

---

# SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

---

AÑO XXIV N° 282

---



Comisión Nacional  
de Energía Atómica

Junio 2024

---

Responsable Técnico

Santiago Jensen

Coordinación General

Mariela Iglesia

Producción Editorial

Diego Coppari

Carlos Mora Fresca

Micaela Oyarzo

Nicolás Thaine

Comité Revisor

Humberto Baroni

Norberto Coppari

Santiago Jensen

Carlos Rey

Diseño Gráfico

Andrés Boselli

Colaboración Externa

Carlos Rey

Humberto Baroni

Norberto Coppari

Elaborado por Departamento Planificación Estratégica

Gerencia Planificación

**Comisión Nacional de Energía Atómica**

---

# CONTENIDO

---

INTRODUCCIÓN	<b>4</b>
OBSERVACIONES	<b>4</b>
DEMANDA DE ENERGÍA	<b>5</b>
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA	<b>8</b>
POTENCIA INSTALADA	<b>9</b>
GENERACIÓN NETA NACIONAL	<b>10</b>
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDRÁULICA	<b>11</b>
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES	<b>13</b>
GENERACIÓN NETA TÉRMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES	<b>16</b>
GENERACIÓN NETA NUCLEAR	<b>19</b>
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM	<b>20</b>
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES	<b>23</b>

---

# SÍNTESIS

## MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Junio 2024.

### ⚡ Introducción

En junio, la demanda neta de energía del MEM (11.223,6 GWh) presentó una disminución del 7,0% con respecto al valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

La temperatura media del mes fue de 14,6 °C, en lo que fue un mes sensiblemente más cálido que la media histórica, de 11,7 °C. Además, es importante destacar que fue un junio más caluroso en la comparativa con el mismo mes del año pasado, en el cual la temperatura media fue de 13,2 °C.

En materia de **generación hidráulica** de las principales centrales, el río Paraná presentó un caudal inferior al histórico del mes, en contraposición con el río Uruguay, que registró aportes superiores a los valores históricos de junio. El río Futaleufú, por su parte, presentó un caudal inferior al histórico del mes, al igual que el río Limay, perteneciente a la Cuenca del Comahue. Los ríos Neuquén y Collón Cura, pertenecientes a la misma cuenca, registraron aportes superiores a los históricos. La generación hidráulica resultó un 0,2% inferior a la registrada en el mismo mes del año pasado.

En cuanto a la **generación de Otras Renovables**, este mes aportaron **1.606,5 GWh** contra **1.567,8 GWh** registrados en junio del año anterior. La generación resultó un 2,5% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2023, con un aumento de potencia instalada de un 9,9%.

**Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 1.129,6 GWh**, mientras que en junio de 2023 había sido de 680,8 GWh.

Además, la generación térmica fósil resultó un 16,5% inferior a la del mismo mes del año anterior.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 626,0 GWh contra 787,0 GWh alcanzados en junio de 2023. Por otra parte, se registraron exportaciones por 0,8 GWh, mientras que en el mismo mes del año pasado el valor había sido cercano a 0 GWh.

Finalmente, el precio monómico de la energía –sin contabilizar el transporte– para este mes fue de **81.261,9 \$/MWh**, equivalente a **89,9 U\$S/MWh<sup>1</sup>**. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

### ⚡ Observaciones

En materia de demanda, el valor registrado fue el más bajo para junio desde la pandemia de COVID-19. Al hacer el análisis de demanda por regiones, todas registraron los valores más bajos para el mes de junio en los últimos cuatro años, con excepción de COM-PAT, donde se dio la situación inversa. En el análisis por sectores, se registraron los valores más bajos para junio, en igual período de tiempo, tanto a nivel residencial, como comercial e industrial.

En relación a la generación nuclear y condiciones operativas de las centrales, Atucha I operó con normalidad durante el mes, al igual que Atucha II y Embalse.

En lo que refiere a generación hidráulica, los valores obtenidos fueron ligeramente inferiores a los alcanzados en junio 2023, en buena parte debido a que los caudales de los ríos obtuvieron, en su mayoría, valores similares a los registrados el mismo mes del año anterior.

<sup>1</sup> Dólar mayorista promedio de junio de 2024 del Banco Central de la República Argentina.

La generación térmica, por su parte, registró valores sensiblemente más bajos que los alcanzados en junio 2023, situación que llevó a una baja de las emisiones de gases de efecto invernadero en la comparación interanual. Además, el consumo de combustibles sólidos y líquidos fue más bajo, así como también el consumo de gas natural en la comparativa interanual, tal como se mostrará en la sección relativa a Combustibles.

Con relación a la generación de Otras Renovables, el valor obtenido (1606,5 GWh) fue record para junio, explicado principalmente debido al aumento de potencia instalada de tipo solar fotovoltaico en comparación con el mismo mes del año 2023.

Finalmente, en el mes de junio 2024 se importaron 626,0 GWh, principalmente desde Uruguay y Brasil, mientras que se exportaron 0,8 GWh, en su mayoría a Uruguay.

## ⚡ Demanda de Energía y Potencia

A continuación se muestra la evolución de la "demanda neta".

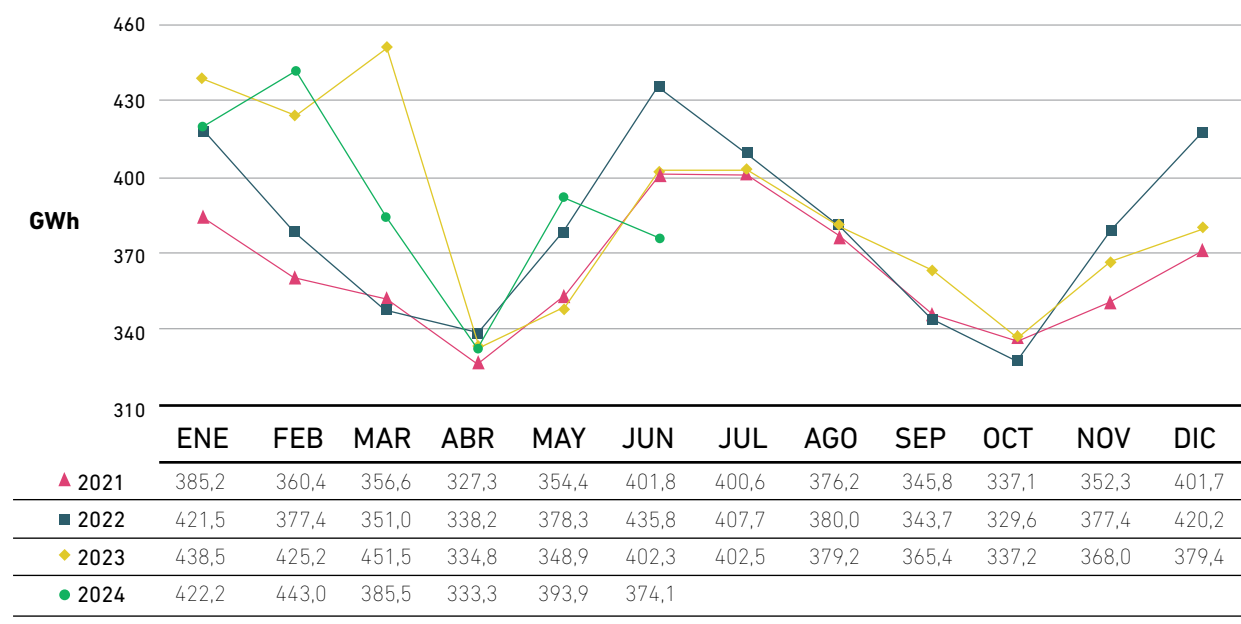
### VARIACIÓN DEMANDA NETA

MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2024 (%)
<b>-7,0</b>	<b>-1,4</b>	<b>-1,5</b>

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 2021 hasta la fecha.

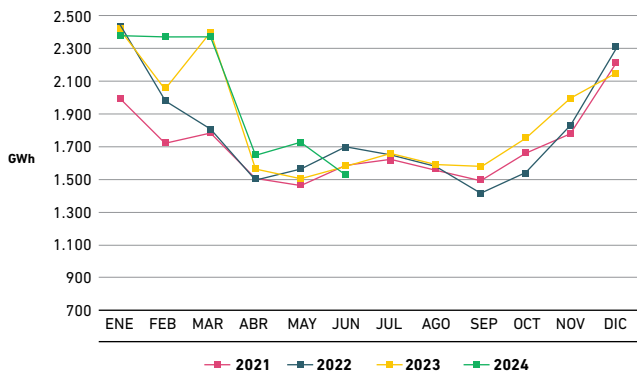
### Promedio Diario Demanda Agentes



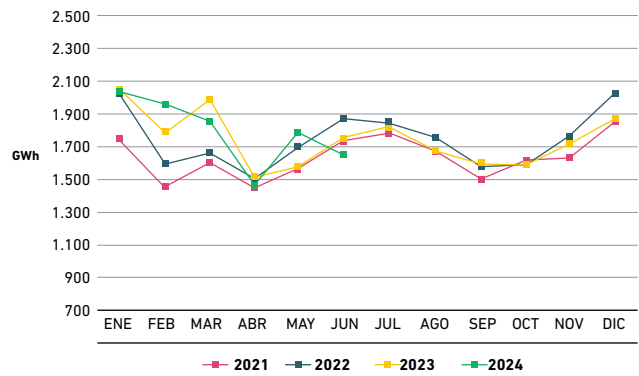
A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por agrupación de regiones eléctricas.

