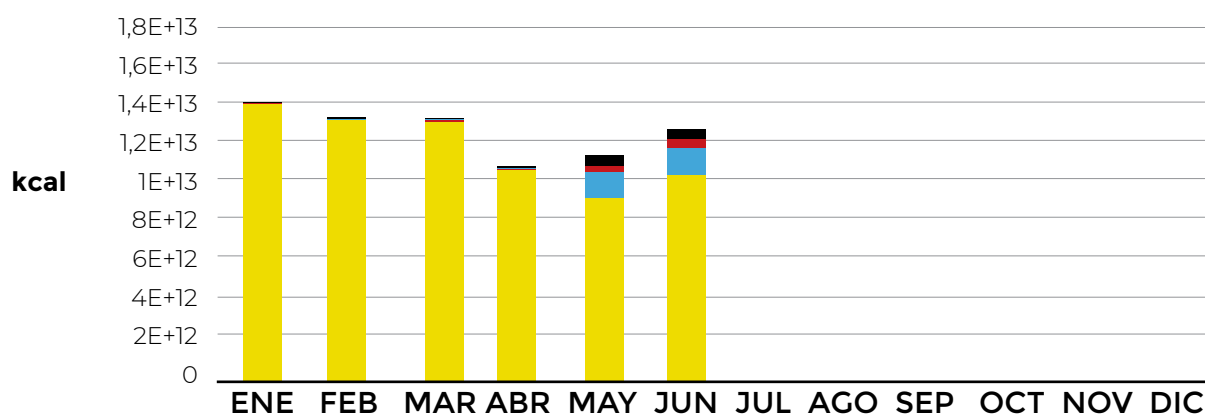
En la tabla a continuación se presentan los consumos de combustibles para junio de los años 2025 y 2026.

COMBUSTIBLE	JUNIO 2025	JUNIO 2026	DIF. (%)
Carbón [t]	78.273	83.925	7,2
Fuel Oil [t]	38.660	34.076	-11,9
Gas Oil [m³]	161.025	147.461	-9,4
Gas Natural [dam³]	1.109.415	1.237.857	11,6%

En este sentido, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de junio 2026 resultó un 8,1% superior al del mismo mes del año anterior, debido al aumento en el consumo de gas natural y carbón.

