

# BOLETÍN ENERGÉTICO 56

2 do. Semestre 2025  
AÑO XXVIII N° 56

ISSN 1668-1525



---

**Dirección de la Publicación:** Ing. Santiago Jensen  
**Producción Editorial:** Téc. Mariela Iglesia  
**Comité Técnico:** Lic. Victoria Matarazzo  
Ing. Valeria Cañadas

---

Boletín elaborado y emitido por el Departamento Estudios y Análisis Energéticos, perteneciente a la Gerencia Coordinación de Proyectos Tecnológicos Nucleares de la Gerencia de Área Energía Nuclear, Comisión Nacional de Energía Atómica.  
Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires.  
Tel: +54 11 6772-7526/7641

---

**Coordinación Editorial:** Lic. Diego Coppari

**Comité Revisor:** Ing. Norberto Coppari  
Ing. Carlos Rey  
Ing. Humberto Baroni  
Ing. Valeria Cañadas

**Apoyo Técnico:** Sr. Facundo Leuzzi

**Colaboraron en este número:** Lic. Carlos Mora Fresca  
Ing. Nicolás Thaine  
Lic. Victoria Matarazzo

**Diseño y Compaginación:** Lic. Andrés Boselli

---

**Internet:** <https://www.cnea.gob.ar/nuclea/handle/10665/802>

**e-mail:** [sintesismem@cnea.gob.ar](mailto:sintesismem@cnea.gob.ar)

**Otras publicaciones de CNEA:** Síntesis.

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

Número 56 Enero 2026  
ISSN 1668-1525



---

Las opiniones expresadas en los artículos firmados de este boletín no representan necesariamente las de la Departamento Estudios y Análisis Energéticos, que deslinda toda responsabilidad sobre las mismas.

---

## Contenido

|                                                                                              |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>BESS y Expansión de Redes: Estrategias para Aprovechar el Recurso Renovable Argentino</b> |           |
| <i>C. Mora Fresca, N. Thaine y V. Matarazzo.</i>                                             | <b>4</b>  |
| <b>Síntesis Nuclear</b>                                                                      | <b>32</b> |
| <b>Demanda de Energía Eléctrica</b>                                                          | <b>36</b> |
| <i>Picos de Potencia</i>                                                                     |           |
| <b>Potencia Instalada</b>                                                                    | <b>42</b> |
| <i>Potencia instalada por región y por fuentes<br/>Incorporaciones previstas</i>             |           |
| <b>Generación de Energía Eléctrica</b>                                                       | <b>47</b> |
| <b>Otras Energías Renovables</b>                                                             | <b>48</b> |
| <b>Consumo de Combustibles y Emisiones de Dióxido de Carbono</b>                             | <b>54</b> |
| <b>Síntesis de Mercado del Gas Natural</b>                                                   | <b>56</b> |
| <b>Evolución de los Precios</b>                                                              | <b>64</b> |

## Editorial

El segundo semestre de 2025 estuvo marcado por una serie de hitos relevantes para el sector energético, tanto a nivel nacional como internacional. En el ámbito local, se produjeron cambios institucionales en la Comisión Nacional de Energía Atómica, junto con avances en la operación y proyección del sector nuclear argentino, reflejados en nuevos registros de generación y en la consolidación de acuerdos de cooperación. Al mismo tiempo, el sistema energético en su conjunto continuó mostrando señales de transformación, con una mayor participación de fuentes renovables y la incorporación de nuevas herramientas para su gestión. En este contexto, la evolución del sector a nivel global permite enmarcar estos desarrollos dentro de las tendencias que atraviesan actualmente a la energía nuclear y al sistema energético en su conjunto.

En este marco, el semestre estuvo signado por un cambio de autoridades en la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), a partir de la renuncia del Dr. Ing. Germán Guido Lavalle, quien finalizó una gestión de dos años en la que se registraron avances relevantes para el sector nuclear argentino.

Entre ellos, se destacan el impulso al plan de finalización del Reactor Argentino Multipropósito RA-10, la obtención de la licencia para la puesta en marcha del Centro Argentino de Protonterapia (CEARP), la firma de acuerdos de cooperación internacional y la incorporación de equipamiento de alta complejidad para el sistema de salud.

paralelo, continuaron avanzando proyectos orientados a la sostenibilidad del parque nuclear, como la extensión de vida de la Central Nuclear Atucha I y el desarrollo del sistema de almacenamiento en seco de combustible gastado en Atucha II, iniciativas que resultan clave para asegurar la continuidad operativa en el mediano y largo plazo.

Se produjeron cambios institucionales en la Comisión Nacional de Energía Atómica, junto con avances en la operación y proyección del sector nuclear argentino, reflejados en nuevos registros de generación y en la consolidación de acuerdos de cooperación.

En su reemplazo, y mediante el Decreto 905/2025, fue designado como presidente de la CNEA el ingeniero químico Martín Porro. Con más de 30 años de trayectoria en el ámbito nuclear y energético, cuenta con experiencia en la operación, mantenimiento y gestión de instalaciones, así como en el desarrollo de proyectos tecnológicos del sector.

En este contexto institucional, el desempeño del sector nuclear argentino durante 2025 mostró resultados relevantes. Nucleoeléctrica Argentina alcanzó un nuevo récord de generación nuclear, consolidando por segundo año consecutivo un nivel de operación sostenido. La generación neta anual se ubicó en 10.760.572 MWh, superando el registro de 2024 y reafirmando el aporte de la energía nuclear como fuente de base del sistema eléctrico nacional.

A nivel de desempeño individual, tanto la Central Nuclear Embalse como Atucha II registraron sus máximos históricos de producción, en un contexto de alta disponibilidad y mejora en la gestión operativa de las instalaciones. En

En línea con estos avances, durante noviembre de 2025, Nucleoeléctrica Argentina y la empresa canadiense Candu Energy firmaron un Memorando de Entendimiento orientado a la exportación de servicios vinculados a esta tecnología. El acuerdo contempla la provisión de ingeniería, asistencia técnica y mantenimiento para centrales nucleares de tipo CANDU, articulando la experiencia operativa local con oportunidades de inserción internacional.

Por otra parte, el sistema eléctrico argentino registró durante el segundo semestre de 2025 un nuevo hito en materia de transición energética, cuando la generación a partir de fuentes renovables alcanzó a cubrir el 37,6% de la demanda eléctrica nacional en un momento puntual de alta producción. Este valor constituye un máximo histórico y refleja el crecimiento sostenido de estas fuentes dentro de la matriz energética.

Más allá de este registro puntual, los datos del año muestran una tendencia de expansión sostenida. Durante el primer semestre de

2025, la generación renovable creció un 17% en términos interanuales y llegó a cubrir cerca del 18% de la demanda eléctrica, apoyada en una potencia instalada que supera los 7 GW. Este crecimiento se explica principalmente por el desarrollo de las tecnologías eólica y solar, que concentran la mayor parte de la generación renovable.

A nivel internacional, el panorama nuclear mostró durante el semestre la incorporación de nueva capacidad a partir de la conexión a la red de los reactores Zhangzhou-2 en China y Kursk 2-1 en Rusia (ingresando una capacidad instalada total de 2.326 MW), en paralelo con el cierre de unidades en Europa y Rusia, entre ellas Doel-2, Tihange-1 y las centrales Bilibino-2, Bilibino-3 y Bilibino-4, retirando 1.440 MW.

En cuanto a la expansión del parque nuclear, se iniciaron obras de construcción de nuevos reactores en distintos países, con una marcada concentración en China, incluyendo Jinqimen-1, Sanao-3, Zhaoyuan-1, Ningde-6, Bailong-1 y Lufeng-2. Estos movimientos reflejan una dinámica de renovación gradual del sector a nivel global, en la que conviven el retiro de centrales existentes con el desarrollo de nuevas capacidades.

En conjunto, los hechos registrados durante el segundo semestre de 2025 dan cuenta de un sistema energético en evolución, en el que conviven procesos de consolidación, renovación y expansión. En este escenario, el seguimiento de estas tendencias resulta clave para comprender el rol de la energía nuclear dentro de la matriz energética y su aporte al desarrollo tecnológico y productivo.



# ***BESS y expansión de redes:*** ***estrategias para aprovechar el*** ***recurso renovable argentino***

**Autores:** Mg. Carlos Mora Fresca, Ing. Nicolás Thaine y Lic. Victoria Matarazzo.

## ***¿Cómo se Lleva el Viento y el Sol a tu Enchufe?***

Imaginá el sistema eléctrico argentino como una enorme red que conectaregionesconabundantesrecursosnaturalesygrandescentros de consumo. En el Noroeste Argentino (NOA), la intensa radiación solar ofrece condiciones ideales para la generación fotovoltaica, mientras que en la Patagonia los fuertes vientos permiten producir grandes cantidades de energía eólica. Por otra parte, ciudades como Buenos Airesy polos industriales como Rosario y Córdoba concentran gran parte de la demanda eléctrica del país.



El desafío no está en la falta de recursos energéticos, sino en la capacidad de transportar esa energía desde los lugares que se genera hasta los que la necesita. Mientras que las centrales térmicas se construyen cerca de las ciudades, las energías renovables dependen de la ubicación del recurso natural, como los fuertes vientos de la Patagonia o la alta radiación solar del NOA.

Pero, ¿qué ocurre cuando el viento sopla con fuerza y la red de transmisión no tiene capacidad suficiente para transportar toda esa energía? ¿O cuando la generación disponible supera momentáneamente la demanda del sistema? En esas situaciones, las líneas de transmisión alcanzan sus límites operativos y aparecen restricciones que impiden aprovechar plenamente la energía renovable disponible.



En el momento en que las líneas de transmisión alcanzan su límite de capacidad, aparece un fenómeno que ingenieros y economistas conocen bien: el *curtailment*. Se trata de la reducción intencionada y controlada de la generación eléctrica —principalmente solar y eólica— debido a restricciones en la red de transporte o a situaciones en las que la oferta supera momentáneamente la demanda. En otras palabras, es energía renovable disponible

que no puede aprovecharse completamente porque el sistema eléctrico no logra almacenarla o transportarla.

Este problema afecta especialmente a las tecnologías renovables variables, ya que su producción depende directamente de la disponibilidad del recurso natural y no puede regularse con la misma flexibilidad que una central térmica o hidroeléctrica de embalse.

## ***El Camino de la Solución: ¿Más Capacidad de Transporte o Mejores Reservas?***

Ante este escenario, tradicionalmente solo existía una respuesta: construir más líneas de alta tensión. Pero en el último tiempo, debido a una creciente penetración, principalmente de la energía solar y eólica a nivel global, aparece una solución tecnológica: **el almacenamiento**. Una realidad técnica es que la electricidad no puede almacenarse a gran escala como si sucede con el agua, los combustibles líquidos e incluso el gas natural.

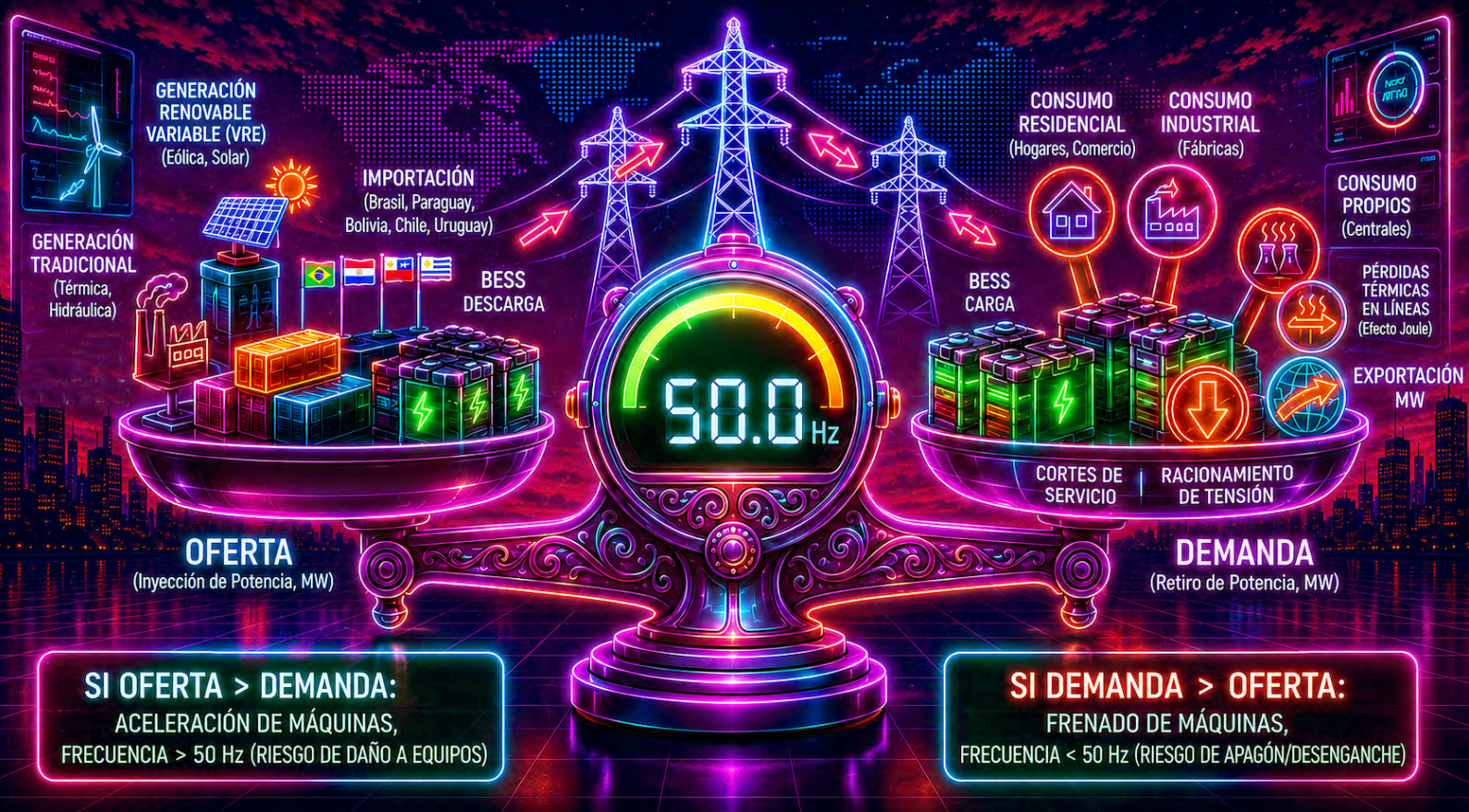
Cada vez que se acciona un interruptor en nuestra casa, se está enviando una señal física real que recorre todo el sistema en milisegundos. Si se enciende la luz, un generador a cientos de kilómetros debe hacer un esfuerzo adicional para producir ese flujo exacto; si se apaga, el sistema debe dejar de generarlo para evitar un exceso. Lograr este equilibrio perfecto entre generación y demanda es una operación de precisión que ocurre las 24 horas del día para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

## ***La Frecuencia de la Red: los 50 Hz***

Para entender por qué el almacenamiento es un componente necesario, primero se debe comprender la fragilidad del sistema que sostiene. El funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia se basa en un principio físico ineludible: el **equilibrio instantáneo**.

La situación particular de que la electricidad no puede almacenarse masivamente de forma directa en las redes de transporte, conlleva que la potencia que se genera en un parque eólico en Chubut debe ser exactamente igual a la que se consume en ese mismo microsegundo en una casa de Buenos Aires, sumando las pérdidas del transporte. Este balance se manifiesta en la **frecuencia eléctrica**, que en Argentina es siempre **50 Hz**.

Si la demanda supera a la generación, el sistema se frena y la frecuencia cae; si la generación sobra, el proceso se acelera. Tradicionalmente, este equilibrio lo sostenían los **generadores síncronos** (grandes turbinas térmicas e hidráulicas). Su enorme masa girando a gran velocidad aporta **inercia rotacional**, un amortiguador mecánico que impide que cualquier perturbación desmorone el sistema y termine en un *blackout* o desconexión masiva. En la siguiente imagen se muestra lo planteado.

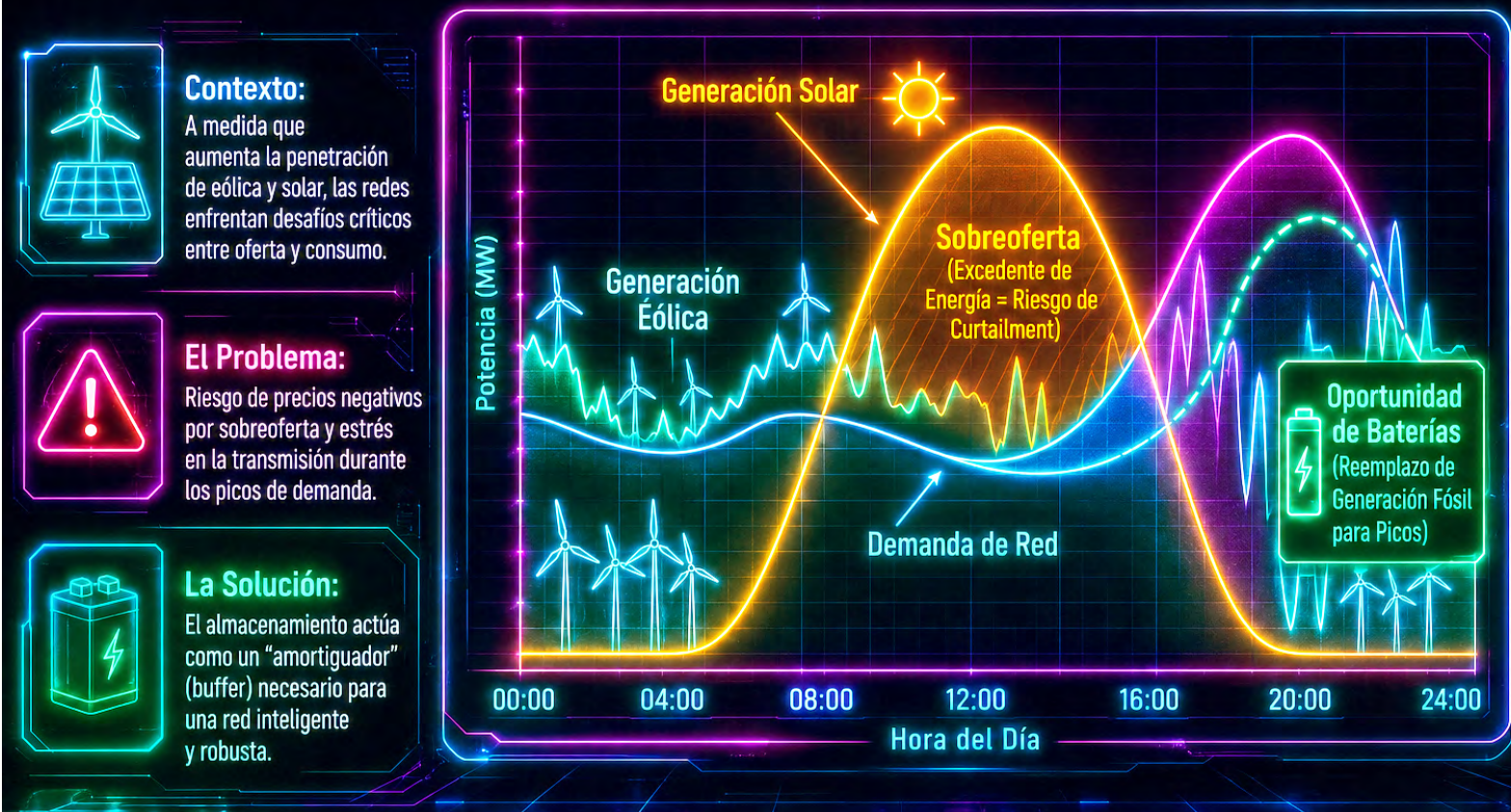


## El Almacenamiento como Herramienta de Gestión Energética

Frente al desafío de las renovables (no tienen esa inercia natural) y las redes de transmisión saturadas que provocan el *curtailment*, el almacenamiento de energía emerge como la herramienta capaz de redistribuirla en tiempo (otra hora del día) y en espacio (otro lugar del país). Desde una perspectiva física, almacenar energía permite:

- **Absorber excedentes:** almacenar, cerca de los centros de consumo, esa energía limpia que las redes no pueden transportar en momentos de baja demanda.
- **Liberar potencia:** Inyectarla en los períodos de alta demanda, justo cuando el sistema opera en condiciones más exigentes en términos de límites operativos.

Este proceso se conoce como **arbitraje energético** y permite el aplanamiento de la curva de carga: en lugar de tener picos de consumo imposibles de abastecer, se usa el almacenamiento para suavizar los picos y aprovechar mejor las redes que ya se tienen.



## La Realidad Termodinámica

Sin embargo, guardar energía tiene un costo energético. La **Segunda Ley de la Termodinámica**, establece que en cada ciclo de carga y descarga existen pérdidas irreversibles (principalmente en forma de calor). Esto se mide a través de la **Eficiencia de Ida y Vuelta**.

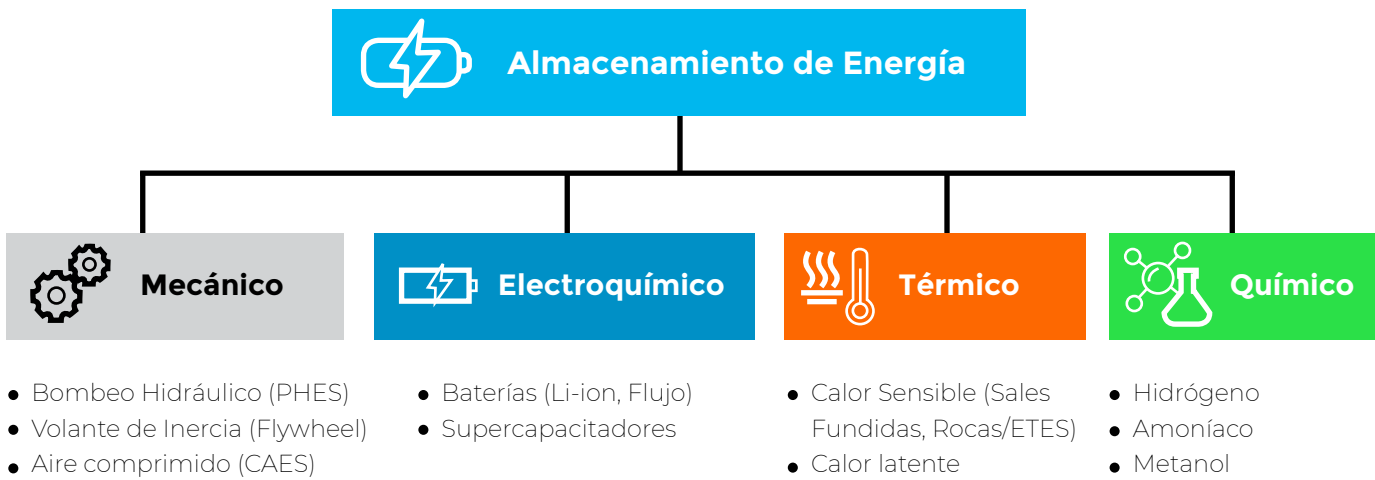
Si bien un sistema de almacenamiento aumenta técnicamente el consumo bruto del país (porque hay que generar un poco más para compensar lo que se pierde en el proceso), su beneficio es mayor: mejora la **eficiencia operativa global** al rescatar la energía que de otro modo no se llegaría a usar por las limitaciones de la red.

Una vez comprendido que se necesita, aportar inercia o capacidad de respuesta para sostener el equilibrio de los 50 Hz, cabe preguntarse: ¿Qué formas existen para guardar esa energía? Desde el simple movimiento de un resorte hasta el complejo comportamiento de electrones en una batería, el abanico tecnológico es tan vasto como fascinante.

## Almacenamiento energético en Argentina: tecnologías disponibles y nuevos desarrollos BESS

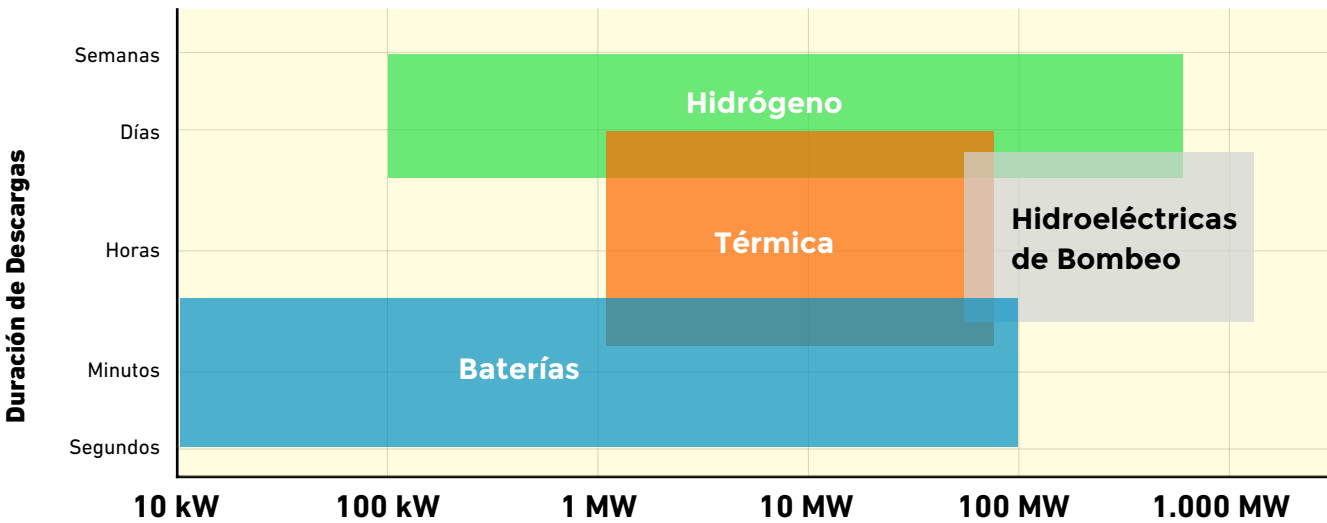
Para abordar el almacenamiento desde su esencia física, se debe entender que almacenar energía implica conservar la capacidad de realizar trabajo para utilizarla en un momento posterior. Es capturar esa capacidad de producir un cambio o realizar una acción y mantenerla disponible hasta que resulte necesaria.

A continuación se presentan las tecnologías maduras de almacenamiento de energía.



**Figura 1:** Distintas tecnologías de almacenamiento. Elaboración Propia.

Es fundamental visualizar cómo se posiciona cada una dentro del sistema eléctrico. No todas las tecnologías resuelven los mismos problemas: algunas responden en milisegundos pero almacenan energía durante poco tiempo, mientras que otras pueden entregar enormes cantidades de energía durante horas, aunque con menor velocidad de respuesta. A continuación, se presenta una matriz de decisión Potencia vs. Duración de Descarga, que permite comparar el posicionamiento relativo de las distintas tecnologías de almacenamiento.



**Figura 2:** Duración de descarga de tecnologías. Elaboración Propia.

En el caso argentino, el desarrollo del almacenamiento energético todavía se concentra en dos grandes enfoques: el almacenamiento hidráulico por bombeo, representado por centrales como Los Reyunos (Mendoza) y Río Grande (Córdoba), y los nuevos sistemas de almacenamiento electroquímico mediante baterías, que comienzan a incorporarse a partir de las recientes licitaciones del sector eléctrico. Este artículo se centrará particularmente en estas tecnologías, ya que constituyen las principales soluciones de almacenamiento actualmente presentes —o en proceso de incorporación— dentro del sistema eléctrico nacional.

Los sistemas de almacenamiento con baterías a gran escala —conocidos como BESS (*Battery Energy Storage Systems*)— pueden clasificarse según la química de batería utilizada, ya que cada tecnología posee características particulares en términos de costo, densidad energética, velocidad de respuesta, vida útil y aplicaciones dentro del sistema eléctrico.

La tecnología dominante en la actualidad es la de baterías de ion-litio (Li-ion), ampliamente utilizada tanto en movilidad eléctrica como en almacenamiento estacionario. Dentro de esta familia destacan químicas como LFP (fosfato de hierro-litio) y NMC (níquel-manganeso-cobalto). Su principal ventaja es la combinación entre alta eficiencia, rápida respuesta y costos cada vez menores. Países como Australia han desplegado enormes sistemas BESS basados en ion-litio para estabilización de redes eléctricas con alta penetración renovable, como el famoso proyecto Hornsdale Power Reserve.

Otras tecnologías emergentes son las baterías de sodio-ion (Na-ion), que reemplazan el litio por sodio, un material mucho más abundante y económico. Aunque poseen menor densidad energética, ofrecen ventajas estratégicas en disponibilidad de recursos y reducción de costos. China lidera actualmente el desarrollo industrial

de esta tecnología, impulsando proyectos piloto y producción a gran escala.

Las baterías de plomo-ácido, una de las tecnologías electroquímicas más antiguas, continúan utilizándose principalmente en sistemas de respaldo, telecomunicaciones y aplicaciones de baja potencia. Tienen menor vida útil y menor densidad energética que las tecnologías modernas, aunque presentan bajos costos iniciales. Son ampliamente utilizadas en países como India, especialmente en sistemas de respaldo energético y almacenamiento distribuido.

Por otro lado, las baterías de flujo redox (*Flow Batteries*) almacenan energía en electrolitos líquidos contenidos en tanques externos. Esto permite desacoplar la potencia de la capacidad energética, haciéndolas especialmente atractivas para almacenamiento de larga duración. Las variantes más conocidas son las de vanadio-redox y zinc-bromo. Japón ha sido uno de los pioneros en el desarrollo e implementación de este tipo de sistemas para integración renovable y estabilidad de red.

Las baterías de sodio-azufre (NaS) operan a altas temperaturas y ofrecen grandes capacidades de almacenamiento energético, siendo utilizadas principalmente en aplicaciones industriales y de red. Debido a su capacidad de entregar energía durante varias horas, resultan útiles para almacenamiento de media y larga duración. Nuevamente, Japón ha sido uno de los países con mayor despliegue comercial de esta tecnología.

También hay tecnologías más experimentales, como las baterías metal-aire, que utilizan oxígeno atmosférico como reactivo y presentan altísimas densidades energéticas teóricas. Aunque todavía se encuentran en etapas de desarrollo, países como Estados Unidos investigan activamente su potencial para almacenamiento estacional y aplicaciones de larga duración.

Finalmente, las baterías de estado sólido representan una de las grandes apuestas tecnológicas del futuro. En lugar de utilizar electrolitos líquidos inflamables, emplean materiales sólidos que prometen mayor seguridad y densidad energética. Corea del Sur y Japón lideran gran parte de la investigación y desarrollo industrial en este campo.

A pesar de la diversidad tecnológica, los proyectos BESS de gran escala que actualmente se instalan y licitan en el mundo —incluida

Argentina— utilizan mayoritariamente baterías de ion-litio, particularmente químicas LFP, debido a su equilibrio entre seguridad, costo, vida útil y desempeño operativo.

En Argentina, el almacenamiento de energía no es un concepto nuevo. Desde hace décadas, el país cuenta con centrales hidroeléctricas reversibles capaces de almacenar energía mediante bombeo hidráulico. Un ejemplo es la Central Hidroeléctrica Los Reyunos, en Mendoza, con una potencia de 224 MW.



**Complejo los Reyunos en la Provincia de Mendoza.**

Sin embargo, el caso más emblemático es el Complejo Hidroeléctrico Río Grande, en Córdoba, la mayor central hidroeléctrica de generación y bombeo de América del Sur.

La Central Río Grande posee una capacidad de generación de 750 MW y fue construida en una enorme caverna excavada en las profundidades del Cerro Pelado.



