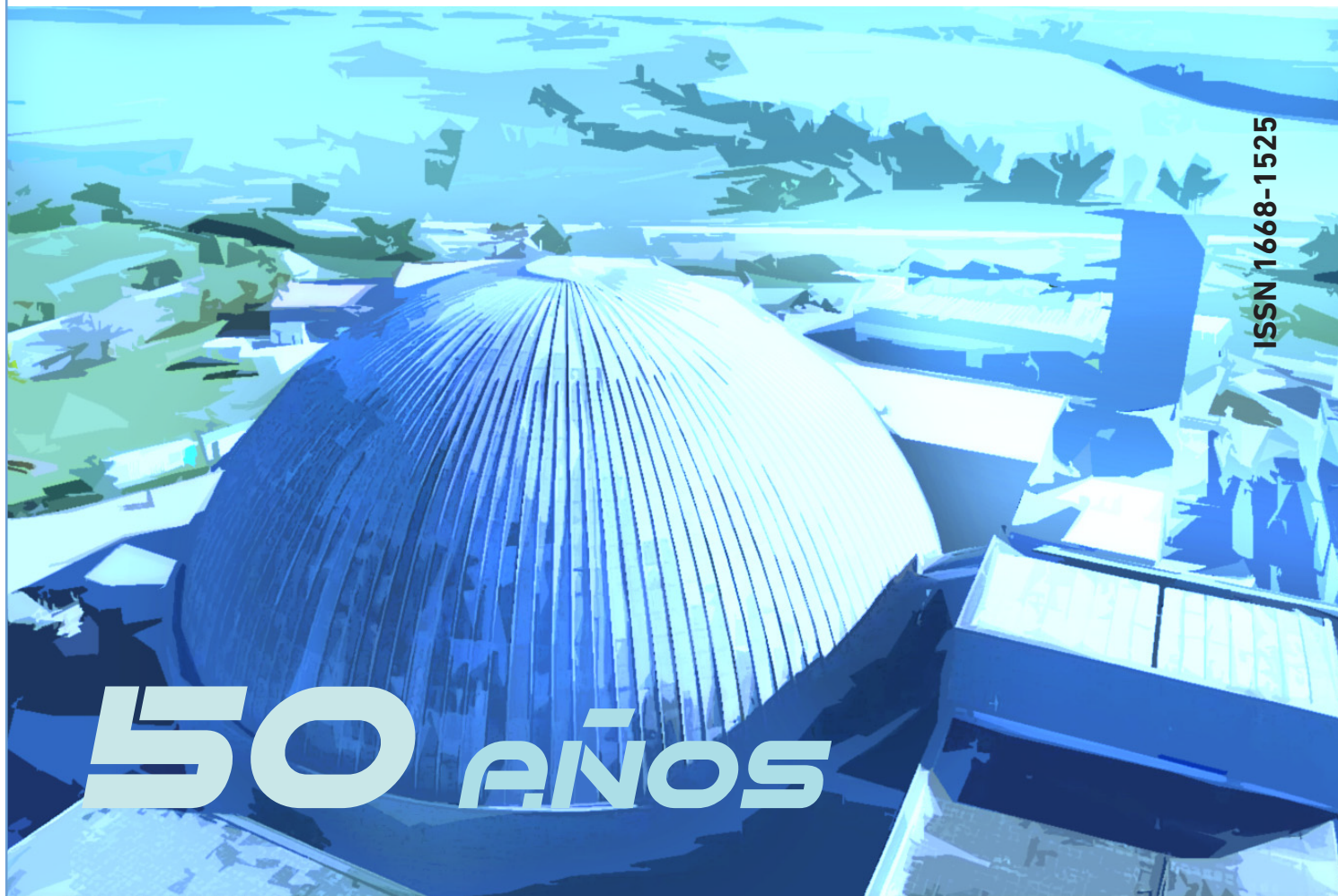


BOLETÍN ENERGÉTICO 53

1er. Semestre 2024
AÑO XXVII N° 53

ATUCHA I



ISSN 1668-1525

50 años



1974 - 2024

GENERANDO ENERGIA PARA EL PAIS



Dirección de la Publicación: Ing. Santiago Jensen

Producción Editorial: Téc. Mariela Iglesia

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari

Boletín elaborado y emitido por Departamento de Planificación Estratégica, perteneciente a la Gerencia Planificación, Gerencia de Área Articulación Institucional, Comisión Nacional de Energía Atómica.
Av. del Libertador 8250 (C1429BNP) CABA; Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires.
Tel: +54 11 6772-7526/7641

Coordinación Editorial: Lic. Diego Coppari

Comité Revisor: Ing. Norberto Coppari
Ing. Santiago Jensen

Apoyo Técnico: Sr. Facundo Leuzzi
Sra. Mónica Nicolini

Colaboraron en este número: Ing. Carlos Rey
Ing. Humberto Baroni
Lic. Victoria Matarazzo
Lic. Carlos Mora Fresca
Téc. Nicolás Thaine

Diseño y Compaginación: Lic. Andrés Boselli

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

e-mail: sintesis_mem@cnea.gov.ar

Otras publicaciones de CNEA: Síntesis. <https://www.cnea.gob.ar/nuclea/handle/10665/803>

Número 53 Julio 2024

ISSN 1668-1525



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

Contenido

50 años de ATUCHA I, el proyecto nuclear argentino	
D. Coppari, C.Mora, F. Leuzzi, N. Thaine y M. Iglesia.	4
Síntesis Nuclear	18
Demanda de Energía Eléctrica	24
Picos de Potencia	
Potencia Instalada	29
Potencia instalada por región y por fuentes	
Incorporaciones previstas	
Generación de Energía Eléctrica	34
Otras Energías Renovables	35
Consumo de Combustibles y Emisiones de Dióxido de Carbono	41
Síntesis de Mercado del Gas Natural	43
Evolución de los Precios	50

Editorial

El primer semestre de 2024 ha sido testigo de eventos destacados que marcan un hito en el sector energético y nuclear de Argentina.

La noticia principal del primer semestre de 2024 tuvo que ver con que Central Nuclear Atucha I, la primera de su tipo en Argentina y en toda América Latina, celebró sus 50 años de operación comercial. Desde que comenzó a generar energía el 24 de junio de 1974, ha jugado un papel crucial en el desarrollo energético y tecnológico del país. Durante este medio siglo, Atucha I ha sido una fuente confiable de energía limpia y sostenible para millones de argentinos, destacándose por su operación segura y eficiente.

La contribución de Atucha I ha sido esencial en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, consolidando a la energía nuclear como una alternativa viable en la lucha contra el cambio climático. A lo largo de sus cinco décadas de funcionamiento, la planta ha mantenido altos niveles de rendimiento, superando incluso la potencia de diseño original de 319 MW, alcanzando actualmente una potencia de 362 MW. Esto ha posicionado a Argentina como un referente en materia nuclear en la región.

Además, en materia de energía nuclear, se dio otra gran noticia durante el primer semestre de 2024 ya que la Central Nuclear Embalse alcanzó una vez más un indicador de excelencia.

de Embalse a lo largo del año. Además, su capacidad para generar energía sin emisiones contaminantes ha sido crucial en la reducción de gases de efecto invernadero. En 2023, junto con las centrales Atucha I y II, permitió un ahorro de 1.788.563 toneladas de CO₂, reafirmando su compromiso con el medioambiente.

En el terreno de la Comisión Nacional de Energía Atómica, el primer semestre de 2024 estuvo marcado por el cambio de autoridades. Germán Guido Lavalle, doctor en Ingeniería Nuclear, asumió como presidente y, junto al ingeniero nuclear Luis Rovere -quien ocupa el cargo de vicepresidente- encabezarán la nueva etapa de la institución. En su discurso de presentación,

La contribución de Atucha I ha sido esencial en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, consolidando a la energía nuclear como una alternativa viable en la lucha contra el cambio climático. A lo largo de sus cinco décadas de funcionamiento, la planta ha mantenido altos niveles de rendimiento, superando incluso la potencia de diseño original de 319 MW, alcanzando actualmente una potencia de 362 MW.

Al respecto, durante el año 2023, registró un factor de carga del 97,99%, consolidando su posición como una de las centrales más eficientes del país. Además, en ese período generó 5.630.814 MWh, abasteciendo a millones de hogares en Argentina.

Es importante mencionar que el factor de carga mide la relación entre la energía producida y la que se podría haber generado si la planta hubiera funcionado a máxima capacidad durante el mismo tiempo. Este elevado porcentaje destaca el rendimiento óptimo y la operación continua

Lavalle expresó que “es un honor haber sido designado en una institución de tanta trayectoria y relevancia en la vida nacional como la CNEA”, a la vez que ratificó su compromiso de fortalecer las actividades científicas y tecnológicas que se desarrollan, siempre bajo un enfoque de austeridad y uso eficiente de los recursos.

Por su parte, Luis Rovere destacó la importancia de impulsar empresas de base tecnológica que surjan de los proyectos de innovación de la CNEA, buscando contribuir al desarrollo económico y social del país, consolidando a su vez el papel

de la CNEA como un actor clave en la ciencia, la tecnología y la energía nuclear en Argentina.

Otro de los grandes hitos ocurridos durante el primer semestre de 2024 ha tenido que ver con que se inauguró la Planta Compresora de Tratayén, que permitirá incrementar la inyección de gas de Vaca Muerta en el Gasoducto Néstor Kirchner, generando un ahorro estimado de u\$s350 millones por año. La nueva planta, ubicada en Neuquén, en el centro de la formación geológica de Vaca Muerta, tiene como objetivo comprimir el gas recibido de la Planta de Acondicionamiento de Gas de TGS e inyectarlo en el gasoducto. Esta mejora aumentará la capacidad de transporte del gasoducto de 11,2 a 16 millones de metros cúbicos por día.

La próxima etapa del proyecto es la inauguración de la planta compresora de Salliqueló. Una vez realizado eso, se completará la primera fase para duplicar la cantidad de gas en el Gasoducto Néstor Kirchner, alcanzando 21 millones de metros cúbicos diarios.

Es importante destacar el boom petrolero dado en Argentina durante los primeros seis meses de 2024. En dicho lapso, el país ha visto un notable aumento en sus exportaciones de petróleo crudo, con un crecimiento del 60,2% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Según el informe del Indec, el país exportó petróleo por un valor de 2.534 millones de dólares, en comparación con los 1.581 millones de dólares del primer semestre de 2023.