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



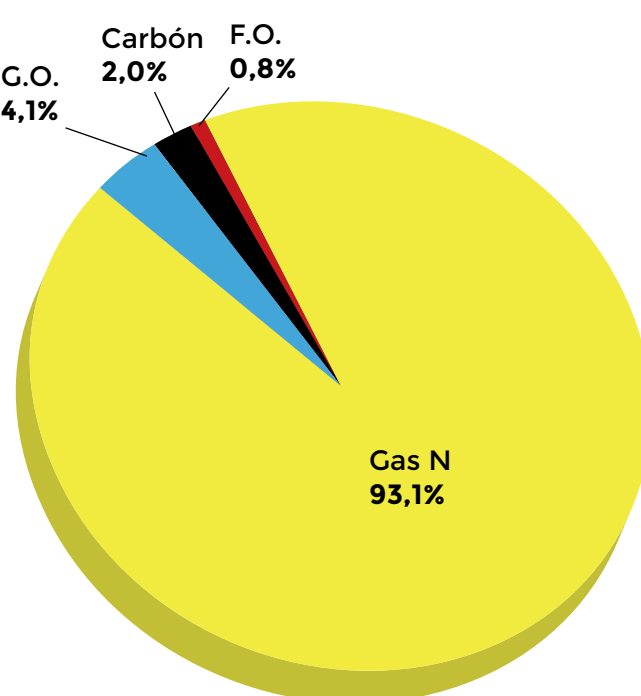
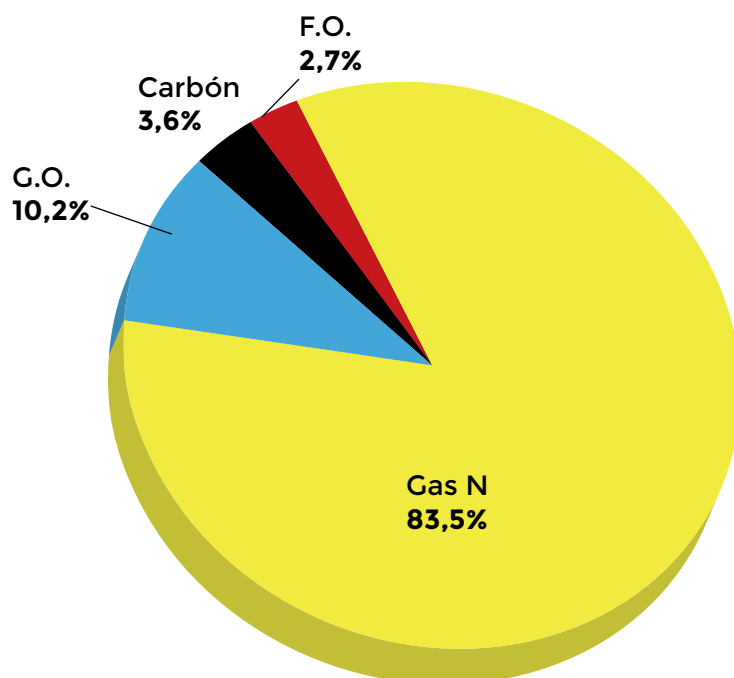
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
■ Carbón (t)	24.565	30.609	1.720	40.569	98.371	83.925
■ F.O. (t)	20	2	1.964	636	25.989	34.076
■ G.O. (m³)	5.391	5.512	25.151	17.790	158.425	147.461
■ Gas N (dam³)	1.661.459	1.584.061	1.573.595	1.245.599	1.070.116	1.237.857