Su funcionamiento se basa en un principio simple y poderoso: durante períodos de baja demanda eléctrica, utiliza excedentes de energía para bombear agua desde un embalse inferior hacia otro superior. Luego, cuando el sistema necesita potencia adicional, el agua desciende nuevamente a través de turbinas para generar electricidad. En esencia, transforma energía eléctrica en energía potencial gravitatoria y la recupera cuando resulta necesaria.

En la actualidad, el panorama comienza a ampliarse con la incorporación de nuevas tecnologías. Las recientes licitaciones de BESS marcan el inicio de una nueva etapa para el sistema eléctrico argentino. A diferencia del almacenamiento hidráulico por bombeo, que requiere grandes obras de infraestructura y

condiciones geográficas específicas, los BESS ofrecen una solución modular, flexible y de rápida instalación.

El almacenamiento electroquímico, en particular, los sistemas BESS, se destacan por su versatilidad. Esta tecnología puede actuar desde la estabilización instantánea de frecuencia hasta el soporte de carga durante varias horas, todo dentro de una infraestructura escalable y modular.

Retomando la pregunta inicial ¿Más capacidad de transporte o mejores reservas?

La respuesta técnica es clara: los BESS y la ampliación de la red **no son opciones que se excluyen, sino opciones complementarias.**

- **Los BESS** funcionan como el **estabilizador táctico**. Su rapidez permite mitigar el curtailment de forma inmediata, suavizar los picos de demanda y posponer inversiones costosas al optimizar las redes que ya existen.

- **La Ampliación de Redes** funciona como la **columna vertebral**. Es la única solución capaz de transportar grandes volúmenes de energía desde las fuentes naturales hacia los grandes centros de consumo a largo plazo.

En definitiva, las baterías ganan tiempo y flexibilidad mientras las nuevas líneas de alta tensión aumentan la capacidad total de las redes de transmisión del país. Ambas son soluciones complementarias, no excluyentes tal como se muestra en la siguiente figura.

| BESS (Baterías)                             | Expansión de Red                              |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| <b>Naturaleza:</b> Táctica / Modular.       | <b>Naturaleza:</b> Estratégica / Estructural. |
| <b>Tiempo:</b> Inmediato.                   | <b>Tiempo:</b> Largo Plazo.                   |
| <b>Control:</b> Privado (En el lugar).      | <b>Control:</b> Estatal / Transportista.      |
| <b>Rol:</b> Puente temporal y organización. | <b>Rol:</b> Solución definitiva regional.     |

## ***Aprovechamiento del recurso renovable argentino y el rol estratégico del almacenamiento BESS***

Argentina posee algunos de los mejores recursos renovables del mundo. La Patagonia presenta velocidades medias de viento superiores a 9–10 m/s en numerosas zonas, valores considerablemente mayores que los observados en muchos parques eólicos europeos. Por su parte, el Noroeste Argentino (NOA) registra irradiancias solares superiores a 6–7 kWh/m<sup>2</sup>·día, ubicándose entre las más altas del planeta gracias a la combinación de elevada radiación y altura geográfica, tal como se presenta en el Figura 3.

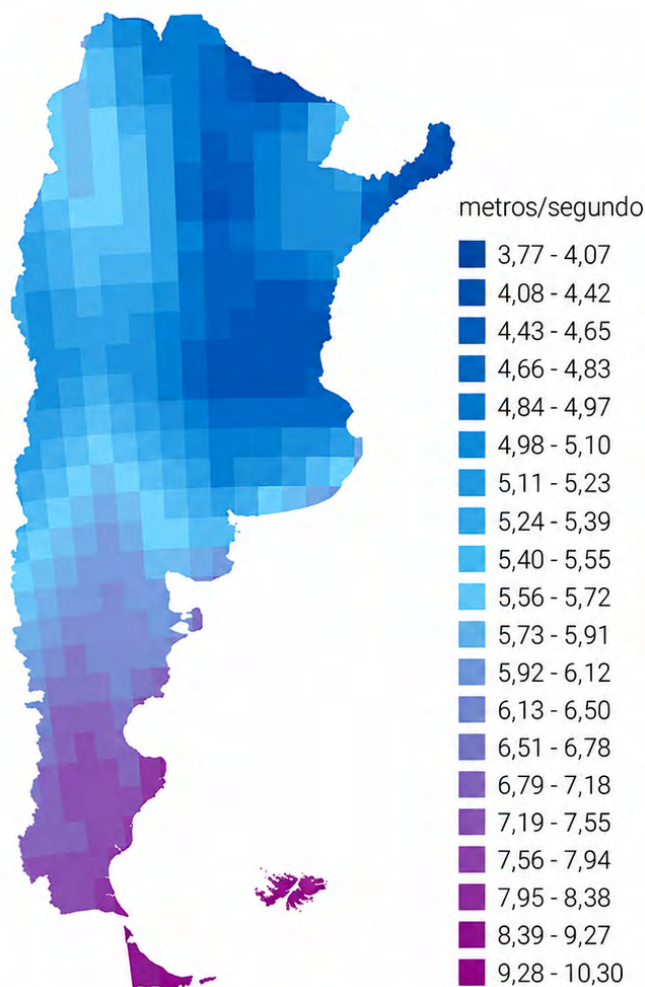
Estas condiciones permiten alcanzar factores de capacidad excepcionales. En energía eólica, el promedio nacional ronda el 45–50% tal como se muestra en la Figura 4, mientras que en regiones de Chubut y Santa Cruz algunos parques superan de forma sostenida el 60%, según el ranking elaborado por Cammesa (Figura 5). Para ponerlo en perspectiva, muchos parques eólicos de Alemania operan con factores de capacidad cercanos al 25–35%. En energía solar fotovoltaica, tal como se observa en las Figuras 6 y 7, los parques del NOA alcanzan factores de capacidad del orden del 28–33%, valores muy superiores a los típicos de Europa Central, donde frecuentemente se ubican entre el 10% y el 15%.

A continuación, se presentan los perfiles de intensidad de viento e irradiación solar promedio del país, evidenciando el enorme potencial renovable disponible en el territorio argentino.



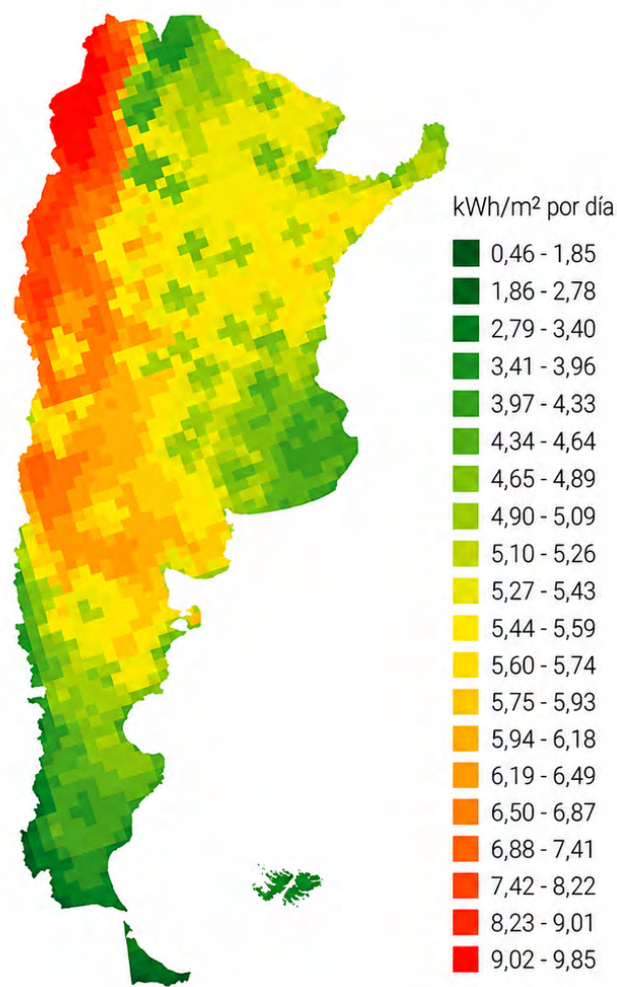
## INTENSIDAD DE VIENTOS

El mapa muestra las zonas con mayor promedio de intensidad de los vientos.



## RADIACIÓN SOLAR

El mapa muestra las zonas del país con mayor promedio de intensidad de radiación solar.



**Figura 3:** Potencial Renovable.

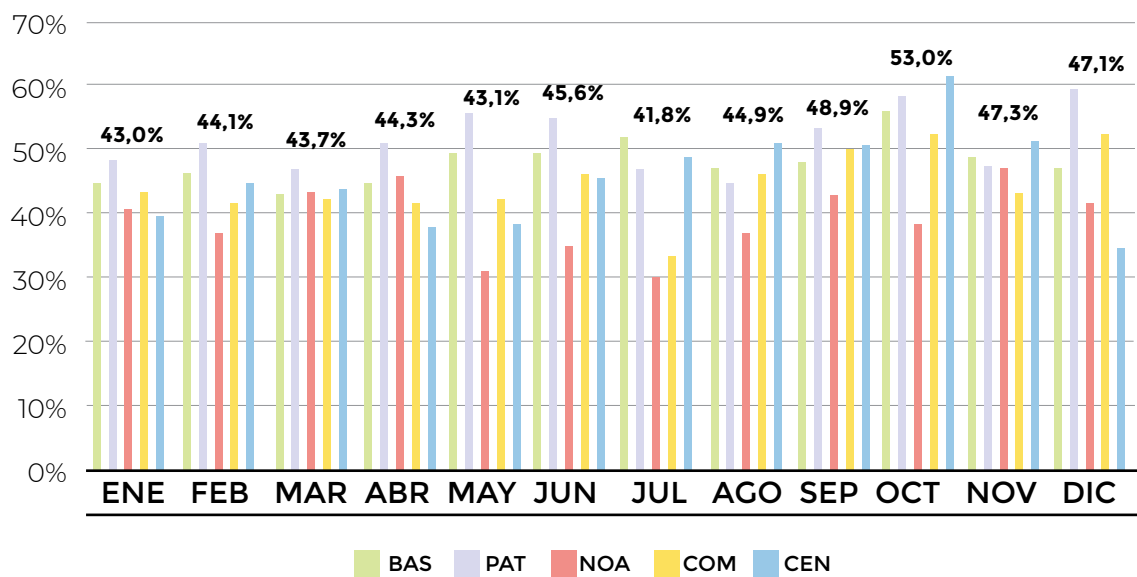
Fuente: Lámina educativa: La energía en Argentina. Secretaría de Energía. Buenos Aires, 2020

El análisis de disponibilidad renovable durante 2025 muestra que varias regiones eléctricas mantienen elevados niveles de generación eólica y solar a lo largo del año. Asimismo, al evaluar los mejores factores de carga registrados en parques nacionales, se observan valores incluso superiores al promedio nacional, confirmando la calidad excepcional del recurso argentino.

El aprovechamiento de ese recurso renovable presenta números excepcionales:

- **Energía Eólica:** El promedio nacional de Factor de Capacidad ronda el **45% al 50%**. En regiones específicas de la Patagonia, como Chubut o Santa Cruz, se han registrado picos sostenidos de hasta el **60%**. A continuación, se presenta la disponibilidad eólica de las distintas regiones eléctricas durante 2025.

## Disponibilidad Eólica - Promedio Regional



**Figura 4:** Factor de disponibilidad eólico.  
Fuente: Síntesis del MEM de CNEA. Diciembre 2025.

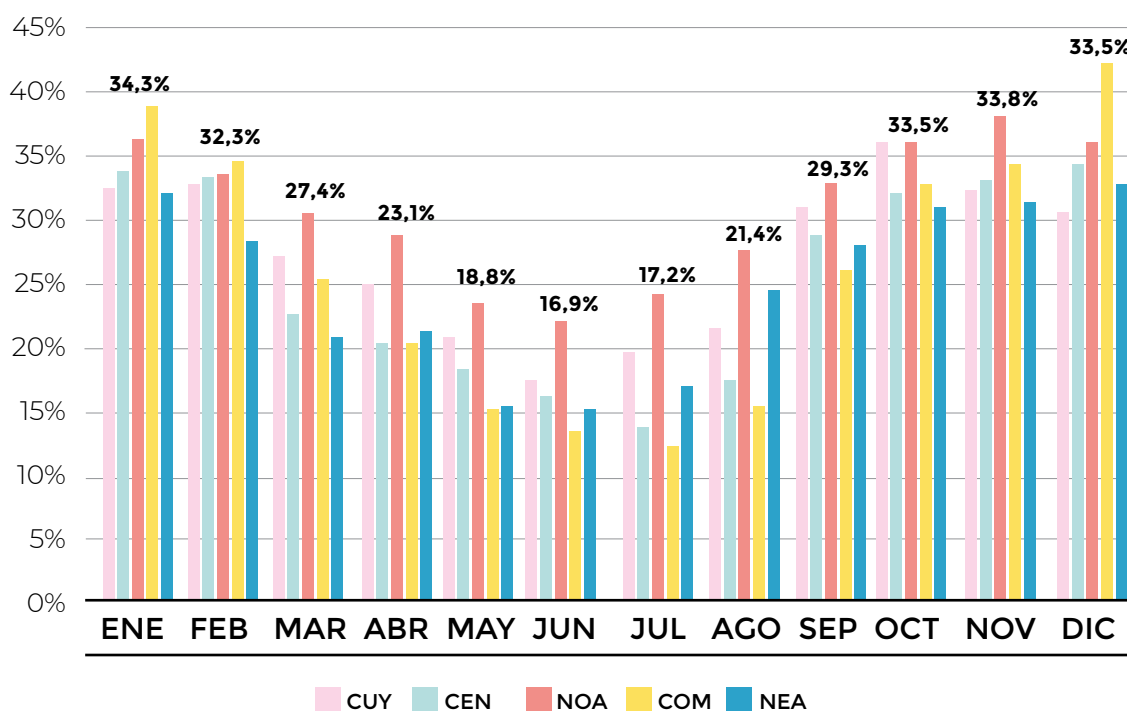
Al analizar los mejores factores de carga obtenidos en parques eólicos del país para diciembre 2025, se observan valores que son aún mayores de la media nacional.



**Figura 5:** Ranking de factor de carga de parque eólica.  
Fuente: Informe de Energías Renovables de Cammesa. Diciembre 2025.

· **Energía Fotovoltaica:** En el Noroeste (NOA), los factores de capacidad promedio oscilan entre el **28% y el 33%**, gracias a una de las mayores irradiancias del planeta y la ventaja de la altura, que mantiene los paneles frescos y eficientes. A continuación, se presenta la disponibilidad fotovoltaica de las distintas regiones eléctricas durante 2025.

## Disponibilidad Fotovoltaica - Promedio Regional



**Figura 6:** Factor de disponibilidad solar.

Fuente: Síntesis del MEM de CNEA. Diciembre 2025.

Al analizar los mejores factores de carga obtenidos en parques fotovoltaicos del país para diciembre 2025, se observan valores que son aún mayores de la media nacional.



**Figura 7:** Ranking de factor de carga de parque solar.

Fuente: Informe de Energías Renovables de Cammesa. Diciembre 2025.

Sin embargo, disponer de abundante recurso renovable no garantiza por sí solo su aprovechamiento total. El verdadero desafío aparece cuando se analiza cómo se comporta esa generación a lo largo del día y cómo se acopla con la demanda eléctrica del sistema.

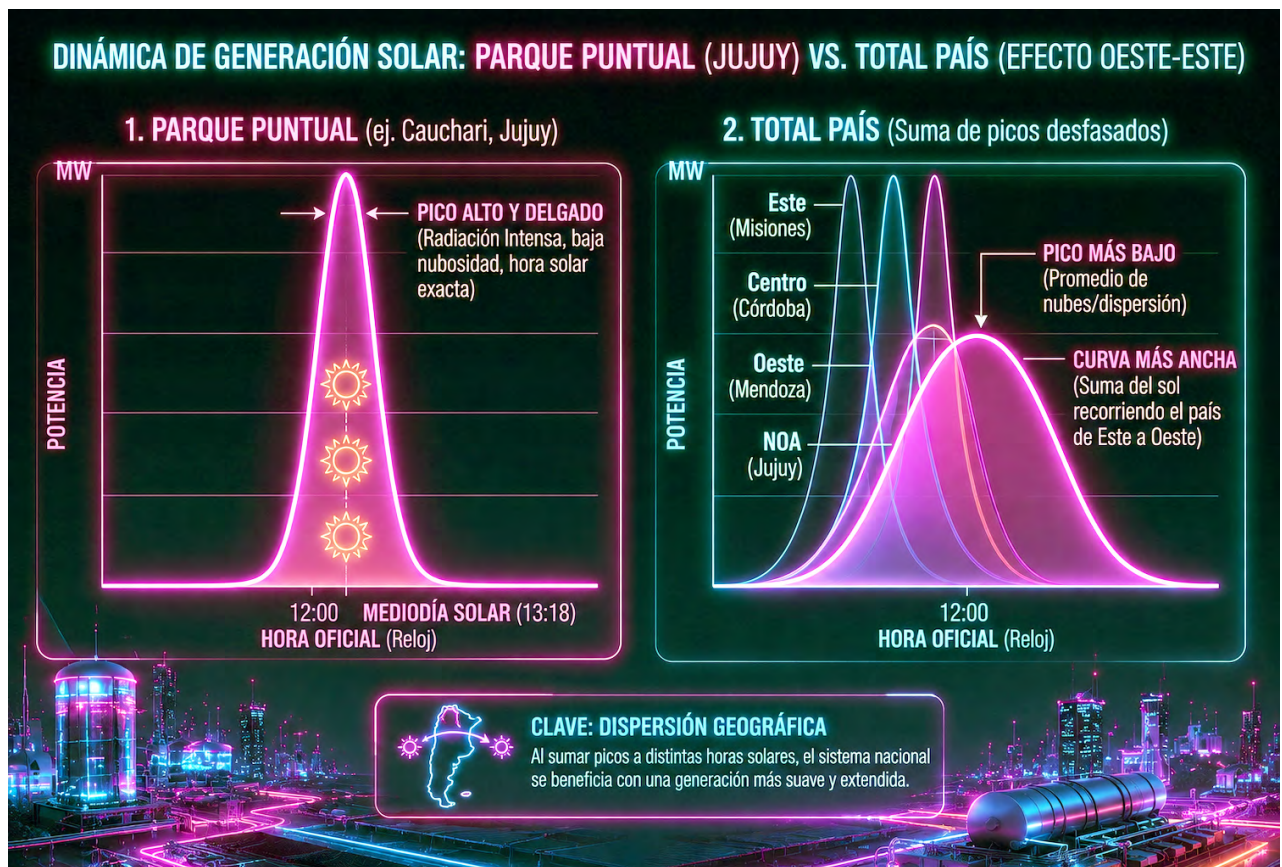
## Curvas de Generación: El comportamiento del viento y el sol

Para entender cómo se inyecta la energía proveniente de los parques solares y eólicos se deben analizar las curvas de carga.

### A. Curva Fotovoltaica (Solar)

La generación solar presenta una curva muy definida, similar a una campana de Gauss. Comienza a incrementarse por la mañana, alcanza su máximo alrededor del mediodía solar y cae a cero al atardecer.

- **Parques individuales (ej. Cauchari, Jujuy):** muestran perfiles muy previsibles debido a la baja nubosidad de la Puna.
- **Total país:** la suma de múltiples parques distribuidos geográficamente ensancha la curva y suaviza parcialmente las variaciones temporales.



### B. Generación Eólica

La generación eólica posee un comportamiento más variable, aunque con la ventaja de poder producir energía durante las 24 horas.

- **Parques individuales (ej. Rawson o Puerto Madryn):** presentan oscilaciones asociadas a las variaciones del viento.
- **Total país:** al integrar parques de Patagonia, Buenos Aires y Comahue, las fluctuaciones se compensan parcialmente y la generación total se vuelve más estable.



## ***El desacople entre generación renovable y demanda***

El principal inconveniente surge al comparar estas curvas de generación con la curva de demanda eléctrica nacional, que presenta sus máximos consumos durante la noche, especialmente entre las 20 y 22 horas.

Esto genera dos problemas fundamentales:

- 1. Exceso de generación diurna:** durante las horas de máxima irradiación solar puede existir más energía disponible de la que la red puede transportar o consumir, produciendo situaciones de *curtailment*.
- 2. Déficit nocturno:** cuando la demanda alcanza su pico nocturno, la generación solar desaparece completamente.

Aquí es donde el almacenamiento energético adquiere un rol estratégico. Los sistemas BESS permiten desplazar energía renovable desde los momentos de exceso hacia los momentos de mayor demanda, reduciendo el desperdicio de generación y disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles para satisfacer los picos de demanda de potencia.

Este desacople entre **cuando sopla el viento/brilla el sol** y **cuando se enciende la luz** es lo que convierte a las baterías en una pieza fundamental para cerrar la brecha entre generación intermitente renovable y demanda. Sin ellas, o sin redes nuevas, el potencial récord de la Patagonia y el NOA se queda atrapado en los nodos de generación.

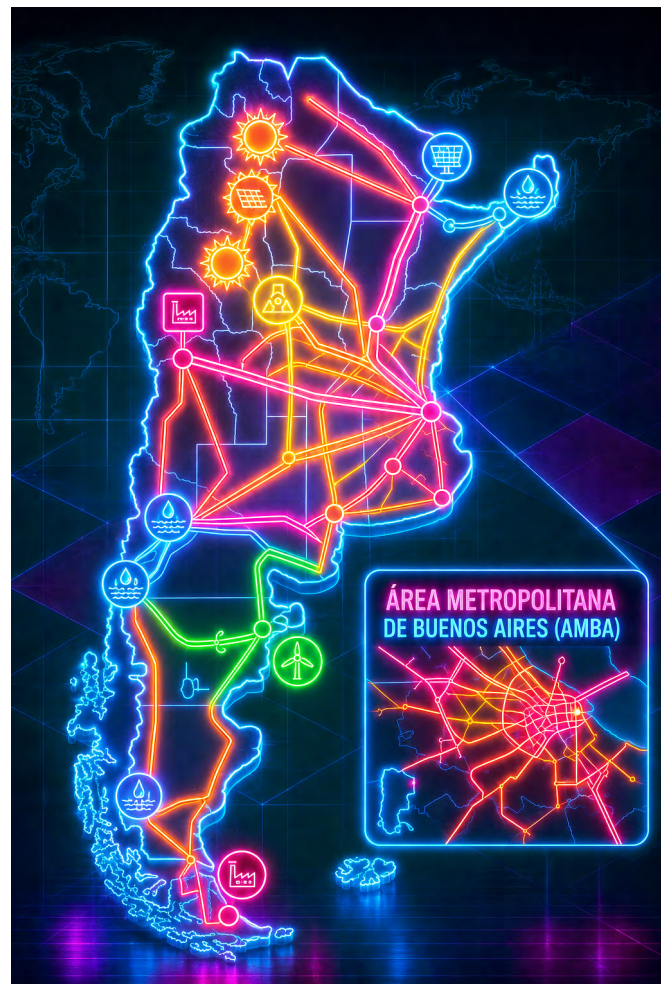
## La red de transmisión argentina: clave para integrar energías renovables

### ¿Qué es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)?

Es la red de transmisión de alta tensión que conecta casi todo el país. La empresa CAMMESA supervisa, coordina y decide en tiempo real la operación de todas las centrales de generación, las redes de transporte y los grandes consumos del SADI, asegurando que la oferta y la demanda de electricidad estén en perfecto equilibrio en cada instante. Para lograr este equilibrio, calcula y define qué centrales generan y en qué cantidad (a esto se le llama “despacho de cargas”), siguiendo un orden de mérito para utilizar primero la energía más barata disponible, maximizando así la economía del sistema.

#### Arquitectura del SADI y la Saturación Estructural de los Corredores

El SADI es la red de alta tensión que vincula los nodos de generación con los centros de consumo en prácticamente todo el territorio nacional. La red se organiza en torno a cuatro corredores de extra alta tensión troncales operados a 500 kV bajo la concesión de TRANSENER S.A., que a 2021 comprendía 12.383 km de líneas y 47 estaciones transformadoras.



La configuración topológica del SADI refleja la distribución geoespacial del consumo eléctrico nacional: el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) concentra aproximadamente el 38% de la demanda total del país, constituyendo el mayor nodo importador del sistema. Las regiones generadoras de electricidad —Comahue, Noreste Argentino (NEA), Patagonia— se encuentran a distancias de entre 500 y 2.500 km del centro de carga, lo que determina que la mayor cantidad de energía renovable deba recorrer miles de kilómetros a través de líneas operadas en sus límites técnicos.

A agosto de 2025, el corredor del Comahue —que históricamente articuló la evacuación hidroeléctrica y, más recientemente, la producción eólica bonaerense— registraba 0 MW de capacidad disponible para nuevas conexiones. El corredor Patagónico, que vincula los parques eólicos de Chubut y Santa Cruz con el sistema central, contaba con apenas 109 MW remanentes.

A continuación en la Tabla 1 se presentan los cuatro corredores troncales con sus funciones dominantes, su capacidad y las obras prioritarias.

| CORREDOR TRONCAL<br>(500 kV) | FUNCIÓN DOMINANTE                                                                                                                                                                                         | CAPACIDAD DISPONIBLE<br>(ago. 2025) | OBRA PRIORITARIA<br>DTO. 921/2025                             |
|------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Patagónico                   |  Evacuación eólica Chubut / Santa Cruz  | 109 MW                              | Línea Puerto Madryn–Choele Choel–Bahía Blanca                 |
| Comahue                      |  Hidro + eólica bonaerense              | 0 MW                                | —                                                             |
| Centro/Cuyo/NOA              |  Solar NOA + Cuyo → GBA                 | Saturación creciente                | Línea Río Diamante–Charlone–O'Higgins (487 km) <sup>[5]</sup> |
| AMBA                         | Abastecimiento metropolitano                                                                                             | Nodos sin reserva                   | Obra AMBA I — ET Plomer 500/220/132 kV                        |

**Tabla 1:** Estado de capacidad disponible en corredores troncales del SADI y obras prioritarias habilitadas por el Decreto 921/2025.

Fuente: CAMMESA; Decreto 921/2025; Resolución ME N.º 715/2025.

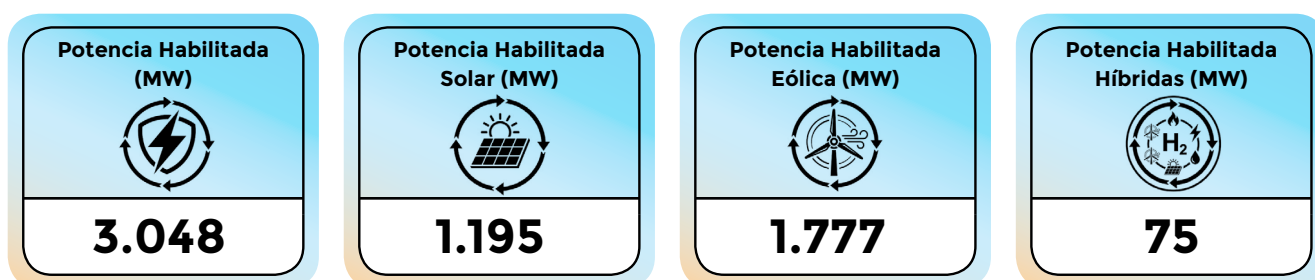
## Prioridad en el uso de la Red de Transporte Eléctrico

En un sistema eléctrico saturado, la pregunta más crítica no es cuánta energía se puede generar, sino si existe posibilidad de despacho. Las redes de transporte eléctricas de Argentina están congestionadas, y el marco normativo determina quién tiene el derecho de paso y quién debe encargarse de ensancharlas.

### Prioridad de Despacho: El Carril Rápido de las Renovables

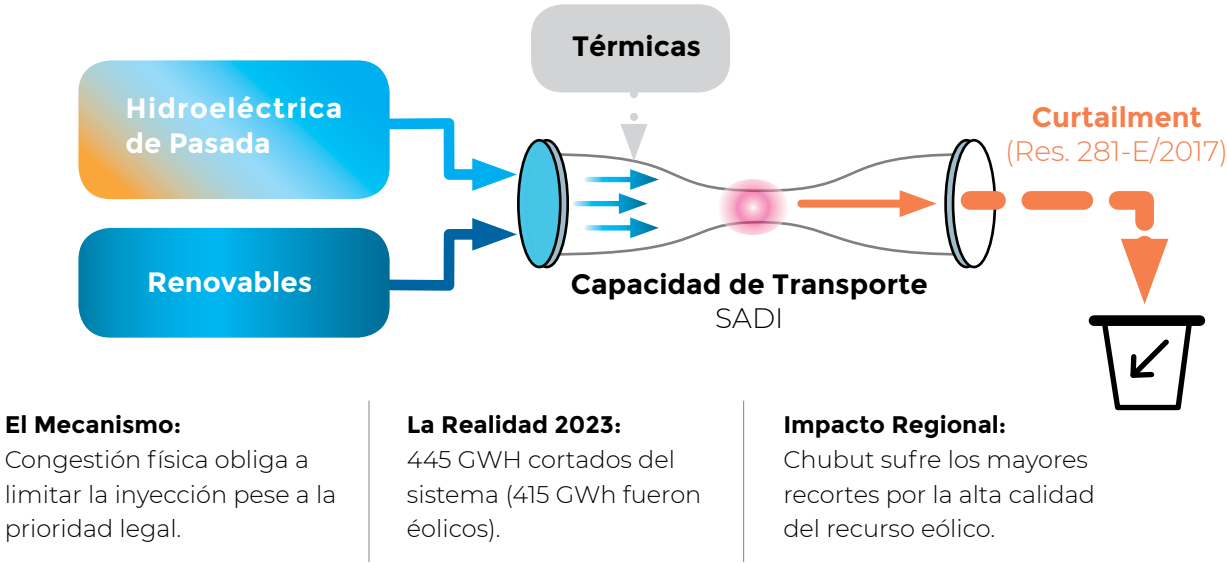
Para incentivar la transición energética, Argentina estableció un mecanismo legal conocido como Prioridad de Despacho.

• **El Principio:** Según la Ley N° 27.191, se modifica el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica y establece que la energía generada por fuentes renovables (eólica, solar, biomasa, biogás e hidro <50MW) tiene prioridad para ingresar a la red frente a la generación térmica convencional (gas o fuel oil). El objetivo es maximizar el uso del recurso natural limpio y reducir el costo operativo del sistema al desplazar combustibles fósiles. La Figura 8 presenta la potencia con prioridad en 2025.



**Figura 8:** Potencia habilitada con prioridad de despacho en diciembre 2025.

• **La Realidad Operativa:** CAMMESA coordina este despacho en tiempo real. Sin embargo, la prioridad de despacho se aplica siempre que no se afecte la seguridad del sistema. En escenarios de congestión severa (donde la red opera al límite de capacidad), la Res. 281-E/2017 establece un esquema escalonado de reducción de generación que, en última instancia, puede obligar a un parque renovable a recortar su producción.



El Impulso Renovable: Crecimiento y Desafío de Transporte

La prioridad de despacho, junto con programas de licitación masivos, generó un crecimiento exponencial de la potencia instalada renovable en la última década, impulsados por las condiciones generadas principalmente por:

- **RenovAr:** Entre 2016 y 2019, las licitaciones de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 adjudicaron miles de megavatios de proyectos.
- **MATER:** En paralelo, el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) permitió que grandes usuarios privados contrataran energía directamente con generadores renovables.