El impacto positivo del sector energético se refleja no solo en el incremento de las exportaciones, sino también en la reducción de las importaciones de gas. Durante el primer semestre de 2024, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron en un 55,1%, pasando de 4.587 millones de dólares en 2023 a 2.060 millones de dólares. Esta reducción se debe a una combinación de factores, incluyendo el aumento en la producción local y la caída en los precios internacionales del gas.

Por último, a la hora de analizar el ámbito internacional nuclear, el primer semestre de 2024 vio la incorporación de varias centrales nucleares a la red: BARAKAH-4 en Emiratos Árabes Unidos, FANGCHENGANG-4 en China, KAKRAPAR-4 en India, y VOGTLE-4, un reactor PWR de 1.117 MWe en Estados Unidos. También se dio inicio a la construcción de cuatro reactores PWR con más de 1.000 MW de potencia en Egipto, Rusia y China (dos reactores). En contraposición, Rusia cerró permanentemente la central nuclear KURSK-2, un reactor LWGR de 925 MW eléctricos.

Con estos importantes avances, el futuro del sector energético y nuclear en Argentina se presenta prometedor. La creciente producción de Vaca Muerta, junto con la extensión de vida de la Central Nuclear Atucha I y los excelentes niveles operativos alcanzados por Embalse, destacan el potencial de nuestro país para consolidarse como un líder en la región. La combinación de estos factores no solo augura una mayor estabilidad energética y económica, sino que también refuerza el compromiso con la sostenibilidad y el desarrollo tecnológico, abriendo un horizonte de oportunidades para la Argentina en los años venideros.

50 AÑOS DE ATUCHA I

EL PROYECTO NUCLEAR ARGENTINO

Autores: Diego Coppari, Carlos Mora, Facundo Leuzzi, Nicolás Thaine y Mariela Iglesia.

Agradecimientos: Red de Gestión Documental y Patrimonio Cultural CNEA y NA SA.

En 2024, Atucha I celebró 50 años desde su entrada en servicio, acontecimiento que marcó un hito en la historia de la energía nuclear en Argentina. Sin embargo, para comprender el origen de Atucha es necesario remontarse unas décadas atrás, ya que su nacimiento fue parte de un proceso que posicionó al país como un actor destacado en el ámbito nuclear.

Un poco de historia

A principios del siglo XX, el abastecimiento energético se perfilaba como un problema crítico para la economía argentina, impulsado por el crecimiento poblacional —especialmente en las grandes ciudades—, la modernización urbana y las transformaciones derivadas del proceso de industrialización por sustitución de importaciones.

Esta situación expuso la dependencia del país de las importaciones de carbón provenientes de Inglaterra, lo que, a su vez, generaba vulnerabilidades económicas y estratégicas. La necesidad de intervención estatal para garantizar el suministro de materias primas estratégicas se volvió aún más evidente con el estallido de la Segunda Guerra Mundial.

A partir de la década del 40 se priorizó el fomento de la industria nacional, y se comenzó a

percibir a la tecnología nuclear como una posible solución al problema energético del país.. Este interés no se desvaneció con la llegada de Juan Domingo Perón al poder. Por el contrario, el déficit energético provocado por la desinversión durante la guerra y las expectativas de nuevos conflictos bélicos consolidaron al sector nuclear como un eje central de la política estatal.

En este contexto, se delineó un ambicioso programa nuclear argentino, diseñado para abordar dos grandes desafíos. Para eso, era imperativo formar recursos humanos especializados que pudieran desarrollar conocimientos en un campo donde la región aún carecía de una base científica y tecnológica sólida.

El gobierno respondió con la creación de nuevas instituciones científicas, diseñadas para complementarse con las existentes y atender

necesidades que estas no cubrían. Así, en 1950 se fundó la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), con el objetivo de estimular, coordinar y controlar todas las investigaciones relacionadas con el ámbito nuclear. La CNEA se convirtió en un órgano de consulta y asesoramiento directo para el Poder Ejecutivo.

Además, se creó la Dirección Nacional de Energía Atómica (DNEA), encargada de formar científicos y técnicos locales. Paralelamente, para acelerar el desarrollo nuclear, el gobierno buscó atraer expertos extranjeros, incluyendo científicos alemanes que migraron al país.

Este esfuerzo culminó en la llegada del físico austríaco Ronald Richter, protagonista del polémico Proyecto Huemul. Aunque este proyecto fue desmantelado a fines de 1952, marcó el inicio de un proceso que, con el tiempo, llevó a la creación de la Central Nuclear Atucha I y, más adelante, de la Central Nuclear Embalse.

iniciaron el desarrollo de la energía nuclear en el país. Un año después comenzaron los cursos sobre reactores nucleares, que con el tiempo se convertirían en el posgrado en ingeniería nuclear. Se fomentó además el intercambio con países desarrollados, enviando personal argentino al exterior y recibiendo expertos internacionales que colaboraron en la formación de científicos locales.

Además, en 1955, gracias al doctor José Balseiro y en convenio con la Universidad de Cuyo, se creó una escuela permanente de física que dio origen a el Instituto Balseiro, cuya misión principal era formar cuadros científicos orientados a la investigación nuclear. El Instituto Balseiro, que continúa funcionando, se consolidó como un bastión en la formación de recursos humanos especializados. En 1956, la CNEA y la DNEA se fusionaron, y la CNEA se posicionó como el principal referente en esta materia.

En 1950 se fundó la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), con el objetivo de estimular, coordinar y controlar todas las investigaciones relacionadas con el ámbito nuclear.

Cuando se dice que Atucha I comenzó mucho antes de 1974, nos referimos precisamente al inicio de este extenso proceso que tiene su origen en el fracaso del Proyecto Huemul. ¿Por qué? Porque, a pesar de no alcanzar sus objetivos, la energía nuclear ya había ganado un lugar en la agenda pública. Además, muchos de los equipos adquiridos para el Proyecto Huemul fueron aprovechados posteriormente por el personal de CNEA.

Así, en 1952 se establecieron los primeros laboratorios y se convocó a investigadores de distintas disciplinas para formar grupos de trabajo integrados por jóvenes profesionales que

¿Por qué insistimos en que Atucha comenzó mucho antes de 1974 y fue el resultado de un proceso? Porque estos años previos estuvieron marcados por la consolidación institucional y la formación de recursos humanos en un contexto de continuidad, algo poco frecuente en la historia argentina. Más allá de los cambios en el ejecutivo, la CNEA continuó desarrollando sus actividades normalmente y contó con el aval de los gobiernos que se sucedieron hasta la década de 1980. Este período estuvo además caracterizado por una notable estabilidad en su liderazgo, con el contralmirante Oscar Quihillalt ocupando la presidencia de la institución casi de manera ininterrumpida entre 1955 y 1973.

Esa estabilidad fue un factor decisivo que permitió transformar a la CNEA en un ámbito de excelencia científica, incluso en el contexto de un país periférico. Desde esta base, el desarrollo de reactores de investigación, y posteriormente de reactores de potencia, se integró como un componente esencial del proceso que llevó a la creación de Atucha I.

El primer paso de este proceso estuvo relacionado con los reactores de investigación. ¿Por qué? Porque a medida que la CNEA se consolidaba como una institución de referencia en el ámbito nuclear argentino, el siguiente desafío fue construir un reactor de investigación. Este reactor sería clave tanto para la capacitación del personal como para la producción de radioisótopos destinados a aplicaciones médicas. Así, en 1957, el RA-1 se convirtió en el primer reactor de investigación (construido por Argentinos) no solo de Argentina, sino también de América Latina. Su puesta en marcha, al alcanzar la criticidad, marcó un hito fundacional para la institución, cargado de simbolismo y relevancia histórica.

En primer lugar, porque sentó las bases para institucionalizar por primera vez la apertura del paquete tecnológico, estableciendo un modelo que permitiría aprender, replicar y adaptar conocimientos internacionales al contexto local. En segundo lugar, porque con el RA-1 se formalizó la política de fomento a la industria local como un objetivo estratégico, lo que resultaría crucial para la historia nuclear del país. A partir de ahí, siguieron otros hitos importantes: el RA-0 en 1960, el RA-2 en 1966 y el RA-3 en 1967, todos ellos diseñados y construidos íntegramente en el país, con una creciente participación de proveedores nacionales que se consolidó con el tiempo.

Entre 1952 y 1968, la CNEA atravesó un período de fortalecimiento institucional. Durante estos años, adoptó un enfoque particular que combinaba confianza en las capacidades propias con una decidida búsqueda de autonomía tecnológica. Este enfoque respondía a las condiciones estructurales de Argentina: un país periférico, con un desarrollo industrial

aún incipiente y una necesidad apremiante de formar especialistas. Bajo esta lógica, se priorizó la formación de recursos humanos con altos niveles de excelencia científica por encima de las actividades productivas inmediatas. La idea era clara: primero era imprescindible adquirir conocimientos y competencias que luego sirvieran como base para consolidar un programa nuclear a largo plazo.

A medida que el complejo científico, tecnológico y nuclear maduraba y los objetivos institucionales se iban afianzando, la construcción y puesta en marcha de distintos reactores de investigación crearon las condiciones necesarias para considerar la instalación de la primera central nuclear de potencia en el país. El éxito en estos desarrollos, siempre bajo el esquema de apertura tecnológica, coincidió con un contexto internacional favorable para el sector nuclear, marcado por un auge global desde 1960. Este escenario propició el momento ideal para dar el siguiente paso.

La instalación de la primera central nuclear de potencia en Argentina se justificaba desde dos perspectivas clave. Por un lado, desde el ámbito estratégico, respondía a la necesidad de diversificar la matriz eléctrica frente a una creciente demanda energética. Por otro, representaba una oportunidad única para aprovechar el conocimiento científico y tecnológico acumulado a lo largo de los años, con el potencial de impulsar la industria local.

En este marco, en 1963 se dio un paso fundamental con la creación del Comité para el Estudio de Factibilidad de Centrales Nucleares. Este proyecto, que recibió el apoyo activo de siete gobiernos con orientaciones políticas diversas entre 1963 y 1974, es un ejemplo claro de la importancia de la continuidad en la política nuclear argentina. Los estudios de factibilidad, oficializados durante la presidencia de Arturo Illia, evaluaron dos tipos de reactores, uno de uranio natural y otro de uranio enriquecido, en dos niveles de potencia de 300 y 500 MW, definidos según la capacidad de la red eléctrica.