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

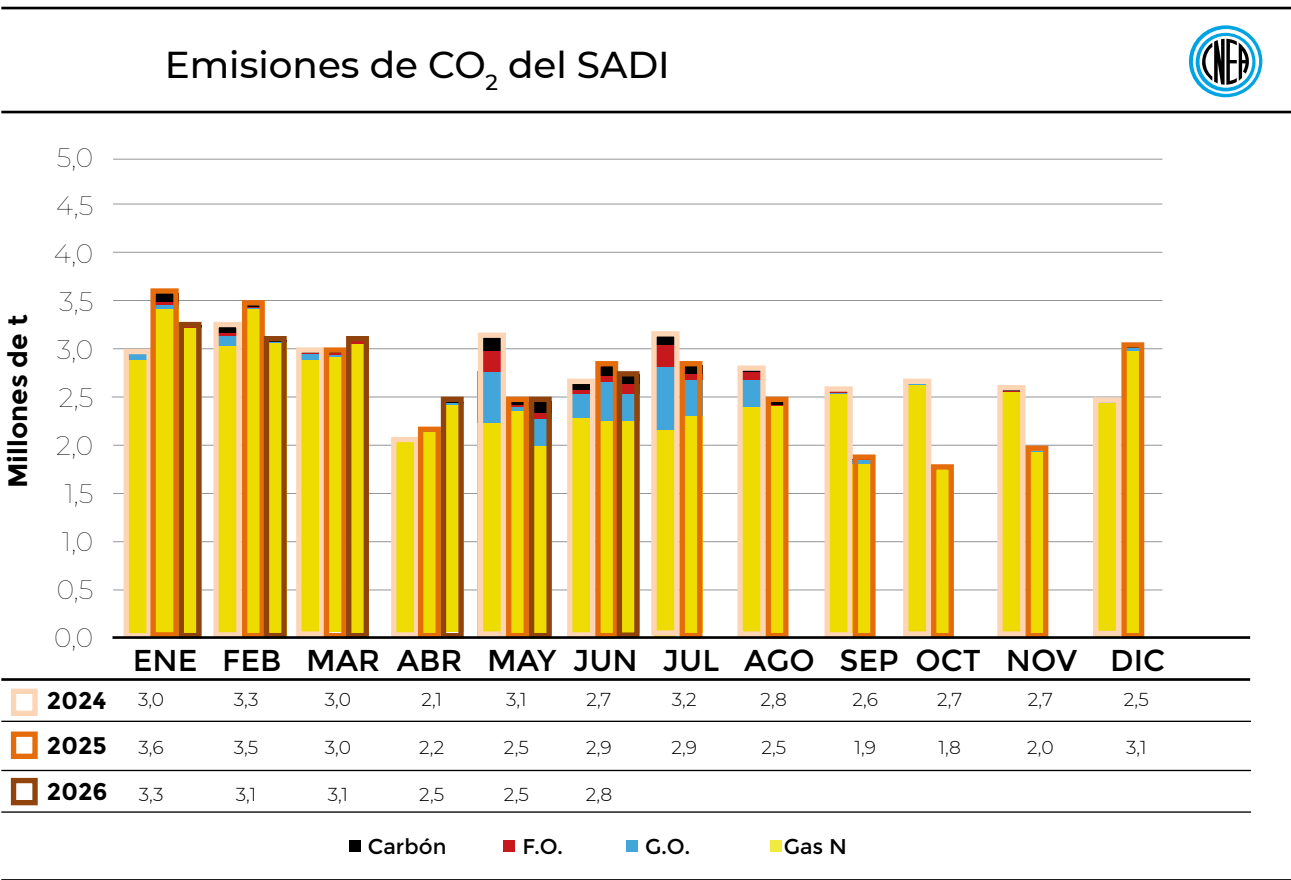
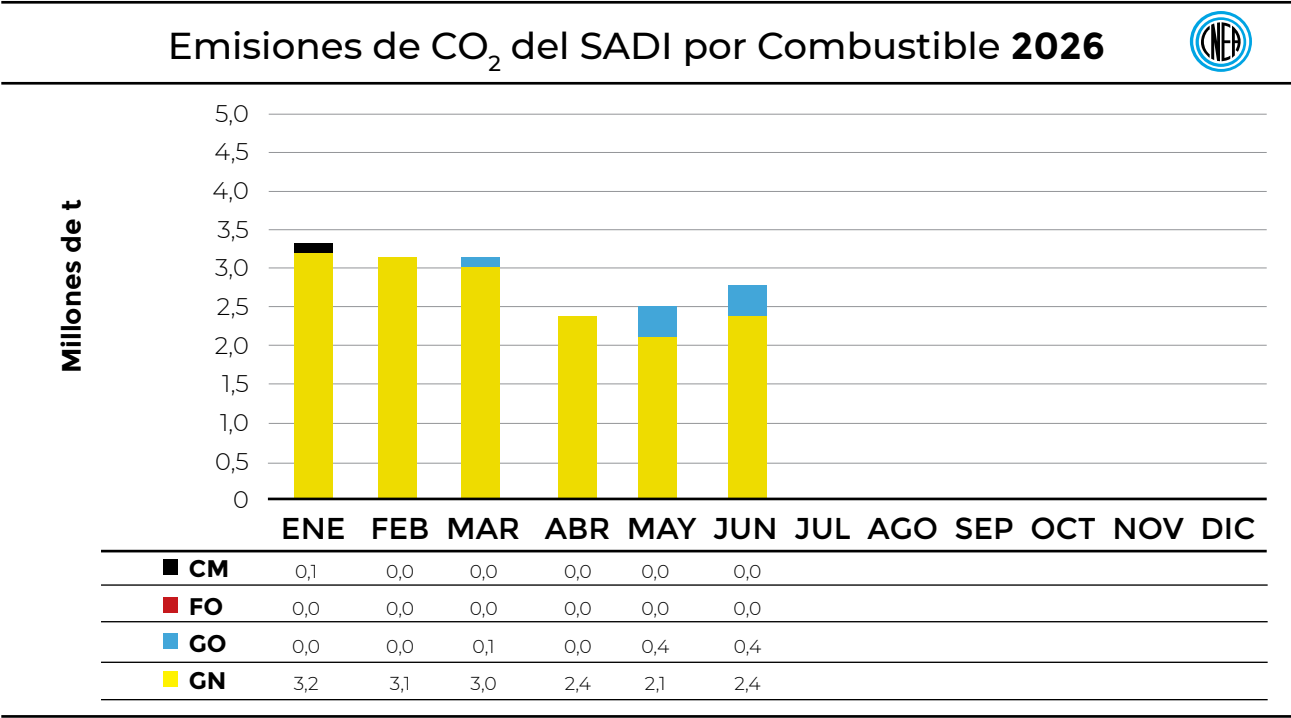
Consumo de Combustibles Fósiles Junio 2026