Ingreso Renovable en los Últimos Años (MW Adjudicados)

Este impulso regulatorio se tradujo en un salto masivo de la capacidad de generación renovable conectada al SADI como se presentan en la Tabla 2.

| AÑO DE ADJUDICACIÓN / HITO | PROGRAMA PRINCIPAL          | POTENCIA ADJUDICADA / INGRESADA (MW aprox.) | IMPACTO DIRECTO EN LA RED                                             |
|----------------------------|-----------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| 2016-2019                  | RenovAr Rondas 1, 1.5, 2, 3 | ~6.500 MW <sup>[1]</sup>                    | Impulso masivo inicial a gran escala <sup>[1]</sup>                   |
| 2017-2019                  | MATER (Mercado Privado)     | ~1.100 MW <sup>[1]</sup>                    | Contratos directos entre privados <sup>[1]</sup>                      |
| 2016-2019 (Adjudicados)    | Total Ola RenovAr + MATER   | ~7.600 MW <sup>[1]</sup>                    | Inicio de la saturación de corredores troncales <sup>[1]</sup>        |
| 2023                       | RenovAr Ronda 4 (RenMDI)    | ~600 MW <sup>[1]</sup>                      | CONSECUENCIA: BESS COMO SOCIO NECESARIO ➔ NUEVOS CORREDORES TRONCALES |

[1] Valores aproximados

Tabla 2: Ingreso acumulado de potencia renovable adjudicada o ingresada en Argentina. Fuente: CAMMESA; Decreto 921/2025; Resolución ME N.º 715/2025.

Este crecimiento, sin precedentes, ocurrió sin una ampliación equivalente en la red de transporte de 500 kV, llevando a la saturación actual de los corredores críticos.

## ¿Cómo se amplía el transporte? Normativa y Responsabilidad

Históricamente, la ampliación de la red de transporte en Argentina ha dependido de la planificación y el financiamiento del Estado Nacional. Sin embargo, el marco normativo actual está girando hacia un modelo de participación privada para superar el cuello de botella.

### El Giro hacia la Concesión Privada: Decreto 921/2025 - Concesión Privada de Obras de Transporte

El **Decreto N.º 921/2025** constituye el instrumento jurídico mediante el cual el Poder Ejecutivo habilitó la concesión de obras de ampliación del sistema de transporte bajo el régimen de la Ley N.º 17.520 (Concesión de Obra Pública). Este marco delega en la Secretaría de Energía la facultad de licitar obras estratégicas sin comprometer recursos públicos directos, proveyendo garantías de remuneración para atraer inversión privada.

**El Modelo:** Bajo el régimen de la Ley N.º 17.520, el Estado licita la construcción y operación de líneas troncales clave a consorcios privados. Estos últimos asumen el riesgo de financiamiento y construcción, que recuperan la inversión mediante una remuneración garantizada por el uso de la línea.

• **Las Obras Prioritarias:** La Resolución ME N.º 715/2025 identifica tres obras críticas para este modelo de concesión, incluyendo la **Obra AMBA I** y nuevas líneas de 500 kV desde la Patagonia y Cuyo para aliviar la saturación de los corredores.



Las tres obras habilitadas por la Resolución ME N.º 715/2025 son pilares para aliviar la red:

- 1. Obra AMBA I:** Nueva ET Plomer 500/220/132 kV y vínculos a Ezeiza y Belgrano.
- 2. Línea 500 kV Río Diamante-Charlone-O'Higgins:** 487 km fundamentales para el corredor Cuyo.
- 3. Línea 500 kV Puerto Madryn-Choele Choele-Bahía Blanca:** ~355 km para evacuar el viento patagónico.



Figura 9: Decreto N.º 921/2025. Obras prioritarias del sistema de transporte.

| TIPO DE OBRA / ESCALA                 | MARCO NORMATIVO PRINCIPAL                                                      | RESPONSABLE DE EJECUCIÓN / FINANCIAMIENTO                                              | IMPACTO DIRECTO EN LA RED                                                             |
|---------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>OBRAS MENORES / CONEXIÓN</b>       | Resolución SE N.º 1/2003 ("Régimen de Ampliación por Contrato") <sup>[1]</sup> | Generador Privado (Paga la obra para conectarse al SADI) <sup>[1]</sup>                | El generador asume el costo de su propia infraestructura de vínculo                   |
| <b>OBRAS TRONCALES (500 kV)</b>       | Ley N.º 24.065 (Planificación Centralizada) <sup>[1]</sup>                     | Estado Nacional (Históricamente a través de fideicomisos públicos) <sup>[1]</sup>      | El Estado planifica y financia las grandes "autopistas" eléctricas                    |
| <b>OBRAS TRONCALES (MODELO NUEVO)</b> | Decreto N.º 921/2025 ("Concesión de Obra Pública") <sup>[1]</sup>              | Consortio Privado (Financia, construye y opera la línea bajo concesión) <sup>[1]</sup> | CAMBIO DE PARADIGMA: FINANCIAMIENTO PRIVADO PARA EXPANSIÓN ESTRUCTURAL <sup>[1]</sup> |
| <b>NUEVA CUYO</b>                     | Nueva concesión leada Patagonia                                                | CAUSA: SATURACIÓN TRONCAL                                                              | CONSECUENCIA: BESS COMO SOCIO NECESARIO → <b>NUEVOS CORREDORES TRONCALES</b>          |

[1] Valores aproximados

Tabla 3: Marco normativo y responsabilidad para la ampliación del transporte eléctrico en Argentina. Fuentes: CAMMESA; Decreto 921/2025; Resolución ME N.º 715/2025.

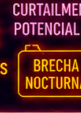
### Curtailment Renewable: Magnitud, Distribución y Costo Sistémico

En el SADI, el *curtailment* de fuentes renovables se produce cuando la energía generada en una zona supera la capacidad de las líneas de alta tensión hacia los centros de consumo.

| INDICADOR TÉCNICO / PERÍODO                                                                                                                    | VALOR CONSOLIDADO      | IMPACTO DIRECTO                                                                                                                                                                                                                                                       |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  CURTAILMENT ACUMULADO TOTAL (2022–2024)                      | 1.031 GWh              | Desperdicio masivo de energía renovable que no pudo ser inyectada al SADI                                                                                                          |
|  LUCRO CESANTE (2022–2024)                                    | USD 59 M               | Pérdida neta de ingresos para los generadores renovables afectados                                                                                                                 |
|  COSTO GENERACIÓN FORZADA (excl. combustibles) (solo en 2023) | USD 1.225 M            | Sobrecosto operativo del sistema por congestión en redes                                                                                                                           |
|  EMISIONES ASOCIADAS EVITABLES (en 2023)                      | 3,7 Mt CO <sub>2</sub> | CAUSA: SATURACIÓN TRONCAL  CONSECUENCIA: BESS COMO SOCIO NECESARIO  NUEVOS CORREDORES TRONCALES |

**Tabla 4:** Indicadores del impacto sistémico del curtailment y la generación forzada en Argentina, 2022–2024.  
Fuente: CAMMESA; Decreto 921/2025; Resolución ME N.º 715/2025.

El análisis de los Partes Post-Operativos (PPO) de CAMMESA para el período 2022–2024 revela una tendencia de crecimiento tanto en volumen absoluto como en proporción de la generación renovable total. El año 2023 fue el de mayor restricción, con 403 GWh restringidos, equivalentes al consumo anual de aproximadamente 120.000 hogares. La región patagónica concentró la mayor parte de las restricciones, en línea con la alta densidad de parques eólicos instalados en Chubut y Santa Cruz a partir de las licitaciones RenovAr. A partir de 2024, la zona de Cuyo comenzó a registrar un incremento notable del curtailment solar, anticipando la saturación del corredor Centro/Cuyo/NOA.

| AÑO             | CURTAILMENT (GWh)                                                                       | % GEN. RENOVABLE | LUCRO CESANTE (millones USD)                                                                                                                                                                                                                            | ZONA MÁS AFECTADA                                                                                                                                                                                                                             |
|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2022            |  244 | ~1,3 %           | ~14                                                                                                                                                                                                                                                     | Patagonia (eólica)                                                                                                                                       |
| 2023            |  403 | ~1,8 %           | ~23                                                                                                                                                                                                                                                     | Patagonia (eólica)                                                                                                                                       |
| 2024            |  384 | ~2,0 %           | ~22                                                                                                                                                                                                                                                     | Patagonia + Cuyo (solar)                                                                                                                                 |
| TOTAL 2022–2024 | 1.031                                                                                   | —                | EL DESAFÍO DEL "MATCH"  ~59 millones USD  CURTAILMENT POTENCIAL BRECHA NOCTURNA | CAUSA:  SATURACIÓN TRONCAL  CONSECUENCIA: BESS COMO SOCIO NECESARIO |

**Tabla 5:** Restricciones de generación renovable (curtailment) en el SADI, período 2022–2024.  
Fuente: CAMMESA; Decreto 921/2025; Resolución ME N.º 715/2025.

El Parque Eólico Diadema II como Caso Representativo

El Parque Eólico Diadema II (PE Diadema II) —ubicado a 20 km al noroeste de Comodoro Rivadavia, Chubut, con nueve aerogeneradores Enercon E-82 de 3,02 MW cada uno (27,2 MW total) y un contrato PPA (Power Purchase Agreement o Acuerdo de Compra de Energía) de la Ronda 1 de RenovAr a 40,27 USD/MWh— ilustra con precisión el impacto del *curtailment* a escala de proyecto.

La simulación del recurso eólico mediante el simulador OpenWind® arrojó un factor de capacidad del 41% para el emplazamiento, frente al 26,6% efectivamente registrado en los PPO (Parte Post Operativo) de CAMMESA para 2023. La diferencia —14,4 puntos porcentuales— corresponde íntegramente al *curtailment*. En términos absolutos, 41.351 MWh fueron restringidos en 2023, equivalentes al 40% de la generación potencial anual del parque y a un lucro cesante de 1,99 millones de dólares —el 64% de la facturación total de ese período— en 630 eventos de restricción identificados.

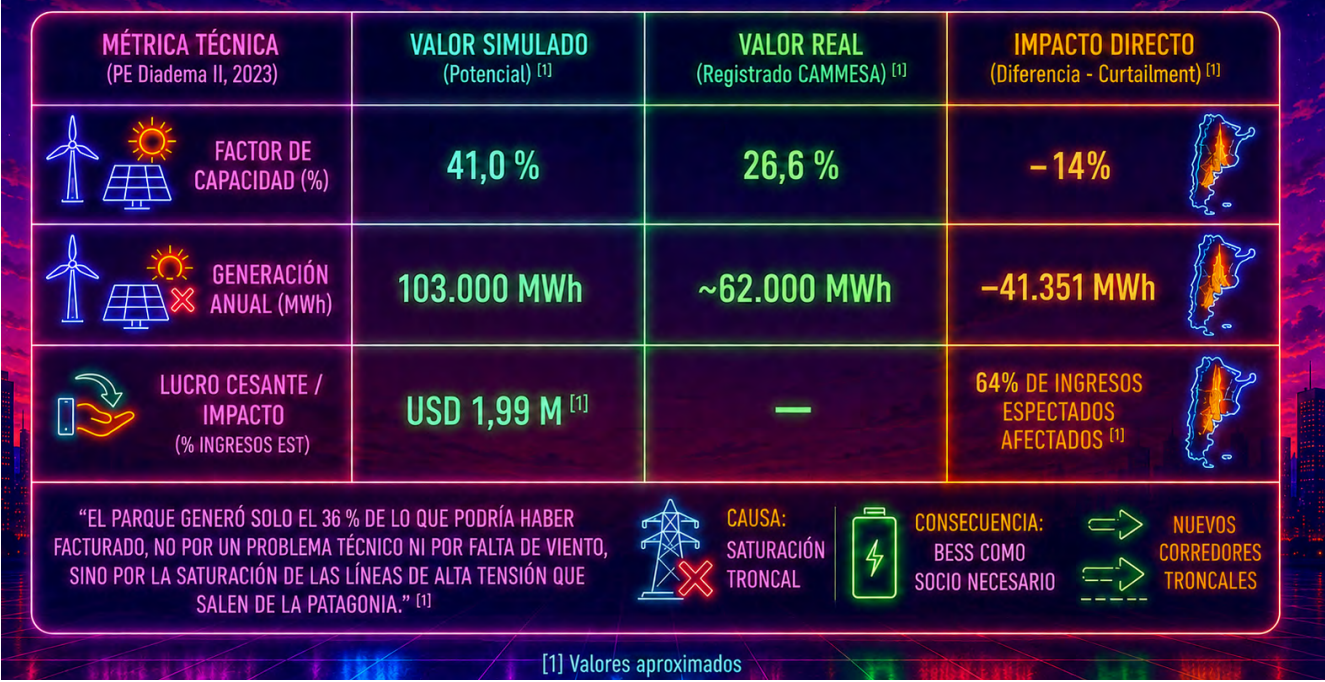


Tabla 6: Métricas del proyecto Diadema II y efecto del *curtailment*.

Gestión de la variabilidad renovable y requerimientos de respaldo térmico

Cuando se reduce la generación de un parque eólico o solar fotovoltaico (FV), la electricidad que ese parque podría proveer tiene que ser cubierta por otro tipo de central. En Argentina, ese reemplazo suele venir de centrales térmicas —máquinas que queman gas o gasoil para generar electricidad— muchas de ellas antiguas e ineficientes.

Esto se llama generación forzada: la red obliga a encender máquinas costosas no porque sean las mejores para el sistema, sino porque son las únicas disponibles en ese momento y lugar. Esas centrales a gasoil emiten dióxido de carbono, el principal gas de efecto invernadero.

En números concretos: el costo de las restricciones de red en 2023

- Más de 1.225 millones de dólares en generación térmica de emergencia (sin contar combustible)
- 3,7 millones de toneladas de CO emitidas de manera evitable
- 23 millones de dólares de ingresos que los parques renovables no percibieron
- Equivalente al consumo de 120.000 hogares en energía que no se aprovechó por las restricciones de red

## Solución de almacenamiento a corto plazo: BESS

### Licitaciones BESS: De AlmaGBA a una convocatoria nacional en preparación

La incorporación de almacenamiento en baterías a gran escala ha seguido un proceso de aprendizaje acelerado. Mientras **AlmaGBA** (2025) se enfoca en el área metropolitana para asegurar el suministro de Edenor y Edesur, una futura licitación nacional extenderá esta lógica a todo el país con un enfoque sistémico.

### La Licitación AlmaGBA: Primer Mercado Contractual Masivo para BESS

AlmaGBA fue la primera convocatoria argentina para la incorporación masiva de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), orientada a reforzar la confiabilidad del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). CAMMESA, en representación de EDENOR y EDESUR, ofició de administrador y garante de última instancia por hasta doce meses de impago.

Se espera contratar hasta 500 MW en nodos de la red de distribución del AMBA, con proyectos nuevos de entre 10 MW y 150 MW. El contrato, con un plazo máximo de 15 años, se activa desde la habilitación comercial o desde la fecha objetivo, el 1 de enero de 2027.

La fórmula de remuneración mensual de los Contratos de Generación de Almacenamiento incorpora cuatro elementos:

- El pago por **potencia disponible** que se compone del Valor Ofertado (VO), Factor Anual (FA), la Potencia Disponible, y las horas de almacenamiento validadas (HAV) y comprometidas (HAC).

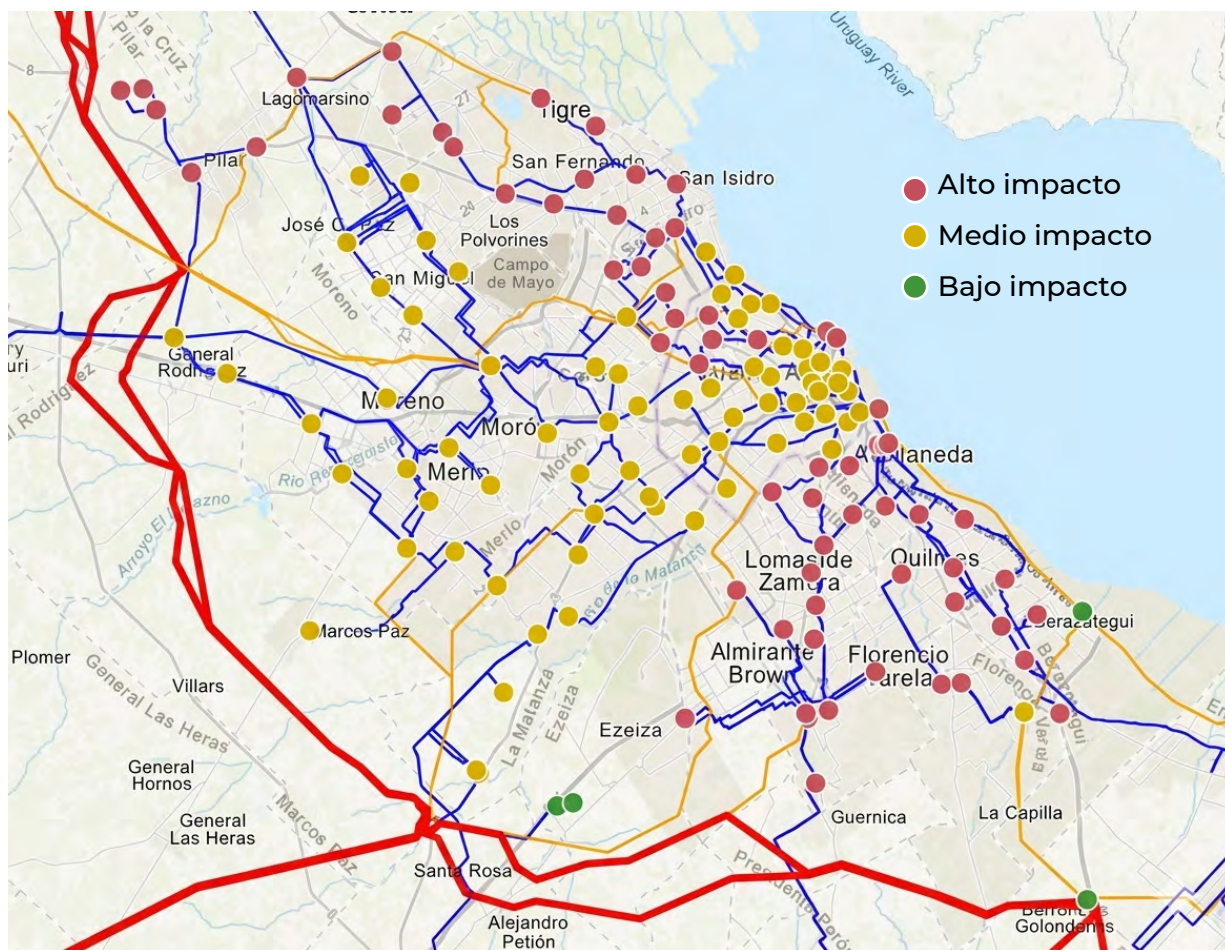
$$\text{Pago por potencia disponible} = \text{VO} \times \text{FA} \times \text{Potencia Disponible} \times \text{HAV/HAC}$$

- El **FA** premia la pronta entrada en servicio tomando valores en 2025-2026 de 1,20 y decae a 0,50 al final del contrato.
- El Pago fijo por la **energía inyectada** (E\_sum) con un valor de 10 USD/MWh.
- Un cargo por **pérdidas netas** (Pérd), valorizado a 20 USD/MWh.

Ecuación de remuneración mensual — AlmaGBA (Art. 3.5/3.6/3.9, PBC 2025):

$$\text{Rem. Total} = [\text{VO} \times \text{FA} \times \text{Potencia Disponible} \times (\text{HAV/HAC})] + [\text{E\_sum} \times 10] - [\text{Pérd} \times 20]$$

Las ofertas no compitieron solo por VO sino que para ello se calculó un Valor de Comparación ( $\text{VC} = \text{VO} + \text{VIN}$ ), donde el Valor de Impacto Nodal (VIN) sumaba 0,750 o 4.500 USD/MW-mes según la criticidad del punto de conexión (nodos rojos, amarillos o verdes, como se puede observar en la figura a continuación). De esta forma se privilegiaron las ubicaciones que más aliviaban congestiones.



**Figura 10:** Mapa de nodos para almacenamiento GBA, corredores y su impacto.

Fuente: CAMMESA

Los adjudicatarios abonaron un esquema creciente de pagos (4.000 a 8.000 USD/MW-trimestre) hasta la habilitación comercial, recuperables parcialmente (100% a 50%) según la fecha de puesta en marcha, lo que incentivó la ejecución rápida.

El resultado final superó las expectativas: se adjudicaron 713 MW a un precio promedio ponderado de 11.807 USD/MW-mes, gracias a una cláusula que permite expandir la meta original manteniendo el costo medio por debajo del 94% del precio máximo.

### Una futura licitación nacional de almacenamiento: La Segunda Generación de Almacenamiento Regulado

La futura convocatoria AlmaSADI, prevista para febrero de 2026, representaría la expansión nacional del exitoso modelo AlmaGBA. A diferencia de su antecesora, no estaría limitada al AMBA, sino que desplegaría sistemas BESS por todo el país con un foco sistémico: aportar reservas y confiabilidad al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Por otro lado, CAMMESA actuaría como contraparte directa mediante Acuerdos de Almacenamiento, sin distribuidoras como compradores u “off takers”.

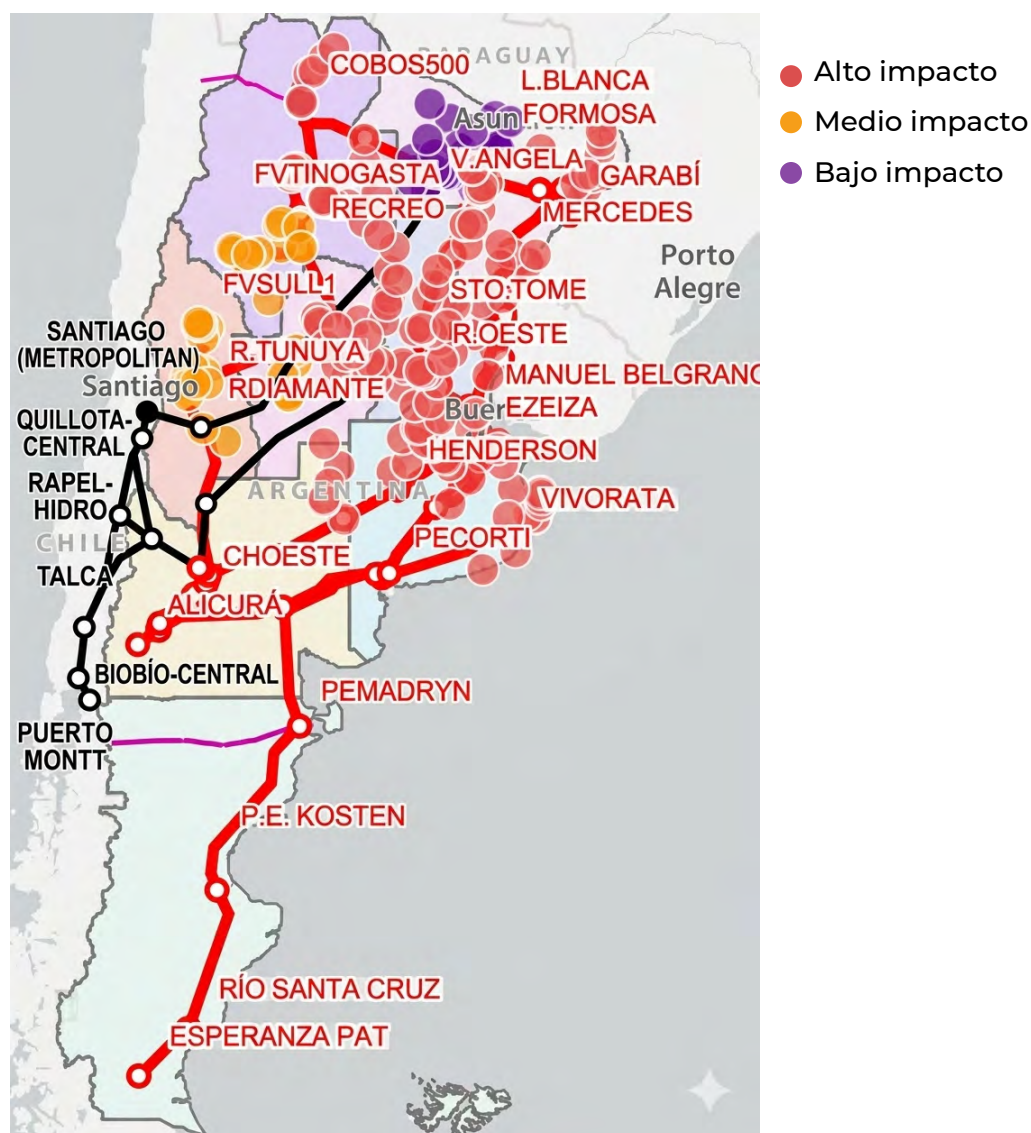
Se estima que en la licitación AlmaSADI, la figura del comprador difiera significativamente de la de su predecesora, AlmaGBA. Debido a que en la primera edición (AlmaGBA) las distribuidoras Edenor y Edesur actuaban como compradoras directas (con CAMMESA como garante de última instancia), en AlmaSADI no habría distribuidoras actuando como compradoras. El off-taker único y directo es CAMMESA, quien celebrará los acuerdos de almacenamiento y realizará los pagos mensuales directamente a los proyectos adjudicados.

El objetivo sería adjudicar hasta 700 MW, distribuidos en cupos regionales que abarcarían desde la Pampa (50 MW) hasta el NEA (250 MW). La remuneración por potencia disponible introduciría

un innovador Factor de Estacionalidad (FE), que premiaría con un 20% adicional los meses de alta demanda (enero, febrero, marzo, junio, julio y diciembre) y reduciría un 20% los de baja, modulando así el flujo de fondos sin alterar el promedio anual. El pago por energía suministrada se mantendría en 10 USD/MWh, y se crearía un Valor Incentivo (VI) que recompensaría a las ofertas más económicas con un 25% de la diferencia respecto del precio medio ponderado.

El criterio de adjudicación refinaría el Valor de Impacto Nodal (VIN) al incorporar nodos de “impacto muy alto” (NDC Violetas) con un ajuste negativo de —750 USD/MW— mes, señal que priorizaría las ubicaciones más críticas para el sistema. Las penalizaciones por indisponibilidad se graduarían según la gravedad del evento (de 350 a 1.500 USD/MWh), con un tope del 80% de la remuneración máxima mensual, y se exigiría regulación primaria de frecuencia (RPF), que es la respuesta automática y rápida para corregir un desbalance instantáneo entre generación y demanda, la cual sería remunerada a 5 USD/MWh, penalizando el doble del valor correspondiente en caso de incumplimiento. Habitualmente, en el MEM esta función es obligatoria y no remunerada.

El esquema financiero mantendría pagos trimestrales crecientes hasta la habilitación comercial, reembolsables en porcentajes decrecientes (100%, 75% o 50%) según la fecha de entrada en operación, con plazo máximo a diciembre de 2029. De este modo, AlmaSADI se perfilaría como un hito en la regulación argentina, combinando señales de localización, estacionalidad y calidad de servicio para integrar masivamente el almacenamiento al SADI.



**Figura 11:** Mapa de nodos para almacenamiento SADI, corredores y su color según criticidad.  
Fuente: CAMMESA

## Viabilidad y Discusión: ¿Red o Baterías?

La pregunta frecuente es si conviene invertir en transporte o en almacenamiento. La respuesta es ambas, pero con distintos horizontes de tiempo.

- **Velocidad:** Las obras de 500 kV del Decreto 921/2025 tardan entre 3 y 5 años. Un proyecto BESS puede estar operativo en 12 a 24 meses.
- **Servicios Auxiliares:** Se prevee que la licitación nacional AlmaSADI introducirá por primera vez el pago por Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) que permite reconocer que las baterías prestan servicios de estabilidad que el sistema debe pagar.

### ¿Cuánto cuesta instalar estas baterías?

Instalar un sistema BESS completo —incluyendo módulos de baterías, convertidores de potencia, sistemas de control, infraestructura auxiliar y conexión a la red— representa actualmente una inversión del orden de 170 a 180 USD/kWh de capacidad instalada para proyectos a gran escala de ion-litio, según los últimos reportes de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). En términos prácticos, un sistema de 50 MW con cinco horas de almacenamiento (250 MWh) requiere una inversión cercana a los 43 millones de dólares. Aunque se trata de montos significativos, la creciente participación de los sistemas BESS en servicios auxiliares, arbitraje energético y respaldo de potencia está mejorando progresivamente la rentabilidad de estos proyectos dentro de numerosos mercados eléctricos.

Sin embargo, el aspecto más relevante no es únicamente el costo actual, sino la extraordinaria velocidad con la que esta tecnología se volvió competitiva. Desde 2010, el costo de las baterías de ion-litio disminuyó aproximadamente un 90%, pasando de valores cercanos a 1.400 USD/kWh a mínimos históricos del orden de 115 USD/kWh en 2024. Este descenso transformó completamente el paradigma del almacenamiento energético a gran escala: lo que hace apenas quince años era considerado técnica y económicamente inviable hoy forma parte central de la planificación eléctrica internacional.

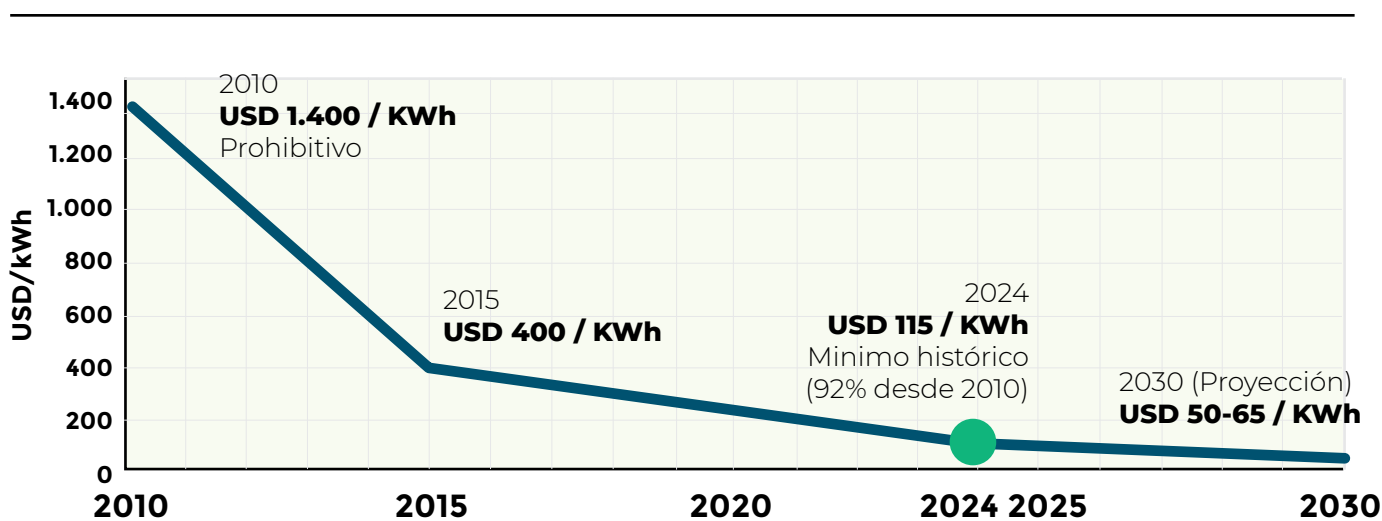
Gran parte de esta reducción de costos fue impulsada indirectamente por la expansión global de la industria de vehículos eléctricos. La producción masiva de baterías para movilidad eléctrica generó economías de escala, avances en manufactura y mejoras tecnológicas que terminaron beneficiando también al almacenamiento estacionario. En otras palabras, el crecimiento del automóvil eléctrico aceleró el desarrollo industrial de las baterías que actualmente utilizan los sistemas BESS conectados a las redes eléctricas.

Esto permitió el despliegue acelerado de sistemas híbridos renovables con almacenamiento en países como Australia, Estados Unidos y China. Los BESS comenzaron a utilizarse no solo para almacenar energía, sino también para estabilización de frecuencia, reducción de congestiones de red, arbitraje energético y soporte a sistemas con alta penetración renovable. Uno de los casos más emblemáticos es el Hornsdale Power Reserve, en Australia, cuyo desempeño evidenció que las baterías pueden responder ante perturbaciones del sistema en tiempos considerablemente menores que muchas centrales térmicas convencionales.