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

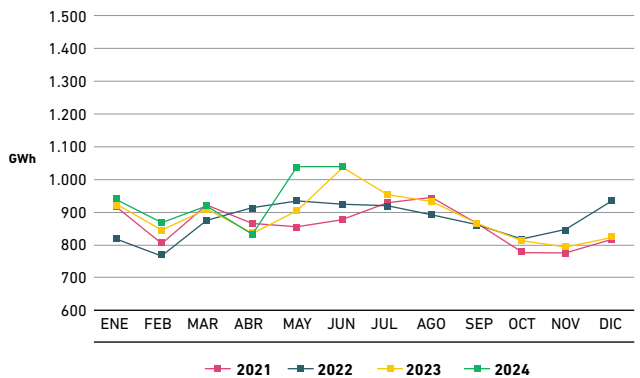
Evolución de la Demanda Regiones NOA-NEA



Evolución de la Demanda Regiones CUY-CEN



Evolución de la Demanda Regiones COM-PAT

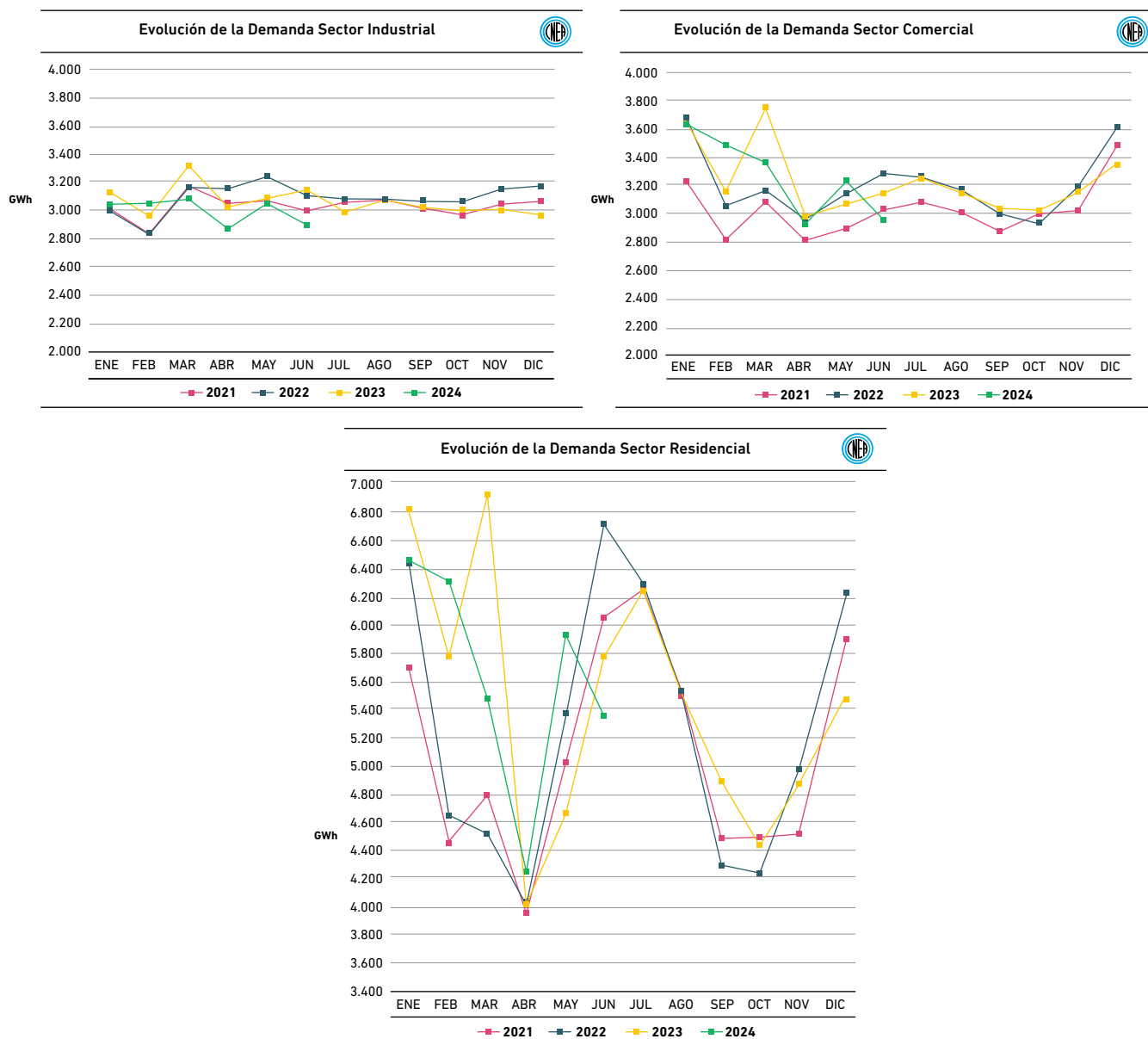


Evolución de la Demanda Regiones BAS-GBA-LIT



Durante el mes de junio en las regiones NOA-NEA se demandaron 1.537,7 GWh, los cuales representan un decrecimiento del 4,3% respecto a la demanda registrada el mismo mes del año anterior, de 1.606,1 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.654,1 GWh, valor 5,5% inferior al alcanzado en junio de 2023, de 1.750,7 GWh. Por otra parte, las regiones COM-PAT<sup>2</sup> experimentaron una demanda de 1047,8 GWh, equivalente a un aumento del 1,7% en comparación con la demanda registrada en junio del año pasado, de 1.030,0 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 6.983,9 GWh, valor 9,1% inferior al alcanzado en 2023, de 7.682,9 GWh. El valor alcanzado en las regiones NOA-NEA, CUY-CEN y BAS-GBA-LIT fue el más bajo de los últimos cuatro años para el mes de junio. En contraposición, en las regiones COM-PAT el valor fue el más alto en igual período de tiempo para el mismo mes.

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



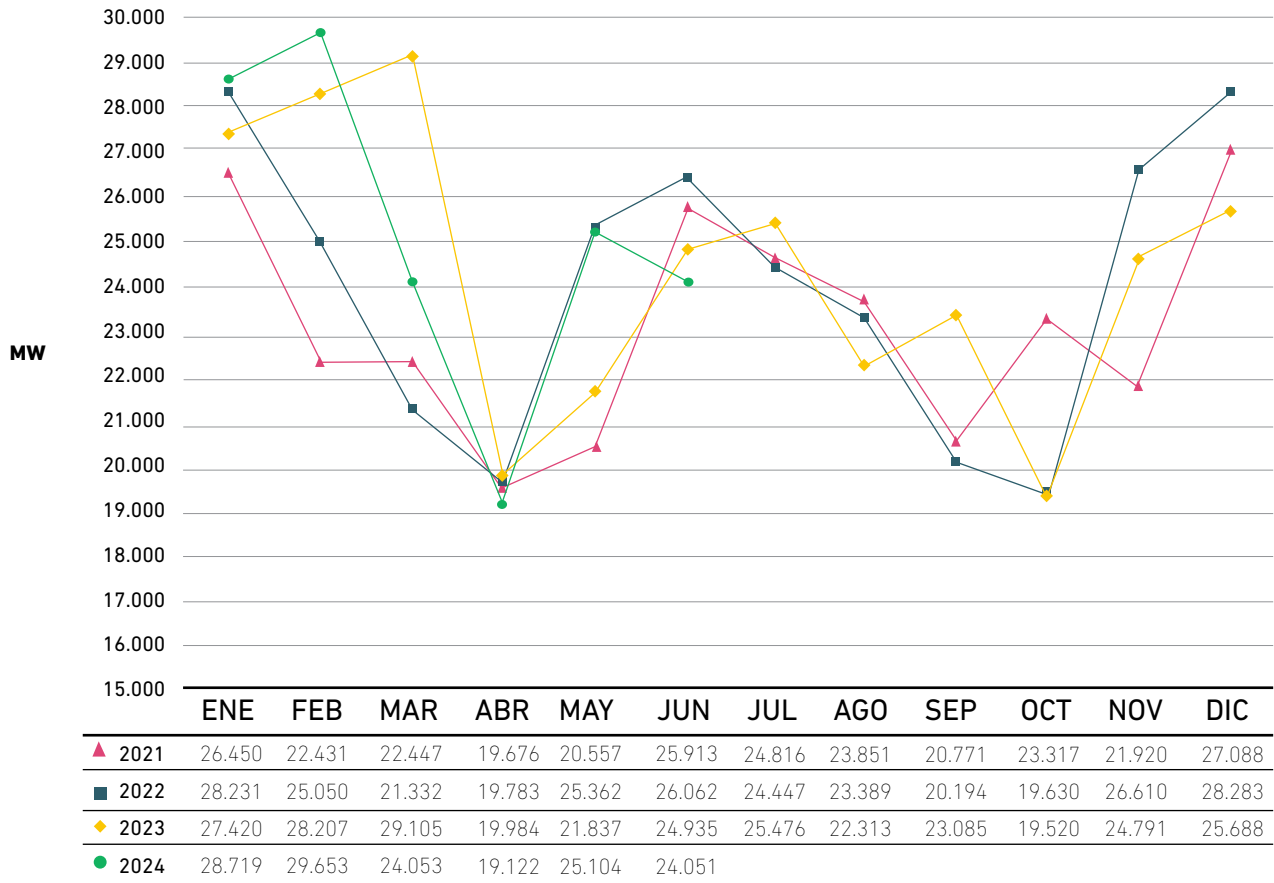
En junio los valores residenciales de demanda fueron 8,1% inferiores a los alcanzados en el mismo mes del 2023. En este sentido, se demandaron 5.360,6 GWh en junio de 2024 contra 5.835,8 GWh en el mismo mes del año pasado. En lo que respecta al sector comercial la demanda fue de 2.959,8 GWh, valor 5,1% inferior al alcanzado en junio del año pasado (3.118,6 GWh). Por otra parte, el sector industrial experimentó una demanda de 2.903,2 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2023 había sido de 3.117,4 GWh, se registró una disminución del 6,9%. Tanto la demanda residencial, como la comercial y la industrial registraron los valores más bajos de los últimos cuatro años para junio.

<sup>2</sup> Demanda regional incluyendo Aluar Aluminio Arg. S.A.

## ⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó un 3,6% tomando como referencia el mismo mes del 2023. El valor alcanzado fue el más bajo en los últimos cuatro años para junio. En la siguiente figura se muestra su evolución en igual período de tiempo.

**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), Hidráulico (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 hidráulicas de potencia hasta 50 MW.

Si bien CMMESA, a partir del 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191, clasifica las hidráulicas de hasta 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidráulicas. 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	563,7	-	-	-	2.375,8
COM	-	500,9	1.489,6	64,0	2.054,5	-	4.768,7	7,2	253,2	2,0	-	7.085,6
NOA	261,0	698,6	1.944,7	318,3	3.222,6	-	219,7	777,5	193,7	3,0	2,0	4.418,4
CEN	3,2	675,6	721,2	40,1	1.440,2	656,0	919,0	118,2	240,3	20,9	0,6	3.395,1
GBA	1.640,0	719,0	5.262,1	254,0	7.875,2	-	-	-	-	31,5	-	7.906,7
BAS	1.543,2	1.691,6	2.447,7	240,5	5.923,0	1.107,0	-	-	1.492,5	10,0	-	8.532,5
LIT	217,0	280,0	2.256,1	318,6	3.071,7	-	945,0	-	-	11,8	-	4.028,5
NEA	-	-	-	283,6	283,6	-	2.745,0	-	-	-	70,7	3.099,3
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.575,3	-	-	2.769,2
<b>TOTAL SADI</b>	<b>3.784,4</b>	<b>4.965,5</b>	<b>14.806,4</b>	<b>1.559,0</b>	<b>25.115,3</b>	<b>1.763,0</b>	<b>11.358,7</b>	<b>1.466,6</b>	<b>3.754,9</b>	<b>79,1</b>	<b>73,3</b>	<b>43.611,0</b>
<b>Porcentaje</b>					<b>57,6</b>	<b>4,0</b>	<b>26,0</b>	<b>3,4</b>	<b>8,6</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	<b>3,2</b>	<b>49,7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>52,9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>49,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>102,4</b>
ACUMULADO 2024	<b>-466,8</b>	<b>-325,0</b>	<b>571,4</b>	<b>-101,4</b>	<b>-322,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>96,7</b>	<b>49,5</b>	<b>1,0</b>	<b>-</b>	<b>-174,8</b>

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

### Región CEN

- Se produjo el ingreso de las turbinas de vapor (T.V) CTBG Bell Ville en Córdoba, y CTBG San Luis-Diaser en San Luis, adicionando 1,2 y 2 MW, respectivamente.
- Ingresó la TG Generación Mediterranea R287 en la provincia de Córdoba, agregando al sistema 49,7 MW de tipo térmico.