Como ubicación para la central, se seleccionó la región del Gran Buenos Aires y el Litoral para ser estudiada, dado que concentraban gran parte de la demanda eléctrica del país y contaban con un sistema eléctrico apto para soportar la futura central.

En las imágenes a continuación se observan las carátulas de los informes presentados en 1965, en los cuales se analizó la zona de Gran Buenos Aires y Litoral. Los estudios incluyeron el análisis del mercado eléctrico en la zona, potencia y ubicación de la central, la ingeniería de proyecto, los aspectos legales, el estudio económico y financiero y la evaluación del proyecto.

Además se profundizó en aspectos generales de los reactores, las características y evaluación de cuatro tipo de reactores: PWR, BWR, CGR y HWR, la posible contribución de la industria nacional a la construcción y operación de la central, el combustible de la central (contemplando los recursos de uranio , la producción, el uranio enriquecido, y el aprovechamiento del combustible), el aumento de potencia, la vida útil de la central, la seguridad radiológica, requerimiento de personal, programa de ejecución del proyecto, costos del ciclo de combustible, entre otros.



Estudio de Pre Inversión para una central nuclear en la zona GBA – Litoral, año1965.

El resumen de la síntesis general manifestaba que **“La instalación de una central nuclear de 500 MW de potencia para servir a la zona del Gran Buenos Aires-Litoral a partir de 1971 resulta ser técnicamente factible, económicamente conveniente y financieramente viable”**

Cinco fueron los sitios estudiados para alojar la central en estudio: Pueblo San Martín, Oliveros, Ramallo, Atucha y Magdalena. Pero fue el sitio de Atucha el elegido, ya que cumplía mejor con los requerimientos adicionales de integración en el sistema eléctrico GBA-Litoral por su cercanía al mayor centro de carga a la fecha del estudio.

Además, las características de los suelos de la zona y las condiciones meteorológicas prevalecientes satisfacen con todos los requerimientos de la seguridad nuclear.

Luego en una siguiente etapa, surgieron dos debates fundamentales. El primero giraba en torno a los actores que intervendrían en la construcción de la central. Un grupo, representado por figuras como Dan Beninson, proponía desarrollar un prototipo intermedio de central nuclear en el país para avanzar gradualmente hacia una producción a mayor escala, sin recurrir a asistencia extranjera. En

contraste, otra corriente, encabezada por Jorge Sábato, abogaba por adquirir una central llave en mano para acortar tiempos. Esta última posición prevaleció, pero con matices importantes: la transferencia de tecnología y una significativa participación nacional en decisiones clave fueron aspectos innegociables. La CNEA mantuvo el control del estudio de factibilidad y aseguró la apertura del paquete tecnológico para fomentar la industria local en áreas como la ingeniería civil y los servicios auxiliares.

El segundo debate se centró en el tipo de combustible a emplear. Esta decisión tenía un impacto económico crucial, ya que el costo de abastecimiento de combustible durante la vida útil de la central era comparable al costo de instalación. Las opciones se reducían a reactores de uranio enriquecido con agua liviana o de uranio natural con agua pesada.

El diseño de uranio enriquecido era más moderno, compacto y económico, pero presentaba serias dificultades en términos de abastecimiento. Argentina no estaba en condiciones de producir combustible enriquecido localmente debido a las limitaciones tecnológicas y económicas, y dependería de Estados Unidos como proveedor.

Por otro lado, el uso de uranio natural implicaba mayores costos iniciales de instalación, pero garantizaba una mayor autonomía al utilizar uranio disponible localmente. Además, resultaba factible adquirir la tecnología necesaria para producir el moderador. Este enfoque fue apoyado ampliamente dentro de la CNEA y por otros actores como la Asociación de Profesionales de CNEA (APCNEA), creada en 1966, la Secretaría de Energía y empresas nacionales.

Aunque la preferencia por el uranio natural era evidente, la licitación internacional lanzada en 1967 no limitó las opciones, buscando aprovechar la competencia entre proveedores para obtener la mejor propuesta posible para el país.

La toma de decisiones para el proyecto de la primera central nuclear de potencia en Argentina priorizó varios elementos clave. Uno

de los aspectos fundamentales fue el método de financiamiento ofrecido por los proveedores, la posibilidad de participación de la industria local en la construcción de la obra y los elementos de combustible, y la condición de que los proyectos debían ajustarse al estudio de factibilidad realizado por la CNEA. Además, se estipuló un plazo de entrega entre 48 y 52 meses, lo cual era crucial para garantizar un avance adecuado del proyecto.

En lugar de optar por una licitación formal, se decidió convocar un llamado de ofertas, lo que brindaba mayor flexibilidad en las negociaciones iniciales. Este enfoque permitió recibir 17 propuestas de 10 firmas, que incluían gigantes como Westinghouse y General Electric de Estados Unidos, la United Kingdom Atomic Energy Authority (UKAEA) de Reino Unido, Associated Nuclear Constructors de Canadá, Siemens y AEG de Alemania Federal, entre otras. Francia también participó en la licitación, pero sus negociaciones fueron suspendidas unilateralmente sin muchas explicaciones.

Al evaluar las opciones, se descartaron rápidamente las propuestas de Estados Unidos, ya que estas implicaban el uso de uranio enriquecido, y además no ofrecían garantías en cuanto a la provisión continua de este suministro. La propuesta de UKAEA también fue descartada por varias razones: su central AGR no estaba operando en ese momento, y, además, no aceptaban las condiciones de financiamiento y de participación de la industria local que Argentina consideraba esenciales.

A continuación, se evaluaron las opciones restantes, las cuales empleaban uranio natural, y finalmente se decidió aceptar la oferta de Siemens por varias razones. Primero, Siemens aceptó las condiciones de participación de la industria local, lo que permitía a la CNEA no solo involucrarse en la obra, sino también adquirir el know-how tecnológico directamente de la empresa. Aunque esta era la primera experiencia de Alemania Federal como exportadora de reactores, las condiciones acordadas fueron suficientes para que la oferta fuera aceptada.

Un aspecto crítico fue el financiamiento: Siemens se comprometió a financiar el 100% del costo de la construcción hasta seis meses después de la puesta en marcha y operación de la central. Este compromiso aseguraba que la empresa cumpliera con los plazos de entrega, pues de no hacerlo, perdería dinero. En términos de financiamiento, Siemens aportó 70 millones de dólares para la construcción de la central y 35 millones adicionales para la construcción de una planta piloto de agua pesada y combustible. Este préstamo sería devuelto en 20 años a una tasa del 6% de interés.

Otro punto muy importante tuvo que ver con la participación de la industria nacional y para hablar de ella es necesario mencionar la Ley 18.875, formulada y aprobada en 1970, denominada Compre Nacional. Esta fue clave para fomentar la participación de la industria nacional en el desarrollo nuclear, ya que permitió la apertura de paquetes tecnológicos y mejoró la competitividad de los productos nacionales frente a los alemanes, beneficiando el sector nuclear en particular.

Uno de los aspectos fundamentales fue el método de financiamiento ofrecido por los proveedores, la posibilidad de participación de la industria local en la construcción de la obra y los elementos de combustible, y la condición de que los proyectos debían ajustarse al estudio de factibilidad realizado por la CNEA.

Es importante señalar que estas concesiones, tanto en términos de financiamiento como de transferencia de tecnología, respondían a los intereses de Alemania Federal por posicionarse como un exportador clave de reactores nucleares en la periferia. Este interés estaba respaldado por el gobierno alemán, lo que fortalecía aún más el convenio.

A nivel nacional, el Compre Nacional facilitó un espacio de diálogo entre la CNEA, la Secretaría de Industria y empresas locales, lo que permitió evaluar las capacidades industriales del país. En 1972, se creó la Asociación Argentina de Tecnología Nuclear (AATN), una entidad para promover las aplicaciones nucleares y defender los intereses del sector.

Finalmente, en febrero de 1968 se decidió aceptar la oferta de Siemens. El 31 de mayo del mismo año, se firmó el contrato formal. La central se emplazaría en Zárate, en la localidad de Lima, sobre el margen derecho del río Paraná de las Palmas, en terrenos pertenecientes a la familia Atucha. El costo total de la obra, sin incluir la primera carga de combustible y agua pesada, se calculó en 280 millones de marcos alemanes. Siemens financió la obra, mientras que diversas empresas nacionales actuaron como subcontratistas a través de un proceso de licitación.

En cuanto al desarrollo de los elementos combustibles para la central Atucha I, inicialmente la CNEA había acordado con SIAM Electromecánica para la fabricación, pero los desacuerdos con Siemens y la crisis de la empresa impidieron que este acuerdo prosperara. Finalmente, la CNEA, a través de su Departamento de Combustibles del Centro Atómico Constituyentes, desarrolló un prototipo propio para la fabricación de las vainas de combustible. Aunque la primera carga de combustible vino de Alemania Federal, más tarde fue reemplazada por barras de uranio

fabricadas localmente. Este proceso fue esencial para la autosuficiencia tecnológica de la CNEA y para el crecimiento de la industria nuclear local. La construcción de la Central Nuclear Atucha I experimentó algunas demoras, ya que el contrato original preveía su entrega para el 15 de junio de 1972, pero hubo dos inconvenientes: uno de diseño y otro en la obra civil. Como resultado, la puesta en servicio se retrasó hasta el 13 de enero de 1974, cuando se celebró el acto inaugural con la participación del presidente Juan Domingo Perón. Este evento representó un hito para Argentina, que logró instalar su primer reactor de potencia, consolidando su modelo sociotécnico nacional.

La industria local jugó un papel crucial, con una participación que pasó del 35% al 38-40% del monto total de la obra. Además, la cantidad de ítems involucrados creció a 96, lo que reflejó un avance significativo en la capacidad de la industria nacional para participar en proyectos tecnológicos de gran escala.

Este proyecto no solo permitió a la CNEA adquirir experiencia directa en la construcción de reactores de potencia, sino que también fue clave en la estructuración de los primeros lineamientos oficiales del programa nuclear argentino. Hasta ese momento, la política nuclear había sido impulsada de manera informal por los actores involucrados, pero con el desarrollo de la Central Atucha I, se sistematizó y formalizó dentro del programa nuclear argentino 1967-1977, que incluyó también la construcción y puesta en marcha de la Central Nuclear de Embalse.