En este contexto, el almacenamiento energético comenzó a modificar incluso la forma de evaluar económicamente la generación renovable. Tradicionalmente, el análisis se concentraba en el costo nivelado de generación eléctrica. Sin embargo, en sistemas con elevada participación eólica y solar,

el desafío ya no consiste solamente en producir energía barata, sino en garantizar energía firme, flexible y disponible cuando la demanda la requiere. Bajo esta lógica, los sistemas BESS dejan de ser una tecnología complementaria para convertirse en una parte estructural de los futuros sistemas eléctricos descarbonizados.

Las proyecciones internacionales de IRENA indican además que los costos continuarán disminuyendo durante la próxima década, particularmente en baterías LFP, actualmente dominantes en aplicaciones estacionarias. Si estas tendencias industriales se mantienen, el almacenamiento electroquímico consolidará aún más su viabilidad técnica y económica dentro de mercados eléctricos emergentes como el argentino. En la Figura 12 se presenta la Evolución y proyección de los costos de BESS desde 2010 hasta 2030.



**Figura 12:** Evolución de los costos de BESS. Fuente: IRENA y BloombergNEF.

## Conclusiones

Argentina posee algunos de los mejores recursos renovables del planeta. La elevada irradiancia solar del NOA y los excepcionales regímenes de viento de la Patagonia permiten alcanzar factores de capacidad comparables —e incluso superiores— a los de numerosos mercados líderes a nivel internacional. Sin embargo, el verdadero desafío energético del país ya no consiste únicamente en generar electricidad renovable, sino en transportarla, administrarla y convertirla en energía firme disponible cuando el sistema la necesita.

En este contexto, la expansión de las redes de transporte y la incorporación de almacenamiento BESS aparecen como

estrategias complementarias dentro de una misma transformación estructural. Las líneas de alta tensión permiten incrementar la capacidad física de evacuación desde los nodos de generación hacia los grandes centros de consumo, mientras que los sistemas BESS aportan flexibilidad operativa, capacidad de respuesta instantánea y herramientas de estabilización indispensables para redes con elevada penetración renovable.

El almacenamiento energético modifica además la lógica tradicional de planificación eléctrica. Ya no se trata de incorporar generación, sino de garantizar confiabilidad, estabilidad y capacidad de suministro continuo

frente a recursos naturalmente variables. En este nuevo paradigma, las baterías permiten absorber excedentes renovables, desplazar energía hacia los horarios de máxima demanda, reducir restricciones de transmisión y disminuir la dependencia de generación térmica de respaldo.

Las recientes licitaciones AlmaGBA y la futura convocatoria AlmaSADI representan un cambio significativo dentro de la regulación eléctrica argentina. Por primera vez, el sistema comienza a reconocer económicamente servicios auxiliares como regulación primaria de frecuencia, reserva rápida y capacidad de respuesta dinámica, funciones que históricamente eran prestadas únicamente por generación síncrona convencional.

Al mismo tiempo, la ampliación del sistema de transporte impulsada mediante el Decreto N.º 921/2025 busca resolver el cuello de botella estructural que actualmente limita el aprovechamiento del recurso renovable nacional. La coexistencia de ambas estrategias refleja una conclusión técnica cada vez más clara a nivel internacional: **las redes eléctricas y el almacenamiento no compiten entre sí, sino que forman parte de una misma arquitectura energética.**

La transición energética global está demostrando que los sistemas eléctricos del futuro no dependerán únicamente de generar electricidad renovable barata, sino de lograr que esa energía sea firme, flexible y confiable. Bajo esta perspectiva, el almacenamiento deja de ser una tecnología complementaria para convertirse en uno de los pilares centrales de los sistemas eléctricos descarbonizados.

Argentina ya dispone del recurso natural. El desafío hacia adelante consiste en desarrollar la infraestructura, la regulación y las tecnologías necesarias para transformar ese potencial en un sistema eléctrico moderno, resiliente y capaz de sostener el crecimiento energético de las próximas décadas.

## Referencias bibliográficas

- Agencia Internacional de Energía [IEA]. (2024). Baterías y transiciones energéticas seguras. IEA Publishing.
- Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]. (2024). Costos de generación eléctrica renovable en 2024. IRENA Publications.
- Agencia Internacional de Energías Renovables [IRENA]. (2025). Energía renovable firme: integración de renovables variables mediante almacenamiento y sistemas híbridos. Abu Dhabi: IRENA Publications.
- Auditoría General de la Nación [AGN]. (2023). Examen especial sobre el subsector energético de transporte eléctrico (Resolución N.º 114/2023). Buenos Aires, Argentina.
- Banco Mundial. (2023). Guía para implementar sistemas de almacenamiento de energía con baterías bajo esquemas de asociación público-privada. World Bank Group.
- BloombergNEF. (2024). Precios de paquetes de baterías de ion-litio (2024). Bloomberg Finance L.P.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2025, febrero). Pliego de Bases y Condiciones: Convocatoria Abierta Nacional e Internacional AlmaGBA. Secretaría de Energía, Ministerio de Economía.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2024). Partes post-operativos de los años 2022, 2023 y 2024. Sistema de Información de Mercados.
- Poder Ejecutivo Nacional. (2025, 29 de diciembre). Decreto N.º 921/2025: Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Boletín Oficial de la República Argentina.
- Síntesis del MEM. CNEA diciembre 2025.

# Síntesis Nuclear

18 de noviembre 2025

## Más apoyo internacional para triplicar la capacidad nuclear

El número de países que apoya la Declaración para triplicar la capacidad de energía nuclear de aquí a 2050 ha crecido hasta 33, con la reciente incorporación de Ruanda y Senegal, anunciada al margen de la COP30 en Belém, Brasil. También ha aumentado el apoyo entre compañías del sector nuclear, grandes consumidores de energía e instituciones financieras.

Actualmente hay alrededor de 440 reactores nucleares operativos a nivel mundial, que producen casi 397 GWe de capacidad en 31 países. Más de 70 reactores adicionales están en construcción, con lo que se espera añadir alrededor de 77 GWe. En 2024, la generación nuclear alcanzó un récord de 2.667 TWh.

La Declaración, presentada originalmente en la COP28 en Dubái en diciembre de 2023, contaba con 25 países firmantes. En reuniones paralelas de la World Nuclear Association (WNA), ministros de países como Canadá, Francia, Japón, Corea del Sur, Emiratos Árabes Unidos, Reino Unido y Estados Unidos se comprometieron con la ambición compartida de triplicar la capacidad nuclear mundial. En la COP29 en Bakú en 2024, otros seis países añadieron su apoyo.

Ruanda ha mantenido cooperación nuclear pacífica desde 2018. En 2020, el país estableció la Rwanda Atomic Energy Board para investigación, desarrollo y formación de personal. Senegal, que aún depende en gran medida de los combustibles fósiles para obtener electricidad, propuso un proyecto nuclear ya en 2010 y ahora prepara un reactor de investigación y un plan a largo plazo para reactores modulares pequeños (SMR) bajo su "Visión Senegal 2050".

En la COP30, la Directora General de la WNA, Sama Bilbao y León, declaró: "El camino para triplicar la capacidad nuclear está abierto, pero exige un liderazgo audaz, pragmático y visionario. Los gobiernos deben actuar ahora, y la industria debe entregar y trabajar junto con la sociedad civil. Un futuro

más limpio, resiliente y con energía segura está al alcance gracias a la energía nuclear."

Investigaciones e instituciones como Stifel Financial Corp. y Canadian Imperial Bank of Commerce (CIBC) firmaron la "Declaración de apoyo al triplicado por instituciones financieras", subrayando el compromiso creciente de la comunidad inversora con la nuclear como piedra angular de sistemas energéticos limpios, resilientes y seguros. Grandes usuarios de energía como Equinix, Fermi America y Circularity se sumaron al compromiso, al igual que empresas del sector como Kazatomprom y Nuclearia Energy.

Más de 140 empresas de la industria nuclear han firmado el compromiso industrial, y 16 importantes instituciones financieras han respaldado la meta desde septiembre de 2024.

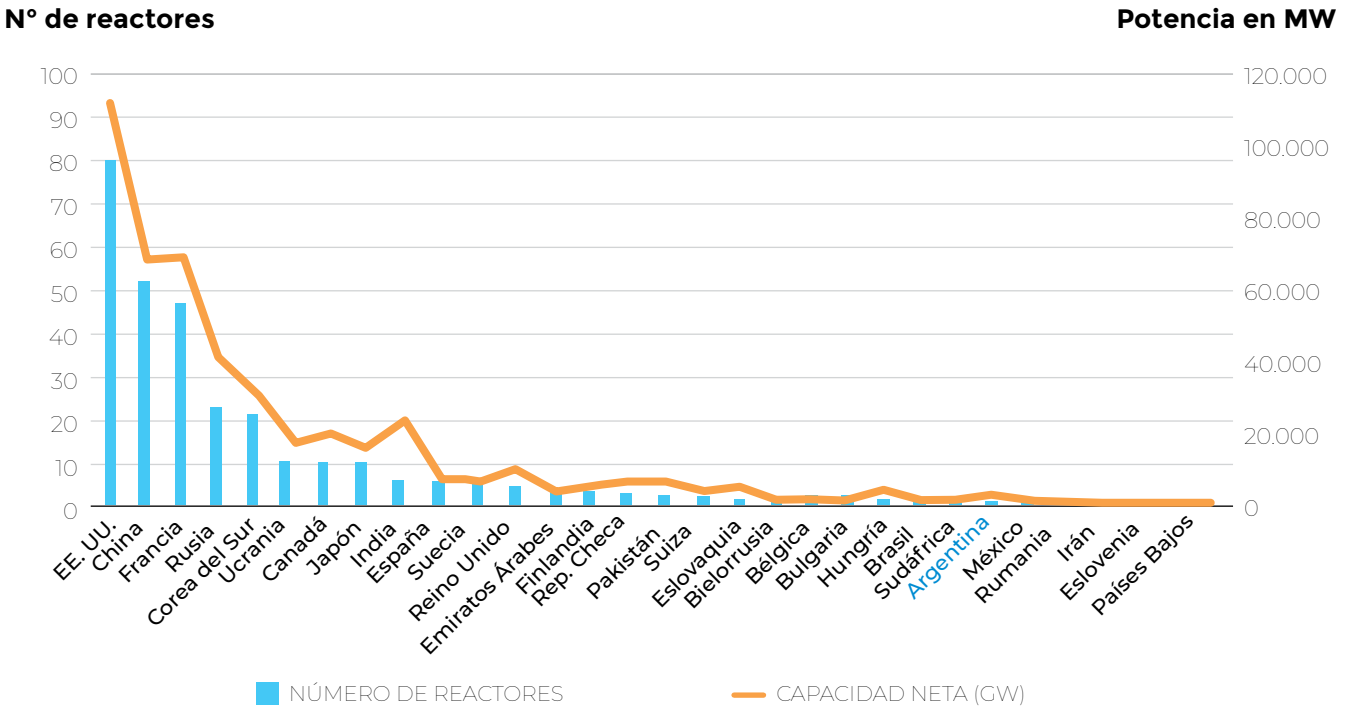
La WNA emitió un avance de su informe World Nuclear Outlook 2025, que ya está publicado. Este documento lista los objetivos nacionales para 2050, evalúa el estado de los reactores en construcción, y examina los proyectos planeados o propuestos. El estudio concluye que triplicar la capacidad nuclear global para 2050 es factible, siempre que los gobiernos actúen de inmediato y con resolución sostenida para cumplir sus compromisos nacionales.

**Fuente:**  
World Nuclear News

Reactores nucleares en operación

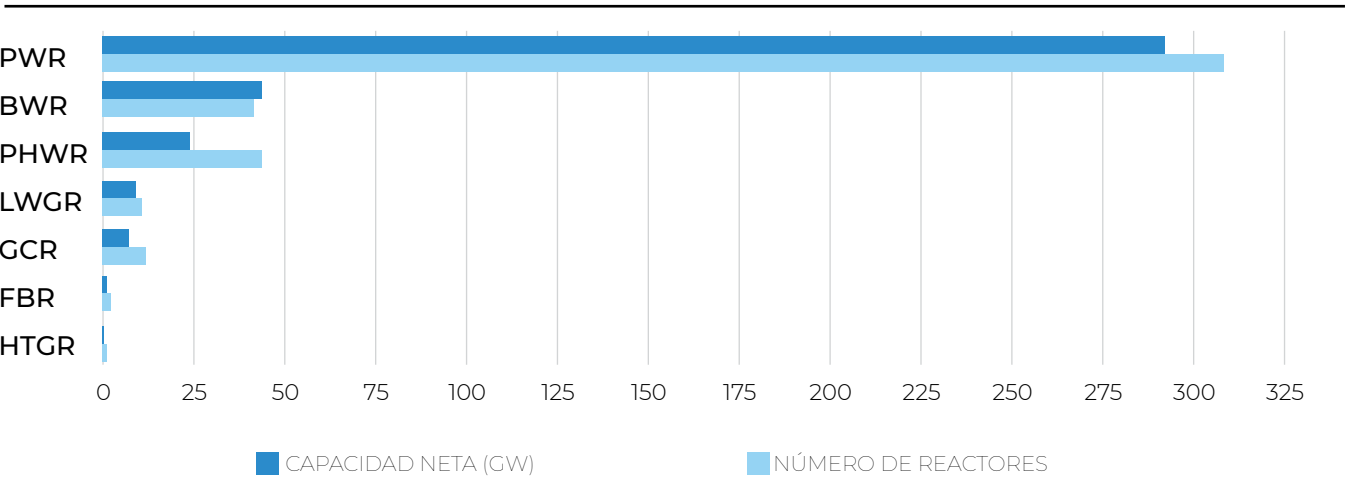
A fines de diciembre de 2025 se encuentran operables 413 reactores de generación nucleoelectrica en 31 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 377.147 MW. A continuación se muestra la cantidad de reactores en operación y la potencia instalada nucleoelectrica por país.

Reactores en Operación y Potencia



Nota: Datos actualizados a diciembre de 2025.

A continuación se presenta la participación de cada tecnología en los reactores en operación.



Nota: Datos actualizados a diciembre de 2025.

**Nuevas Conexiones a la Red**

En el segundo semestre del año 2025 a nivel mundial comenzaron a operar dos reactores que **adicionaron 2.326 MWe** de potencia instalada.

| Central     | Potencia (MWe) | Tipo de central | Modelo     | País  | Fecha de conexión a la red |
|-------------|----------------|-----------------|------------|-------|----------------------------|
| ZHANGZHOU-2 | 1.126          | PWR             | HPRI000    | China | 22/11/2025                 |
| KURSK 2-1   | 1.200          | PWR             | VVER V-510 | Rusia | 31/12/2025                 |

**Centrales Cerradas**

En relación con los cierres de instalaciones nucleoelectricas, durante el segundo semestre de 2025, se detuvo definitivamente la operación de cinco unidades con una **disminución** de potencia instalada de **1.440 MW**.

| Central    | Potencia (MWe) | Tipo de central | Modelo            | País    | Fecha de conexión a la red |
|------------|----------------|-----------------|-------------------|---------|----------------------------|
| TIHANGE-1  | 962            | PWR             | Framatome 3 loops | Bélgica | 1/10/2025                  |
| DOEL-2     | 445            | PWR             | reactor           | Bélgica | 30/11/2025                 |
| BILIBINO-2 | 11             | LWGR            | WH 2LP            | Rusia   | 30/11/2025                 |
| BILIBINO-3 | 11             | LWGR            | EGP-6             | Rusia   | 18/12/2025                 |
| BILIBINO-4 | 11             | LWGR            | EGP-6             | Rusia   | 29/12/2025                 |

Cabe aclarar que tanto las tres centrales rusas como las dos belgas cumplieron 50 años de servicio ya que habían comenzado a operar entre 1975 y 1976.

**Nuevos Inicios de Construcción**

A nivel mundial, se comenzó en el segundo semestre del año 2025 la obra de una nueva unidad ubicada en China.

| Central    | Potencia (MWe) | Tipo de central | Modelo  | País  | Fecha de inicio de obra |
|------------|----------------|-----------------|---------|-------|-------------------------|
| JINQIMEN-1 | 1.233          | PWR             | HPRI000 | China | 10/10/2025              |

# Generación Nucleoeléctrica Histórica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque nucleoelectrico argentino. Los datos de la siguiente tabla informan dichos factores a partir del año 2000. Los años anteriores pueden ser consultados en números anteriores de este boletín.

| Central Nuclear         |         |       |         | Energía Bruta generada |           |           |                         | Total en el SADI        |
|-------------------------|---------|-------|---------|------------------------|-----------|-----------|-------------------------|-------------------------|
| Factor Disponibilidad % |         |       |         | MWh                    |           |           |                         | Factor Disponibilidad % |
| Año                     | CNA I   | CNE   | CNA II  | CNA I                  | CNE       | CNA II    | CNA I - CNA II<br>- CNE | CNA I - CNA II<br>- CNE |
| 2000                    | 57,00   | 77,21 | -       | 1.787.473              | 4.389.617 | -         | 6.177.090               | 70,03                   |
| 2001                    | 48,66   | 97,56 | -       | 1.521.612              | 5.537.026 | -         | 7.058.638               | 80,19                   |
| 2002                    | 34,44   | 83,92 | -       | 1.077.094              | 4.743.720 | -         | 5.820.814               | 66,34                   |
| 2003                    | 68,82   | 95,42 | -       | 2.152.220              | 5.414.069 | -         | 7.566.289               | 85,97                   |
| 2004                    | 92,58   | 87,33 | -       | 2.903.329              | 4.965.274 | -         | 7.868.603               | 89,19                   |
| 2005                    | 68,19   | 83,39 | -       | 2.132.622              | 4.724.404 | -         | 6.857.026               | 77,99                   |
| 2006                    | 71,34   | 96,37 | -       | 2.231.018              | 5.459.891 | -         | 7.690.909               | 87,48                   |
| 2007                    | 92,47   | 76,21 | -       | 2.891.410              | 4.325.818 | -         | 7.217.228               | 81,99                   |
| 2008                    | 84,13   | 82,96 | -       | 2.638.118              | 4.722.270 | -         | 7.360.388               | 83,38                   |
| 2009                    | 81,68   | 98,82 | -       | 2.554.541              | 5.607.128 | -         | 8.161.669               | 92,73                   |
| 2010                    | 94,64   | 74,19 | -       | 2.959.589              | 4.211.296 | -         | 8.161.669               | 81,45                   |
| 2011                    | 79,30   | 68,55 | -       | 2.479.958              | 3.890.946 | -         | 7.170.885               | 72,37                   |
| 2012                    | 83,76   | 65,84 | -       | 2.647.423              | 3.747.738 | -         | 6.370.904               | 72,08                   |
| 2013                    | 82,43   | 69,14 | -       | 2.613.969              | 3.592.930 | -         | 6.206.899               | 73,90                   |
| 2014                    | 88,66   | 79,97 | 36,87   | 2.811.631              | 1.698.477 | 1.245.935 | 5.756.043               | 70,31                   |
| 2015                    | 65,94   | 80,00 | 66,45   | 2.090.972              | 710.996   | 3.638.610 | 7.138.848               | 71,35                   |
| 2016                    | 81,89   | 0*    | 85,50   | 2.604.083              | 0*        | 5.594.889 | 8.198.972               | 53,74                   |
| 2017                    | 79,88   | 0*    | 55,59   | 2.533.015              | 0*        | 3.628.220 | 6.161.235               | 40,08                   |
| 2018                    | 76,81   | 0*    | 69,10   | 2.435.764              | 0*        | 4.509.544 | 6.945.308               | 45,18                   |
| 2019                    | 80,88   | 71,53 | 31,35** | 2.564.699              | 4.106.072 | 2.046.195 | 8.761.966               | 56,44                   |
| 2020                    | 89,94   | 92,02 | 41,89** | 2.859.810              | 5.302.370 | 2.741.554 | 10.903.734              | 70,41                   |
| 2021                    | 78,28   | 81,40 | 59,48** | 2.482.400              | 4.677.691 | 3.881.992 | 11.042.083              | 71,50                   |
| 2022                    | 69,00   | 78,12 | 21,99** | 2.188.118              | 4.489.280 | 1.435.190 | 8.112.588               | 52,53                   |
| 2023                    | 74,03   | 97,99 | 26,00   | 2.347.519              | 5.630.814 | 1.696.943 | 9.675.276               | 62,65                   |
| 2024                    | 69,32** | 80,11 | 26,00   | 2.204.293              | 4.616.038 | 4.488.800 | 11.309.131              | 73,03                   |
| 2025                    | 0***    | 74,68 | 91,58   | 0                      | 5.762.881 | 5.905.696 | 11.668.577              | 76,16                   |

**\*Nota I:** El valor de la Central Nuclear de Embalse es 0 ya que esta se encontraba desde el 1 de enero del 2016 fuera de servicio para la realización de las modificaciones que condujeron a su Extensión de Vida.

**\*\*Nota II:** El valor de la central Atucha II es bajo debido a que la central trabajó a baja potencia debido a tareas de mantenimiento forzado.

**\*\*\*Nota III:** El valor de la Central Nuclear de Atucha I es 0 ya que esta se encuentra desde el 29 de septiembre del 2024 fuera de servicio para la realización de las modificaciones que condujeron a su Extensión de Vida.

# Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del país durante el segundo semestre del año 2025 fue de 69.911 GWh siendo un 1,5% superior a igual periodo del año anterior. A continuación se muestra la demanda de energía eléctrica por sectores y regiones de consumo durante los meses corridos del año 2025.

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. Demanda No Estacionalizada o de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI):** es la demanda igual o superior a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 Kw) de potencia contratada por punto de suministro a una distribuidora que, por sus características técnicas, pueda calificar como demanda de Grandes Usuarios Mayores o Menores del MEM.

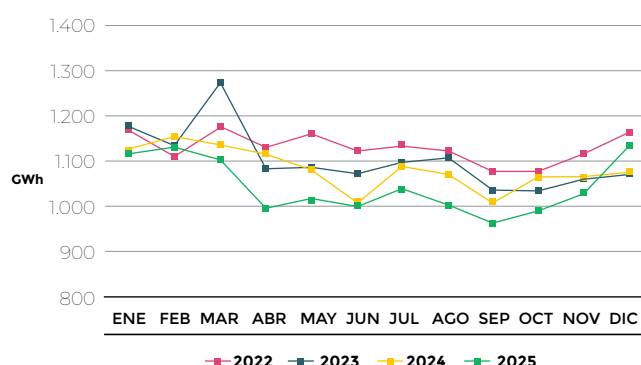
**ii. Demanda Estacionalizada de Distribución:** es la restante demanda, que se subdividirá en:

**a. Demanda Residencial:** es toda aquella demanda de 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

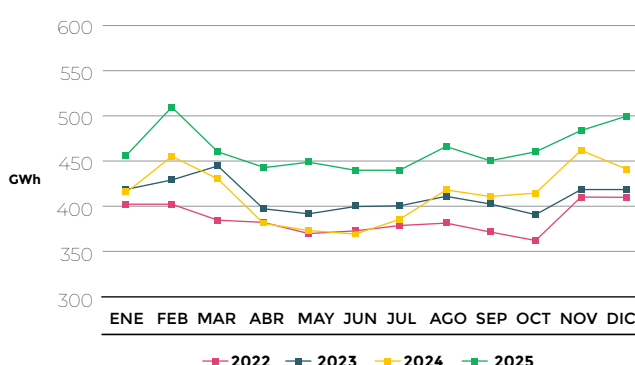
**b. Demanda No Residencial:** es toda la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MEM que no califique como GUDI según el inciso i o como residencial según el inciso ii. a).

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 energía que las distribuidoras adquieren al precio estacional fijado por dicha Secretaría, destinada a abastecer a los usuarios residenciales y a los usuarios no residenciales de pequeña demanda. Es importante destacar que la demanda residencial tiene prioridad en la asignación de la generación disponible. El resto de la demanda 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”.

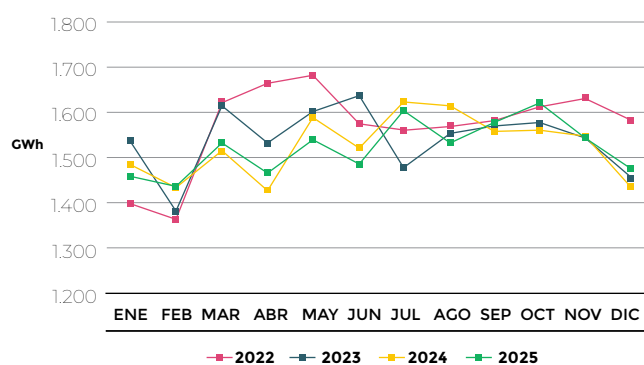
Evolución de la Demanda Sector GUDI



Evolución de la Demanda Sector GUME



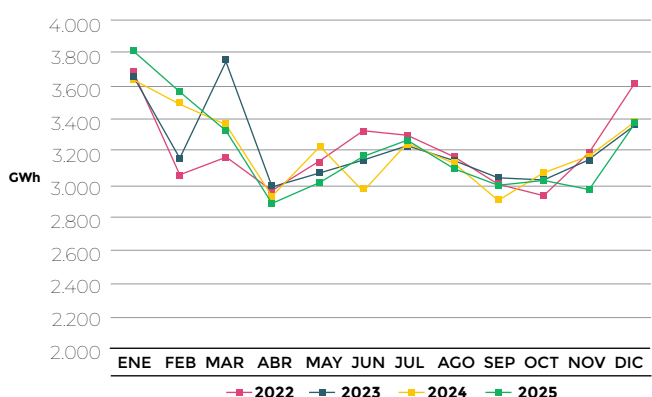
**Evolución de la Demanda Sector GUMA**



**Evolución de la Demanda Sector Residencial**



**Evolución de la Demanda Sector No Residencial**

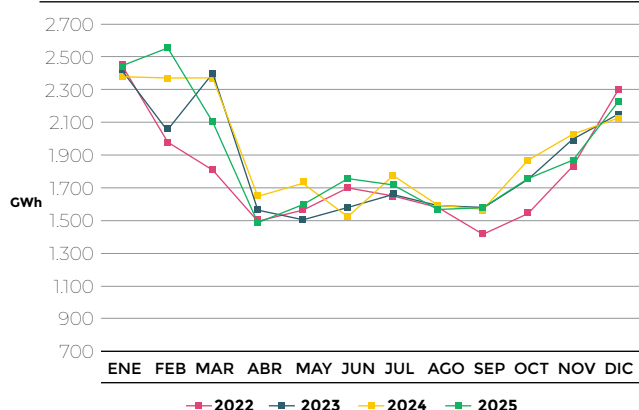


La demanda del sector Residencial durante el segundo semestre del 2025 presentó un aumento del 2,8% frente a igual periodo del año anterior. Por su parte la demanda No Residencial tuvo una disminución del 1,1% en dicho periodo.

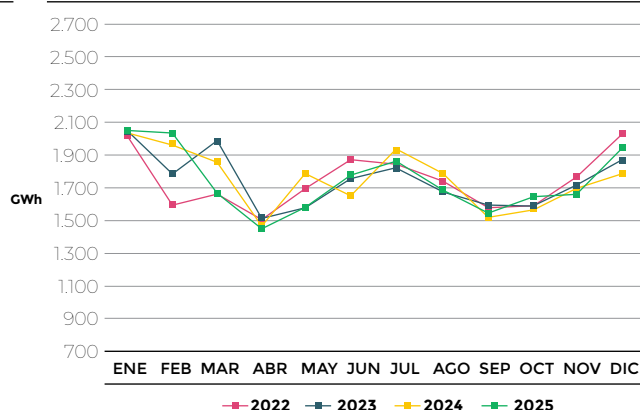
En el caso de los Grandes Usuarios Distribuidores (GUDI) durante el periodo presentó una disminución de la demanda del 3,2% frente a la del 2024. Por su parte la demanda de los Grandes Usuarios Menores (GUME) y los mayores (GUMA) registraron valores superiores a los del año pasado durante el periodo del 10,4 % y 0,05% respectivamente.

A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas del año 2024 y de los tres últimos años. Las regiones NOA-NEA, CUY-CEN, COM-PAT presentaron un incremento de la demanda durante el segundo semestre del 2024 frente al 2023 del 2,3%, 0,1%, 10,9% respectivamente, mientras que GBA-BA-LIT registró una disminución del 0,9%.

**Evolución de la Demanda Regiones NOA-NEA**



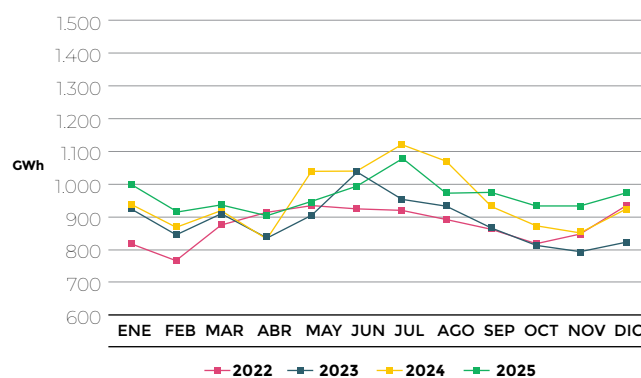
**Evolución de la Demanda Regiones CUY-CEN**



**Nota:** NOA: Noroeste Argentino; NEA: Noreste Argentino.

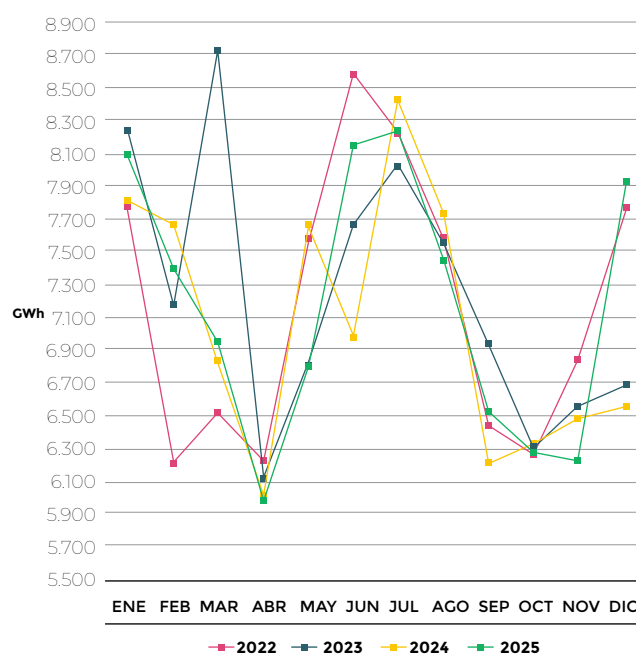
**Nota:** CUY: Cuyo; CEN: Centro.