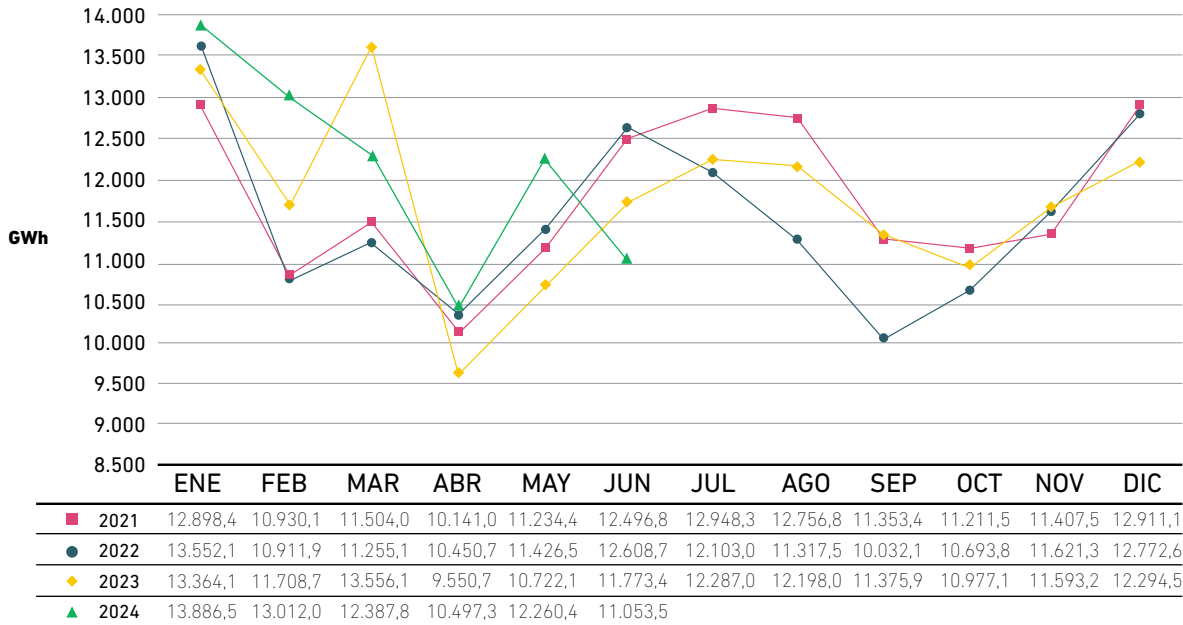
### Región BAS

- Ingresó en servicio el parque eólico La Elbita, adicionando 49,5 MW de tipo renovable al sistema.

## ⚡ Generación Neta Nacional

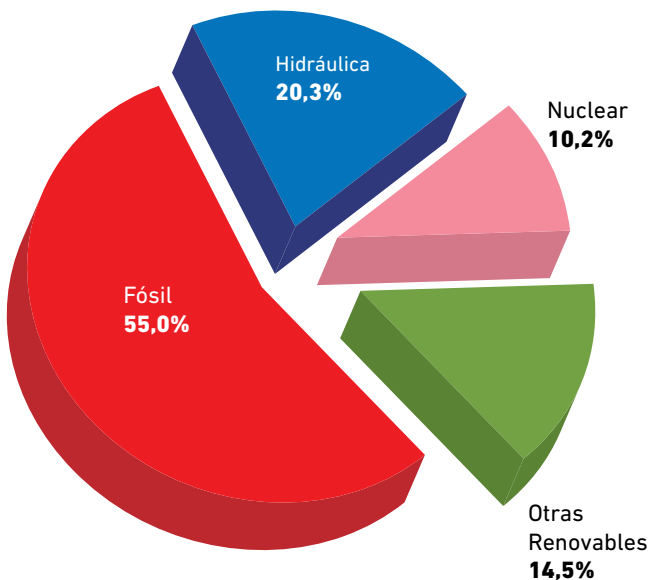
La generación total neta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica y Otras Renovables) fue un 6,1% inferior a la del mismo mes de 2023. La figura siguiente muestra su evolución en los últimos cuatro años, cabe destacar que el valor alcanzado (11.053,5 GWh) es el más bajo de los últimos cuatro años para junio.

**Generación Total Neta**

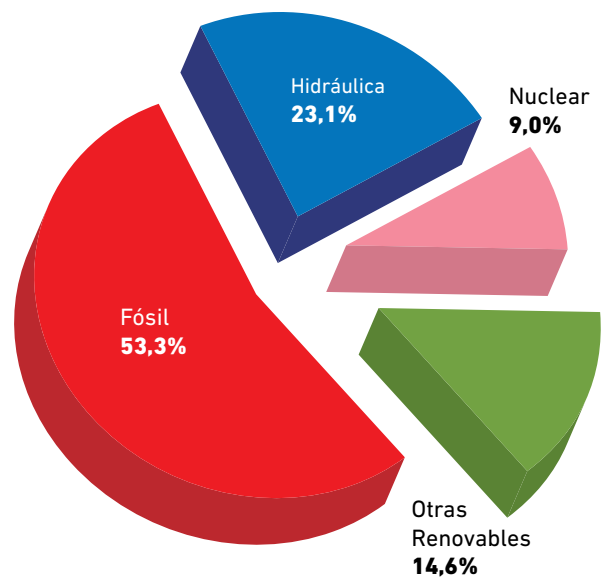


A continuación se presenta la relación entre las distintas fuentes de generación:

**Generación Neta del MEM - JUNIO 2024**



**Generación Neta del MEM - ACUMULADO 2024**



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 Hidráulica

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

RÍOS	MEDIOS DEL MES DE JUNIO (m <sup>3</sup> /s)			MEDIOS HISTÓRICOS (m <sup>3</sup> /s)
	2022	2023	2024	
URUGUAY	10.098	2.248	8.339	5.736
PARANÁ	11.529	9.778	9.259	12.694
LIMAY	162	166	247	273
COLLÓN CURÁ	275	596	742	532
NEUQUÉN	126	579	432	358
FUTALEUFÚ	208	431	267	341

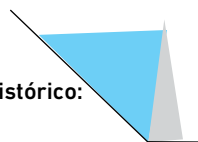
Tal como se indicó en versiones anteriores de esta síntesis, a partir de un caudal de aproximadamente 13.000 m<sup>3</sup>/s para el río Paraná y de 8.300 m<sup>3</sup>/s para el río Uruguay, los posibles aumentos ya no se traducen en una mayor generación de las centrales respectivas, ya que al superar 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:**  
8.300 m<sup>3</sup>/s

**Caudal medio histórico:**  
12.694 m<sup>3</sup>/s



#### YACYRETÁ

**Cota Max:** 83,50 m

**C.Hoy:** 82,75 m

**C.Min:** 75,00 m

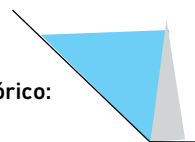
**Turbinado:** 5.700 m<sup>3</sup>/s

**Vertido:** 1.000 m<sup>3</sup>/s\*

### RÍO URUGUAY

**Caudal real:**  
13.374 m<sup>3</sup>/s

**Caudal medio histórico:**  
5.736 m<sup>3</sup>/s



#### SALTO GRANDE

**C.Max:** 35,50 m

**C.Hoy:** 35,07 m

**C.Min:** 31,00 m

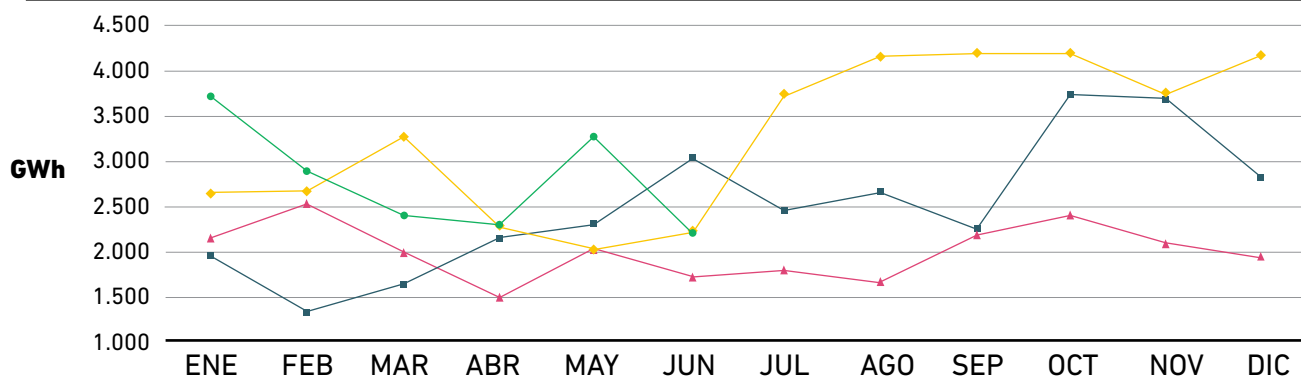
**Turbinado:** 8.029 m<sup>3</sup>/s

**Vertido:** 5.000 m<sup>3</sup>/s

**Nota:** \*En base al acuerdo con la República del Paraguay, el vertido mínimo en la central de Yacyretá es de 1.000 m<sup>3</sup>/s.

La generación hidráulica registró una disminución del 0,2% con respecto al valor registrado en junio de 2023. A continuación se presenta su evolución en los últimos cuatro años.