Como conclusión, podemos decir que la construcción de la Central Nuclear Atucha I no solo fue un logro técnico y científico, sino también un hito para la industria nacional, que fortaleció su capacidad en proyectos nucleares. Además, fue fundamental para la consolidación de un programa nuclear argentino más estructurado y coherente, sentando las bases para futuros desarrollos en la energía nuclear en el país.



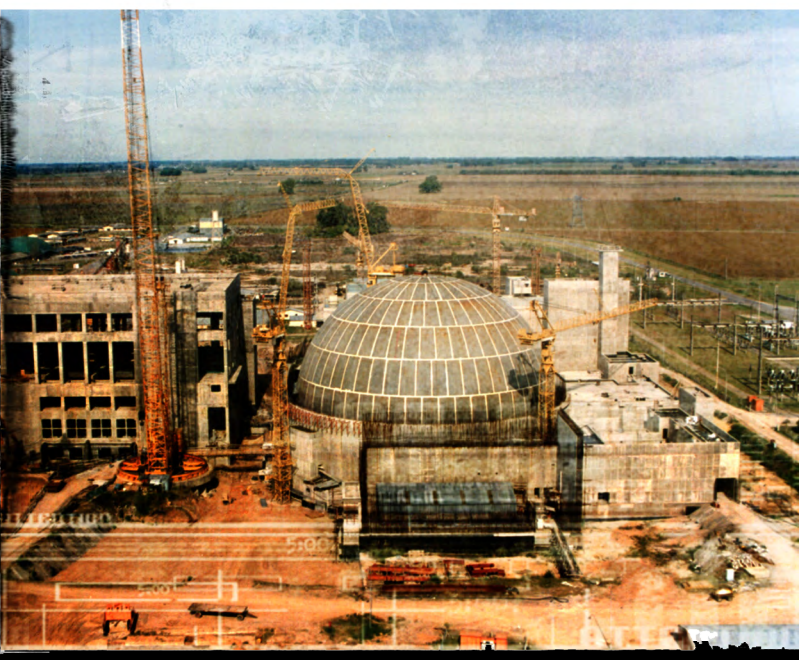
Excavación para la base del edificio del reactor.



Llegada a la Central Nuclear Atucha I del generador de vapor con ayuda de una grúa y un camión con acoplado de 10 ejes.



Vista de los avances en la construcción del edificio del reactor de la Central Nuclear Atucha I.



Vista aérea del avance de la obra en la Central Nuclear Atucha I.

Aspectos Técnicos a tener en cuenta

El reactor de la CNA-I fue diseñado con un sistema de refrigeración y moderación que operaba bajo condiciones de alta presión y temperatura. El agua pesada del moderador y el refrigerante circulaban por circuitos separados pero a igual presión (115 atmósferas), con una diferencia de temperatura de aproximadamente 100°C. Esta diferencia de temperatura aseguraba una energía adecuada de los neutrones de fisión, minimizando la pérdida por absorción o escape de neutrones.

Una característica clave del diseño del reactor era su "seguridad intrínseca", que garantizaba la parada del reactor de manera automática si los circuitos de refrigeración y moderación se mezclaban, evitando la producción de fisiónes de uranio. Esta característica, que no requería de sistemas adicionales para operar, se había convertido en uno de los pilares de la seguridad

del reactor porque responde a leyes de la naturaleza y no requiere de sistemas específicos para funcionar.

Desempeño de la central

Atucha I, que cuenta en la actualidad con una potencia instalada de 362 MW, suministró desde el año 1974 hasta julio del año 2024, 114,7 TWh de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que implicó 438.313 horas de funcionamiento.

Siendo las centrales nucleares una de las tecnologías de punta al momento de generar energía sin emitir gases de efecto invernadero, Atucha I desde su puesta en operación hasta julio de 2024, ha colaborado con la reducción de emisiones, evitando un promedio anual de 1,21 millones de t de CO₂, totalizando 54,51 millones de t de CO₂ en 50 años de operación.

Emisiones Evitadas por Atucha I en millones de t CO₂

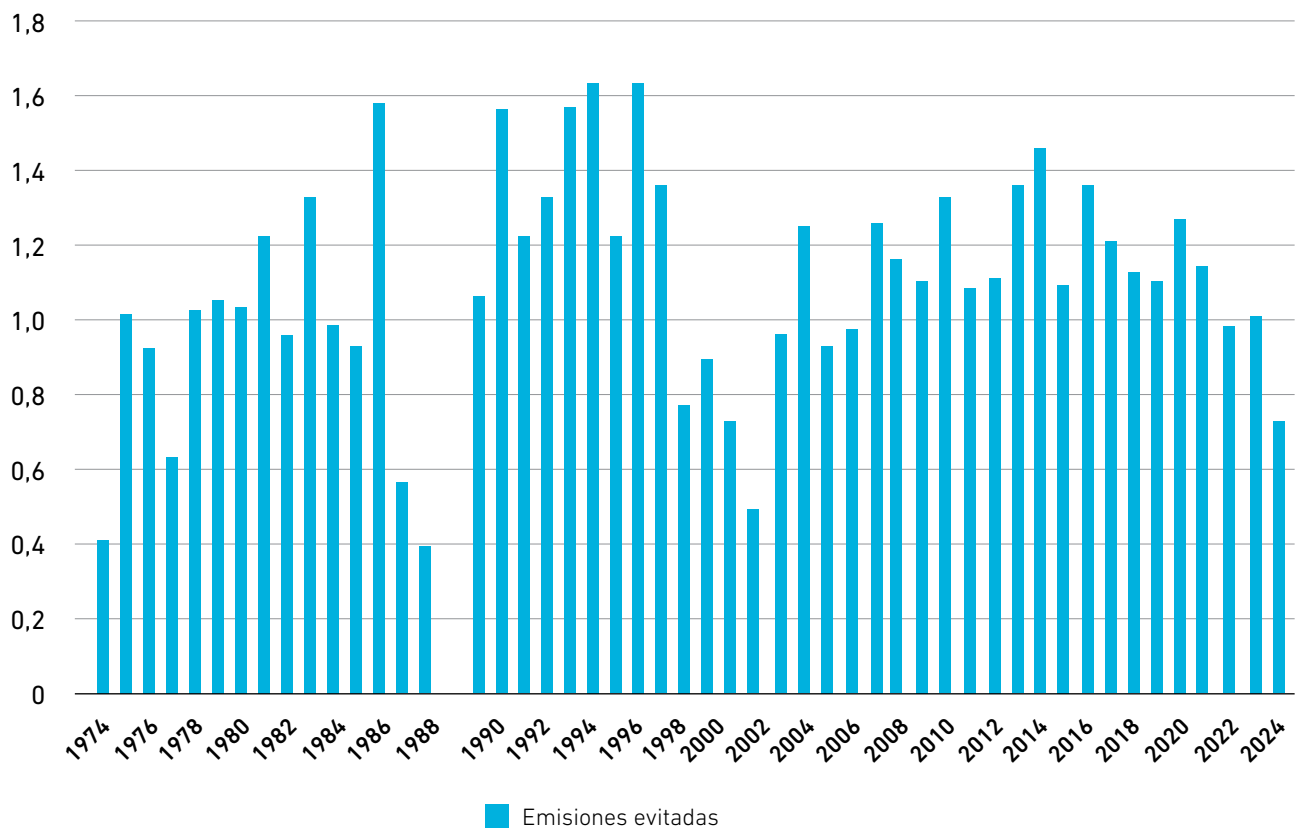
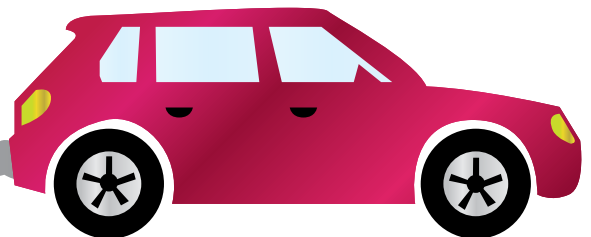


Figura 1: Emisiones Evitadas por Atucha I en millón t CO₂.

Central Nuclear	Potencia (MW)	Generación (GWh/año)	Millones de Toneladas Promedio de CO ₂ Evitadas por año
ATUCHA I	362	2.681	1,21

Esto equivale a las emisiones de 240 mil autos por año



A su vez lo largo de su operación demostró un desempeño, expresado en su factor de carga, a la altura de las estadísticas internacionales de reactores de su tipo como se puede ver a continuación.

Factor de Carga ATUCHA I

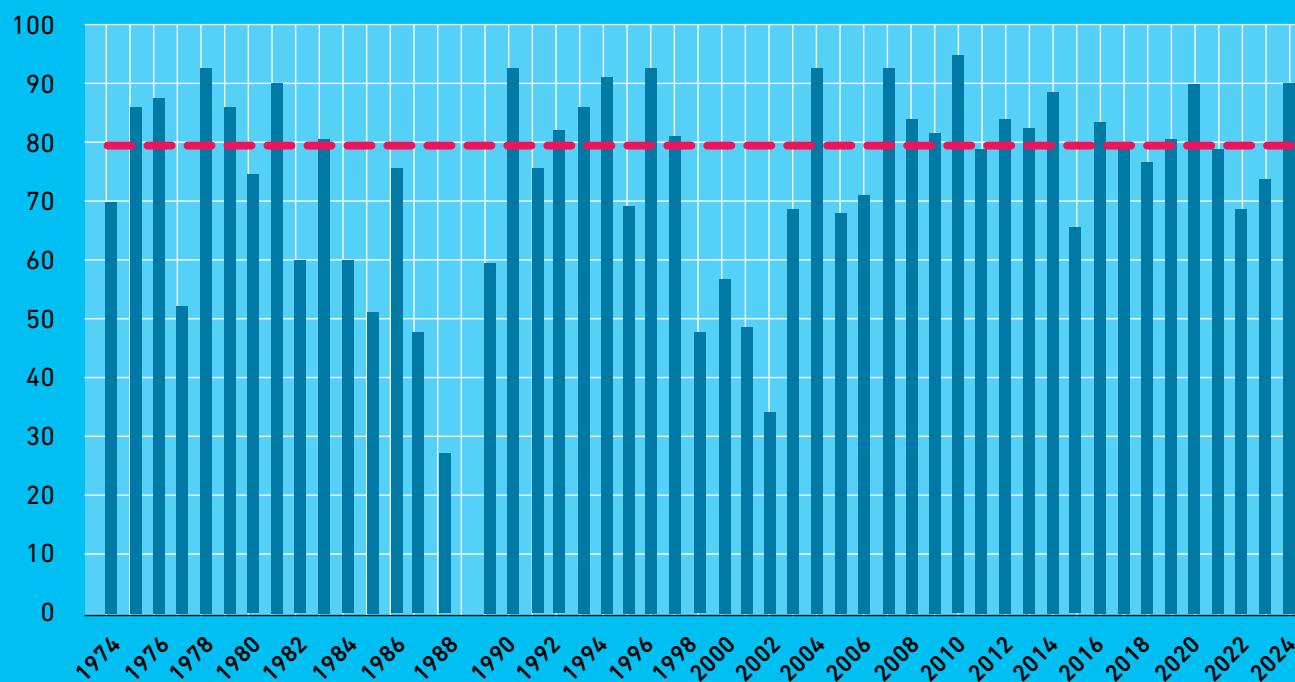


Figura 2: Factor de carga Atucha I.