### Evolución de la Demanda Regiones COM-PAT



**Nota:** COM: Comahue; PAT: Patagonia.

### Evolución de la Demanda Regiones BAS-GBA-LIT

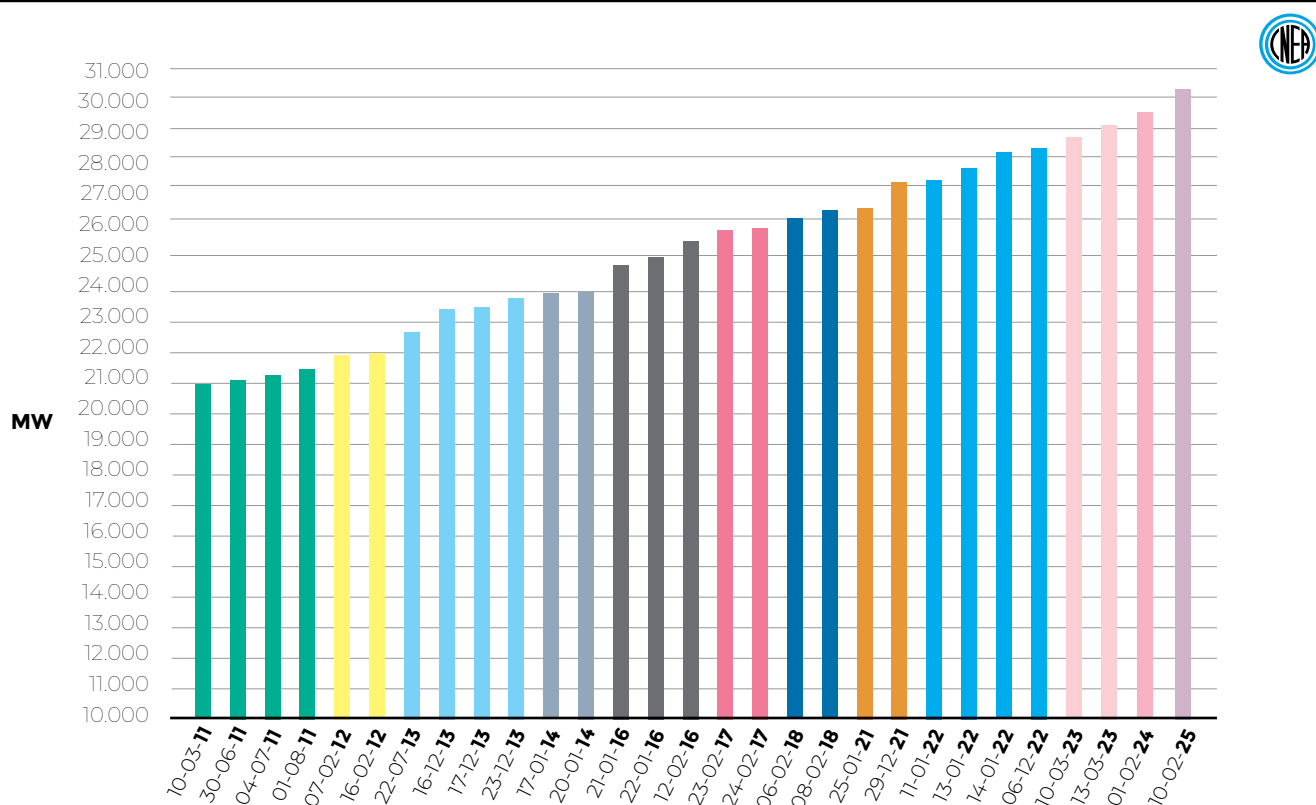


**Nota:** LIT: Litoral; GBA: Gran Buenos Aires, BAS: Buenos Aires.

# Demanda Máxima de Potencia

Durante el segundo semestre no se registró un nuevo pico de potencia, con lo cual se mantiene el máximo histórico de potencia del SADI el día 10 de febrero a las 14:47 hs con 30.257 MW para un día hábil de verano.

A continuación, se presentan los picos de potencia de los últimos 15 años.



## Cubrimiento del Pico Máximo de potencia

| 10 de febrero de 2025 a las 14:47 hs. | MW     |
|---------------------------------------|--------|
| GENERACION NUCLEAR                    | 1.323  |
| GENERACION TERMICA                    | 17.077 |
| GENERACION HIDRAULICA                 | 5.482  |
| GENERACION RENOVABLE                  | 5.018  |
| GENERACION TOTAL                      | 28.900 |
| IMPORTACION DE CHILE                  | 0      |
| IMPORTACION DE PARAGUAY               | 20     |
| IMPORTACION DE BRASIL                 | 1.228  |
| EXPORTACION A BRASIL                  | 0      |
| IMPORTACION DE URUGUAY                | 0      |
| EXPORTACION A URUGUAY                 | 0      |
| IMPORTACION DE BOLIVIA                | 109    |
| DEMANDA TOTAL SADI                    | 30.257 |
| RESERVA ROTANTE (RPF+RSF+RRO)         | 2.181  |

Temperatura Promedio GBA + Litoral

36,5 °C

### Reserva Térmica Disponible [MW]

| Tipo         | Disponible F/S | En Arranque | Total      |
|--------------|----------------|-------------|------------|
| TV           | 0              | 0           | 0          |
| TG           | 117            | 0           | 117        |
| CC           | 0              | 0           | 0          |
| DI           | 40             | 0           | 40         |
| <b>Total</b> | <b>157</b>     | <b>0</b>    | <b>157</b> |

### Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]

| Tipo         | Por Combustible | Máquinas F/S por Mapros* | Por Problemas Técnicos |                | Total        |
|--------------|-----------------|--------------------------|------------------------|----------------|--------------|
|              |                 |                          | en Máq. F/S**          | en Máq. E/S*** |              |
| TV           | 0               | 0                        | 1.944                  | 361            | 2.305        |
| TG           | 0               | 0                        | 1.243                  | 647            | 1.890        |
| CC           | 0               | 0                        | 427                    | 201            | 628          |
| DI           | 0               | 0                        | 621                    | 168            | 789          |
| <b>Total</b> | <b>0</b>        | <b>0</b>                 | <b>4.235</b>           | <b>1.377</b>   | <b>5.612</b> |

\* Mantenimientos Programados.

\*\* Fuera de Servicio.

\*\*\* En Servicio.

F/S: Fuera de servicio

E/S: En servicio

## Generación Hidroeléctrica

### Disponible [MW]

|                       |            |
|-----------------------|------------|
| <b>C.Cabra Corral</b> | 93         |
| <b>C. Los Reyunos</b> | 117        |
| <b>Total</b>          | <b>210</b> |

### Indisponible [MW]

|                     |            |
|---------------------|------------|
| <b>C.Rio Grande</b> | 378        |
| <b>C.Nihuil</b>     | 141        |
| <b>C.Yacyreta</b>   | 135        |
| <b>Total</b>        | <b>654</b> |

## Generación Nuclear

| F/S Disponible |          | Limitada o Indisponible |            |
|----------------|----------|-------------------------|------------|
|                |          | <b>C.N. Atucha I</b>    | 362        |
| <b>Total</b>   | <b>0</b> | <b>C.N. Atucha II</b>   | 75         |
|                |          | <b>Total</b>            | <b>437</b> |

F/S: Fuera de servicio

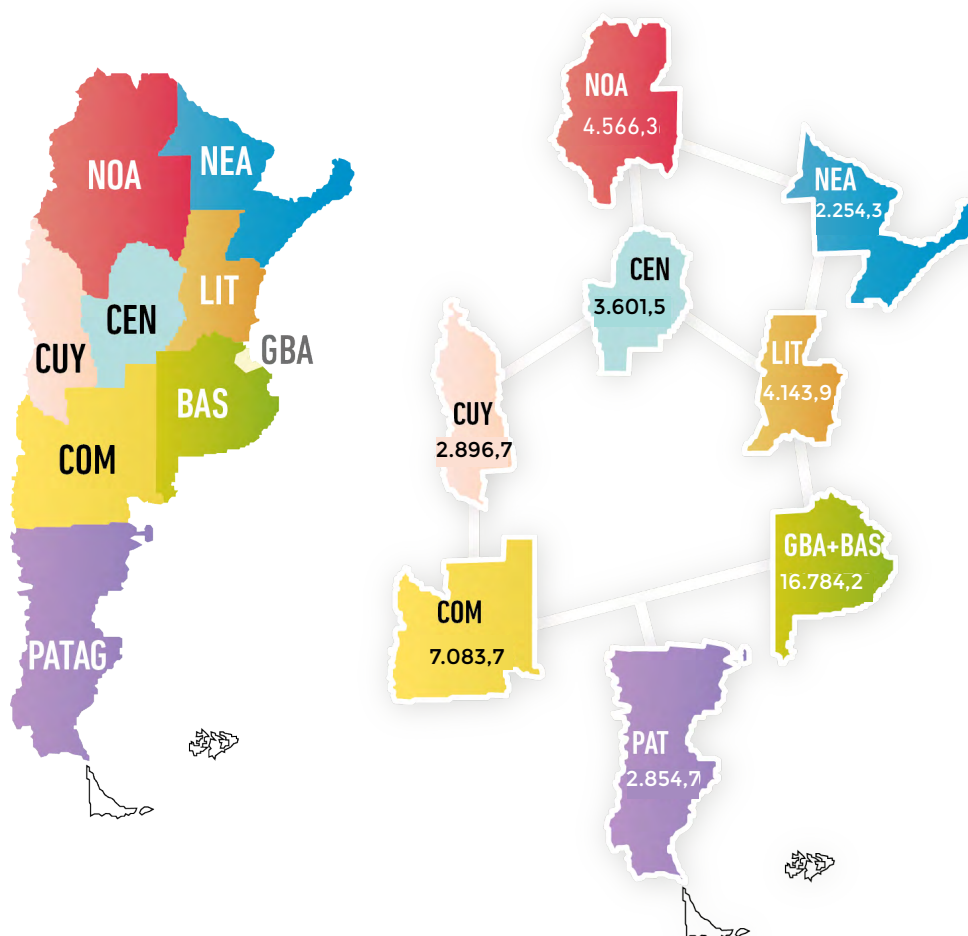
E/S: En servicio

## Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país está compuesto por numerosos equipos asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales, estas son: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Gran Buenos Aires/Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a su potencia instalada en MW a diciembre del 2025.



La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre del año 2025 en el SADI es de **44.185,3 MW**.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en cuatro tipos, 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 se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos, de acuerdo al tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV) en ciclo Rankine (utiliza la energía del vapor de agua), Turbina de Gas (TG) en ciclo Joule-Brayton, (utiliza la energía contenida en los gases provenientes en la combustión), turbina de gas en Ciclo Combinado (CC), en ciclos Rankine + Joule-Brayton, (combinación de los tipos anteriores, donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y utilizarlo en una turbina de vapor) y los Motores Diesel (DI), ciclo Otto. El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

Las Otras Renovables, como indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL) la Fotovoltaica (FV), los biocombustibles y las hidráulicas de potencia menor a 50 MW.

Si bien CAMMESA, 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 presenta la potencia instalada en MW, al 31 de diciembre del año 2025 clasificada por región y tipo de equipo.

| REGIÓN                     | TV             | TG             | CC              | DI             | TER             | NUC            | HID             | FV             | EOL            | BG           | BM          | TOTAL           |
|----------------------------|----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|--------------|-------------|-----------------|
| <b>CUYO</b>                | 120,0          | 113,8          | 383,8           | 40,0           | <b>657,6</b>    | -              | 1.154,5         | 1.084,6        | -              | -            | -           | <b>2.896,7</b>  |
| <b>COM</b>                 | -              | 500,9          | 1.489,6         | 59,0           | <b>2.049,5</b>  | -              | 4.768,7         | 10,3           | 253,2          | 2,0          | -           | <b>7.083,7</b>  |
| <b>NOA</b>                 | 261,0          | 698,6          | 1.944,7         | 318,3          | <b>3.222,6</b>  | -              | 219,7           | 868,5          | 250,5          | 3,0          | 2,0         | <b>4.566,3</b>  |
| <b>CEN</b>                 | -              | 471,0          | 930,9           | 15,6           | <b>1.417,5</b>  | 656,0          | 917,6           | 190,4          | 395,3          | 24,1         | 0,6         | <b>3.601,5</b>  |
| <b>GBA</b>                 | 1.640,0        | 719,0          | 5.262,9         | 256,9          | <b>7.878,8</b>  | -              | -               | -              | -              | 31,5         | -           | <b>7.910,3</b>  |
| <b>BAS</b>                 | 1.479,2        | 1.652,6        | 2.448,7         | 240,5          | <b>5.821,0</b>  | 1.107,0        | -               | -              | 1.935,9        | 10,0         | -           | <b>8.873,9</b>  |
| <b>LIT</b>                 | 217,0          | -              | 2.641,5         | 328,6          | <b>3.187,1</b>  | -              | 945,0           | -              | -              | 11,8         | -           | <b>4.143,9</b>  |
| <b>NEA</b>                 | -              | -              | -               | 283,6          | <b>283,6</b>    | -              | 1.550,0         | 310,0          | -              | 37,0         | 73,7        | <b>2.254,3</b>  |
| <b>PAT</b>                 | -              | 286,0          | 301,1           | -              | <b>587,1</b>    | -              | 606,8           | -              | 1.660,8        | -            | -           | <b>2.854,7</b>  |
| <b>TOTAL</b>               | <b>3.717,2</b> | <b>4.441,9</b> | <b>15.403,2</b> | <b>1.542,5</b> | <b>25.104,8</b> | <b>1.763,0</b> | <b>10.162,3</b> | <b>2.463,8</b> | <b>4.495,7</b> | <b>119,4</b> | <b>76,3</b> | <b>44.185,3</b> |
| <b>Porcentaje</b>          |                |                |                 |                | <b>56,7</b>     | <b>4,0</b>     | <b>23,0</b>     | <b>5,6</b>     | <b>10,2</b>    | <b>0,3</b>   | <b>0,2</b>  |                 |
| DIF. RESPECTO MES ANTERIOR | -              | <b>-280,0</b>  | <b>280,0</b>    | <b>5,0</b>     | <b>5,0</b>      | -              | -               | <b>241,7</b>   | -              | -            | -           | <b>246,7</b>    |
| ACUMULADO 2025             | <b>-64,0</b>   | <b>-379,0</b>  | <b>280,0</b>    | <b>-16,6</b>   | <b>-179,6</b>   | -              | <b>-1,4</b>     | <b>790,9</b>   | <b>176,2</b>   | <b>37,0</b>  | <b>3,0</b>  | <b>826,1</b>    |

Durante el segundo semestre de 2025 se incorporaron al sistema 544 MW mientras que se dieron de baja 25,9 MW.

#### COM:

- En la provincia de Río Negro, salió de sistema un motor diésel de la CT CIPOLLETI - AGGREKO, de 5 MW de potencia.

#### NOA:

- En la provincia de La Rioja, se produjo la repotenciación de los paneles solares LRIOFV y LR12FV del parque fotovoltaico 360 ENERGY FV, en 2 MW de potencia cada uno, a partir de lo cual pasaron a tener potencias de 62 y 22 MW, respectivamente.
- En la provincia de La Rioja, se produjo la repotenciación del parque eólico ARAUCO II (R1.5 ET 3 y 4) en 56,9 MW. Así, el parque alcanzó una potencia total de 92,30 MW.
- En la provincia de Salta, ingresó el Parque Solar Granja Solar San Carlos, de 15 MW.

#### CEN:

- En San Luis, ingresó al sistema el parque solar P GENERADOR SAN LUIS NORTE, de 18 MW de potencia. Este es el primer complejo híbrido solar-eólico del país, ubicado en Toro Negro (San Luis), que se combina con una potencia instalada total de 112,5 MW
- Salió de sistema el motor diésel CT ISLA VERDE – AGGREKO, de 24,5 MW en la provincia de Córdoba.

- Ingresó el Parque Solar La Salvación en la provincia de San Luis, adicionando 10 MW de potencia de tipo renovable al sistema.
- En la provincia de Córdoba, la generación hidráulica de tipo renovable disminuyó 1,4 MW a raíz de la repotenciación de EPEC GENERACIÓN, que pasó de 4,4 a 3,0 MW.

#### **CUY:**

En la provincia de Mendoza se produjeron los siguientes ingresos:

- Se repotenció el parque fotovoltaico GENNEIA RENOVABLES MATER en 65 MW, a partir de lo cual aumentó su potencia de 115 a 180 MW.
- Parque Solar Coperote 1, de 3 MW.
- Parque Solar El Marcado I, de 5 MW.
- Ingresaron los Parques Solares GENNEIA RENOVABLES MATER, y PARQUE SOLAR EL QUEMADO, de 141,7 y 100 MW, respectivamente.

#### **BAS:**

- Ingresó al sistema el parque eólico Vientos La Rinconada, de 72 MW y luego fue repotenciado en 20,4 MW, a partir de lo cual la potencia total es de 92,4 MW.

#### **NEA:**

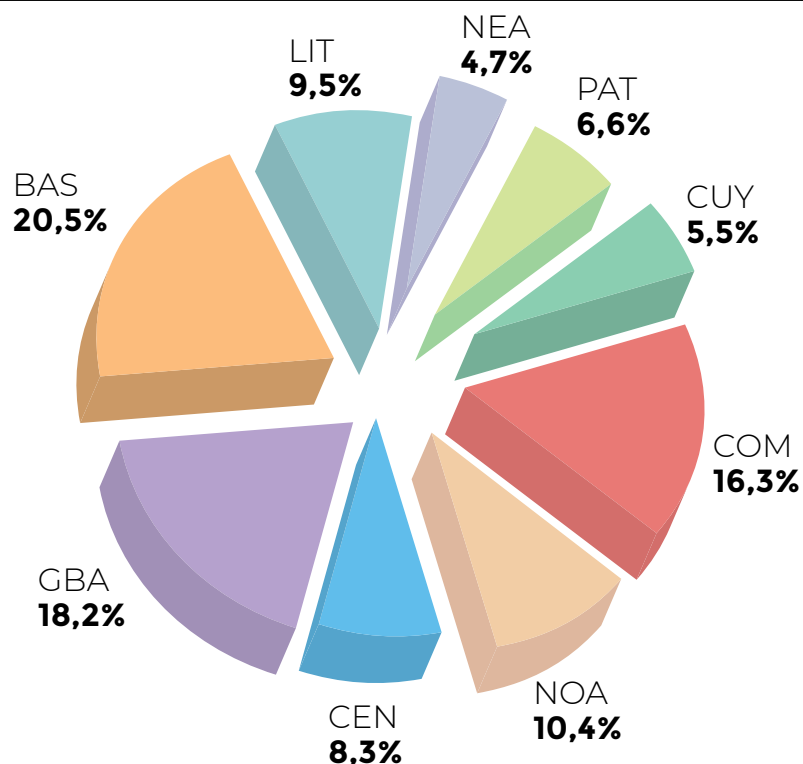
- En Formosa, se produjo el ingreso al sistema del parque solar Ingeniero Juárez, de 15 MW. Ingresó la central de biomasa CTBM Toll Bioenergía en la provincia de Misiones, adicionando 3 MW al sistema.
- Ingresó el parque solar La Perla de Chaco, adicionando 15 MW al sistema.

#### **LIT:**

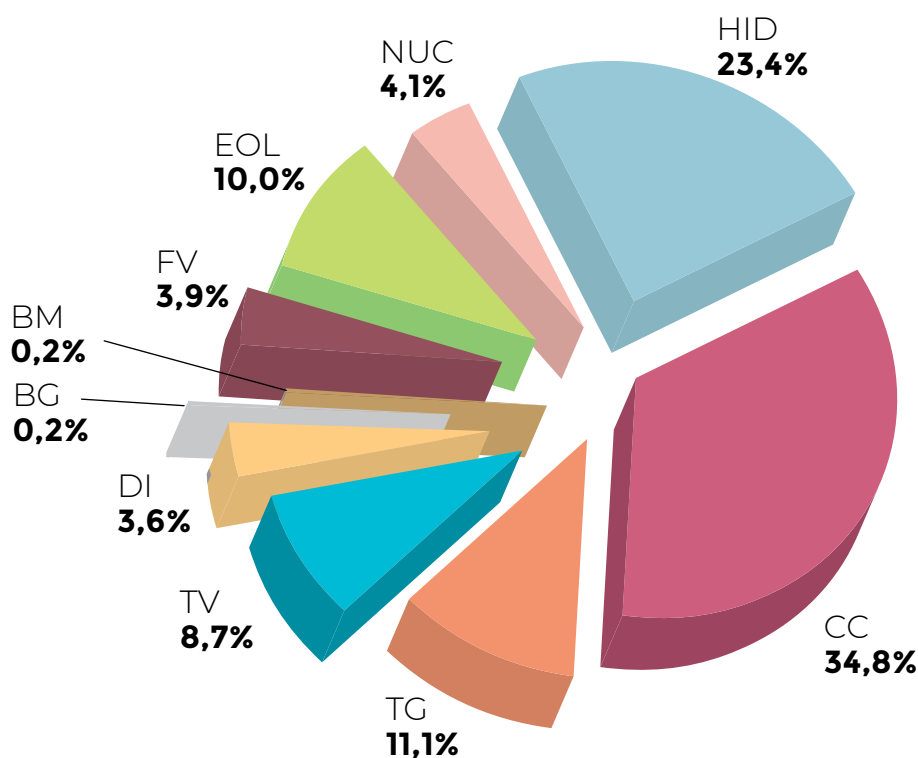
- Se repotenció el motor diésel CT CERES-SECCO en la provincia de Santa Fe en 5 MW, a partir de lo cual la potencia total pasó de 18,0 a 23,0 MW.
- Se repotenció el motor diésel CT VENADO TUERTO-SECCO en la provincia de Santa Fe en 5 MW, a partir de lo cual la potencia total pasó de 19,2 a 24,2 MW.
- Se cambió de categorización la TG01 de la CT BRIGADIER LOPEZ en Santa Fe, pasando a contabilizar como Ciclo Combinado.

A continuación en las siguientes figuras se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías a diciembre del 2025.

## Potencia Instalada por Regiones



## Potencia Instalada por Tecnologías



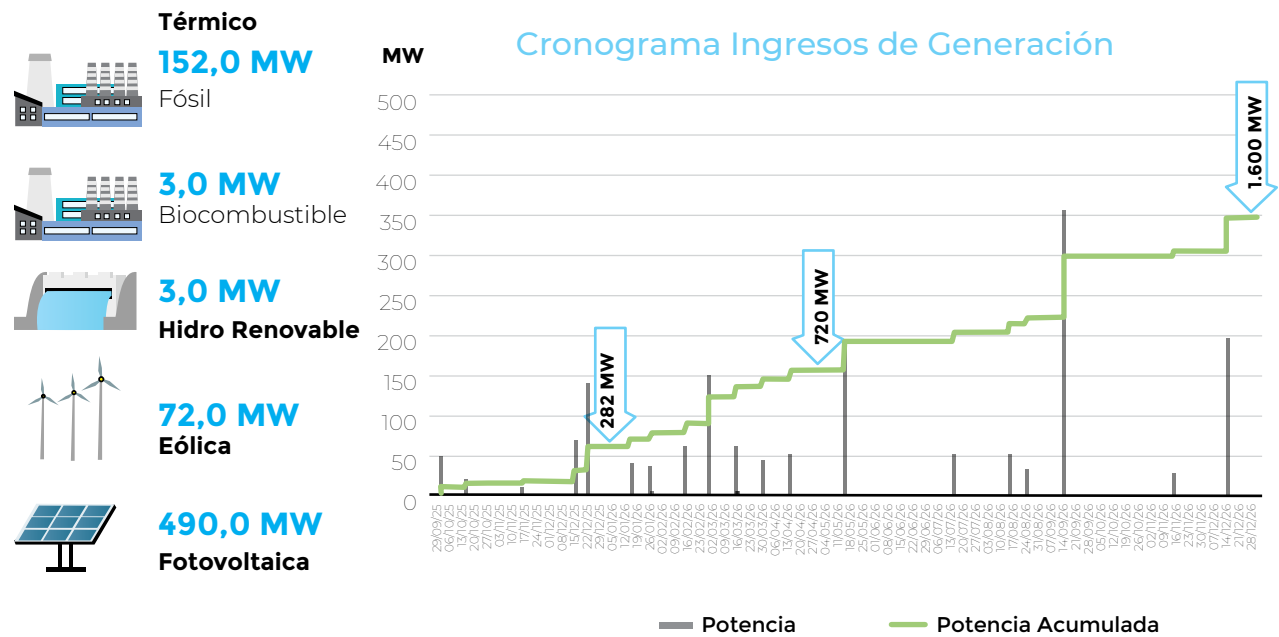
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y por su magnitud no se incluyen en este boletín.

**Incorporaciones previstas**

CAMMESA tiene previstas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo (hasta octubre 2025), y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

- **Disponibilidad térmica:** Se prevé el ingreso de 152 MW hasta fin de abril de 2026, BLOPTV01, AG. El Medanita, AG. CABOT.
- **Energías Renovables Ley 26.190:** ingresos hasta abril 2026: 568 MW.  
Eólicos → 72 MW, Solares → 490 MW, Bio Combustibles → 3 MW, Hidroeléctrica → 3 MW.

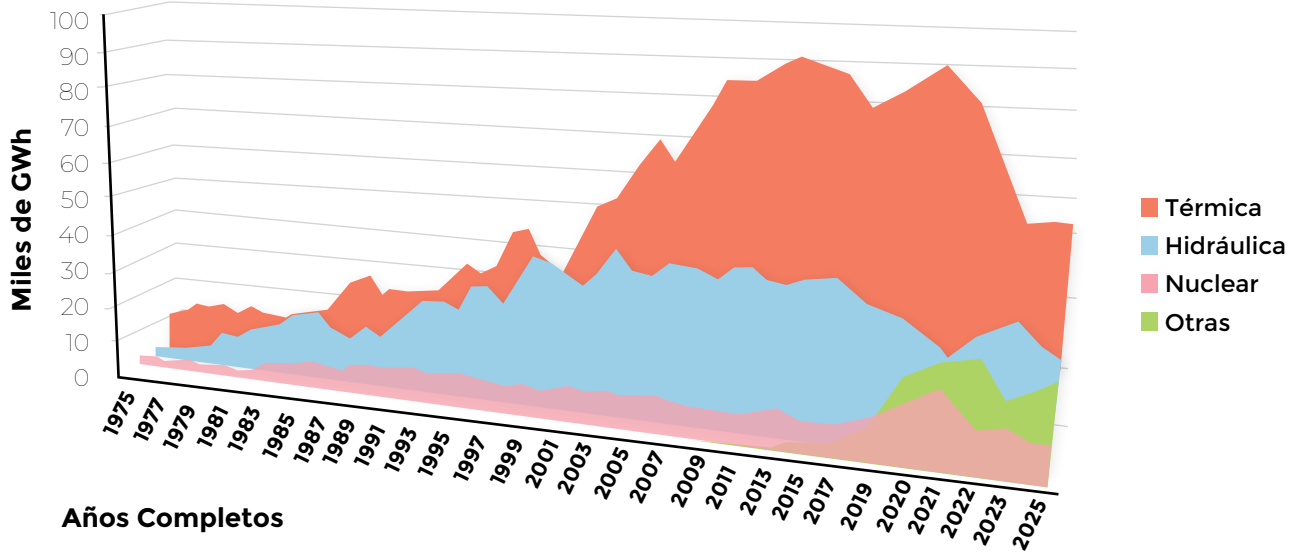
**Ingresos Previstos 2026**



**Ingresos Previstos 2026**

Fuente: CAMESSA.

# Generación de Energía Eléctrica



**Sistema Argentino de Interconexión (SADI) - Generación Anual por Tipo de Fuente.**

Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 2000. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

| Año  | Térmica<br>GWh | %    | Hidroeléctrica<br>GWh | %    | Nuclear<br>GWh | %   | Otras<br>Renovables<br>GWh | %    | Total<br>GWh |
|------|----------------|------|-----------------------|------|----------------|-----|----------------------------|------|--------------|
| 2000 | 44.611,9       | 54,0 | 31.863,2              | 38,6 | 6.177,1        | 7,5 |                            |      | 82.652,2     |
| 2001 | 37.601,7       | 44,4 | 40.057,5              | 47,3 | 7.058,6        | 8,3 |                            |      | 84.717,8     |
| 2002 | 33.629,4       | 43,3 | 38.259,8              | 49,2 | 5.820,8        | 7,5 |                            |      | 77.710,0     |
| 2003 | 41.334,2       | 49,3 | 35.014,1              | 41,7 | 7.566,3        | 9,0 |                            |      | 83.914,6     |
| 2004 | 51.060,7       | 55,7 | 32.674,0              | 35,7 | 7.868,6        | 8,6 |                            |      | 91.603,3     |
| 2005 | 53.280,5       | 55,0 | 36.699,7              | 37,9 | 6.857,0        | 7,1 |                            |      | 96.837,2     |
| 2006 | 57.400,8       | 53,0 | 43.212,6              | 39,9 | 7.690,9        | 7,1 |                            |      | 108.304,3    |
| 2007 | 64.785,2       | 58,9 | 38.080,7              | 34,6 | 7.217,2        | 6,6 |                            |      | 110.083,1    |
| 2008 | 70.734,0       | 61,1 | 37.622,3              | 32,5 | 7.360,4        | 6,4 |                            |      | 115.716,7    |
| 2009 | 65.360,4       | 57,0 | 41.211,7              | 35,9 | 8.161,7        | 7,1 |                            |      | 114.733,8    |
| 2010 | 71.819,8       | 59,9 | 40.874,4              | 34,1 | 7.170,9        | 6,0 |                            |      | 119.865,1    |
| 2011 | 78.876,4       | 63,0 | 39.977,7              | 31,9 | 6.370,9        | 5,1 | 13,1                       |      | 125.238,1    |
| 2012 | 87.538,1       | 66,5 | 37.307,2              | 28,4 | 6.361,7        | 4,8 | 350,1                      | 0,3  | 131.556,6    |
| 2013 | 87.362,4       | 64,6 | 41.234,8              | 30,5 | 6.206,9        | 4,6 | 456,8                      | 0,3  | 135.260,9    |
| 2014 | 88.246,8       | 64,9 | 41.298,0              | 30,4 | 5.756,0        | 4,2 | 614,0                      | 0,5  | 135.914,9    |
| 2015 | 91.853,4       | 66,5 | 38.492,9              | 27,9 | 7.138,8        | 5,2 | 650,4                      | 0,5  | 138.135,5    |
| 2016 | 93.795,9       | 66,5 | 37.838,6              | 26,8 | 8.198,0        | 5,8 | 1.313,9                    | 0,9  | 141.147,4    |
| 2017 | 90.319,0       | 65,1 | 39.575,0              | 28,5 | 6.161,2        | 4,4 | 2.684,0                    | 1,9  | 138.739,2    |
| 2018 | 87.725,3       | 63,8 | 39.952,1              | 29,1 | 6.452,9        | 4,7 | 3.353,6                    | 2,4  | 137.483,9    |
| 2019 | 80.525,0       | 60,2 | 36.557,0              | 27,4 | 8.717,0        | 6,5 | 7.864,0                    | 5,9  | 133.663,0    |
| 2020 | 82.333,2       | 61,4 | 29.093,5              | 21,7 | 10.010,9       | 7,5 | 12.733,7                   | 9,5  | 134.171,2    |
| 2021 | 90.072,6       | 64,0 | 24.116,3              | 17,0 | 10.169,7       | 7,0 | 17.434,8                   | 12,0 | 141.793,4    |
| 2022 | 81.746,0       | 58,9 | 30.186,3              | 21,8 | 7.469,2        | 5,4 | 19.340,2                   | 13,9 | 138.741,7    |
| 2023 | 73.018,0       | 51,6 | 39.331,8              | 27,8 | 8.963,0        | 6,3 | 20.084,8                   | 14,2 | 141.397,7    |
| 2024 | 75.388,2       | 53,0 | 33.424,0              | 23,5 | 10.449,0       | 7,4 | 22.876,6                   | 16,1 | 142.137,9    |
| 2025 | 75.224,7       | 52,7 | 30.144,1              | 21,1 | 10.760,6       | 7,5 | 26.659,4                   | 18,7 | 142.788,8    |

# Otras Energías Renovables



En nuestro país, históricamente la generación de tipo renovable, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, había operado de manera aislada en el sistema eléctrico nacional. A partir de la Ley N° 26.190 del año 2007 y de la Ley N° 27.191 derivada de esta, sancionada el 23 de septiembre del 2015 y promulgada el 23 de octubre del mismo año que modifica la anterior, se fomenta una mayor incorporación de estas fuentes de energía al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Las energías renovables enmarcadas por la Ley N° 27.191 y su decreto reglamentario son las siguientes: eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biodiesel, biogás y las centrales hidráulicas con una potencia menor a 50 MW (dicha limitación fue cambiada con el tiempo siendo inicialmente 10 MW, luego 30 MW y finalmente 50 MW). En este Boletín se denominan Otras Energías Renovables y quedan excluidas de esta categorización las centrales hidroeléctricas mayores a 50 MW.