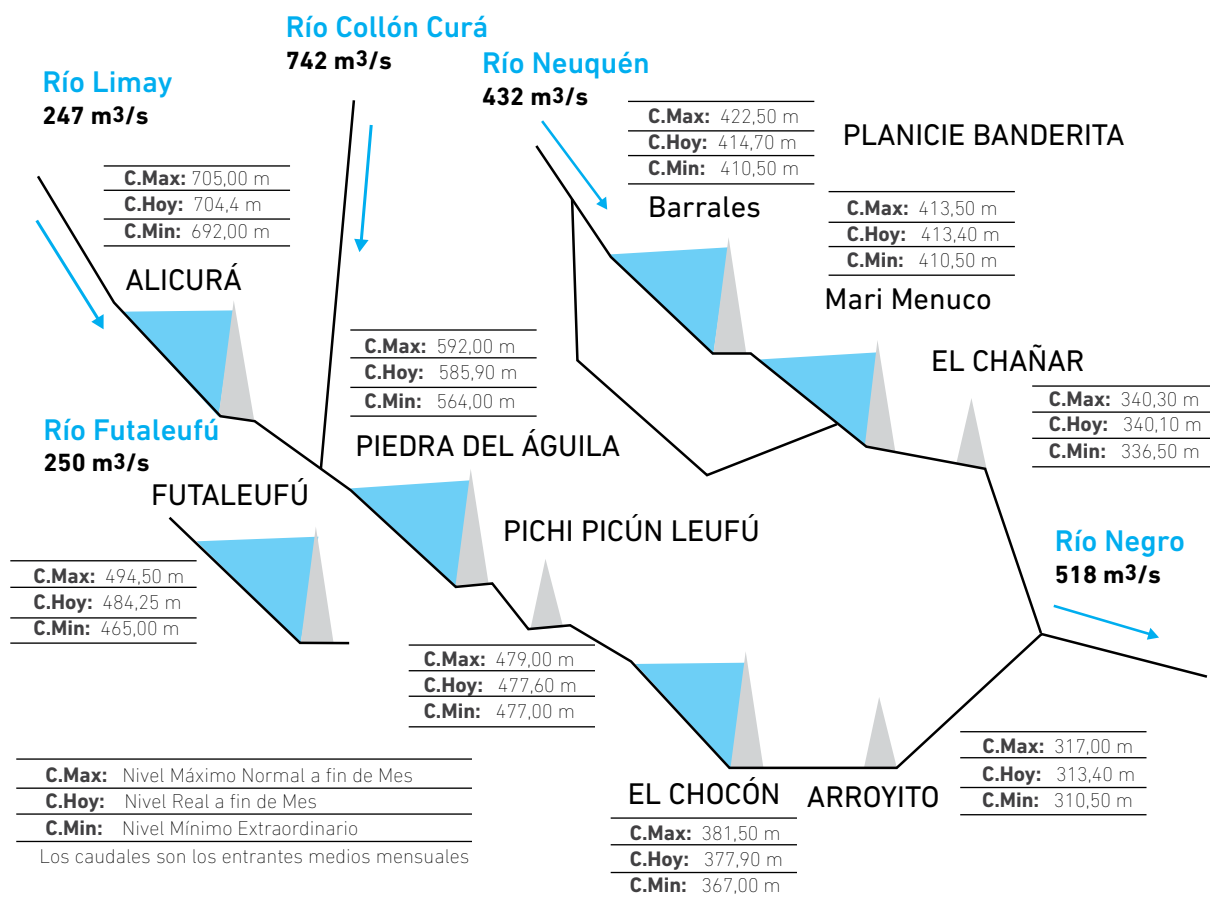
## Generación Neta Hidráulica



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
▲ 2021	2.145,4	2.540,3	1.991,3	1.490,5	2.046,8	1.776,9	1.818,2	1.617,2	2.233,7	2.424,8	2.070,6	1.960,7
■ 2022	1.980,1	1.369,3	1.604,6	2.184,5	2.290,2	3.037,4	2.473,9	2.654,5	2.267,4	3.749,8	3.693,6	2.881,0
◆ 2023	2.635,4	2.652,5	3.314,5	2.285,4	2.056,8	2.247,0	3.711,9	4.142,2	4.172,2	4.158,8	3.783,8	4.171,4
● 2024	3.744,4	2.866,3	2.444,5	2.289,5	3.306,4	2.243,3						

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.

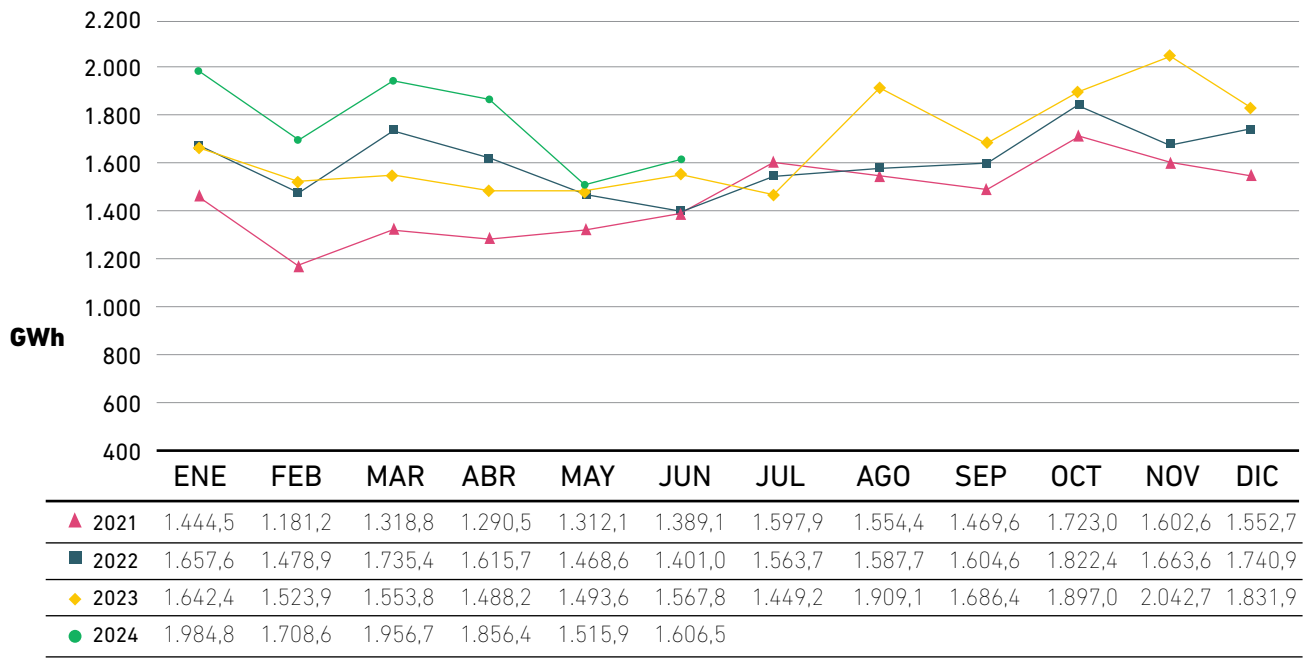
### Embalses de las Cuencas del COMAHUE y PATAGÓNICA - Cotas - Caudales al 30/06/24



## ⚡ Generación Neta de Otras Renovables

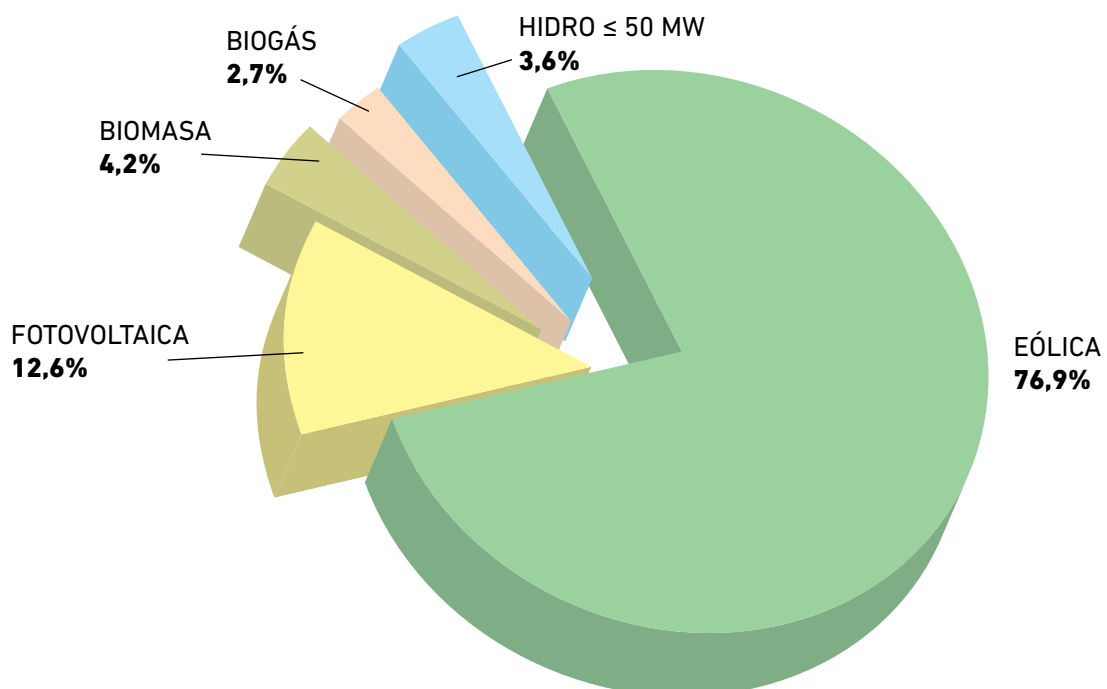
La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 2,5% superior a la del mismo mes del año 2023. El valor alcanzado (1606,5 GWh) fue el más alto para junio para este tipo de fuente.