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2026



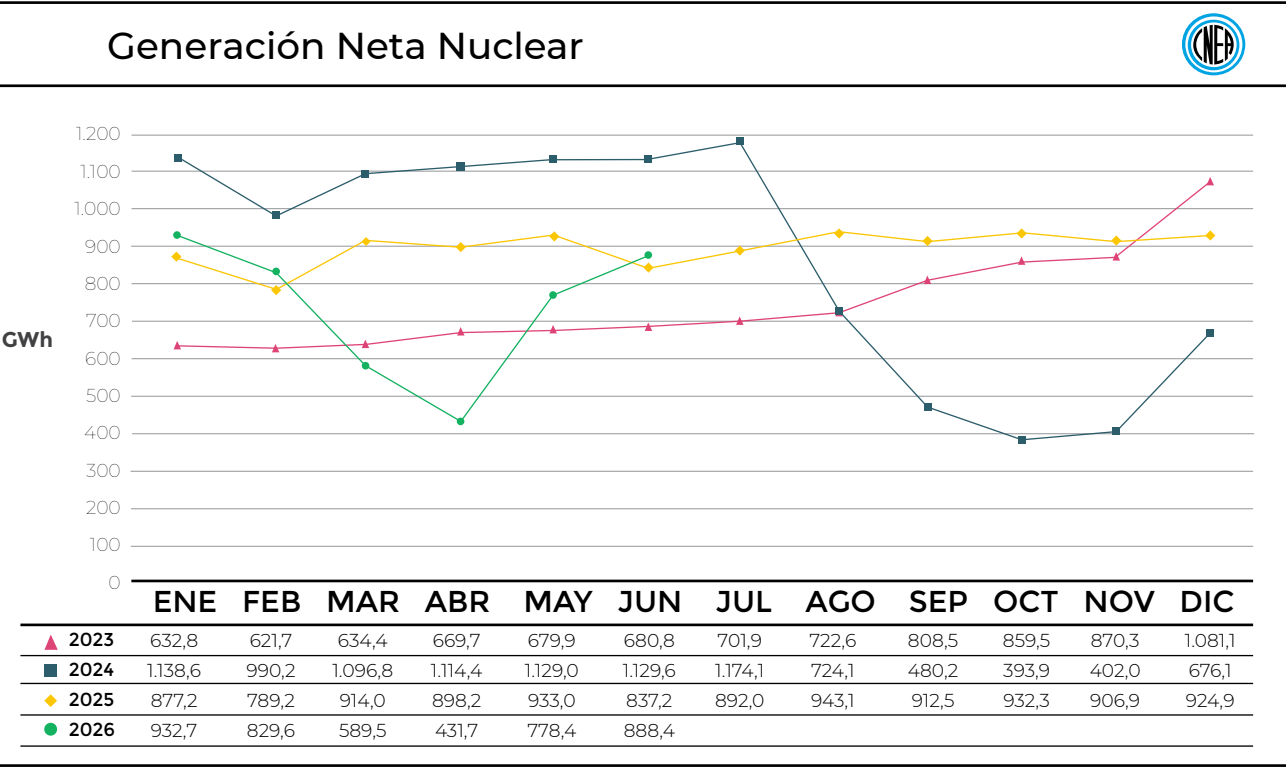
La siguiente figura muestra las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.