Puntualmente existieron dos eventos en los cuales su factor de carga disminuyó en forma pronunciada siendo el primero en el año 1988 debido al daño en el canal R06, y el segundo evento se da en 1999 donde se tuvo que realizar reparaciones en el generador de vapor 2 y la revisión interna del reactor. Esto último continuó en el año 2000 con reparaciones en el intercambiador del moderador que incluyó la salida de servicio manual dispuesta por la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN) por cambios de internos del reactor (tubos guía de barra de control y otros) y en 2002 reparaciones en transformador de bloque de Alta Tensión. Estas tareas se prolongaron, razón por lo cual hasta el primer trimestre del 2003 los factores fueron bajos.

No obstante, descontando los dos sucesos mencionados en 50 años de operación, ostenta un factor de carga (78,9%) superior al promedio

mundial de todos PHWR en funcionamiento que es del 75,8%.

Atucha mostró la consolidación del entramado científico tecnológico nacional

Con la construcción de Atucha I, Argentina procuró desarrollar y mejorar la capacidad local de participación empresarial en la cadena de suministros del sector nuclear. Esto permitió que en la década de 1980 existiera una red de empresas nacionales con capacidad técnica para la fabricación de componentes especializados, como válvulas, bombas centrífugas y elementos combustibles. Este ecosistema industrial, constituido por empresas estatales, mixtas y privadas, garantizó la posibilidad de contar con una infraestructura sólida para llevar a cabo reparaciones y mantenimiento de la planta.

Cuando ocurrió el incidente en agosto de 1988, la capacidad de la industria nacional

para producir herramientas y repuestos especializados fue fundamental para superar los obstáculos que se presentaron durante la reparación. Este entorno empresarial, junto con una extensa capacitación en áreas como operación, seguridad y mantenimiento, había logrado un grado de autosuficiencia que permitió a la Argentina enfrentar el desafío técnico de la reparación de Atucha I sin depender exclusivamente del diseñador original y/o proveedores internacionales.

En la reparación de la central participaron diversas empresas locales y organismos, como INVAP, CONUAR, y CNEA, quienes colaboraron en el diseño y fabricación de herramientas especializadas. Uno de los principales desafíos fue la fabricación de manipuladores y herramientas para la extracción de las partes dañadas, como tubos y canales, y la limpieza del fondo del tanque del moderador.

Además, se contó con la colaboración de empresas como Techint, que fabricó herramientas de corte, y la participación de universidades nacionales como la Universidad Nacional de Tucumán, que brindó su experiencia en iluminación en condiciones severas para facilitar las inspecciones (la cámara debía resistir la radiación y tener iluminación adicional. Además, todo ese equipo debía ingresar al recipiente de presión por un orificio de unos 120 mm de diámetro y descender a 12 m de profundidad).

El proceso de reparación requirió también un intenso trabajo de formación y capacitación de personal, tanto en el manejo de nuevas herramientas como en la realización de las tareas de extracción y remoción de partes dañadas. Este esfuerzo involucró a ingenieros, técnicos y operadores en turnos rotativos, y fue fundamental para llevar a cabo la reparación con éxito.

La reparación de Atucha I fue una operación compleja que requirió la intervención de expertos y el uso de herramientas diseñadas específicamente para el trabajo en condiciones extremas de radiación. Las herramientas de

corte, extracción y limpieza fueron fabricadas localmente, y en algunos casos, como los manipuladores hidráulicos de Schilling, adaptadas a las necesidades de la planta.

A medida que las reparaciones avanzaban, se llevaron a cabo inspecciones intermedias para asegurar que todos los sistemas funcionaran correctamente antes de proceder con el arranque del reactor. A finales de 1989, se dio por finalizada la reparación y comenzaron las maniobras de puesta en marcha, y en enero de 1990, se introdujo el último combustible necesario para completar la puesta en marcha.

El 8 de enero de 1990, el reactor alcanzó nuevamente su criticidad y, tras un período de pruebas y validación de parámetros operativos, se reanudó la operación comercial de la central. La planta volvió a integrarse al sistema interconectado nacional, marcando el final de una de las reparaciones más complejas en la historia del sector nuclear.

Cambio de combustible de Uranio Natural a Uranio Levemente Enriquecido

En la década de 1990, Argentina enfrentaba desafíos económicos significativos, como una creciente deuda externa y una fuerte dependencia de combustibles fósiles importados. En este contexto, la optimización de la matriz energética se volvió una prioridad para reducir la vulnerabilidad económica y mejorar la balanza comercial. La energía nuclear, que ya tenía un lugar consolidado en el país, representaba una oportunidad para incrementar la independencia energética, utilizando tecnología nacional y mejorando la eficiencia de sus reactores existentes.

El cambio al Uranio Levemente Enriquecido (ULE) se enmarca en una época donde, a nivel global, la industria nuclear buscaba mejorar la sostenibilidad de los ciclos de combustible ante la demora en la adopción de reactores rápidos y el agotamiento de reservas de uranio natural de alta calidad. Además, la liberación del uso material físil altamente enriquecido, originalmente destinado a uso militar, para su

eventual utilización en reactores comerciales de uso civil, adicionó un interés de gran significación, interés de gran significación, tanto política como económica, a los estudios de nuevos ciclos de combustible. Esto contribuyó a la viabilidad del proyecto argentino de ULE.

DIOXITEK S.A. proveyó el uranio natural y efectuó el mezclado con el uranio enriquecido para producir el polvo de uranio al 0,85% ULE.

CONUAR S.A. fue el responsable de implementar las modificaciones en el diseño del combustible determinadas por la CNEA y crear una línea de fabricación de los nuevos combustibles ULE.

NASA implementó el programa de conversión del núcleo del reactor de uranio natural a ULE con la asistencia de personal calificado de la CNEA en las tareas de ingeniería y soporte técnico en general.

LAS VENTAJAS DEL CAMBIO DE COMBUSTIBLE FUERON:

Reducción del volumen de combustible irradiado almacenado en planta.

Menor volumen de stock de combustible y de capital inmovilizado en el mismo.

Menor demanda de fabricación de combustible.

Uso menos intensivo del sistema de recambio de combustible en la planta. En el caso de la Atucha I, se ha pasado de 1,3 combustibles por día a 0,8.

Posible reutilización del uranio natural ya irradiado y almacenado en pileta, para aumentar su quemado.

Al aumentar el quemado se produjo una disminución del uso de combustible y una reducción de alrededor del 40% en la incidencia del costo del combustible en el costo de generación lo que mejoro su costo marginal y la posición mejor ante el despacho de cargas de CAMMESA.

Flexibilidad para volver al ciclo de uranio natural.

El nuevo ciclo de combustible utiliza ULE, con 0,85 % del isótopo U_{235} en lugar del 0,71 % que posee el uranio natural, utilizado en el ciclo original. Esto produce un aumento de quemado superior al 80 % y por consiguiente una disminución de alrededor del 45 % en el consumo de combustible y en el volumen de combustibles gastados a gestionar para la misma energía generada. Si bien existen antecedentes de uso de uranio con

enriquecimiento leve, en reactores moderados con agua pesada, la CNA I es la primera central nuclear en el mundo que lo utiliza en forma comercial, con importantes ventajas económicas y operativas.

La conversión del ciclo de combustible de la CNA I de uranio natural a ULE ha sido un ejemplo exitoso de innovación tecnológica

aplicada a la industria nuclear argentina, con beneficios económicos y operativos que se reflejan tanto a nivel local como regional. Los estudios de factibilidad técnico-económica y la implementación progresiva del cambio permitieron a Argentina posicionarse como un país pionero en la utilización comercial de ULE en reactores de agua pesada, al tiempo que se adaptó a un escenario mundial en evolución y a las necesidades ambientales contemporáneas.

Futuro de la central

Luego de alcanzar sus 50 años de operación, ha llegado al final de su primer ciclo de vida útil de Atucha I. Por este motivo, se está llevando a cabo el proyecto de extensión de vida de la central, con una inversión estimada en US\$ 700 millones, lo que permitirá su funcionamiento por 20 años más. El proyecto de reacondicionamiento de Atucha I, liderado por Nucleoeléctrica Argentina (NA-SA), busca mejorar la seguridad, la eficiencia y la defensa en profundidad de la central, que actualmente genera 2.531 GWh anuales - suficiente energía para cubrir el consumo de electricidad de más de un millón de habitantes en esa ventana de tiempo-. Para ello, se completarán 292 tareas entre subproyectos prioritarios y secundarios.

La ejecución del proyecto implicará un promedio de 600 personas trabajando por año, con un máximo de 2000 durante los picos de obra. La central fue detenida el 29 de septiembre de 2024 debido al vencimiento de su licencia de operación otorgada por la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN). Tras un análisis de NA-SA, se determinó que el recipiente de presión de la central podría seguir funcionando por al menos 20 años más, lo que permitió estructurar el proyecto y obtener la aprobación de la ARN para la extensión de vida hasta 2046.

El proyecto tiene una ejecución prevista de 30 meses, con la reactivación de la central en marzo de 2027. Actualmente, se están llevando a cabo obras civiles clave, como la ampliación del edificio de ingreso a la zona radiológicamente

controlada. Además, se ha avanzado en el retiro paulatino de los 241 elementos combustibles del reactor, un proceso que continuará hasta febrero del 2025.