### Generación Neta de Otras Renovables



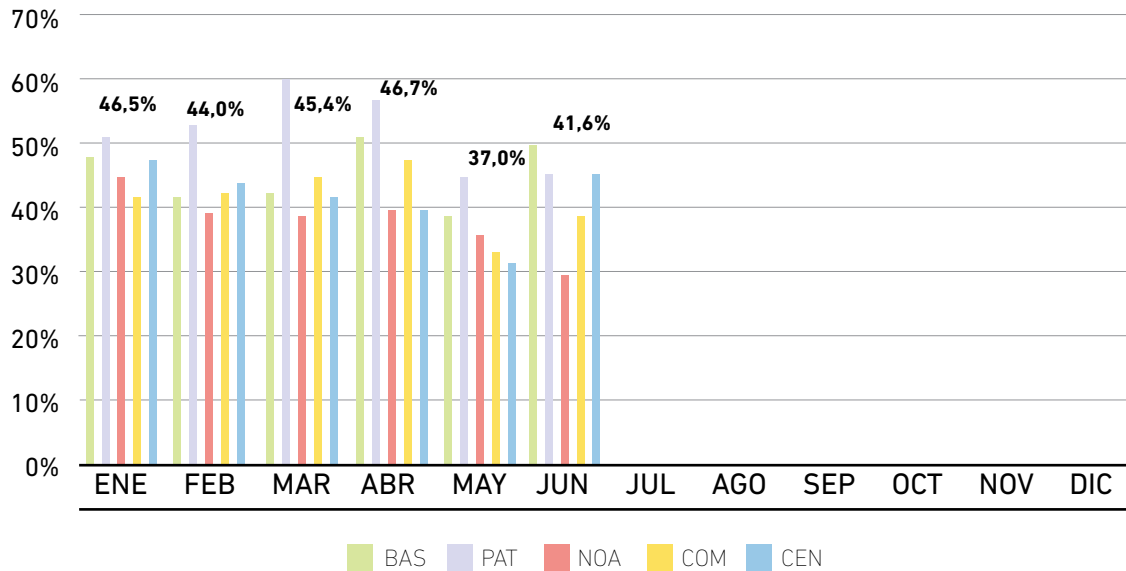
A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en la generación de Otras Renovables.

### Generación de Otras Renovables Junio 2024



En la siguiente figura se presentan las disponibilidades regionales de los parques eólicos del país a lo largo del 2024, divididas por regiones.

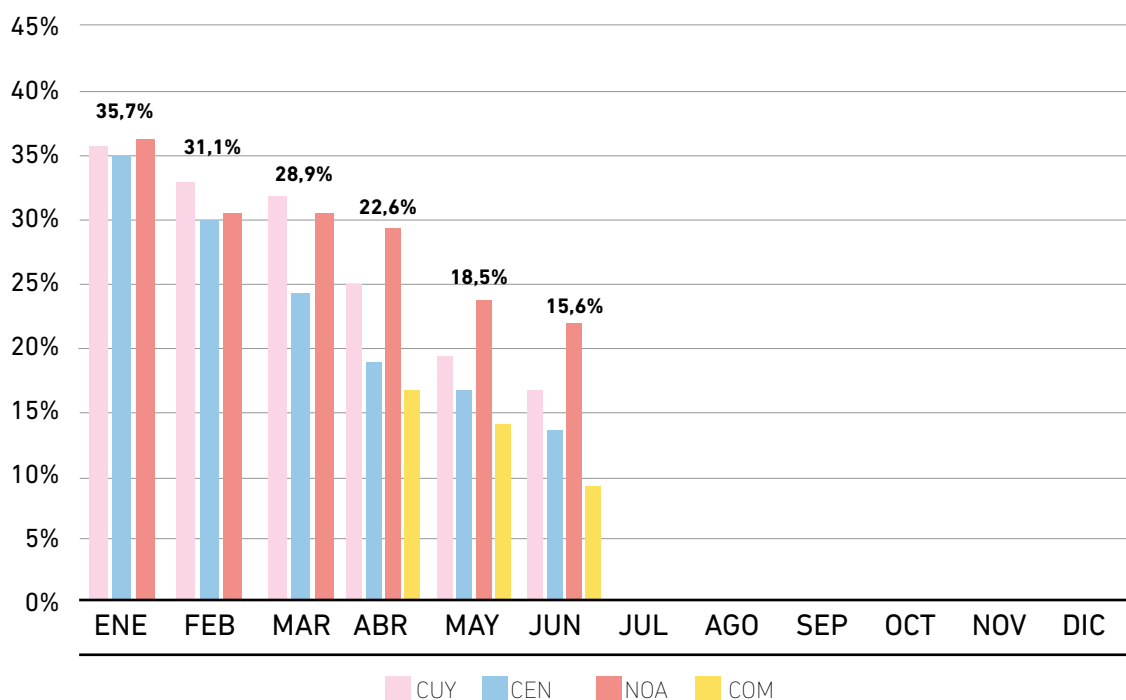
## Disponibilidad Eólica - Promedio Regional



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

A continuación se presentan las disponibilidades regionales de los parques fotovoltaicos del país a lo largo del 2024, divididas por regiones. Vale destacar que debido a la incorporación de paneles solares en la provincia de La Pampa, la región COMAHUE se incorpora al análisis de la disponibilidad fotovoltaica desde abril de 2024.

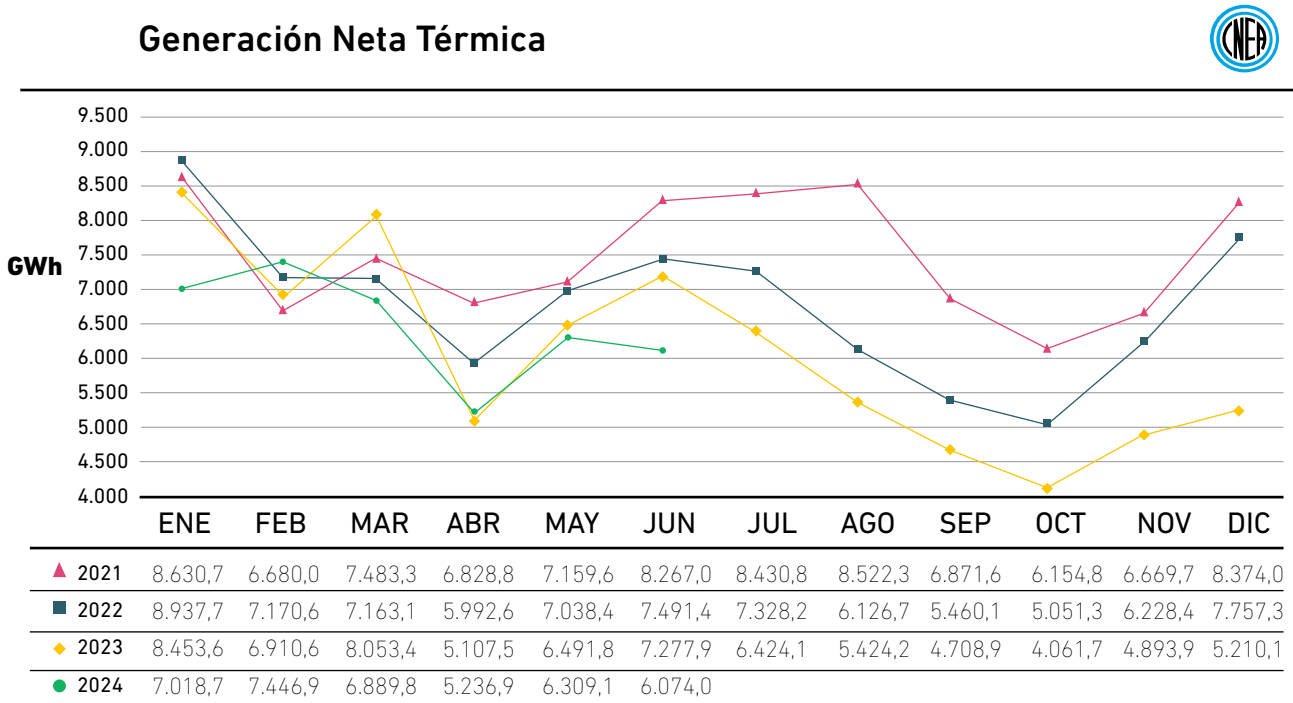
## Disponibilidad Fotovoltaica - Promedio Regional



**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 16,5% inferior a la del mismo mes del año 2023. A continuación, se presenta su evolución en los últimos cuatro años. Cabe destacar que el valor obtenido fue el más bajo para el mes de junio en dicha cantidad de tiempo.



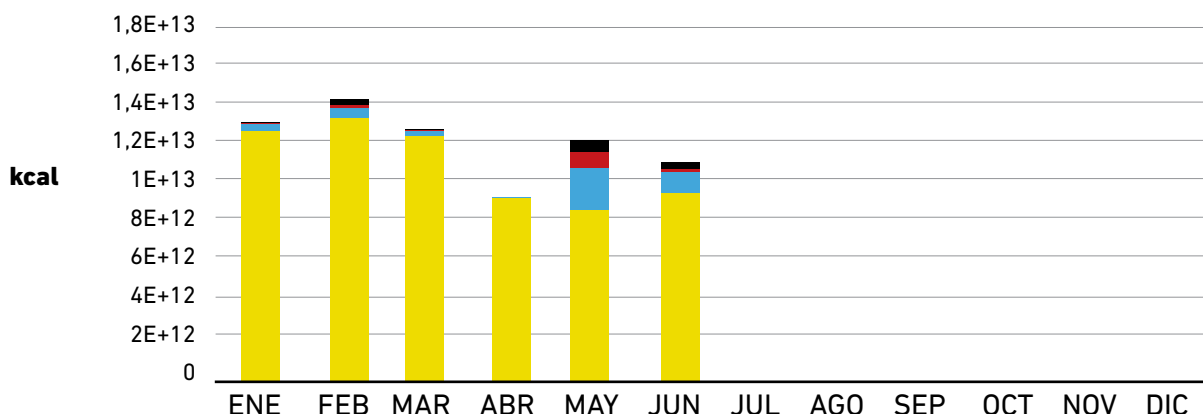
En la tabla a continuación se presentan los consumos de combustibles para junio de los años 2023 y 2024.

COMBUSTIBLE	JUNIO 2023	JUNIO 2024	DIF. (%)
<b>Carbón [t]</b>	48.702	44.362	-8,9%
<b>Fuel Oil [t]</b>	152.421	22.081	-85,5%
<b>Gas Oil [m<sup>3</sup>]</b>	197.664	110.400	-44,1%
<b>Gas Natural [dam<sup>3</sup>]</b>	1.205.087	1.130.232	-6,2%

En este sentido, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de junio 2024 resultó un 19,8% inferior al del mismo mes del año anterior, en línea con el ligero descenso registrado en los valores de generación térmica en la comparación interanual.