Se evidenció una ligera disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 3,2%, debido a que si bien hubo un aumento en la generación térmica fósil frente a junio 2025, esta se cubrió con un mayor consumo de gas natural y menores combustibles líquidos.

⚡ 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 junio de 2026 fue 888,4 GWh.



Durante este mes la generación nucleoelectrica registró un aumento del 6,1% en la comparación interanual.

Esto se debió a que tanto la central Embalse como Atucha II operaron con normalidad durante junio. 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 Mayorista (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
112,1 u\$s/MWh

Precio Mercado
SPOT
189,1 u\$s/MWh

Precio Medio Estacional MEM - Detalle Junio 2026 - Cobertura

DEMANDA ESTACIONALIZADA		Demanda GWh	PEST (\$/MWh)	Costo (\$/MWh)	* Costo (U\$\$/MWh)	Cobertura (%)
RESIDENCIAL	CUBIERTA	6.413	75.974	166.180	112,1	46%
	NO CUBIERTA	0		281.110	189,6	
NO RESIDENCIAL	CUBIERTA	433	113.945	166.180	112,1	43%
	NO CUBIERTA	2.657		281.110	189,6	

DEMANDA NO ESTACIONALIZADA	Demanda GWh	Costo (\$/MWh)	* Costo (U\$\$/MWh)
CUDI	798	267.051	180,1
CUME	504	280.494	189,1
GUMA	1.669	280.494	189,1

Detalle Residencial	* Costo (\$/MWh)	PEST con bonificac.	Cobertura (%)
Residencial Nivel 1	166.180	113.972	69%
Residencial Nivel 2 Base	166.180	46.802	28%
Residencial Nivel 3 Base	166.180	114.731	69%