Durante el año 2025 se incorporaron 1.005,7 MW de tecnología renovable contando para el mes de diciembre con un total de 7.678,0 MW. La misma se descompone en 4.495,6 MW de parques eólicos; 2.463,8 MW de parques fotovoltaicos; 76,3 MW de tecnología de biomasa; 119,3 MW de generación mediante biogás y 522,9 MW de centrales hidráulicas de hasta 50 MW.

A continuación, se muestra la evolución de la potencia instalada en el período comprendido de los últimos 24 meses de todas las tecnologías pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Para diciembre de 2025 la potencia instalada de energías renovables representa el 17,4% respecto de la potencia instalada total.



8 de agosto de 2025

## **CAMMESA adjudicó más de 600 MW renovables en una nueva ronda del MATER de Argentina**

Ocho proyectos se quedaron con la prioridad de despacho del llamado unificado del 1° y 2° trimestre 2025 del Mercado a Término para abastecer a grandes usuarios del sistema.



La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA) asignó con prioridad de despacho a 646 MW de capacidad, repartida en ocho proyectos que se presentaron al llamado unificado del 1° y 2° trimestre 2025 del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) de Argentina.

La energía fotovoltaica es la que predomina entre los ganadores, debido a que 570 MW corresponden a siete parques solares y 76 MW al parque eólico Las Campanas (ubicado en la región de Comahue).

Mientras que de la totalidad asignada para abastecer a grandes usuarios del sistema, sólo 156 MW lo hará por el mecanismo Referencial A (posibilidad de curtailment de 8% hasta que se ejecuten las obras de transmisión) y los 490 MW será vía del MATER Pleno (sin restricciones o limitaciones circunstanciales para inyectar energía), cambiando la tendencia de las convocatorias pasadas.

La particularidad por el mecanismo Ref A, es que por primera vez se adjudicó un proyecto híbrido entre generación fotovoltaica con baterías presentado al MATER.

La compañía firma Solar Energy SA recibió 60 MW de los 270 MW solicitados en la localidad de San José (PDI Alumbraera - El Bracho), para su parque FV Catamarca II que incluye un sistema BESS de 54 MW de potencia y 108 MWh de capacidad de almacenamiento. Aunque el mismo estará condicionado a la obra de ampliación de transporte que contempla la compensación shunt Malvinas 132 kV (aumento Exportación Centro - Cuyo - NOA) y el reemplazo del capacitor serie ET Recreo.

El otro proyecto designado bajo el marco del A2 de la Res SE 360/23 es el parque solar La Aconquija, perteneciente a PCR, que obtuvo 210 MW asociados a la inserción de capacitores serie

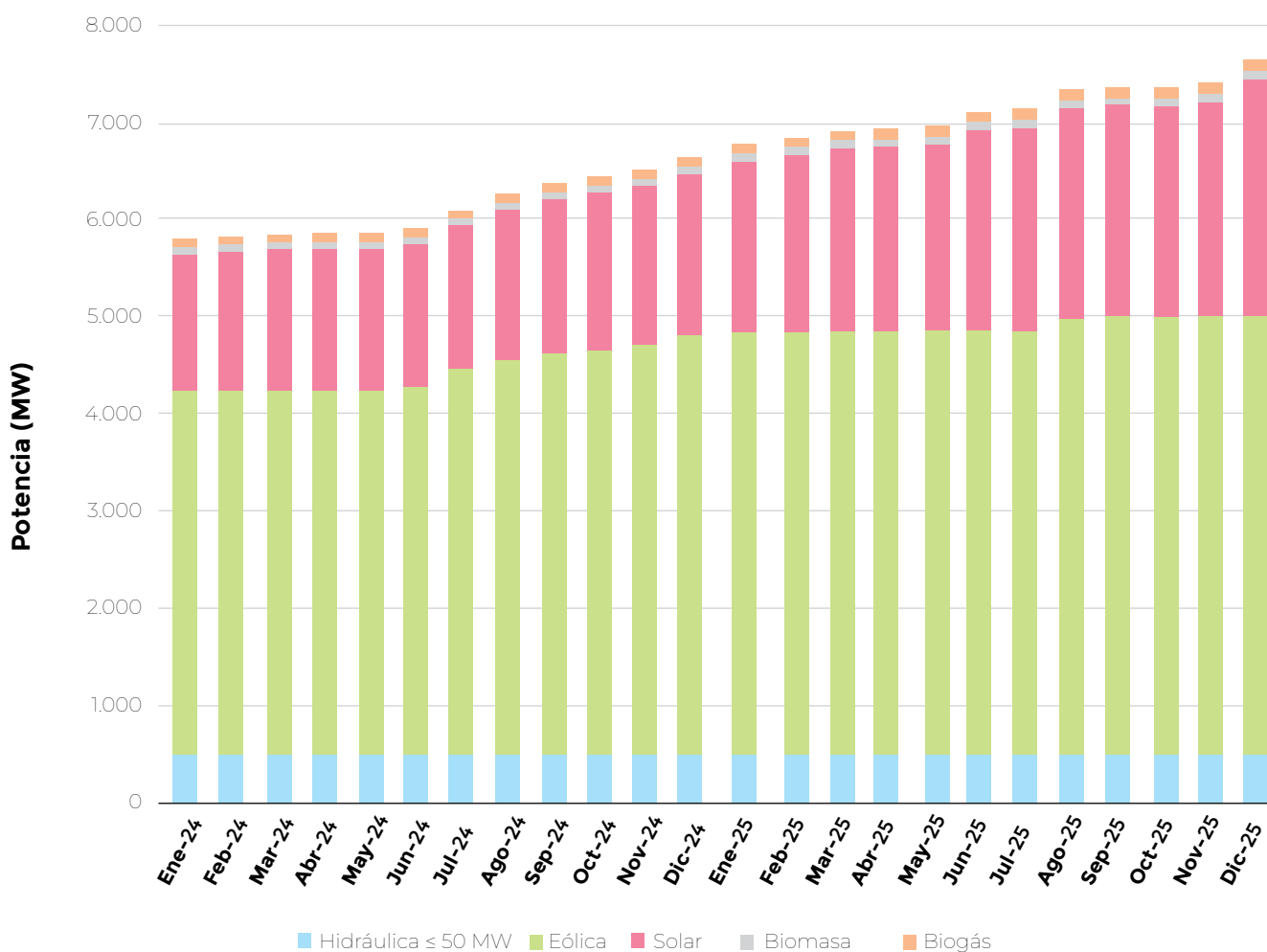
ET Monte Quemado en ambos lados / Corredor Cobos - Monte Quemado / Monte Quemado - Chaco 500 kV + 350 MW.

Por otro lado, también se le dio el visto positivo a los 200 MW de la central fotovoltaica Amanecer VI, de la firma Eternum Energy, que está acompañado por la demanda incremental de potencia por parte de la minera Santa María SA (Minera Mara).

Por lo que sólo está vinculado exclusivamente a la capacidad de transporte que producirá el ingreso de la demanda incremental, según lo detallado por CAMMESA en el documento final de asignación.

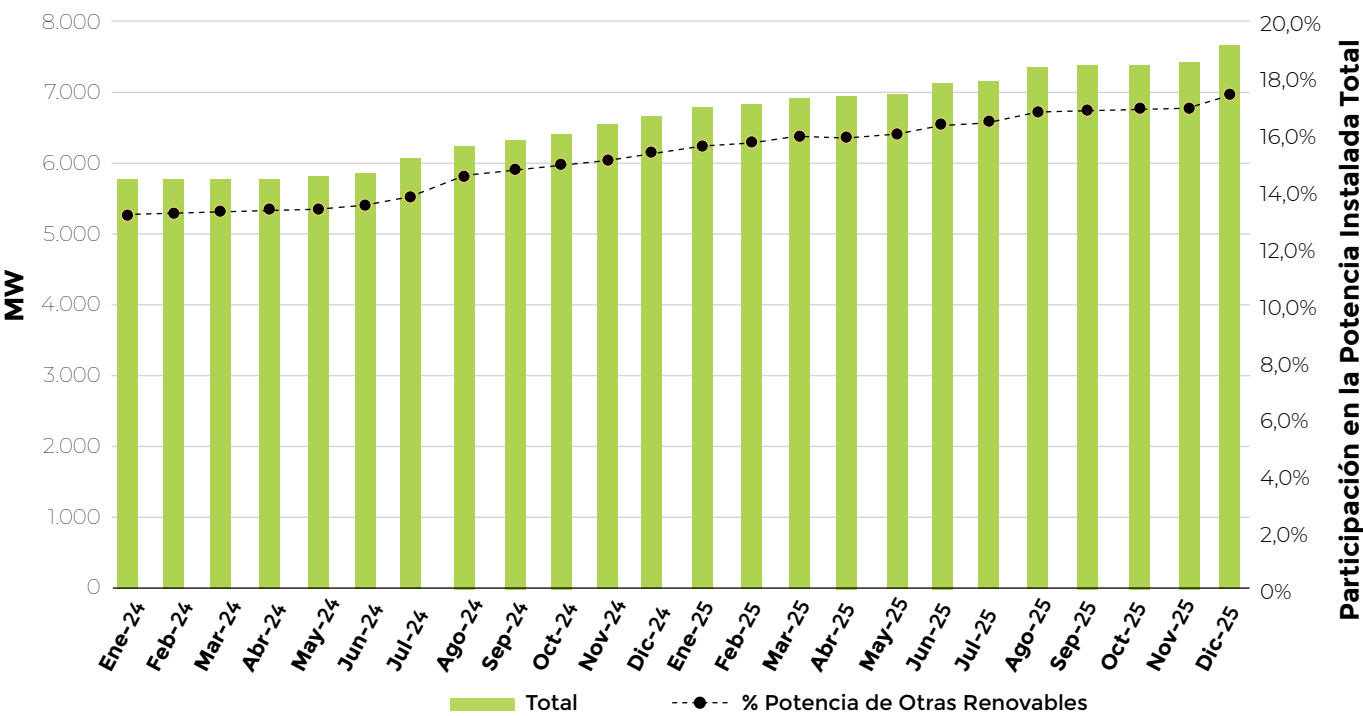
Fuente: <https://www.energiaestrategica.com/energiaestrategica/es/notes/cammesa-adjudico-mas-de-600-mw-renovables-en-una-nueva-ronda-del-mater-de-argentina>

## Potencia Instalada 2024-2025



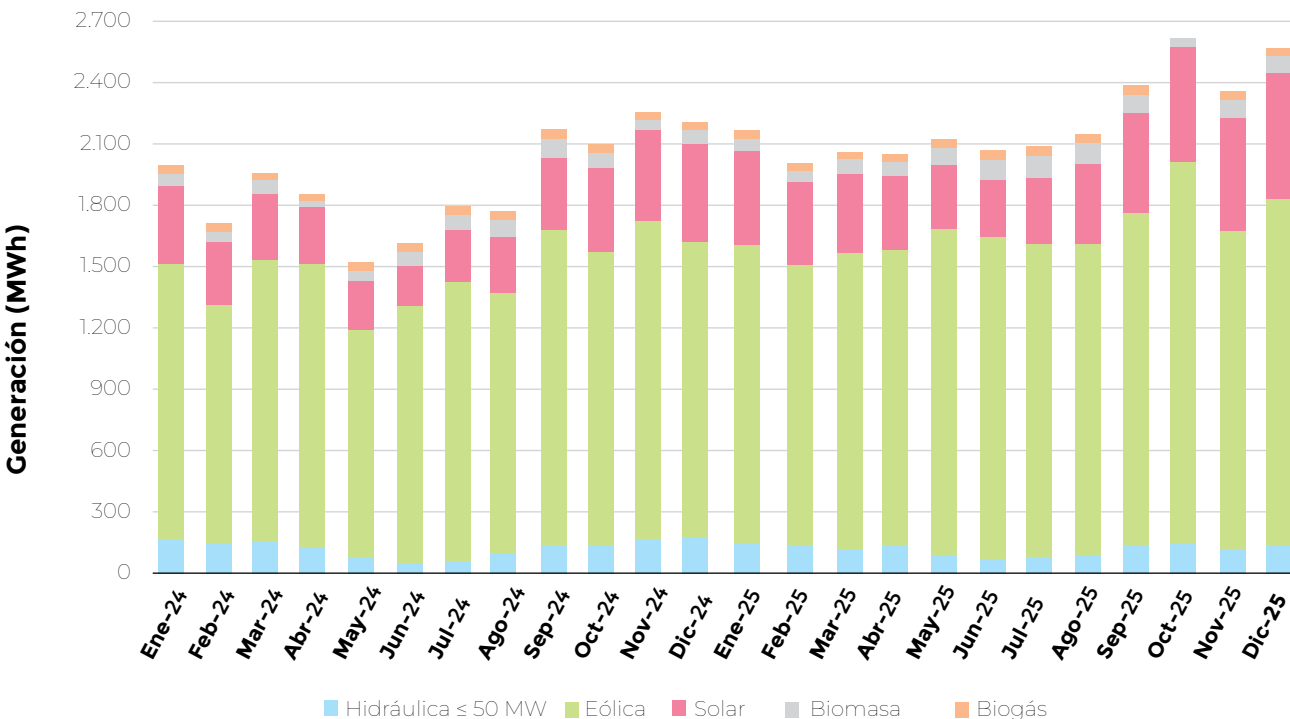
En la figura siguiente se observa la potencia instalada renovable de los últimos 24 meses y la participación en la potencia instalada total.

### Potencia Instalada de Otras Renovables y su Participación en el MEM



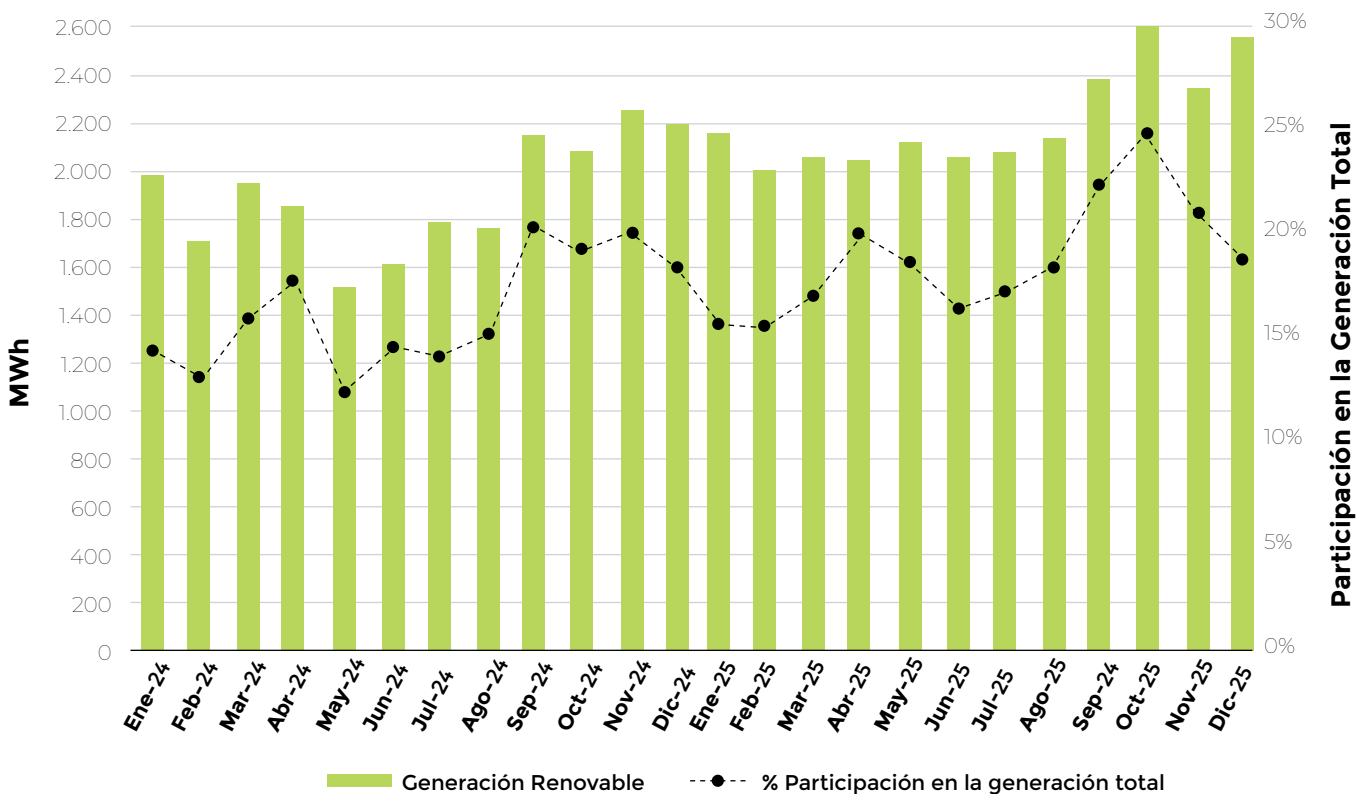
La generación renovable registró durante el año 2025, un valor de 26.659,4 MWh representando una participación del 18,9% de la generación total del país en 2025. Al comparar esta generación con la del año 2024 se evidencia un aumento del 16,5%, explicado por el incremento de potencia instalada solar. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable

### Generación de Otras Energías Renovables 2024-2025



En la siguiente figura se observa cómo evolucionó la participación porcentual en lo que respecta a la generación sobre el total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante los últimos 24 meses.

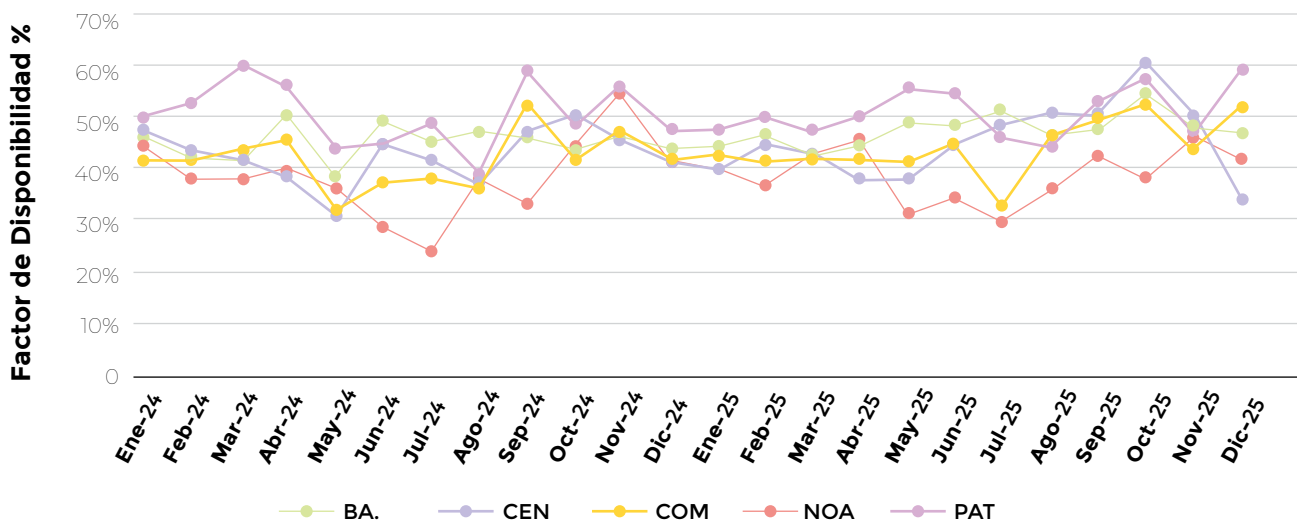
### Generación Renovable y su Participación en el MEM



### Energía Eólica

Para diciembre de 2025, se contaba con 4495,6 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 58,6% del total de renovables Ley N° 27.191. Los parques eólicos se encuentran en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Chubut, La Rioja, Santiago del Estero y La Pampa. En la siguiente figura se observa el factor de disponibilidad de cada región eléctrica durante los últimos 24 meses. El factor de disponibilidad promedio de esta tecnología en los últimos doce meses fue de 45,6% a nivel nacional. Destaca la región Patagonia con promedio anual superior al 50%, alcanzando máximos de 59,4% en diciembre.

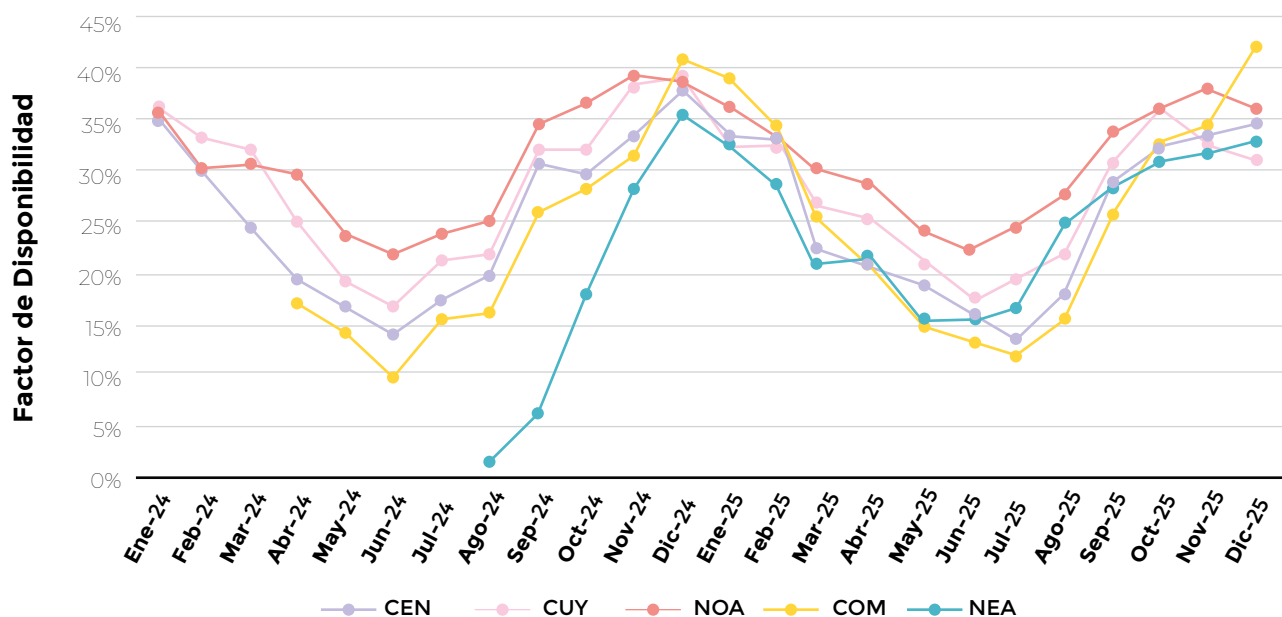
### Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica 2024-2025



## Energía Fotovoltaica

En nuestro país, para diciembre de 2025, se encuentran conectados 2463,8 MW al SADI de tecnología de generación fotovoltaica. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en las regiones de Cuyo, NOA, NEA, Comahue y Centro, alcanzando un 32,1% de la potencia renovable instalada total. En la siguiente figura se observa un detalle del factor de disponibilidad promedio en las diferentes regiones eléctricas. El factor de disponibilidad promedio a nivel nacional durante los últimos 12 meses fue de 26,8%.

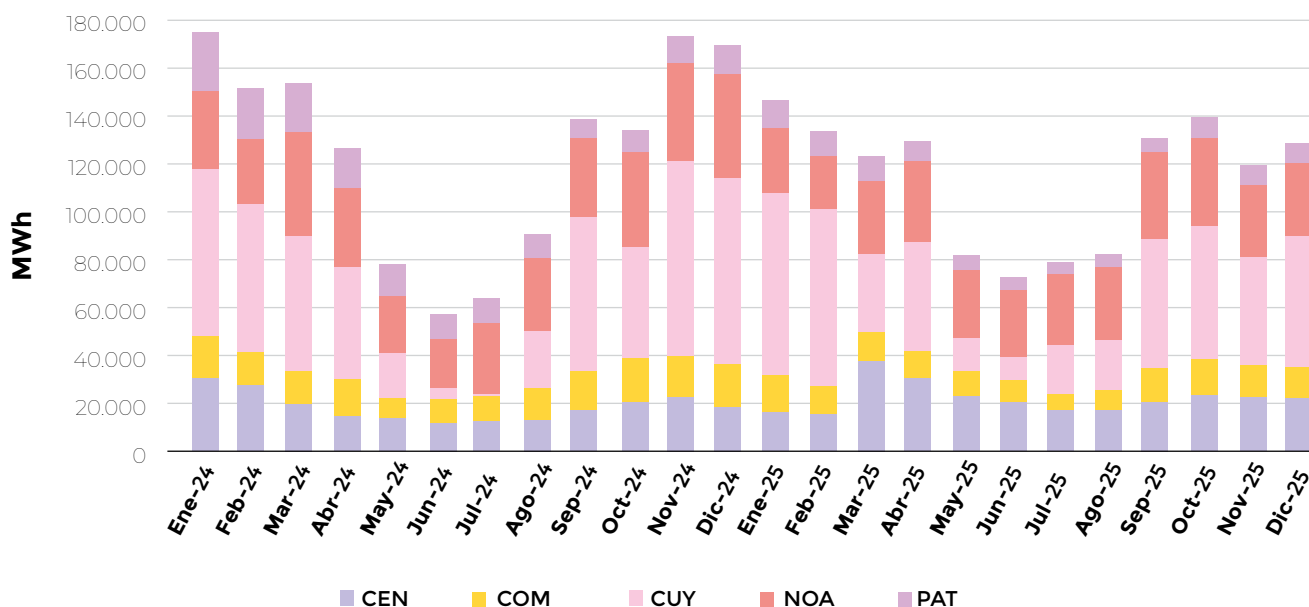
### Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica



## Generación de Otras Renovables de centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW

Para diciembre de 2025 se contabilizan instalados 522,9 MW de dicha tecnología, alcanzando un 6,8% de la potencia de Otras Renovables instalada total. En la siguiente figura se observa cómo se distribuye geográficamente la generación de esta tecnología durante los últimos 24 meses.

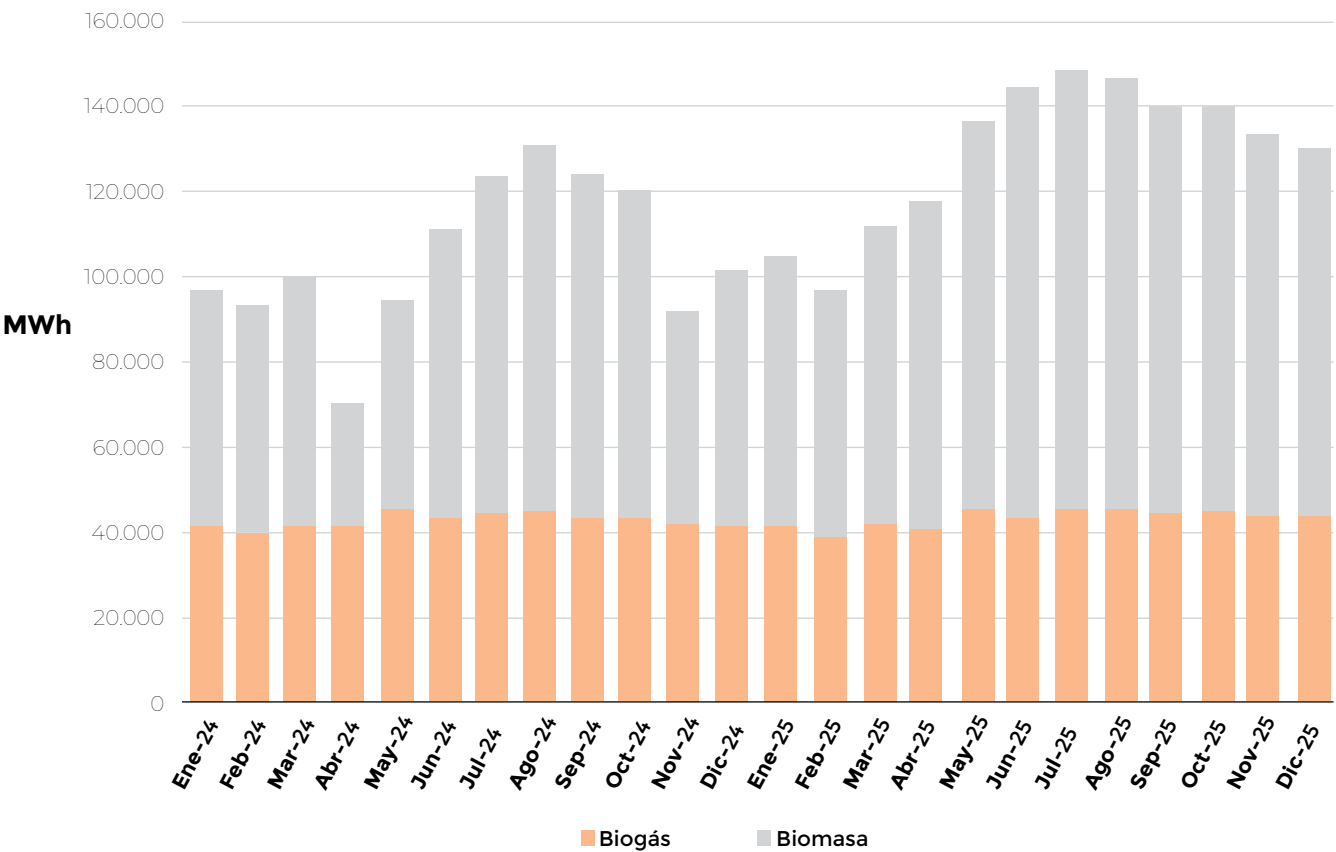
### Generación de Hidroeléctricas ≤ 50 MW por Regiones



**Biomasa y Biogás**

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, para diciembre de 2025, se encuentran instalados 195,6 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 76,3 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 119,3 MW. Su generación mensual durante los últimos 24 meses se comportó de la siguiente manera:

**Generación de Biomasa y Biogás mensual 2024-2025**



# Consumo de Combustibles y Emisiones de CO<sub>2</sub>

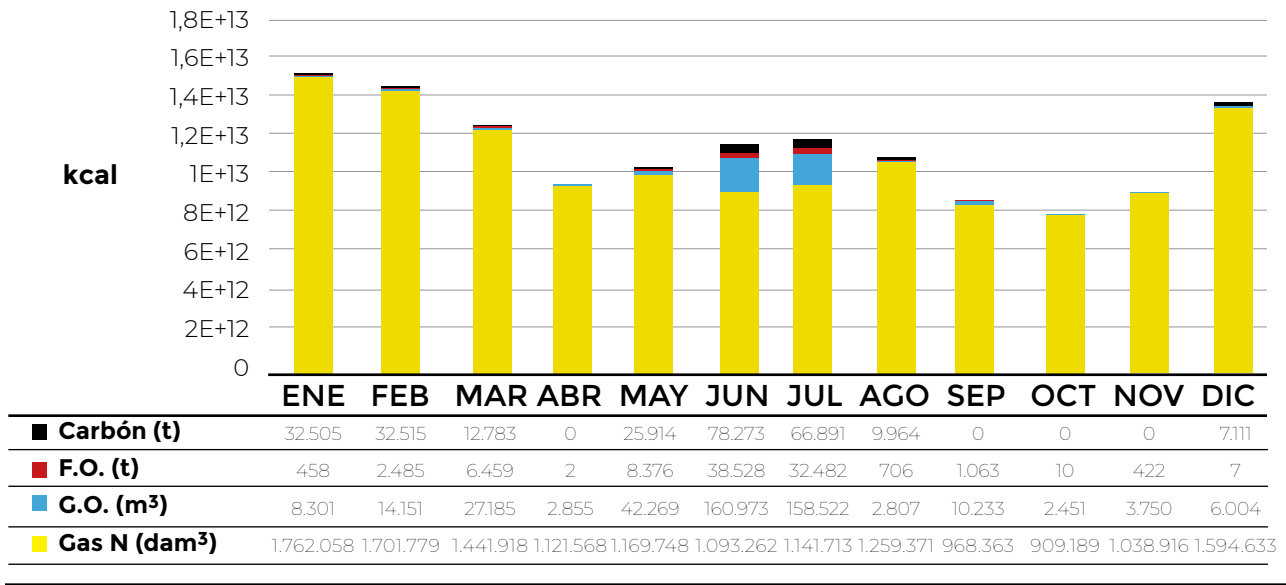


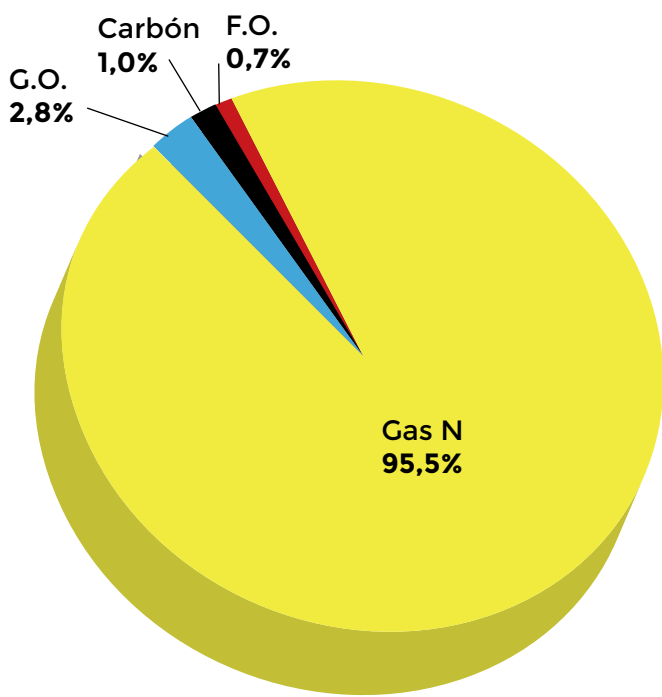
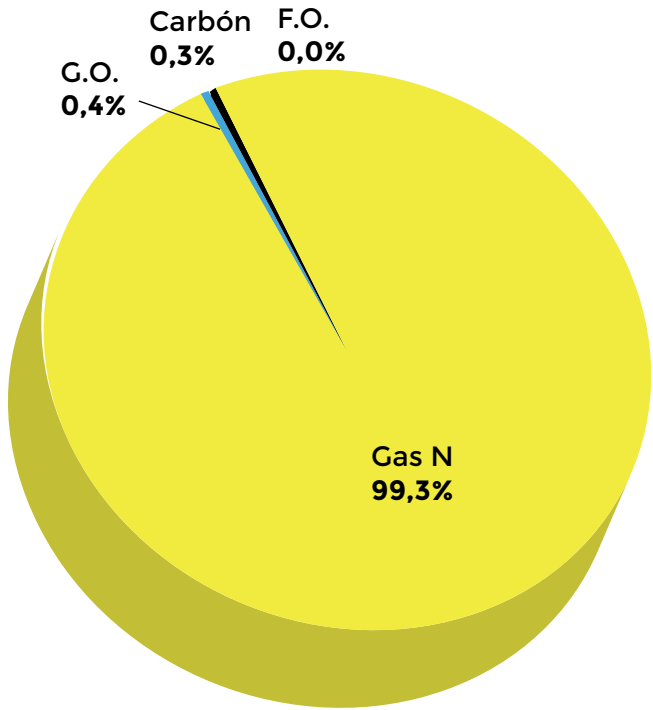
El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el segundo semestre del 2025 resultó un 11,2% inferior al mismo semestre del año anterior. En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles y el porcentaje de diferencia respecto al mismo semestre del año anterior.

| Combustible  | Segundo Semestre 2024 | Segundo Semestre 2025 | Dif % |
|--------------|-----------------------|-----------------------|-------|
| GO [m³]      | 465.026               | 183.534               | -60,5 |
| Gas N [dam³] | 7.469.939             | 6.949.508             | -7,0  |
| FO [t]       | 104.395               | 34.814                | -66,7 |
| Carbón [t]   | 118.357               | 83.967                | -29,1 |

A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el año 2025. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas.