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 2024



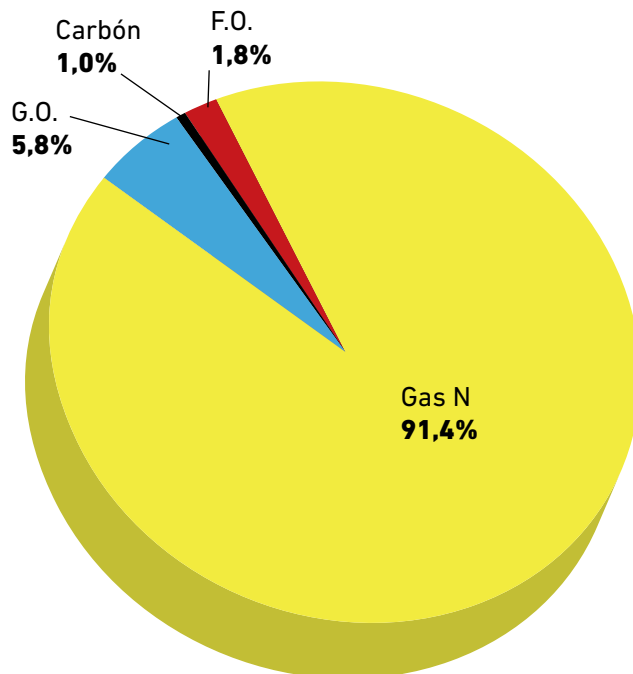
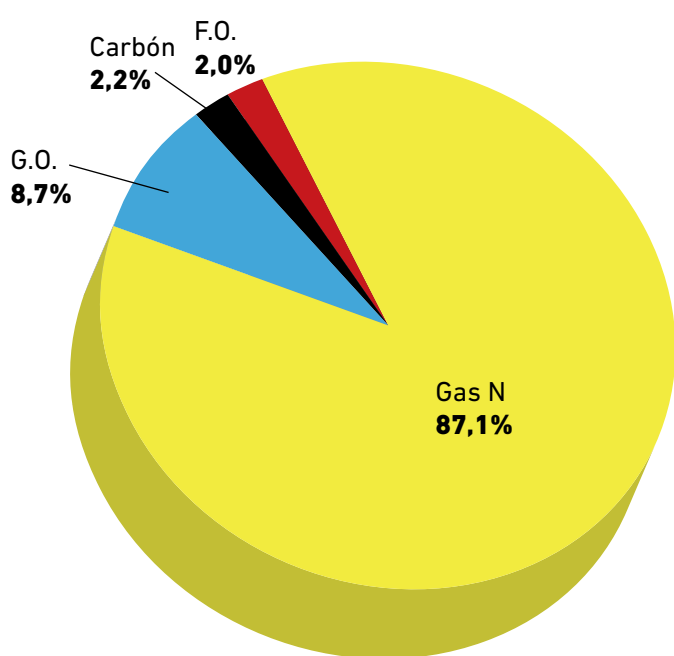
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
■ Carbón (t)	1.313	21.623	0	0	67.047	44.362						
■ F.O. (t)	886	9.001	1.428	2	95.817	22.081						
■ G.O. (m³)	23.124	62.330	30.130	4.696	249.197	110.400						
■ Gas N (dam³)	1.497.361	1.560.757	1.463.964	1.076.432	1.004.780	1.130.232						

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

Consumo de Combustibles Fósiles Junio 2024

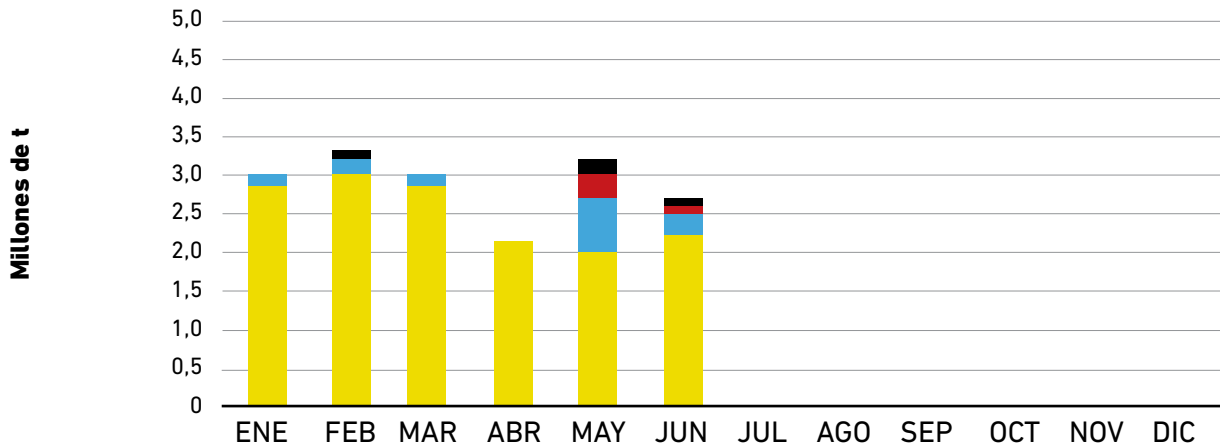


Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2024



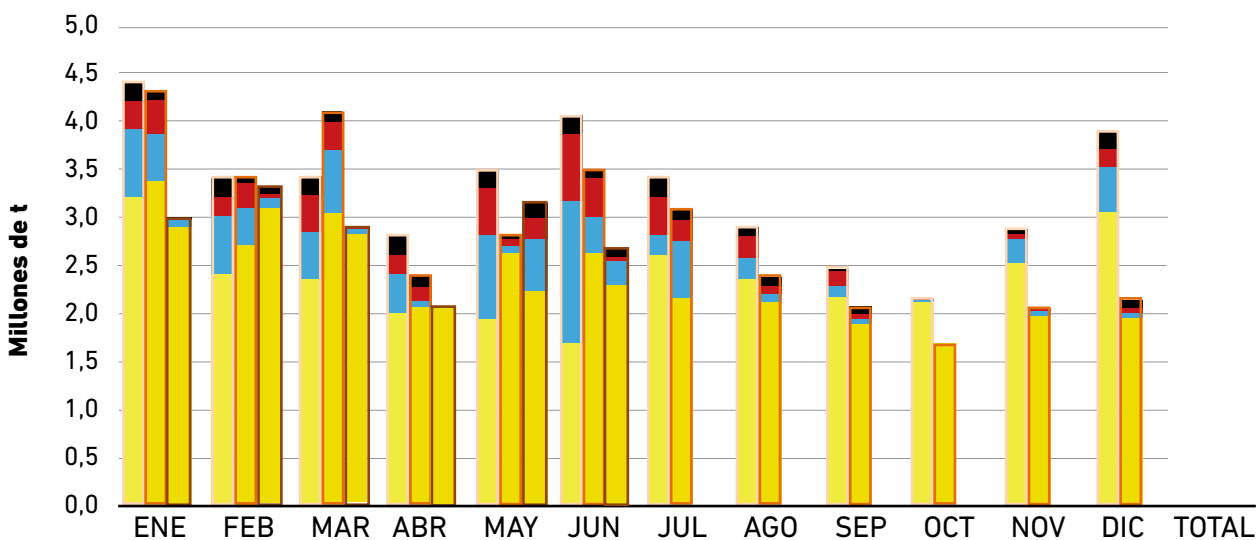
Las siguientes figuras muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM por tipo de combustible y durante los últimos tres años, en millones de toneladas.

### Emisiones de CO<sub>2</sub> del SADI por Combustible 2024



■ CM	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1
■ FO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1
■ GO	0,1	0,2	0,1	0,01	0,7	0,3
■ GN	2,9	3,0	2,9	2,1	2,0	2,2

### Emisiones de CO<sub>2</sub> del SADI



■ 2022	4,4	3,4	3,4	2,8	3,5	4,1	3,4	2,9	2,5	2,2	2,9	3,9	39,6
■ 2023	4,3	3,4	4,1	2,4	2,8	3,5	3,1	2,4	2,1	1,7	2,1	2,2	
■ 2024	3,0	3,3	2,9	2,1	3,2	2,7							

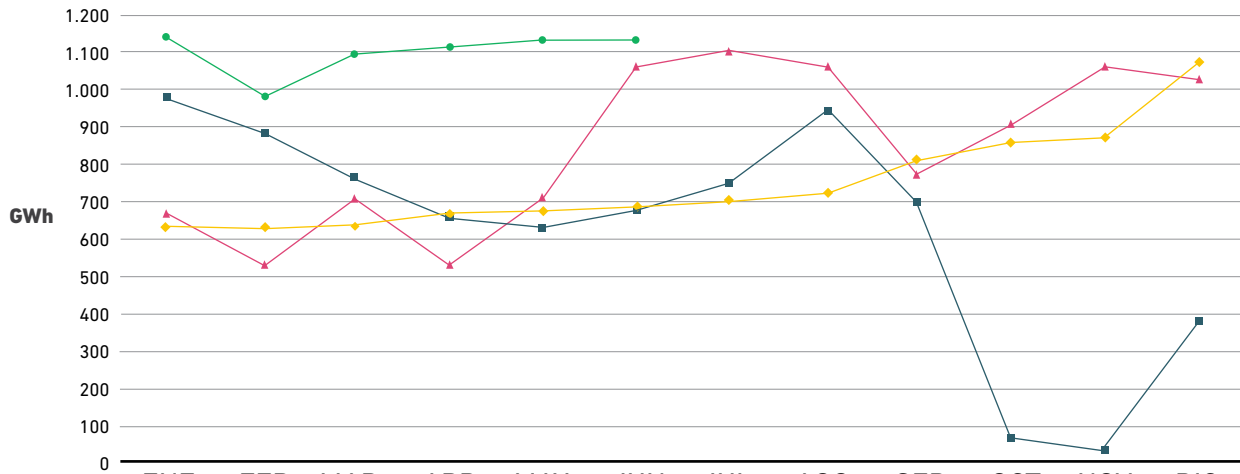
■ Carbón (t) ■ F.O. (t) ■ G.O. (m<sup>3</sup>) ■ Gas N (dam<sup>3</sup>)

Durante junio se evidenció una disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 23,1%, principalmente debido a que los valores de consumo de combustibles fósiles fueron más bajos que aquellos registrados en junio de 2023, y el consumo de gas natural fue menor en la misma comparativa.

## ⚡ Generación Neta Nuclear

En la figura siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2021 hasta la fecha, en GWh. El valor alcanzado en junio 2024 fue 1129,6 GWh, el cual resultó el más alto histórico para dicho mes.

### Generación Neta Nuclear



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
▲ 2021	677,8	528,5	710,7	531,2	715,9	1.063,9	1.101,4	1.062,9	778,5	908,9	1.064,7	1.025,3
■ 2022	976,7	893,0	752,0	657,9	629,3	678,9	737,1	948,5	700,0	67,9	34,4	393,4
◆ 2023	632,8	621,7	634,4	669,7	679,9	680,8	701,9	722,6	808,5	859,5	870,3	1.081,1
● 2024	1.138,6	990,2	1.096,8	1.114,4	1.129,0	1.129,6						

Durante este mes la generación nucleoelectrónica registró un aumento del 65,9% en la comparación interanual. Las centrales nucleares Atucha I y II operaron con normalidad durante el mes, al igual que la central nuclear Embalse.