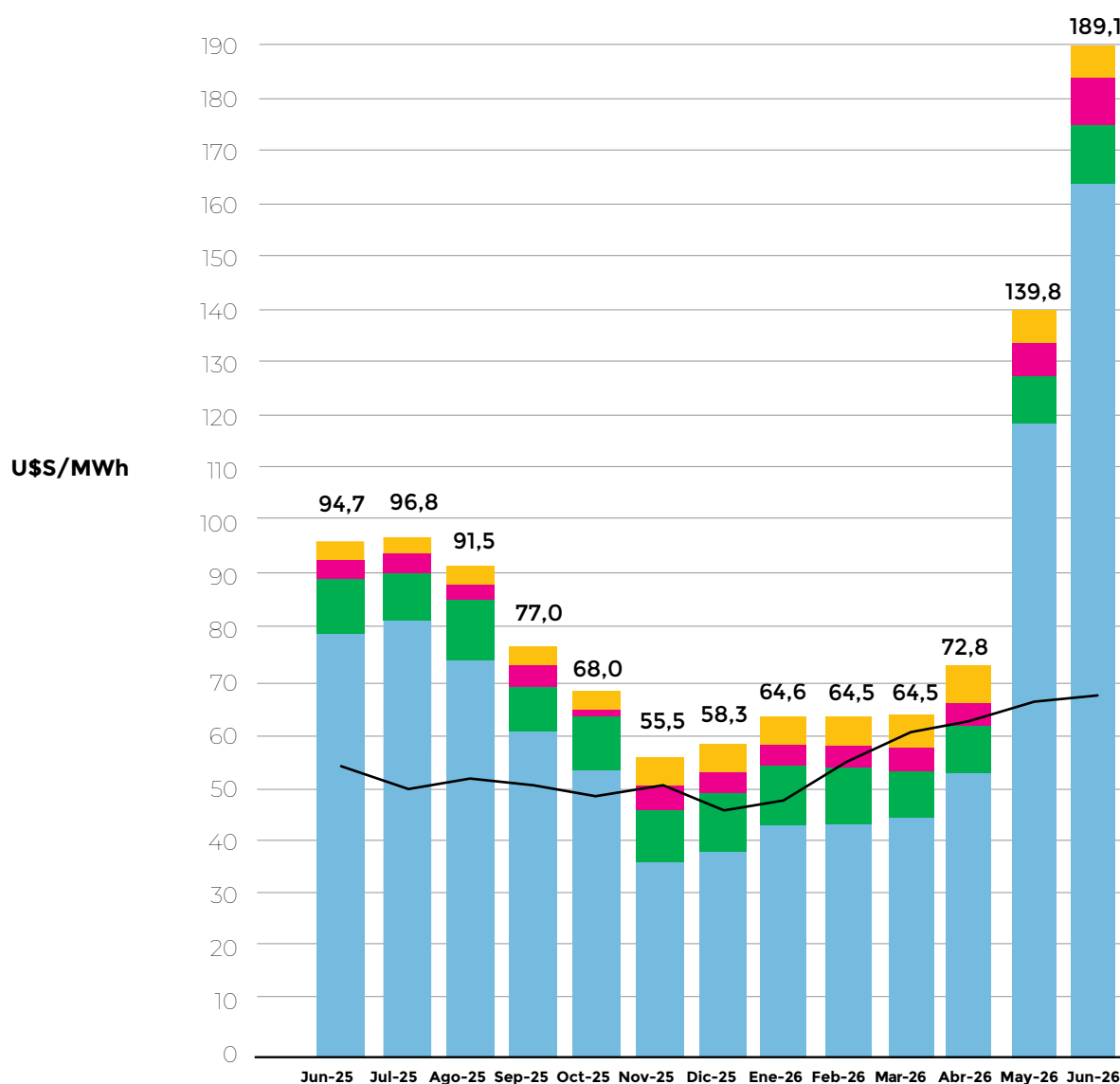
En lo que respecta a la formación del precio monómico -precio spot- los componentes se agrupan en cuatro ítems principales: Potencia, Energía entregada a la red, Servicios y Transporte.

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



El aumento del precio spot se explica principalmente porque la demanda debió cubrirse con una mayor generación térmica que en junio de 2025, lo que implicó un incremento en el consumo de combustibles. El consumo de gas natural aumentó respecto de junio del año anterior, el cual continuó siendo el principal combustible utilizado en junio de 2026. Además, su precio aumentó como consecuencia de una mayor participación del gas importado. Por su parte, si bien se registró un menor consumo de combustibles alternativos, sus precios se mantuvieron en niveles similares a los del mismo mes del año anterior.

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.