Para que Atucha I pueda volver a operar, Nucleoeléctrica debe cumplir con el Documento Marco de Licenciamiento (DML), aprobado por la ARN, que exige la ejecución de 41 subproyectos clave. Estos se agrupan en cinco líneas de trabajo: cambio del sistema de protección del reactor, calificación ambiental de equipos, separación de redundancias, renovación de filtros del sistema de inyección de seguridad e instalación de barreras anti derrame. Dentro de estas tareas, la calificación de 21 kilómetros de cables y equipos críticos es una de las más complejas. Además, los filtros de inyección de seguridad serán reemplazados, aumentando su capacidad de filtrado de 8 m² a 280 m².

Además, se están llevando adelante las tareas para mejorar la defensa en profundidad de Atucha I, que incluyen la separación de redundancias y la instalación de barreras anti derrame. Es importante recalcar que el concepto de defensa en profundidad busca prevenir accidentes y mitigar sus efectos, garantizando una mayor seguridad operativa. En caso de un accidente grave, como la fusión del núcleo del reactor, se formaría una lava nuclear denominada corio. Para contenerlo y ralentizarlo, Atucha I incorporará una barrera anti derrame construida con ladrillos especiales importados, previamente ensayados en instalaciones de alta temperatura.

Pero, en adición a los 41 subproyectos clave mencionados más arriba, la obra de extensión de vida de Atucha I también incluye la implementación de 251 subproyectos adicionales para mejorar la eficiencia operativa de la central. Esto incluye la modernización de la turbina, lo que permitirá a la central alcanzar un factor de carga del 88%, mejorando la generación eléctrica. Otro de los objetivos clave es aumentar el tiempo entre las paradas de mantenimiento de 12 a 18 meses, reduciendo las interrupciones

La central fue detenida el 29 de septiembre de 2024 debido al vencimiento de su licencia de operación otorgada por la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN). Tras un análisis de NA-SA, se determinó que el recipiente de presión de la central podría seguir funcionando por al menos 20 años más, lo que permitió estructurar el proyecto y obtener la aprobación de la ARN para la extensión de vida hasta 2046.

y mejorando el ingreso continuo de energía. Por último, la turbina será actualizada para reemplazar sus sistemas hidráulico-eléctricos por completamente eléctricos, lo que permitirá mayor flexibilidad en el control y aumentará la fiabilidad del sistema.

Fuentes consultadas

Almagro, Juan Carlos et al, Crónica de una reparación (im)posible: el incidente de 1988 de la C.N. Atucha I. Juan Carlos Almagro; Roberto Perazzo; Jorge Isaac Sidelnik. Primera edición especial. Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias, CABA, 2017. ISBN 978-987-28123-6-2.

C. Notari, F. Rey, "Uranio Levemente Enriquecido en Atucha I," Informe Técnico, CNEA-NASA-CONUAR, 2000. Boletín Energético de CNEA N° 6.

Rodriguez, Milagros "Estado, industria y desarrollo Atucha II y la senda del Programa Nuclear Argentino " (1979-2014).

<https://econojournal.com.ar/2024/11/extension-vida-atucha-i-proyecto-us-700-millones-eficiente-segura-central-nuclear/>

Síntesis Nuclear

Novedades Nucleares Internacionales

EE.UU. estudia convertir plantas de carbón en centrales nucleares

Utilizando la herramienta "Siting Tool for Advanced Nuclear Development" (STAND), desarrollada en colaboración con varios laboratorios nacionales, el estudio evalúa sistemáticamente el potencial para transiciones de carbón a energía nuclear (C2N) en EE.UU.

STAND permite la evaluación simultánea de múltiples emplazamientos, equilibrando factores socioeconómicos y de seguridad para identificar ubicaciones óptimas para reactores nucleares avanzados. "La capacidad de la herramienta para evaluar múltiples sitios simultáneamente y equilibrar un conjunto de objetivos ofrece un análisis más escalable y robusto que estudios anteriores, que se centraban en unas pocas plantas específicas", destacan los investigadores.

Contexto de la transición

En 2022, las centrales eléctricas de carbón representaron el 20% de la generación total de energía en EE.UU., emitiendo 847 millones de toneladas métricas de CO₂, equivalentes al 55% de las emisiones totales de CO₂ del sector eléctrico. Las centrales eléctricas de carbón están siendo eliminadas progresivamente en muchos países, incluido Estados Unidos. Las empresas de servicios públicos en todo el país han incluido la transición de generación con carbón a fuentes de energía más limpias en sus Planes de Recursos Integrados. Como parte de esta transición, es crucial convertir las plantas de carbón retiradas en fuentes limpias alternativas, como la energía nuclear, que puede generar la misma energía estable de carga base que el carbón, pero sin emisiones de carbono. Del estudio se extrae que convertir centrales de carbón operativas en plantas nucleares puede ahorrar tiempo y dinero al utilizar la infraestructura existente, como líneas de transmisión y componentes del sistema eléctrico. Además, las comunidades locales pueden beneficiarse con la retención de empleos y la preservación de la base impositiva.

Resultados del estudio

El estudio clasificó las 245 plantas de carbón en dos grupos según su capacidad. Los resultados mostraron una variabilidad en la viabilidad de la transición, con puntuaciones de idoneidad que oscilaban entre 47 y 84 sobre 100. La central de carbón R. M. Schahfer en Indiana fue identificada como el sitio más viable para capacidades de 1.000 MWe o menos, mientras que la planta AES Petersburg, también en Indiana, lideró el grupo de mayor capacidad, con una generación superior a 1.000 MWe. "Los resultados revelaron una amplia gama de niveles de idoneidad y compensaciones entre diferentes ubicaciones", señalan los investigadores.

Conclusiones del estudio

El análisis realizado por STAND puede beneficiar a modeladores energéticos, partes interesadas, responsables políticos, empresas de servicios públicos e industrias energéticas en la toma de

decisiones informadas. Sin embargo, se enfatiza la necesidad de realizar investigaciones geológicas in situ, evaluaciones ambientales y procesos de participación comunitaria antes de finalizar las decisiones relacionadas con la concesión de licencias para nuevos reactores.

El estudio, publicado en "Energy Reports", fue patrocinado por la Oficina de Energía Nuclear del Departamento de Energía de EE.UU. y financiado a través del Programa Universitario de Energía Nuclear.

Marruecos apuesta decididamente por la energía nuclear. El asunto se ha vuelto a plantear después de que el embajador y representante permanente de Rabat en Viena, Azzedine Farhan, pidiera «otorgar más apoyo a la Agencia Internacional de Energía Atómica para continuar fortaleciendo las capacidades de los expertos nacionales en ciencia, tecnología y aplicaciones nucleares». Este llamamiento parece relacionado con el proyecto de Marruecos para construir un reactor experimental.

Fuente: World Nuclear News

El ministro Fratin señaló que esta aceptación refleja una mayor conciencia de la necesidad de fuentes de energía limpias y fiables. “Para garantizar la continuidad de las energías limpias, debemos incluir una cuota de energía nuclear”, subrayó Fratin, destacando las limitaciones de fuentes renovables como la solar y la eólica.

Historia nuclear en Italia

Italia fue uno de los pioneros de energía nuclear, con cuatro centrales nucleares comerciales -Caorso, Enrico Fermi, Garigliano y Latina- que suministraron casi el 5% de la electricidad del país en su punto álgido de 1986-1987. Sin embargo, tras el accidente de Chernóbil y una serie de referendos, Italia prohibió la energía nuclear, cerrando y desmantelando definitivamente todos sus reactores comerciales en 1990.

Planes de futuro y estrategias empresariales

En 2023, el Parlamento italiano apoyó el plan del gobierno de incluir la energía nuclear en el mix energético nacional como parte de sus esfuerzos de descarbonización. Esta decisión ha impulsado a empresas como Edison y EDF a desarrollar planes estratégicos para reintroducir la energía nuclear utilizando la tecnología SMR. Este renacimiento nuclear forma parte de una estrategia más amplia para alcanzar objetivos de sostenibilidad y seguridad energética a largo plazo en Italia, informa Nuclear News Agency.

Fuente: Foro nuclear Español

Recordó «la cooperación internacional con la Agencia Internacional de Energía Atómica para establecer un grupo de instalaciones nucleares con fines pacíficos en Marruecos, especialmente en el aspecto relacionado con la investigación científica y la producción de electricidad limpia», destacando que «la estrategia nuclear marroquí para estos propósitos avanza con mucha racionalidad, sobre todo porque el país “sigue comprometido con los compromisos estipulados por los partidos internacionales en materia climática”.

Por su parte, Mohamed Al-Sahaimi, investigador en clima y desarrollo sostenible, afirmó: «El deseo de Marruecos de construir un reactor nuclear experimental y abrir la puerta al uso pacífico de la tecnología nuclear refuerza las oportunidades para muchos. Los especialistas marroquíes adquirirán conocimientos y experiencia en este ámbito, cuya excelencia está atestiguada «científica y cognitivamente en el ámbito de la transformación energética»; «esto permitirá a Marruecos beneficiarse de estas mentes locales para crear un autodesarrollo sólido».

Al-Sahaimi añadió: “Los usos pacíficos de la tecnología nuclear en varios países han revelado su eficacia en áreas de gran importancia, especialmente en los ámbitos de la energía, la salud y el suministro de agua, lo que permitirá a Marruecos acelerar diversos proyectos relacionados con la soberanía hídrica y la seguridad”, destacando “la gran importancia que el Reino concede a la lucha contra los graves cambios climáticos que han provocado una sequía estructural”.

«Marruecos se ha convertido en un protagonista continental gracias a las relaciones y asociaciones Sur-Sur, además de su ubicación estratégica, que lo ha convertido en un mediador entre el Norte y el Sur. Esta es una oportunidad para lograr un desarrollo sostenible entre países africanos que hace de Marruecos un punto de partida para la difusión de tecnología nuclear pacífica que beneficia a África y la empuja a invertir en sus capacidades locales, fortalecer su autoinmunidad y hacer de la cooperación de sus países una base para crear su soberanía de desarrollo local y fortaleciendo sus bases económicas y sociales”.