## Consumo de Combustibles en el MEM 2025

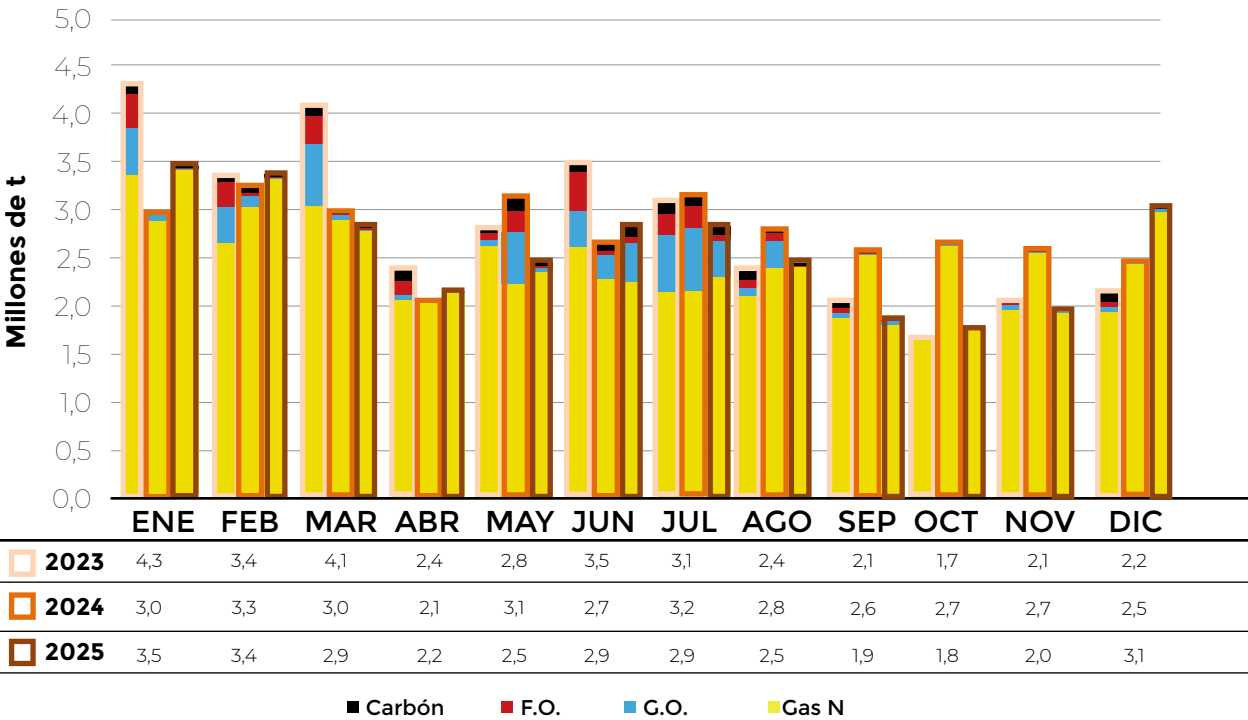




**Emisiones de CO<sub>2</sub>**

Durante el segundo semestre del 2025, disminuyeron un 12,6% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior, debido principalmente a la mayor generación térmica.

**Emisiones de CO<sub>2</sub> en la Generación Eléctrica del SADI 2025**



## Resumen

Durante el 2025, la producción total de gas fue de 51,6 mil MMm<sup>3</sup>, este valor fue un 1,6% superior al registrado durante 2024. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 71,8% promedio de participación. La producción no convencional de gas contabilizó 31,79 mil MMm<sup>3</sup>, representando un 62,2% de la producción total.

En 2025 la demanda de los diferentes sectores representó un consumo de 40,03 mil MMm<sup>3</sup>. Significando una disminución del 2,7% respecto del año 2024.

Las importaciones durante 2025 representaron un volumen de 1,50 mil MMm<sup>3</sup>. Representaron un volumen 47,2% inferior respecto del año 2024. A diferencia de 2024, cuando Bolivia concentró el 42,0% del gas importado por gasoducto, en 2025 el 88,4% de las importaciones correspondió a Gas Natural Licuado (GNL) recibido en la terminal de regasificación de Escobar.

Las exportaciones registradas durante el 2025 evidencian un volumen de 3,24 mil MMm<sup>3</sup> siendo este valor un 27,8% superior al registrado en el año 2024.

## Oferta de Gas Natural

### Producción total

La producción de gas natural de 2025 arrojó un valor de 51,60 mil MMm<sup>3</sup>, siendo un 1,6% superior respecto del año 2024. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años.



14 de noviembre de 2025

### **La agencia internacional de energía proyectó que la argentina liderará la producción de gas en la región gracias a vaca muerta**

La AIE prevé que el país sea el único productor sudamericano con aumento sostenido hasta 2035, impulsado por el desarrollo de recursos no convencionales y mejoras en infraestructura energética.



El World Energy Outlook 2025, publicado por la Agencia Internacional de Energía (IEA), identificó a la Argentina como la principal fuente de expansión del gas en América Latina durante la próxima década. Según el organismo, el país será el único productor regional con crecimiento sostenido de fluido hacia 2035, impulsado por el desarrollo de Vaca Muerta y la consolidación de la infraestructura energética nacional.

La IEA estima que la producción de gas argentina aumentará un 60% hasta 2035, alcanzando cerca de 75.000 millones de metros cúbicos. El informe subraya que Argentina será el único país latinoamericano en incrementar significativamente su producción de gas natural durante los próximos diez años, mientras otros productores de la región atravesarán estancamiento o reducción.

Vaca Muerta se posiciona como el motor de este proceso, ya que la IEA sostiene que "la formación neuquina impulsa casi la totalidad del crecimiento del gas argentino" debido a la elevada productividad de sus

recursos de shale y tight gas, considerados entre los más competitivos mundialmente. Los avances tecnológicos y la evolución de los proyectos permitieron reducir los costos operativos y fortalecer la competitividad del gas no convencional argentino frente a otros proveedores internacionales.

El informe destaca que el avance de Vaca Muerta reforzará el abastecimiento interno y elevará la seguridad energética en el Cono Sur. “Argentina consolida su rol como exportador regional, con potencial para abastecer a Chile, Brasil y Uruguay a partir de ampliaciones en gasoductos y terminales de licuefacción”, expresa la IEA. Este desarrollo de infraestructura determinará los futuros flujos comerciales de gas en América del Sur, y la agencia advierte que la capacidad de transporte y procesamiento será decisiva para sostener el crecimiento de la producción.

En petróleo, la IEA prevé que la producción argentina alcanzará 1,4 millones de barriles diarios en 2035, lo que marcará un récord histórico para el país. El incremento se originará principalmente en los recursos de tight oil de Vaca Muerta, impulsados por mayor productividad y menores costos de extracción.

El análisis regional del informe señala a Argentina como la excepción en un contexto de contracción productiva regional. Mientras la producción de gas natural disminuye o permanece estable en la mayoría de los países de América Latina, el caso argentino evidencia una expansión sostenida, sustentada en

abundantes recursos no convencionales y políticas orientadas al desarrollo del upstream.

La IEA enfatiza que el gas argentino ganará relevancia ante una competencia global más intensa por nuevos suministros. “La próxima ola de gas natural licuado (LNG, en inglés), encabezada por Estados Unidos, transformará los flujos internacionales, pero América Latina contará con un actor emergente en Argentina”, indica el documento.

El informe subraya también que las inversiones energéticas en Argentina muestran un repunte significativo, aunque persisten desafíos en materia de infraestructura. “Las inversiones en generación eléctrica aumentaron casi 70% desde 2015, aunque el gasto en redes de transporte creció menos”, según la IEA. Esta diferencia podría generar congestión y demoras en la conexión de nuevas fuentes productivas, especialmente en la Cuenca Neuquina.

La Agencia Internacional de Energía evalúa el desarrollo de proyectos de LNG y señala que Argentina tiene la posibilidad de ampliar su capacidad de exportación si acelera la construcción de infraestructura de transporte y licuefacción. Existe la oportunidad de que el país refuerce su lugar en el mercado internacional si avanza con rapidez en las obras hacia la costa atlántica, aprovechando la ventana de precios competitivos a escala global.



“Argentina LNG” es un proyecto liderado por la petrolera de mayoría estatal YPF con el objetivo de producir a partir de 2030 18 millones de toneladas anuales (MTPA) de GNL a través de la instalación de tres barcos en las costas de Río Negro a partir de 2030. Los socios por ahora son la italiana ENI y ADNOC, el principal grupo de energía de Emiratos Árabes Unidos. La otra iniciativa liderada por Pan American Energy (PAE) comenzará a producir en 2027 GNL en la misma ubicación y llegará en 2028 a las 6 MTPA.

El cálculo es que el país exportaría en la próxima década USD 15.000 millones por gas licuado. El oleoducto Vaca Muerta Sur, la principal obra de infraestructura de transporte de petróleo del país. Permitirá exportar, desde 2027, otros más de USD 15.000 millones anuales a valores actuales, según proyecciones sectoriales.

El World Energy Outlook 2025 sitúa el caso argentino dentro de una nueva geografía energética global, donde el crecimiento de la demanda se concentra en India, el Sudeste Asiático y América Latina. Argentina figura entre los pocos productores emergentes con recursos abundantes y capacidad real de expansión en gas y petróleo, aunque la IEA advierte que el país podría ganar aún más peso en la seguridad energética regional si logra estabilidad en sus políticas y fortalece la infraestructura de transporte y exportación.

El documento resalta también el avance de las energías renovables en América Latina, pero advierte que la región todavía depende mayoritariamente de los combustibles fósiles para cubrir la demanda eléctrica e industrial. En este contexto, el gas natural argentino seguirá como pieza fundamental del equilibrio energético regional en los próximos años.

El informe utiliza tres escenarios de análisis: Current Policies Scenario (CPS), Stated Policies Scenario (STEPS) y Net Zero Emissions by 2050 (NZE). En todos, Argentina mantiene un papel central en la producción regional de gas, junto a una expansión petrolera vinculada a las operaciones de Vaca Muerta.

La IEA sostiene que el crecimiento de la producción de gas natural argentino será el más relevante de América Latina hasta 2035 y que Vaca Muerta permanecerá como principal fuente de nuevos suministros. "La producción de gas en Argentina alcanzará aproximadamente 75.000 millones de metros cúbicos en 2035, un 60% más que los niveles actuales", destacó la agencia, consolidando así el liderazgo regional del país en un entorno de transformación energética global.

El World Energy Outlook 2025 advierte que el mundo enfrenta fuertes tensiones energéticas y geopolíticas, con la seguridad de suministro como uno de los temas centrales de la economía y la política. Según la IEA, los gobiernos se encuentran ante amenazas, vulnerabilidades y dependencias diversas, desde los hidrocarburos y minerales críticos hasta complejas cadenas tecnológicas e inteligencia artificial.

A escala global, el informe destaca una demanda creciente de energía, pese a los récords alcanzados por fuentes renovables. En 2024, el consumo mundial de petróleo, gas natural, carbón y energía nuclear llegó a máximos históricos, mientras el consumo de electricidad aumentó de manera inédita, impulsado por la digitalización, la expansión de los centros de datos para la Inteligencia Artificial (IA) y la electrificación del transporte.

La IEA proyecta que la demanda mundial de electricidad crecerá cerca de 40% hasta 2035, con las economías emergentes como principal motor. El organismo afirma que el mundo ingresó en la "Era de la Electricidad", con la inversión en generación, redes y almacenamiento equivalentes a la mitad de toda la inversión energética global.

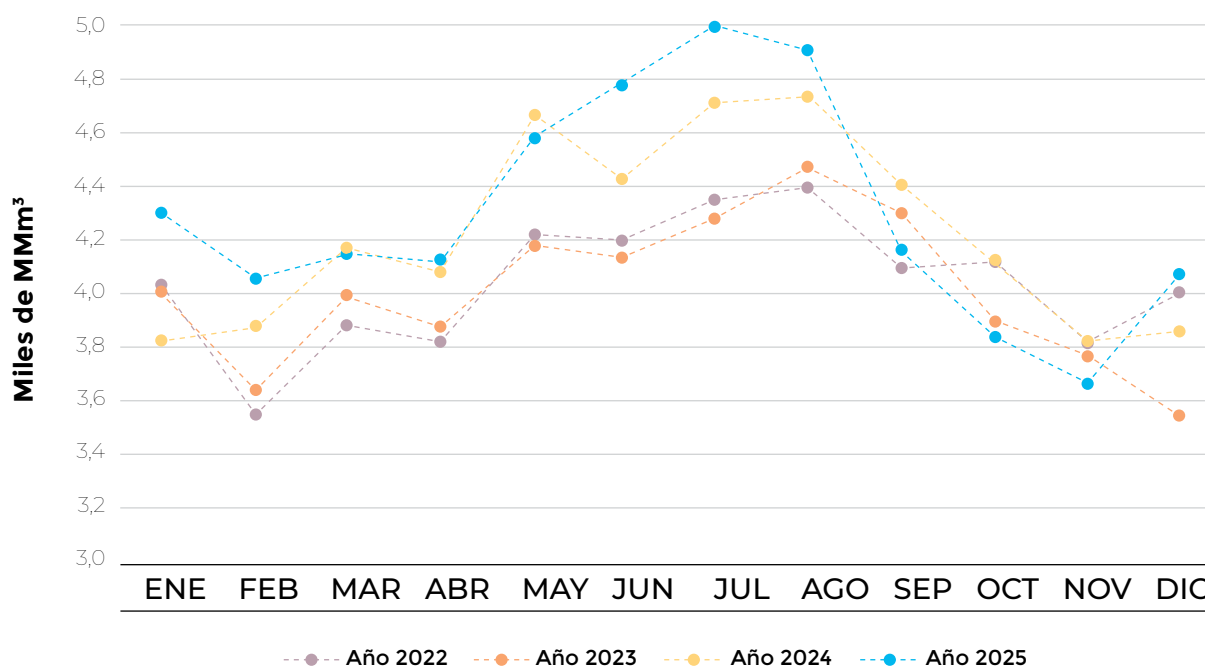
En el plano climático, el documento advierte que el planeta se encamina hacia un calentamiento global de entre 2,5 y 3 hacia fines de siglo, lejos del objetivo del Acuerdo de París. Según el escenario de políticas declaradas (STEPS), las emisiones globales de CO<sub>2</sub> descenderán por debajo de 30 gigatoneladas hacia 2050, pero el rumbo actual mantiene al planeta alejado del límite de 1,5 de aumento.

El informe también señala el peso creciente de India, el Sudeste Asiático y América Latina en el reordenamiento del sistema energético mundial. "El centro de gravedad del sistema energético mundial se desplaza hacia el sur y el este", indica la IEA, e identifica a estos países como impulsores del crecimiento de la demanda global y del desarrollo de nueva infraestructura energética.

Argentina, en este contexto, se posiciona como protagonista de la revolución del gas en la región, con un potencial que podría expandirse si los desafíos internos se convierten en oportunidades estratégicas.

*Fuente:* <https://www.infobae.com/economia/2025/11/14/la-agencia-internacional-de-energia-proyecto-que-la-argentina-liderara-la-produccion-de-gas-en-la-region-gracias-a-vaca-muerta/>

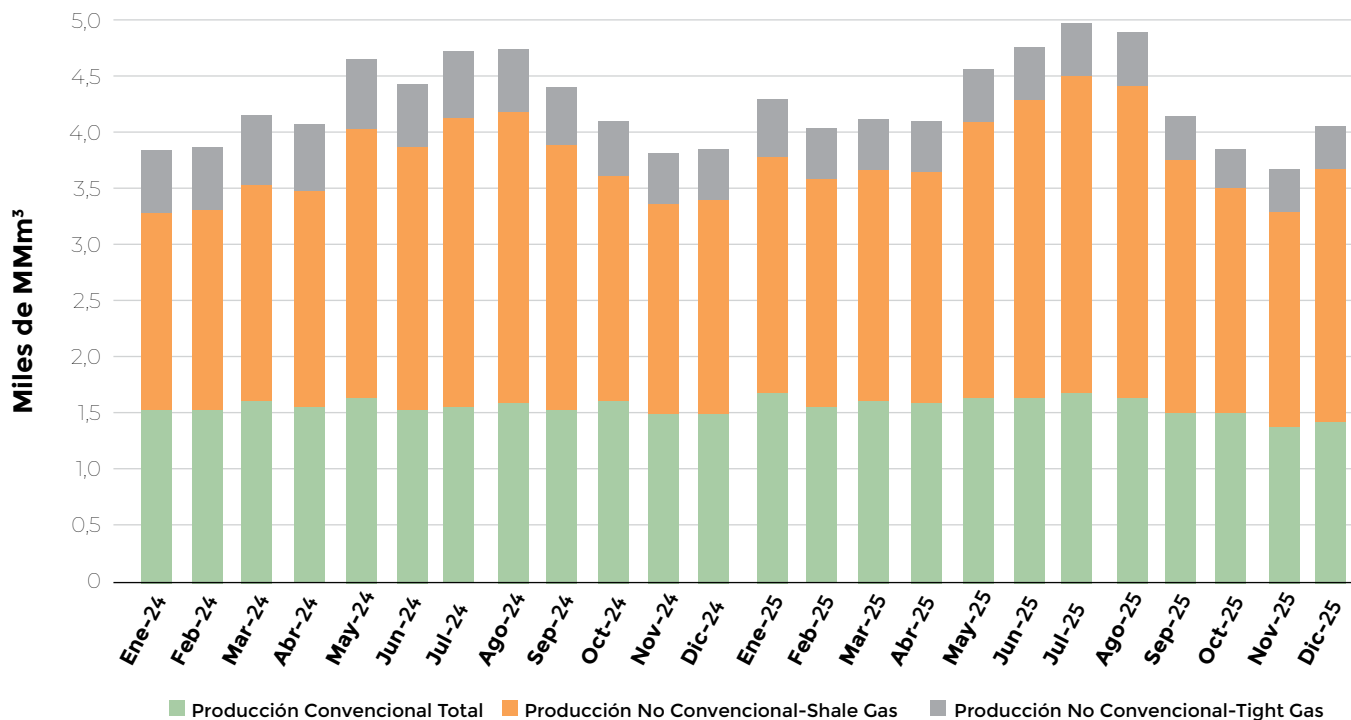
## Producción Mensual de Gas 2022-2025



## Producción convencional y no convencional

En la siguiente figura se observa la composición de gas tanto convencional como no convencional en los últimos 24 meses. Se puede observar que durante el año 2025 la producción de gas convencional disminuyó un 0,7% mientras que la del gas no convencional aumentó un 3,0% respecto del año 2024.

## Producción Convencional y No Convencional 2024-2025

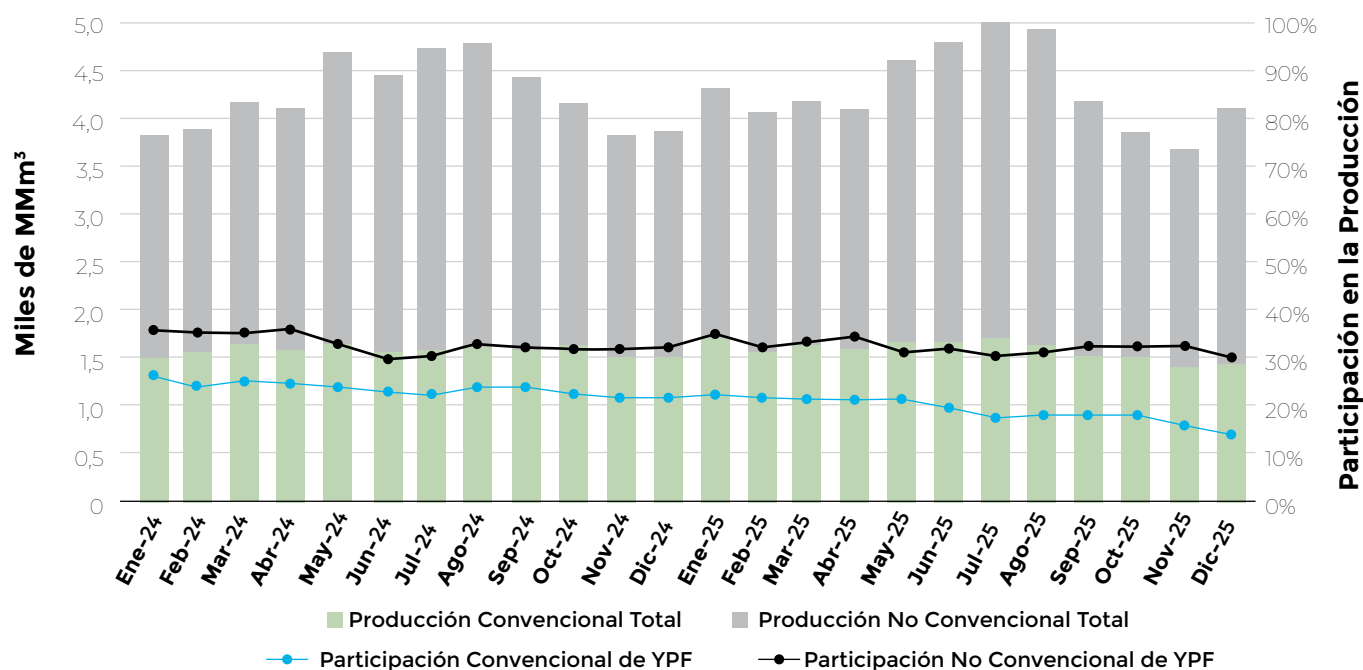


### YPF en la Producción Convencional y No Convencional de gas

Cabe destacar que la empresa con mayor participación en la producción es la estatal YPF, que desde el año 2012, fecha que se sanciona la Ley N° 26.741 que tiene como objetivo impulsar su producción. Durante el año 2025 logró alcanzar un promedio de participación del 16% en la producción convencional total y un 27% en la producción no convencional de gas.

En la siguiente figura se puede observar cómo fue el desempeño de la empresa en los últimos 24 meses en la participación tanto en la producción de gas convencional como en la producción de gas no convencional de la empresa respecto al total de la producción del país.

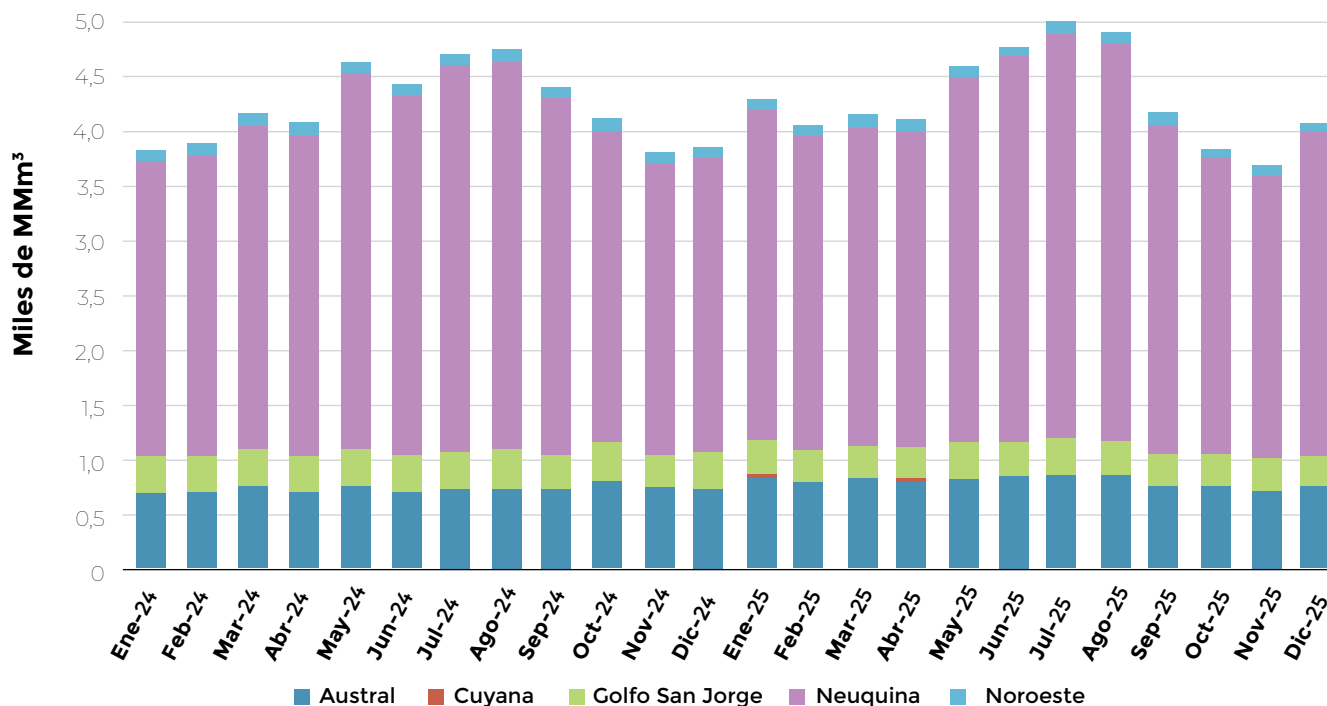
### Producción Total y Participación de YPF



## Producción por Cuencas

Argentina posee cinco cuencas con capacidad productiva de gas, ellas son las cuencas Noroeste, Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana y Austral. Durante los últimos 24 meses la producción obtuvo el siguiente desempeño.