## ⚡ Evolución de Precios de la Energía en el MEM

Desde el año 2015 junto con el precio monómico<sup>3</sup> mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente.

Los Contratos de Abastecimiento (CA) contemplan el prorrateo en la energía total generada en el MEM, de la diferencia entre el precio de la energía informado por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, como por ejemplo los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores.

Por su parte, los valores de los “Sobrecostos Transitorios de Despacho” y el de “Sobrecosto de Combustible” constituyen la incidencia en ese promedio ponderado de lo que perciben exclusivamente los generadores que consumen combustibles líquidos, dado que en la tarifa se considera que todo el sistema térmico consume únicamente gas natural.

Con respecto al ítem en el precio monómico “Compra Conjunta”, este presenta la incidencia en el total de la energía comercializada por CAMMESA de las compras de energía renovable que esta compañía realiza a cuenta de los usuarios con una demanda mayor a trescientos kilovatios (300 kW).

Estos conceptos junto con el de “Energía Adicional” están asociados al valor de la energía y con el valor de la potencia puesta a disposición (“Adicional de Potencia”) componen el “Precio Monómico”. Cabe destacar que, en función de la Resolución 612/2023 de la Secretaría de Energía, en su artículo 8, el precio de la energía pasó de 3.767 a 7.534 \$/MWh a partir de febrero del 2024.

A partir del año 2016 se ha incorporado a la Síntesis Mensual del MEM la evolución del precio estacional medio. Este representa el valor medio que pagan las distribuidoras por la energía que reciben, siendo a su vez trasladado a los usuarios finales de acuerdo a su consumo, tal como lo indica la siguiente tabla.

En función de lo determinado por la Resolución 92/2024, de la Secretaría de Energía, los precios de referencia estacionales 1 de junio de 2024 hasta el 31 de julio de 2024 son:

		Precio de referencia de la potencia	Precio estabilizado de la Energía (PEE)		
		(\$POTREF)	Horas Pico (\$PER.PICO)	Horas Resto (\$PER.RESTO)	Horas Valle (\$PER.VALLE)
		\$/MW-mes	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
<b>Demanda Distribuidor RESTO</b>	<b>Resto segmentos</b>	2.668.856	59.298	57.214	56.019
<b>Demanda Distribuidor RESIDENCIAL</b>	<b>Nivel 2</b>	2.668.856 (*)	59.298 (*)	57.214 (*)	56.019 (*)
	<b>Nivel 2 -Exc.</b>	2.668.856 (**)	59.298 (**)	57.214 (**)	56.019 (**)
	<b>Nivel 3</b>	2.668.856 (*)	59.298 (*)	57.214 (*)	56.019 (*)
	<b>Nivel 3 -Exc.</b>	2.668.856 (**)	59.298 (**)	57.214 (**)	56.019 (**)

(\*) Para los usu. residenc. cat. como N2 y N3, al valor consignado, se le aplicará la bonificación fijada por la Secretaría de Energía, como Autoridad de Aplicación, del Decreto N° 465/24.

(\*\*) Al usuario residencial Nivel 2 - Excedente - La SE fija el límite de consumo a la categoría N2, por sobre el cual se aplicará un precio diferenciado para el excedente, si correspondiere.

(\*\*) Al usuario residencial Nivel 3 - Excedente - La SE fija el límite de consumo a la categoría N3, por sobre el cual se aplicará un precio diferenciado para el excedente, si correspondiere.

### Resto de Segmentos Demanda Distribuidor

Comprende los consumos correspondientes a los segmentos listados a continuación:

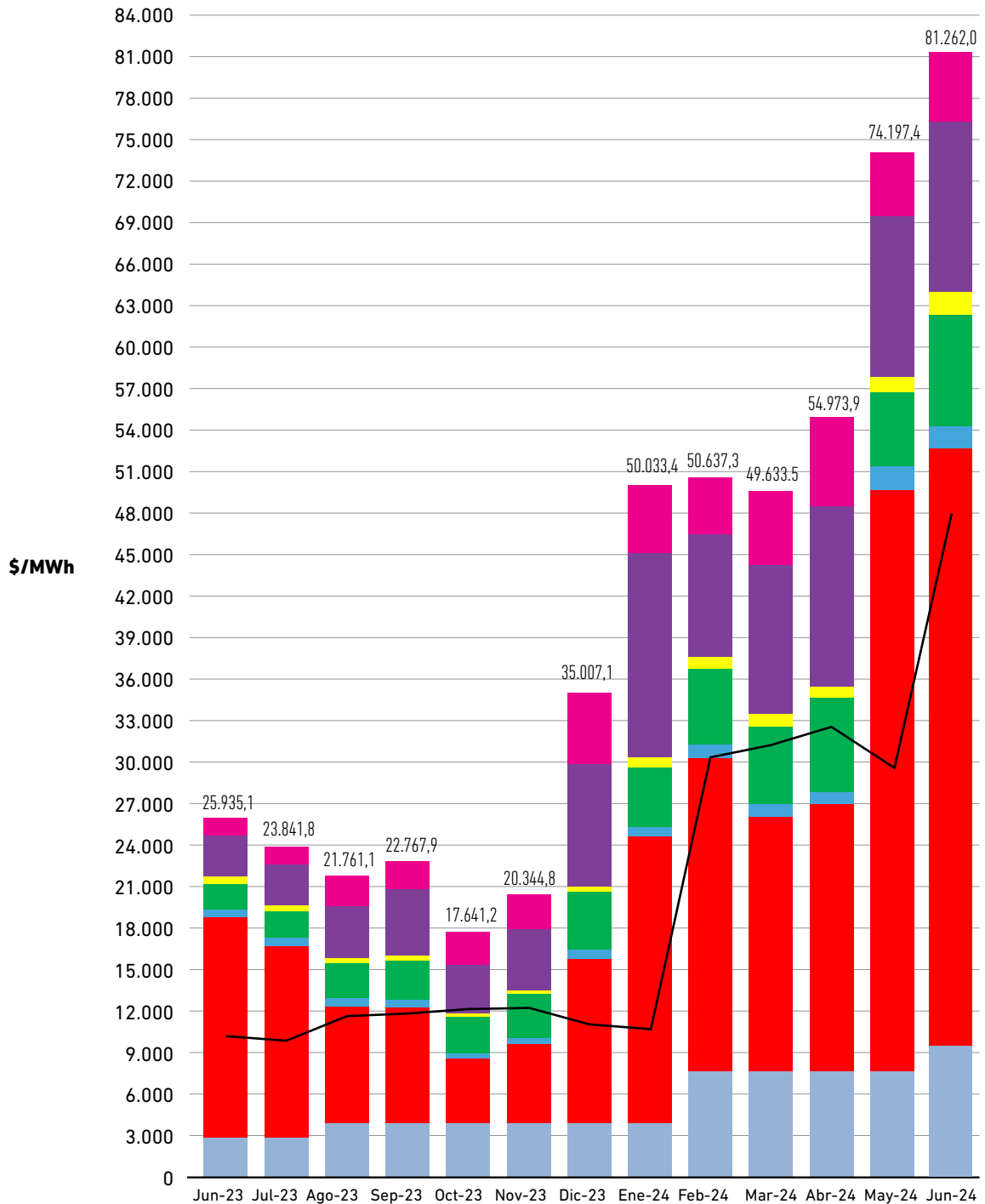
- Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW –GUDI – GENERAL
- Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW –GUDI –ORGANISMOS PÚBLICOS SALUD/EDUCACIÓN
- Demanda General Distribuidor < 300 kW –No Residencial
- Alumbrado Público
- Residencial Nivel 1

Por otra parte, a través del Consenso Fiscal suscripto el 13 de agosto de 2018, aprobado mediante la Ley N° 27.469, se acordó que a partir del 1° de enero de 2019 cada jurisdicción definirá la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales. De esta manera, queda sin efecto la Resolución N° 1.091 del 30 de diciembre del 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y sus modificatorias en relación con las tarifas sociales.

<sup>3</sup> Incluye la potencia más todos los conceptos relacionados con la energía en el Centro de Cargas del Sistema, sin contemplar cargos de Transporte ni Distribución, servicios que los usuarios deben pagar desde el Nodo Ezeiza hasta su punto de consumo.

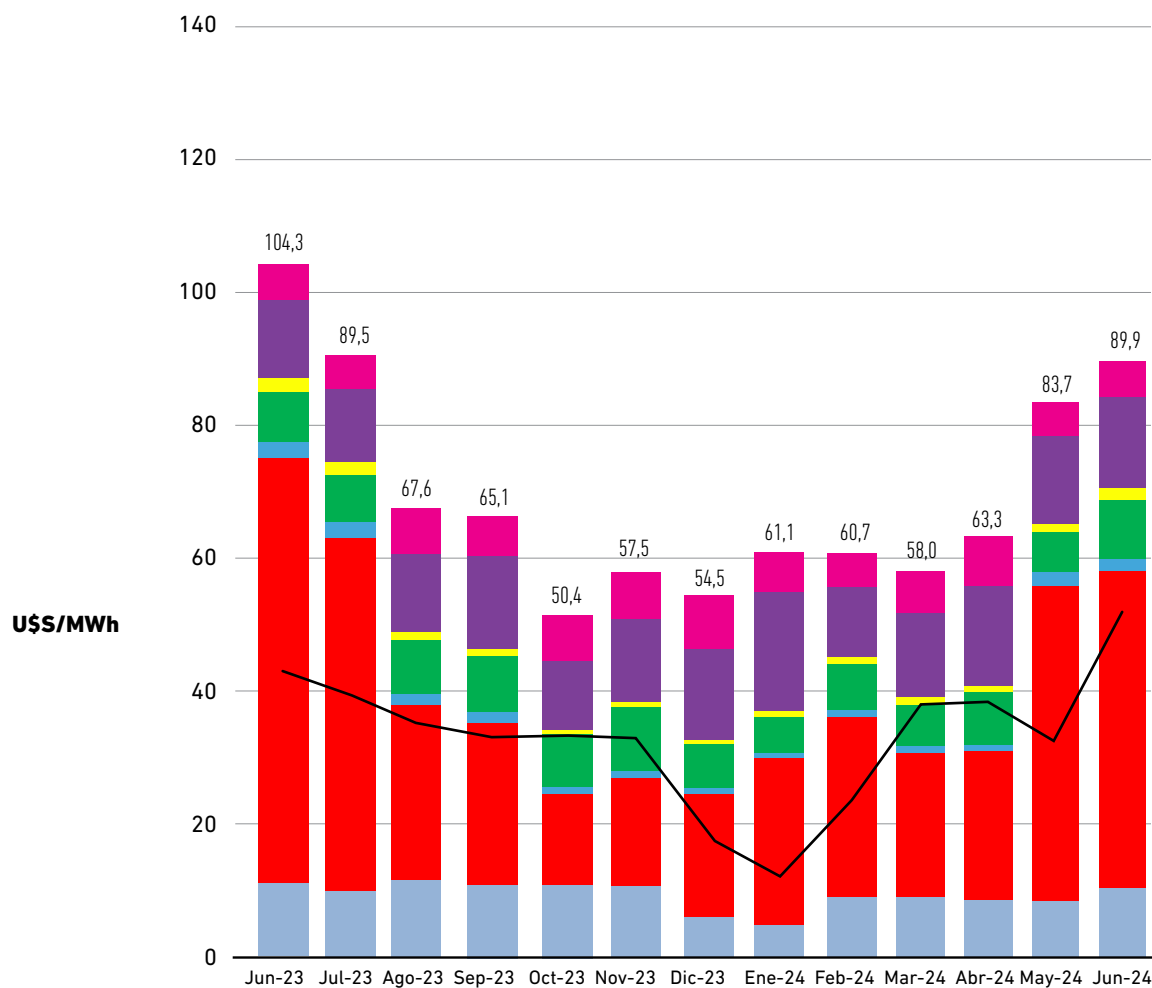
En la siguiente figura se muestra cómo fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico –sin contabilizar el transporte– y el valor medio del precio estacional durante los últimos 13 meses.