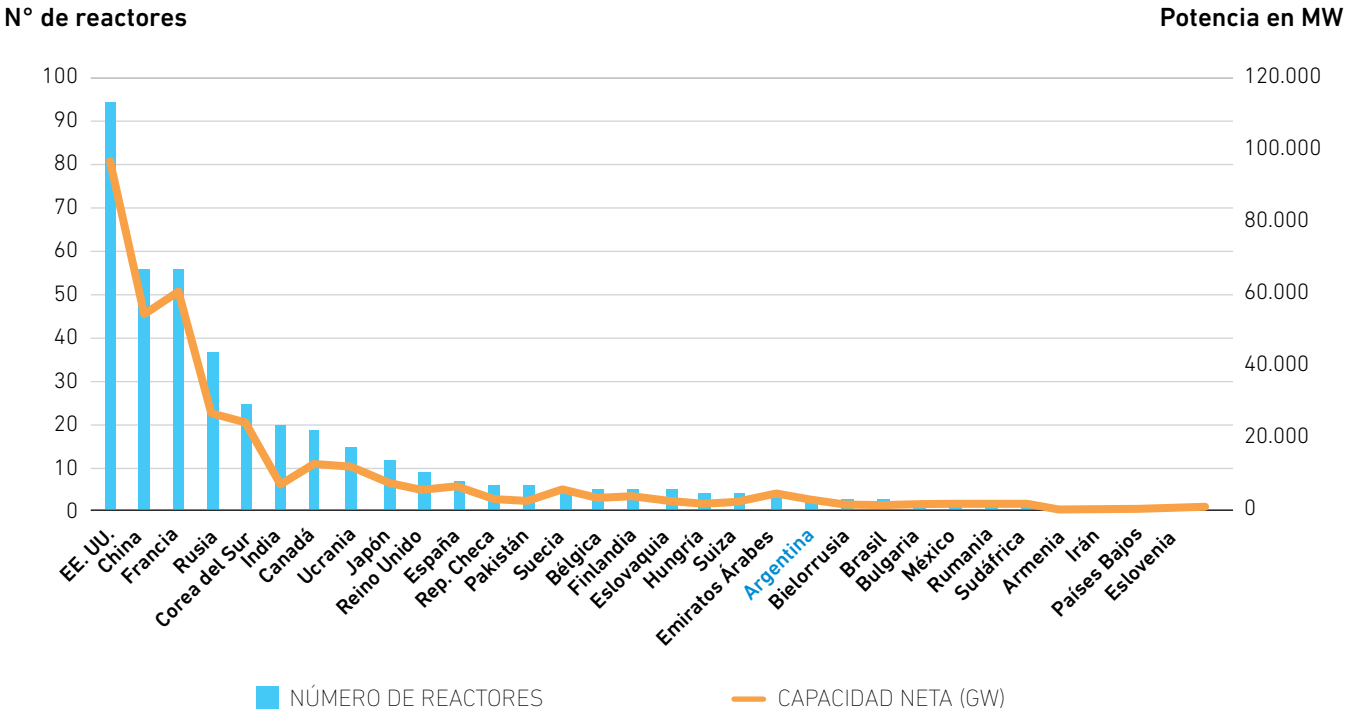
Fuente:

<https://agendarweb.com.ar/2024/03/19/marruecos-apuesta-por-la-energia-nuclear-con-asistencia-rusa/>

Reactores nucleares en operación

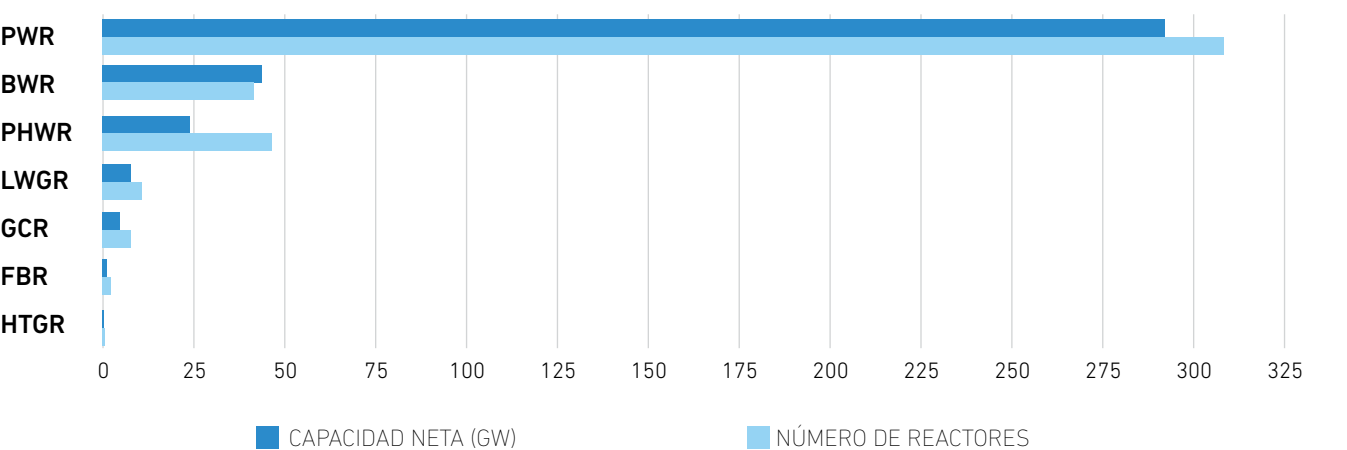
A julio de 2024 se encuentran operables 415 reactores de generación nucleoelectrica en 31 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 373.735 MW. A continuación se muestra la cantidad de reactores en operación y la potencia instalada nucleoelectrica por país.

Reactores en operación y Potencia instalada



Nota: Datos actualizados a julio de 2024.

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



Nota: Datos actualizados a julio de 2024.

Nuevas Conexiones a la Red

En el primer semestre del año 2024 a nivel mundial comenzaron a operar cuatro reactores que **adicionaron 4.077 MWe** de potencia instalada.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
BARAKAH-4	1.310	PWR	APR-1400	Emiratos Árabes Unidos	23/3/2024
FANGCHENGANG-4	1.000	PWR	HPR1000	China	9/4/2024
KAKRAPAR-4	630	PHWR	PHWR-700	India	20/2/2024
VOGTLE-4	1.117	PWR	AP-1000	Estados Unidos	6/3/2024

Centrales Cerradas

En relación con los cierres de instalaciones nucleoelectricas, durante el primer semestre de 2024, se detuvo definitivamente la operación de una unidad.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
KURSK-2	925	LWGR	RBMK-1000	RUSIA	31/01/2024

Nuevos Inicios de Construcción

A nivel mundial, **se comenzaron en el primer semestre del año 2024 las obras de cuatro nuevas unidades**, dos ubicadas en China, una en Egipto y otra en Rusia. **Con estos reactores se espera adicionar 4.613 MWe** de nueva potencia nucleoelectrica, donde se destaca que **todas son del tipo PWR**.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
EL DABAA-4	1.110	PWR	VVER-1200	EGIPTO	23/01/2024
LENINGRAD 2-3	1.150	PWR	VVER V-491	RUSIA	14/03/2024
LIANJIANG-2	1.224	PWR	CAP1000	CHINA	26/04/2024
ZHANGZHOU-3	1.129	PWR	HPR1000	CHINA	22/02/2024

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.

Año	Central Nuclear CNA I Factor Disp. %	Central Nuclear CNE Factor Disp. %	Central Nuclear CNA II Factor Disp. %	Energía Bruta generada por CNA I MWh	Energía Bruta generada por CNE MWh	Energía Bruta generada por CNA II MWh	Energía Bruta generada por CNA I - CNA II - CNE MWh	Total en el SADI CNA I - CNA II - CNE Factor de Disp. %
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***	90,38	96,11	90,8	1.429.026	2.753.805	2.954.691	7.137.522	92,69

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

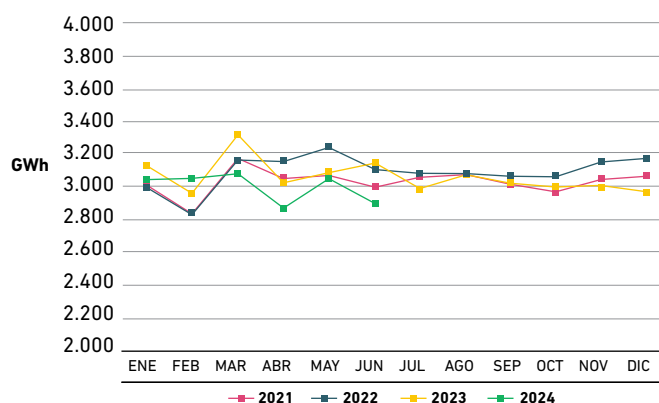
** **Nota II:** El valor de la central Atucha II es bajo debido a que la central trabajó a baja potencia debido a tareas de mantenimiento forzado.

*** **Nota III:** Los valores son hasta 30 de junio de 2024.

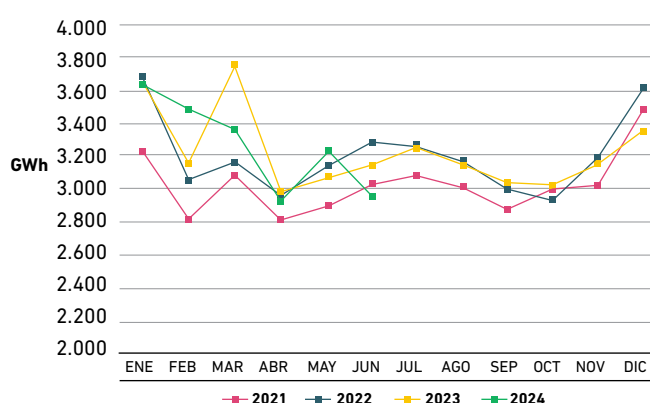
Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del país del primer semestre del año 2024 es 1,5% inferior 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 2024.