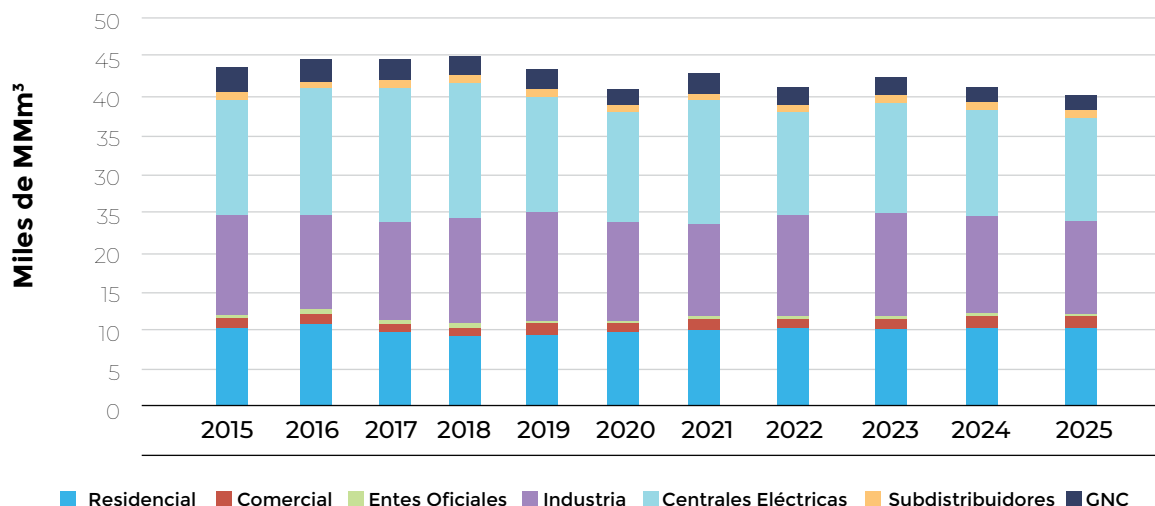
### Producción por Cuencas 2024-2025



## DEMANDA

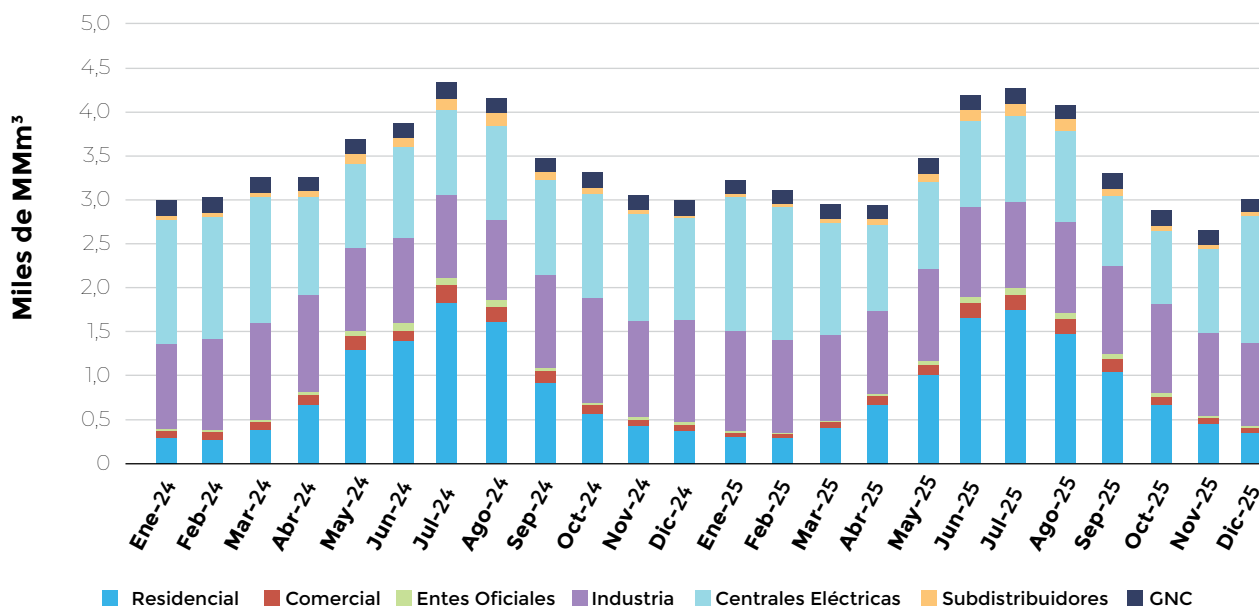
La demanda de gas en nuestro país según los datos suministrados por ENARGAS, se divide en consumidores del tipo Residencial, Comercial, Entes Oficiales, Industria, Centrales de generación eléctrica, Sub-Distribuidores (SDB) y gas natural comprimido (GNC). A continuación, se muestra la evolución de la demanda total de gas de acuerdo con los sectores de consumo mencionados anteriormente en los últimos 10 años.

### Demanda Histórica por Sector



Durante 2025 la demanda fue de 40,03 mil MMm³, en la siguiente figura se puede observar la demanda mensual de los últimos 24 meses.

## Demanda Mensual de Gas por Sector 2024-2025

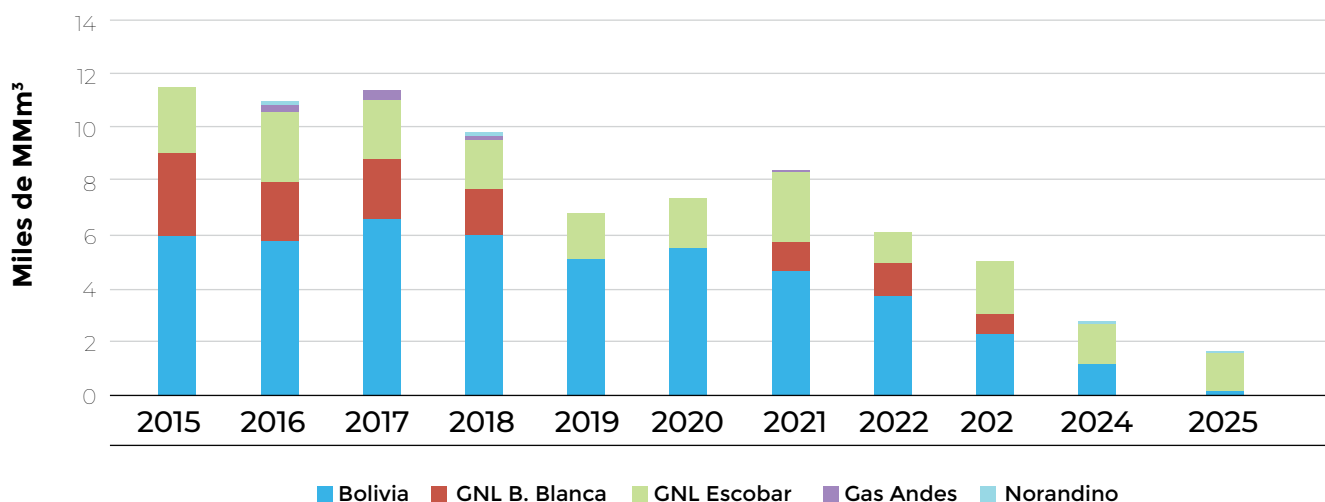


Los tres principales sectores de la demanda son el Industrial, Residencial y las Centrales de generación eléctrica que representan aproximadamente el 88,65% del consumo total. Respecto del año 2024, la demanda de 2025 del sector residencial evidencio una disminución del 1,02%, por otra parte, el sector industrial presentó una disminución del 4,97%. Finalmente, el consumo de gas por parte de las centrales eléctricas fue un 1,15% inferior respecto del año 2024.

## Importación

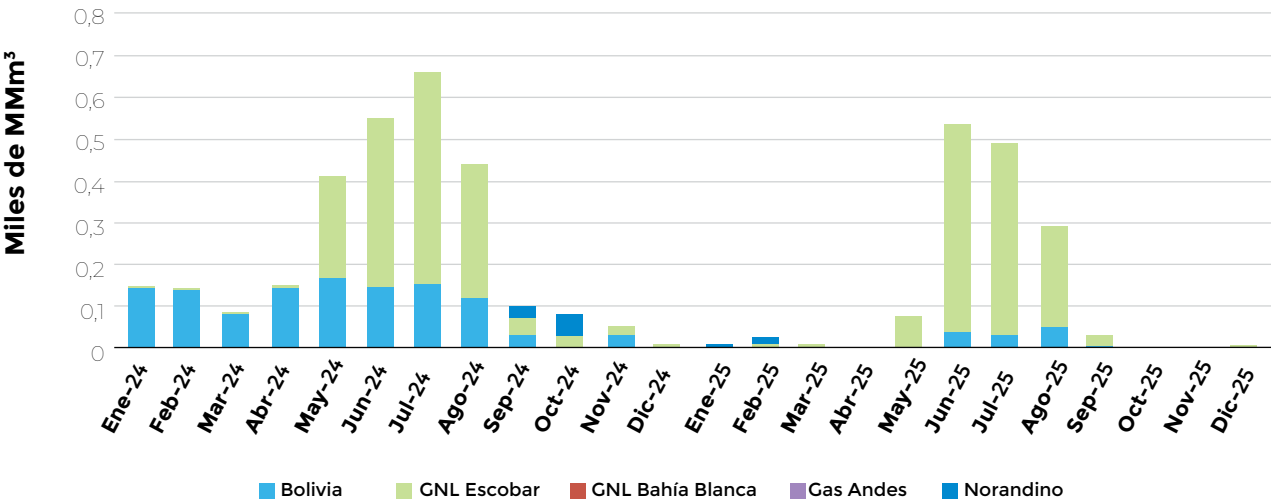
La importación de gas natural en nuestro país proviene de diferentes puntos de conexión al sistema de gas natural, ellos son: Bolivia, gas natural licuado (GNL) de Bahía Blanca, GNL de Escobar, Gas Andes y el Gasoducto Norandino. En la siguiente figura se muestran los últimos 10 años de importaciones de gas.

## Importación de Gas 2015-2025



La importación de gas natural durante el año 2025 registro un valor de 1,5 mil MMm<sup>3</sup>, siendo un 47,2% inferior respecto del año 2024.

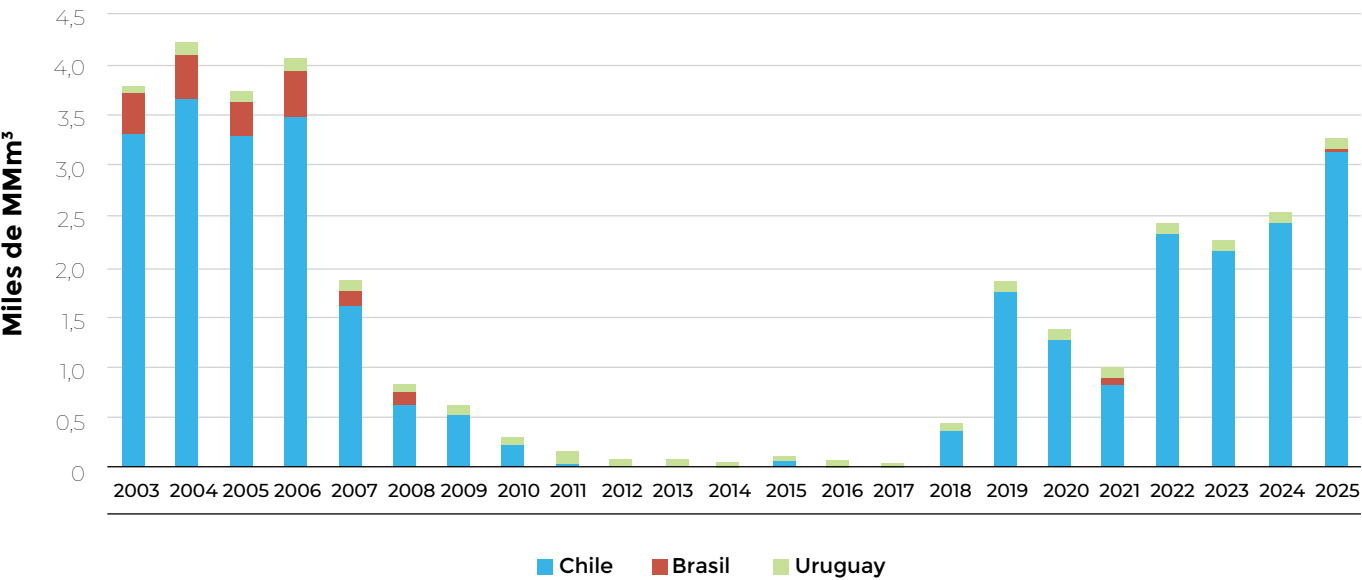
### Importaciones Mensuales 2024-2025



### Exportación

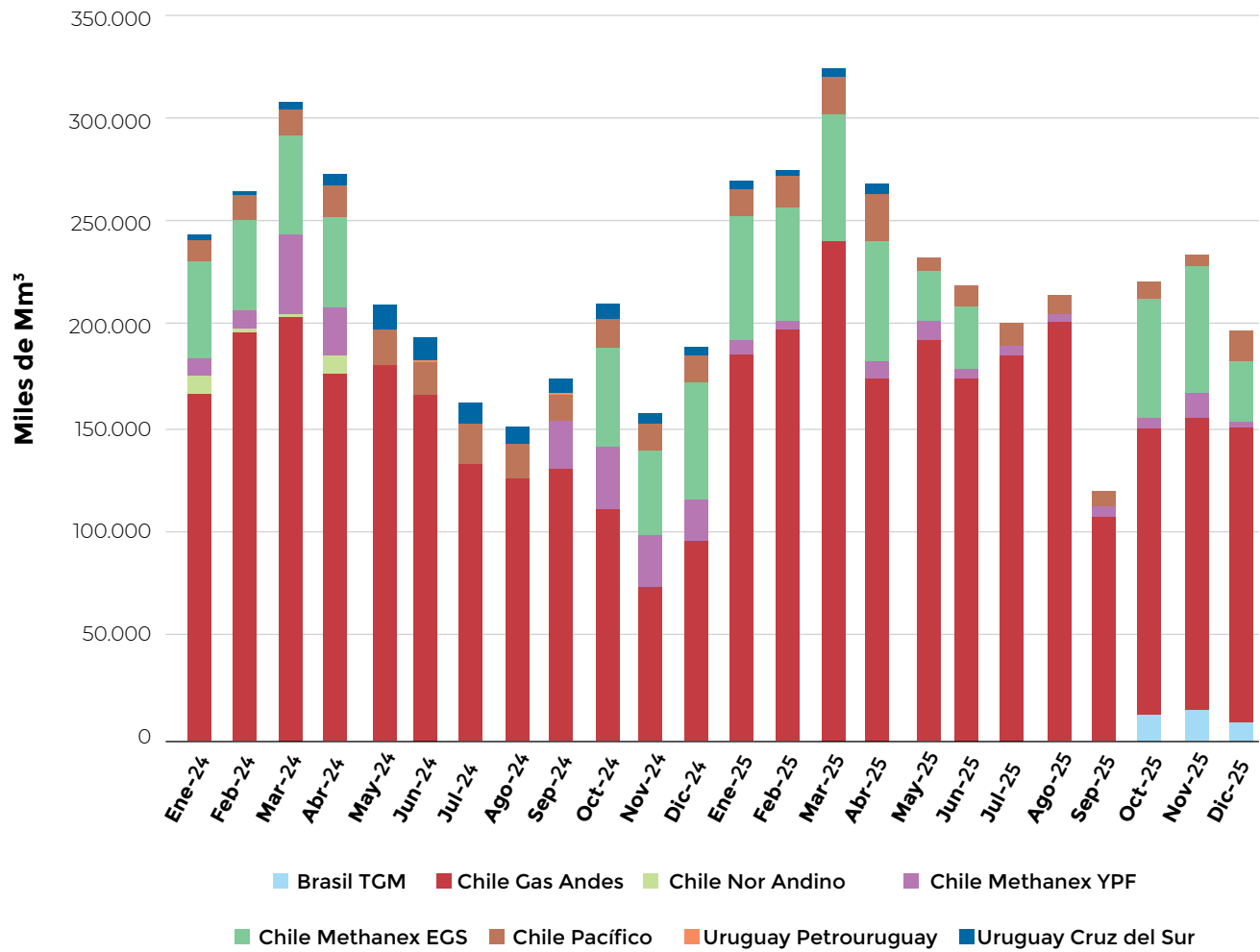
Nuestro país exporta gas natural para abastecer a tres países fronterizos: Brasil, Chile y Uruguay. El registro histórico del periodo 2001-2025 presenta los siguientes valores expresados en miles de millones de metros cúbicos.

### Exportaciones Históricas por País de Destino 2003-2025



El volumen exportado durante 2025 fue de 3,24 mil MMm<sup>3</sup> siendo un 27,8% superior en comparación al año 2024. En la siguiente figura se pueden observar las exportaciones realizadas durante los últimos 24 meses a los diferentes países con sus respectivos gasoductos.

### Exportaciones por País y por Punto de Conexión 2024-2025



# Evolución de los Precios

La Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se aprueban las “Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva”, introduce, 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 hidráulica, 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 demanda estacionalizada, 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 demanda no estacionalizada 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.

Según la Resolución 400/2025 de la Secretaría de Energía, 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  
**73,0 u\$s/MWh**

Precio Mercado  
SPOT  
**58,3 u\$s/MWh**

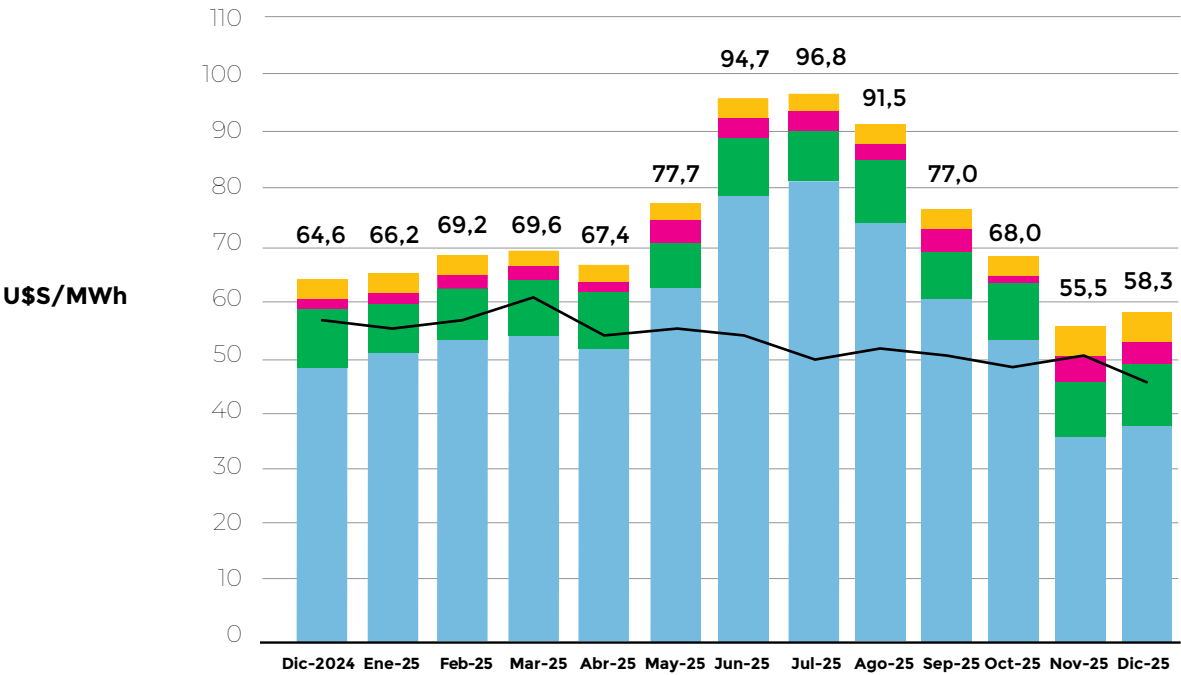
Valores a diciembre 2025.

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.

### Ítems del Precio Monómico en Dólares



\* Dólar mayorista último día hábil de diciembre de 2025 del Banco Central de la República Argentina.

## Artículos Publicados en estos 25 Años



02

**Introducción a la regulación de servicios públicos.** 1998. Anbinder, G.D  
**Panorama mundial: energía y medio ambiente.** 1998. Goñi, M.

03

**Tendencias energéticas: rol de la nucleoelectricidad.** 1999. Ruiz Moreno, E. (en base a documentos de OIEA)  
**Argentina y el calentamiento global.** 1999. Rey, F.C.

04

**Cambio climático y equidad en las estrategias de mitigación.** 1999. Venturini, N.  
**Alternativas energéticas para el siglo XXI.** 1999. Jinchuk, D.  
**Emisiones de óxidos de nitrógeno del parque termoeléctrico argentino.** 1999. Bajano, H. y Gómez D.R.

05

**El Mercado eléctrico argentino y el invierno.** 2000. Rey, F.C.  
**Energía y ambiente humano.** 2000. Notari, C.

06

**Uranio levemente enriquecido en Atucha I.** 2000. Notari, C. y Rey, F.C.  
**Tarifas eléctricas Industriales en el Mercosur.** 2000. Rey, F.C.

07

**¿Qué es un ciclo combinado?** 2001. Coppari, N.R.; Gómez de Soler, S.M. y Ramilo, L.B.  
**Realidades y mitos de la energía eólica.** 2001. Juanicó, L.

08

**Contexto actual y futuro de la nucleoelectricidad.** 2001. Corcuera, R.  
**Potencia instalada y capacidad de generación.** 2001. Rey, F.C.  
**Desarrollo de las turbinas a gas.** 2001. Mastrángelo, S.

09

**Instrumentos de política ambiental en los mercados eléctricos liberalizados de América Latina y Europa.** 2002. Gómez, D.R.; Aronne, I.D.; Bravo, R.; Feliciano Jacomino, V.M.; Lerner, E.; Linares Llamas, P.; Oosterhuis, F.; Postiglioni, O.; Rey, F.C.; O’Ryan, R.; Rudnick, H.; Sánchez de Tembleque, L.J. y Thomas, F.  
**Energía geotérmica.** 2002. Haluska, O.P., Tangir, D. y Perri, M.S.  
**Repositorio nuclear en Yucca Mountain pros y contras.** 2002. Foro de la Industria Nuclear Española

10

La quimera del hidrógeno. 2002. López C.  
 Energía y desarrollo sustentable. 2002. Rey, F.C.  
 Conceptos de generación termoeléctrica: combustibles utilizados e impactos Ambientales. Primera Parte. 2002. Mastrángelo, S.

11

Parada de actualización y mantenimiento de la Central Nuclear Atucha I. 2003. Guala, J.M.  
 Conceptos de generación termoeléctrica: combustibles utilizados e impactos Ambientales. Segunda Parte. 2003. Mastrángelo, S.  
 La opción nuclear. 2003. Núñez, A.

12

Plan Energético Nacional plan de acción - Periodo 2004-2008. 2003. Cameron, D.  
 Simulación del parque de generación eléctrica de la República Argentina y su posible expansión con restricciones en la disponibilidad de los combustibles fósiles. 2003. Giubergia, J.; Coppari, N.R. y Rey, F.C.  
 La crisis energética, aspectos coyunturales y problemas estructurales. 2003. Ortiz, C.A.  
 La crisis energética: teoría y práctica económica. 2003. Souilla, L.

13

Energía eólica. Teoría y características de instalaciones. 2004. Iannini, R.; Gonzales, J. y Mastrángelo, S.

14

Complejo Hidroeléctrico Río Grande. Central en caverna de acumulación por bombeo. 2004. Trombottto, V.G.  
 Situación del mercado internacional del petróleo. 2004. Castellano, R.A.  
 ¿Cómo satisfacer el incremento de demanda energética del siglo XXI? 2004. Notari C.

15

Los planes del gobierno para el sector. 2005. Cameron, D.  
 Planeamiento energético. ¿Para qué sirve y cómo se hace? 2005. Rey, F.C.  
 La experiencia brasileña en la crisis de energía en el año 2001. 2005. García Lima, A.G.

16

Terminación de la Central Nuclear Atucha II. 2005. Antunez, J.L.  
 Competitividad nuclear. 2005. Precensio Deck, F.; Giubergia, J.H. y Coppari, N.R.  
 Aprovechamiento de la energía solar en la Argentina y en el mundo. 2005. Durán, J.C. y Godfrin, E.M.

17

Reactivación de la actividad nuclear en la República Argentina. 2006. De Vido, J.  
 Análisis de la competitividad nuclear en el nuevo escenario energético de la República Argentina. 2006. Precensio Deck, F.; Maur, D.J.; Giubergia, J.H. y Coppari, N.R.  
 Propuestas de lineamientos de estrategia energética: enfoque metodológico. 2006. Bouille, D.

18

**Tendencias mundiales en generación nucleolétrica.** 2006. Coppari, N.R.  
**Reservas del sistema eléctrico.** 2006. Medina, O.  
**Análisis de costos nivelados de la generación de electricidad en México.** 2006. Gustavo Alonso, J.; Ramírez, R. y Palacios, J.C.

19

**Aspectos técnico económicos del GNL.** 2007. Torino Aráoz, I.  
**Estudios de localización para el emplazamiento de nuevas centrales nucleares en Argentina.** 2007. Barbarán, G.A.  
**Consideraciones particulares del combustible nuclear.** 2007. Rey, F.C.; Ramilo, L.B.; Gómez de Soler, S.M. y Coppari, N.R.

20

**Renacimiento de la energía nuclear en el mundo.** 2007. Concha Perdomo, I.A.  
**Nuevos conceptos de reactores nucleares avanzados presentes y futuros.** 2007. Solanilla, S.

21

**Análisis del sector de refinerías en Argentina con el modelo MESSAGE.** 2008. Torino Aráoz, I.; Barbarán, G. y Maur D.  
**El futuro nuclear del Reino Unido.** 2008. Foro de la Industria Nuclear Española

22

**Proyección de la demanda energética para el período 2004-2030 en Argentina empleando el modelo MAED.** 2008. Cañadas, V. y Jensen Mariani, S.

23

**El agua en las centrales térmicas y nucleares.** 2009. Foro nuclear español  
**Los reactores del futuro.** 2009. Foro nuclear español

24

**Reactor rápido refrigerado por sodio.** 2009. Villanueva, A.

25

**Central Nuclear CAREM: otra apuesta argentina al desarrollo de la tecnología nuclear.** 2010. Turina, L.  
**Consolidación de la nucleoelectricidad en el mundo. A cuatro años de la reactivación nuclear en Argentina.** 2010. Coppari, N.R.; Giubergia, J.H. y Barbarán, G.A.

26

**Los pilares de un programa nuclear.** 2010. Jensen Mariani, S.  
**Reactor rápido refrigerado por gas.** 2010. Ramos, R.

**27** Yacyretá: energía para el desarrollo binacional. 2011. Cañadas, V. y Rolón, A.

**28** La planificación energética en Argentina. 2011. Parera, D. y Torino Aráoz, I.

**29** Los planes nucleares después de Fukushima. 2012. Rey, F.C.

**30** Planificación nucleoelectrica en CNEA. 2012. Biscarra, A.; Coppari, N.R.; Iglesia, M.Y. y Zirulnikow, F.

**31** Aplicaciones de la energía nuclear. Desalinización de agua de mar y otros usos industriales acoplados al reactor CAREM. 2013. Conti, C. y Labollita, S.

**32** Análisis de los costos nivelados de generación eléctrica en Argentina. 2013. Zirulnikow, F. y Méndez, C.

**33** Plan Energético 2014 - 2019. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.  
Energía nuclear como alternativa para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. 2014. Jensen Mariani, S. y Zirulnikow, F.

**34** Competitividad de futuras centrales nucleares en Argentina aplicando la metodología INPRO del OIEA en el área de economía. 2014. Coppari, N.R. y Cañadas, V.  
Perspectivas de los recursos de uranio y torio para la generación nucleoelectrica. 2014. López, L.

**35** Análisis de la infraestructura necesaria para la introducción o ampliación de un sistema de energía nuclear. 2015. Cañadas, V.  
Panorama internacional de la energía nuclear. 2015. Jensen Mariani, S.

**36** Análisis de adaptación del sistema eléctrico argentino al cambio climático usando el modelo MESSAGE del OIEA. 2015. Jensen Mariani, S.; Biscarra, A.; Colace, S.; Coppari, N.R.; Iglesia, M.Y.; Méndez, C.; Parera, D.; Rey, F.C. y Zirulnikow, F.  
Guía para el uso racional de la energía. 2015. Cámara Argentina de Industrias Electrónicas, Electromecánicas y Luminotécnicas

37

**Situación mundial sobre el enriquecimiento de uranio.** 2016. World Nuclear Association (WNA)

**El Proyecto CAREM: la perseverancia de la industria nuclear.** 2016. Turina, L.

38

**Contribución de la energía nuclear para evitar emisiones de gases de efecto invernadero.** 2016. Coppari, N.R.

**Consideraciones sobre la energía nuclear en el ámbito nacional y las facultades provinciales.** 2016. Priano, C.

39

**Análisis de los reactores nucleares de potencia en el mundo.** 2017. Coppari, N.R. e Iglesia, M.Y.

**Análisis de la evolución de los mecanismos de desarrollo limpio en el sector energético.** 2017. Jensen Mariani, S. y Rimancus, P.

40

**Evolución de la matriz energética Argentina.** 2017. Jensen Mariani, S., Zamora, A. y Rimancus, P.

**Recursos para la gestión de vida en centrales nucleares.** 2017. Artículo basado en la publicación del OIEA: *Resources for Plant Life Management in Nuclear Power Plants*

Traducido por Cruz, A. Adaptado por Gómez, F., Iglesia, M. y Rimancus, P.

41

**La energía nuclear en los Objetivos de Desarrollo Sostenible.** 2018. Jensen Mariani, S.; Rimancus, P.; Gómez, F. y Zamora, A.

**Evolución de la matriz energética.** 2018. Coppari, N. e Iglesia, M.

42

**Hidroelectricidad: energía renovable a gran escala y complemento ideal para el desarrollo de otras fuentes renovables.** 2018. Perczyk, D., Mascimo, A., Caroff, F. y Mogliati, S.

**La Transición Energética de Alemania.** 2018. Colace, S.

43

**¿Por qué las energías renovables no pueden salvar al planeta?** 2019. Schellenberger, M.

**Los beneficios fiscales en el programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (RenovAr)** 2019. Dalmaso, G., Matarazzo, V. y Monserrat, M. F.

44

**La participación de la energía nuclear en los objetivos de desarrollo sostenible a nivel mundial.** 2019. Monserrat, M. F., Matarazzo, V., y Dalmasso, G.

**La energía nuclear y su relación con las energías renovables variables.** 2019. Notari, C.  
**Extensión de vida de centrales CANDU y despliegue histórico de centrales PHWR en el mundo.** 2019. Rimancus, P.

45

**Impacto socioeconómico producto del cierre de centrales nucleares.** 2020. Dalmasso, G. y Rimancus P.

**Análisis comparativo de los costos de transporte y energía de respaldo para las tecnologías eólica y solar en argentina.** 2020. Zamora, A. y Jensen, S.

46

**Fin de la Era Nuclear en Alemania: ¿Decisión Acertada?** 2020. Fraguas, F. y Dantoni, L.

**Eficiencia Energética en la Industria.** 2020. Dalmasso, G., Matarazzo V. y Rimancus, P.

47

**Con la energía nuclear no alcanza, pero sin la energía nuclear no se puede: transiciones energéticas en perspectiva.** 2021. Baschar, I.

**Los recursos de uranio en la Argentina dentro del contexto mundial.** 2021. López, L.

48

**Análisis del grado de desarrollo de los SMRs y su despliegue en el ámbito internacional y local.** 2021. Coppari, N., Iglesia, M. y Matarazzo, V.

**Desafíos y oportunidades de la transición energética en Argentina y el mundo.** 2021. Jensen, S.

49

**Análisis de transiciones energéticas.** 2022. Coppari, N., Iglesia M., Matarazzo, V. y Cañadas, V.

**Análisis de emisiones emitidas y evitadas del sector eléctrico.** 2022. Mora Freca, C.

50

**Características, historia y desarrollo de Dioxitek S.A.** 2022. Sayan, J.

**Un análisis de aspectos técnicos, económicos y ambientales de las energías eólica y solar.** 2022. Quintana, F.

51

**Relevancia del Gas natural para Transición Energética Justa.** 2023. Prieto, R. , Codeseira, L., Carrizo, S. y Gil, S.

52

**Centrales nucleares en el mundo.** 2023. Iglesia, M., Leuzzi, F. y Oyarzo, M.

53

**50 años de ATUCHA I, el proyecto nuclear argentino.** 2024. Coppari, D., Mora, C., Leuzzi, F., Thaine, N. y Iglesia, M.

54

**Los colores de la transición energética: El rol del hidrógeno.**2025. G. Amica y F. Gennari.

55

**Los competidores de SMRs en el mundo.** 2025. Matarazzo, V., Mora. C., Leuzzi, F. y Thaine, N.

56

**BESS y expansión de redes: estrategias para aprovechar el recurso renovable argentino.** 2026. C. Mora Fresca, N. Thaine y V. Matarazzo.

---

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de la Secretaría de Energía Eléctrica, CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A., INDEC, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net y Banco Mundial emitidos hasta diciembre de 2025.

---

Elaborado por la Departamento Estudios y Análisis Energéticos,  
Gerencia Coordinación de Proyectos Tecnológicos Nucleares, Gerencia de Área Energía Nuclear

**Comisión Nacional de Energía Atómica**

Av. del Libertador 8250 (C1429BNP), CABA

Centro Atómico Constituyentes

Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires

Tel: 54-011-6772-7526/7869

Fax: 54-011-6772-7526

email:

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