## Ítems del Precio Monómico en Pesos Argentinos



	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dic-23	Ene-24	Feb-24	Mar-24	Abr-24	May-24	Jun-24
<b>Compra Conjunta</b>	1.335,1	1.304,4	2.240,6	2.064,7	2.381,0	2.518,5	5.207,7	4.929,8	4.155,9	5.387,9	6.460,8	4.619,6	5.004,1
<b>Sobrecostos CA MEM + Dem Brasil + Demanda Excedente</b>	2.934,3	2.945,4	3.760,8	4.787,9	3.524,5	4.416,9	8.863,9	14.784,4	8.889,0	10.767,3	13.098,3	11.681,4	12.294,1
<b>Sobrecosto de Combustible</b>	519,3	482,1	386,1	355,7	220,2	253,4	397,6	740,9	852,4	948,8	781,5	1.106,3	1.661,9
<b>Adicional de Potencia</b>	1.878,7	1.852,3	2.575,3	2.872,6	2.681,0	3.237,6	4.197,3	4.334,3	5.529,2	5.630,0	6.870,3	5.376,1	8.107,0
<b>Energía Adicional</b>	595,9	630,5	586,1	544,8	379,6	423,8	676,8	674,4	968,9	890,6	854,0	1.755,4	1.570,6
<b>Sobrecosto Trans. Despacho</b>	15.980,8	13.936,1	8.445,2	8.375,2	4.687,9	5.727,7	11.896,8	20.802,6	22.707,9	18.475,0	19.375,0	42.124,6	43.206,3
<b>Precio de Energía</b>	2.691,0	2.691,0	3.767,0	3.767,0	3.767,0	3.767,0	3.767,0	3.767,0	7.534,0	7.534,0	7.534,0	7.534,0	9.418,0
<b>— Precio estacional medio</b>	10.557,2	10.452,7	11.694,2	11.807,7	12.009,2	11.293,8	11.067,2	11.017,8	30.364,8	31.718,5	32.727,3	29.446,9	48.065,7

## Ítems del Precio Monómico en Dólares



	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dic-23	Ene-24	Feb-24	Mar-24	Abr-24	May-24	Jun-24
■ <b>Compra Conjunta</b>	5,4	4,9	7,0	5,9	6,8	7,1	8,1	6,0	5,0	6,3	7,4	5,2	5,5
■ <b>Sobrecostos CA MEM + Dem Brasil + Demanda Excedente</b>	11,8	11,1	11,7	13,7	10,1	12,5	13,8	18,1	10,6	12,7	15,1	13,2	13,6
■ <b>Sobrecosto de Combustible</b>	2,1	1,8	1,2	1,0	0,6	0,7	0,6	0,9	1,0	1,1	0,9	1,2	1,8
■ <b>Adicional de Potencia</b>	7,6	6,9	8,0	8,2	7,7	9,2	6,5	5,3	6,6	6,3	7,9	6,1	9,0
■ <b>Energía Adicional</b>	2,4	2,4	1,8	1,6	1,1	1,2	1,1	0,8	1,2	1,0	1,0	2,0	1,7
■ <b>Sobrecosto Trans. Despacho</b>	64,2	52,3	26,2	23,9	13,4	16,2	18,5	25,4	27,2	21,7	22,3	47,5	47,8
■ <b>Precio de Energía</b>	10,8	10,1	11,7	10,8	10,8	10,6	5,9	4,6	9,0	8,9	8,7	8,5	10,4
— <b>Precio estacional medio</b>	43,3	39,6	36,2	33,7	34,3	31,9	17,2	13,4	24,3	37,2	37,7	33,2	53,2

## ⚡ 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.

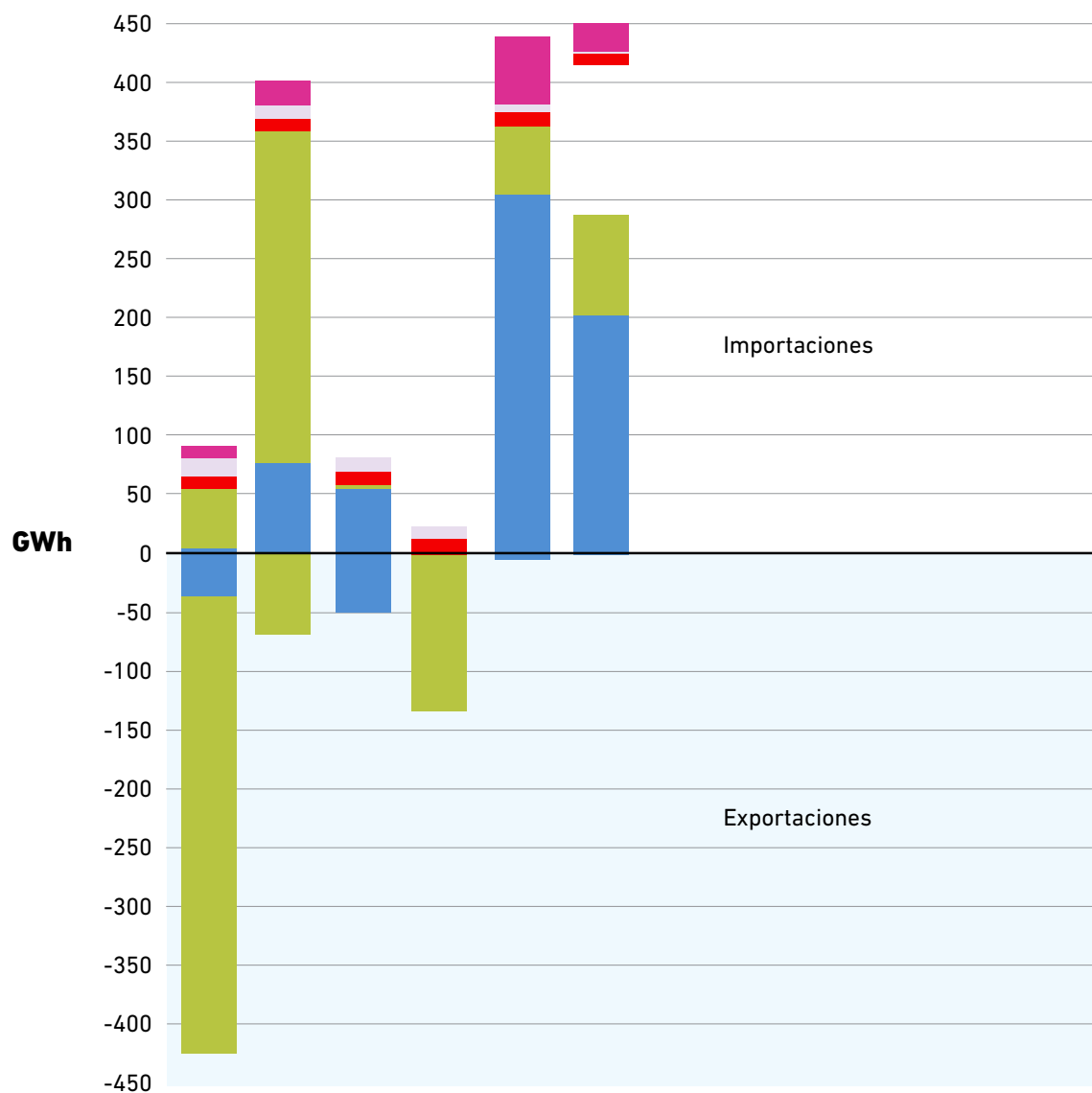
Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos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

En el caso de Uruguay, cuando la central hidráulica 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 626,0 GWh, a un precio medio de 76,0 U\$S/MWh, principalmente desde Uruguay y Brasil. La exportación de energía fue de 0,8 GWh, a Uruguay y, en menor porcentaje, a Bolivia.

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 2024.

## Evolución Importaciones/Exportaciones 2024



		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp	Chile	-	-	-	-	-	-						
	Uruguay	-38,3	-0,1	-	-	-2,9	-0,7						
	Brasil	-382,6	-64,7	-50,6	-128,1	-	-						
	Paraguay	-	-	-	-	-	-						
	Bolivia	-0,0	-0,0	-	-0,01	-0,0	-0,0						
Imp	Chile	16,9	11,6	11,1	7,0	4,5	1,8						
	Uruguay	3,0	74,5	52,2	-	304,3	202,4						
	Brasil	49,6	282,9	2,4	-	55,2	384,0						
	Paraguay	10,3	8,6	10,0	11,2	10,8	7,0						
	Bolivia	11,0	25,2	0,0	0,0	64,0	30,8						

Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de junio de 2024.

Comentarios: : Departamento Planificación Estratégica. CNEA.

Mariela Iglesia  
miglesia@cnea.gov.ar

Santiago Nicolás Jensen Mariani  
sjensen@cnea.gov.ar

---

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: [sintesis\\_mem@cnea.gov.ar](mailto:sintesis_mem@cnea.gov.ar)

---