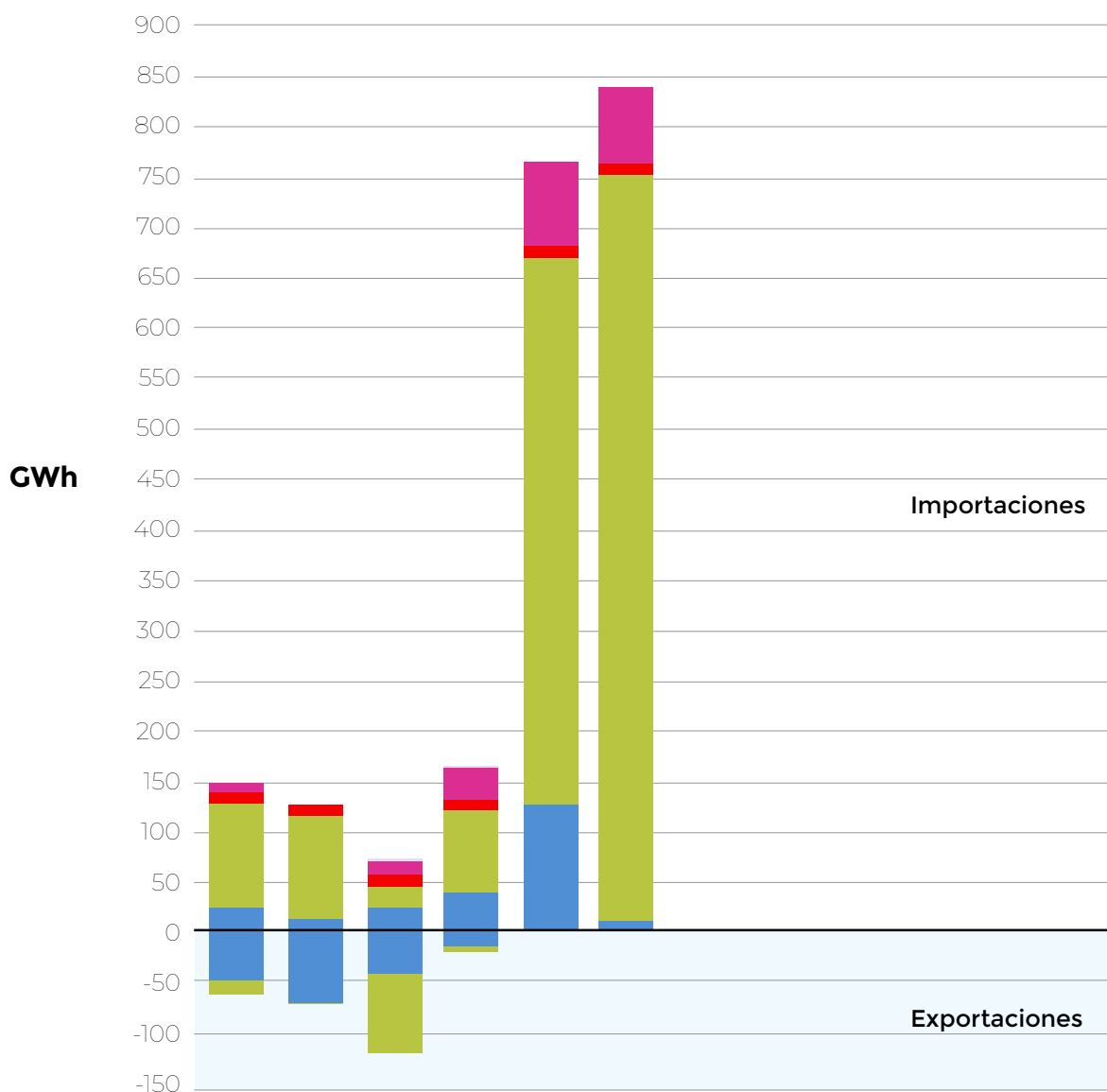
Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos 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 junio la importación de energía fue de 840,8 GWh, principalmente desde Brasil de acuerdo con ofertas aceptadas. La exportación de energía fue por un valor cercano a 0 GWh.

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	-	-						
	Paraguay	-	-	-	-	-	-						
	Bolivia	-0,06	-	-	-	-0,0	-						
Imp	Chile	-	1,0	3,0	2,7	0,9	0,2						
	Uruguay	24,7	9,3	24,2	39,5	130,2	7,4						
	Brasil	108,4	111,5	20,5	85,0	540,1	746,6						
	Paraguay	10,3	9,6	10,8	8,2	9,7	11,0						
	Bolivia	8,1	-	15,2	29,8	82,6	76,1						

Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de junio 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
Julio 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>