Evolución de la Demanda Sector Industrial

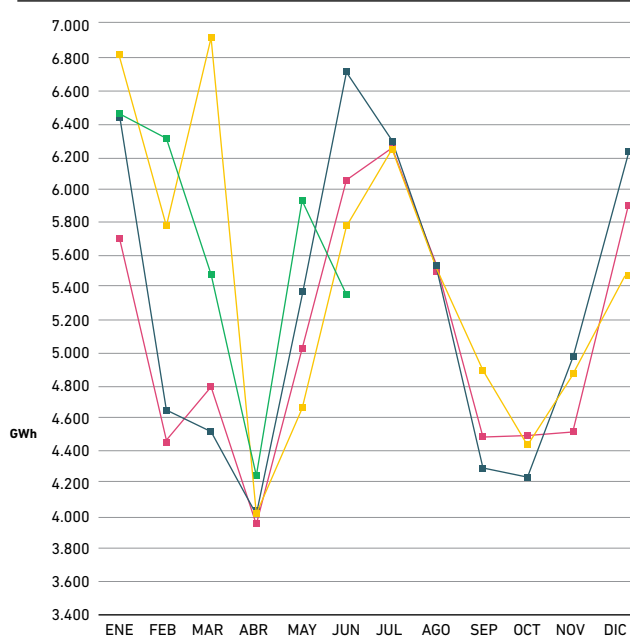


Evolución de la Demanda Sector Comercial



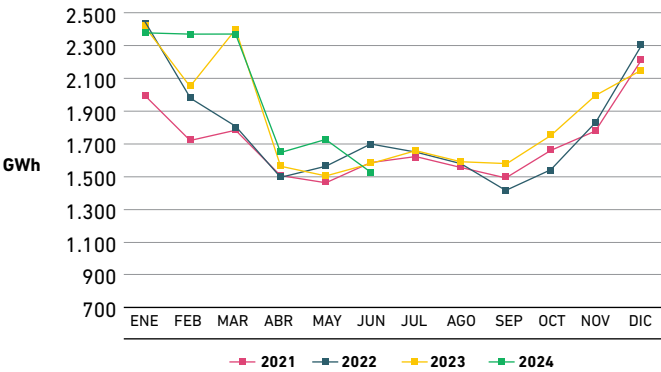
Como puede apreciarse en las figuras la demanda durante el primer semestre del 2024 los tres sectores mantienen la tendencia estacional. La demanda del sector industrial durante el periodo presentó una disminución del 3,7% frente a la del 2023. Por su parte la demanda comercial y residencial registraron valores inferiores a los del año pasado durante el periodo del 2,1 % y 0,1% respectivamente.

Evolución de la Demanda Sector Residencial

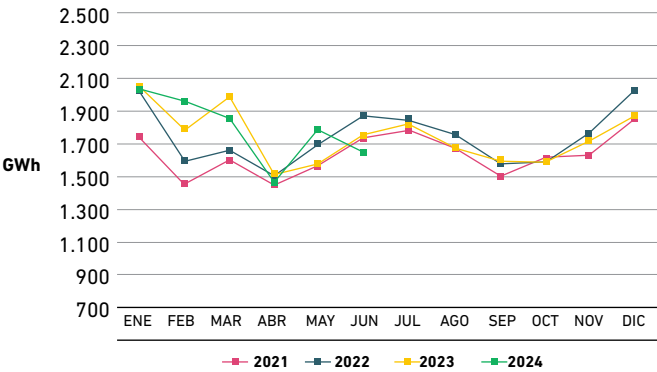


A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas del año 2024 y de los tres últimos años. Las regiones NOA-NEA, CUY-CEN, COM-PAT presentaron un crecimiento de la demanda durante el primer semestre del 2024 frente al 2023 del 3,4%, 1,0%, 4,4% respectivamente y una disminución del 4,1% para GBA-BA-LIT.

Evolución de la Demanda Regiones NOA-NEA



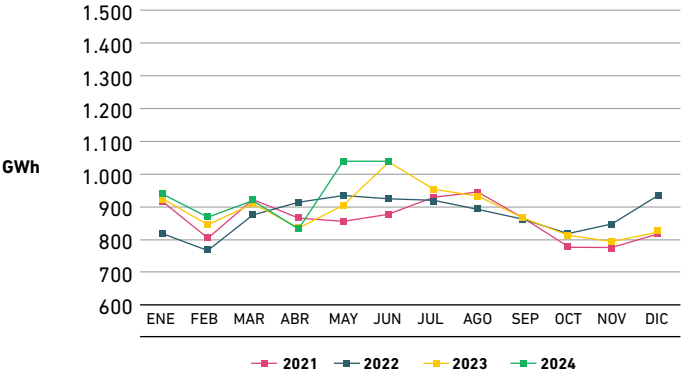
Evolución de la Demanda Regiones CUY-CEN



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

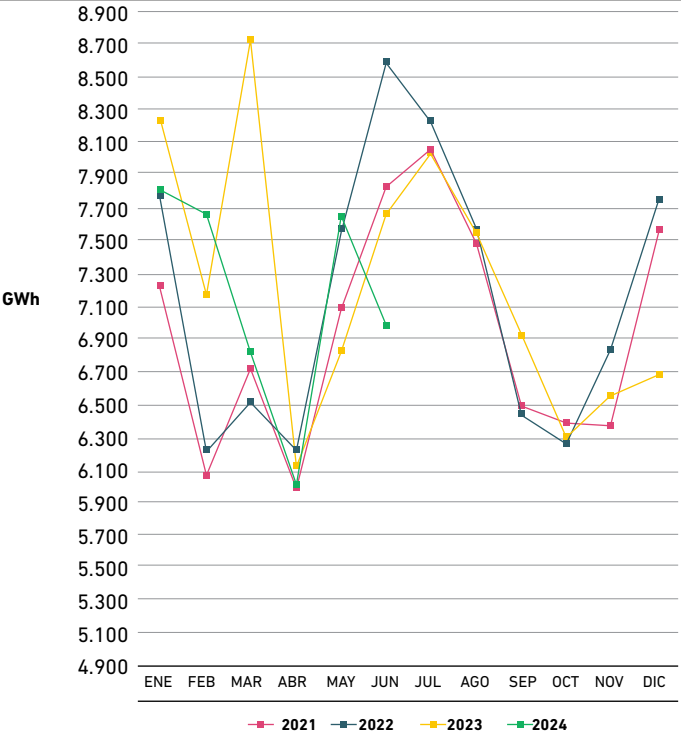
Nota: CUY: Cuyo; CEN: Centro.

Evolución de la Demanda Regiones COM-PAT



Nota: COM: Comahue; PAT: Patagonia.

Evolución de la Demanda Regiones BAS-GBA-LIT

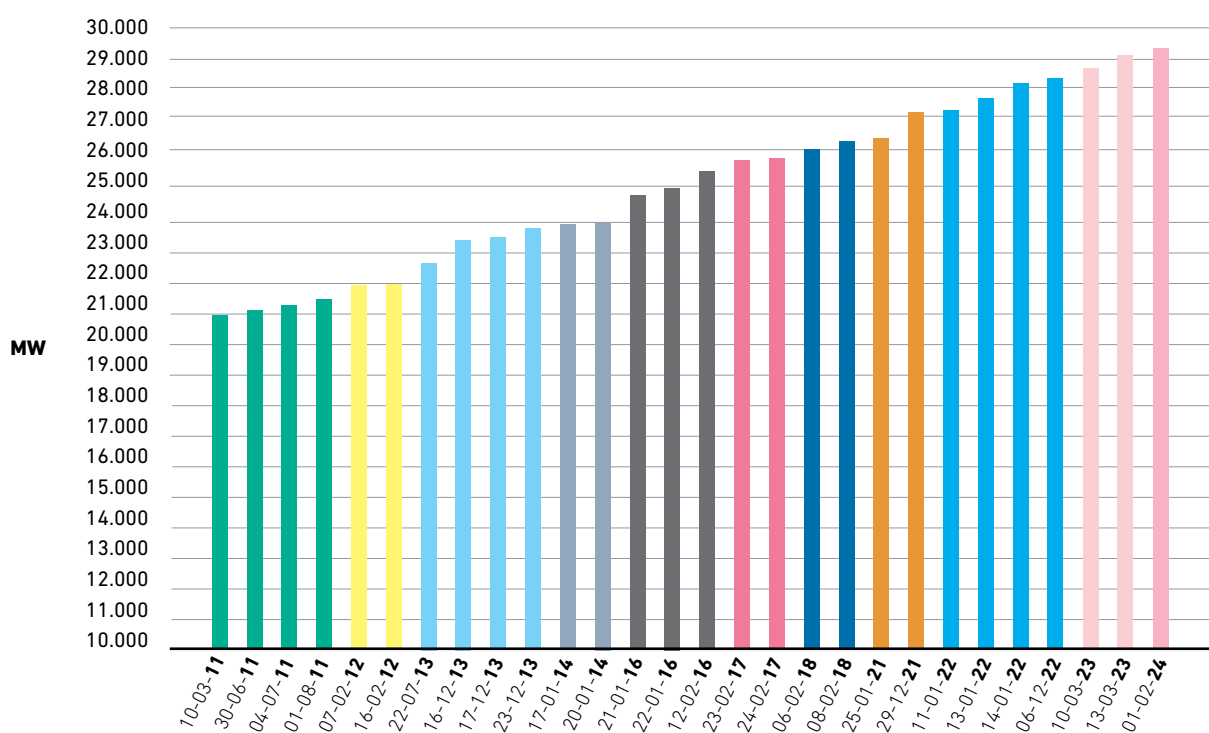


Nota: LIT: Litoral; GBA: Gran Buenos Aires, BAS: Buenos Aires.

Demanda Máxima de Potencia

Durante el primer semestre se registró en el mes de febrero el máximo histórico de potencia del SADI para un día hábil de verano, esto fue el día 1ro de febrero con 29.653 MW a las 14:48 hs.

Además, es de destacar que ese día también se alcanzó el récord de energía demandada en un día hábil de 597,7 GWh con una temperatura media en GBA de 31,5 °C. A continuación, se presentan los picos de potencia de los últimos 13 años.



Cubrimiento del Pico Máximo de potencia

1 de febrero a las 14:48 hs. de 2024	MW
Generación Nuclear	1.320
Generación Térmica	16.193
Generación Hidroeléctrica	6.969
Generación Renovable	2.907
Generación Total	27.390
Importación de Chile	54
Importación de Paraguay	28
Importación de Brasil	2.075
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Importación de Bolivia	107
Demanda Total SADI	29.653
Reserva Rotante (RPF+RSF+RR0)	2.135

Temperatura Promedio GBA + Litoral

36,1

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	436	162	598
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	0	22	22
Total	436	184	620

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	1.682	619	2.301	4.602
TG	110	1.562	840	2.512	5.134
CC	0	665	204	869	1.738
DI	0	438	297	735	1.470
Total	110	4.347	1.960	6.417	12.944

* Mantenimientos Programados.

** Fuera de Servicio.

*** En Servicio.

F/S: Fuera de servicio

E/S: En servicio

Generación Hidroeléctrica

F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
		C. Río Grande	378
		C. Nihuil	17
		C. Agua del Toro	75
C.Cabra Corral	93	C.Yacyretá	270
Total	93	Total	740

Generación Nuclear

Limitada o Indisponible [MW]		
	C.N. Atucha I	362
Total	C.N. Atucha II	75
	Total	437

F/S: Fuera de servicio

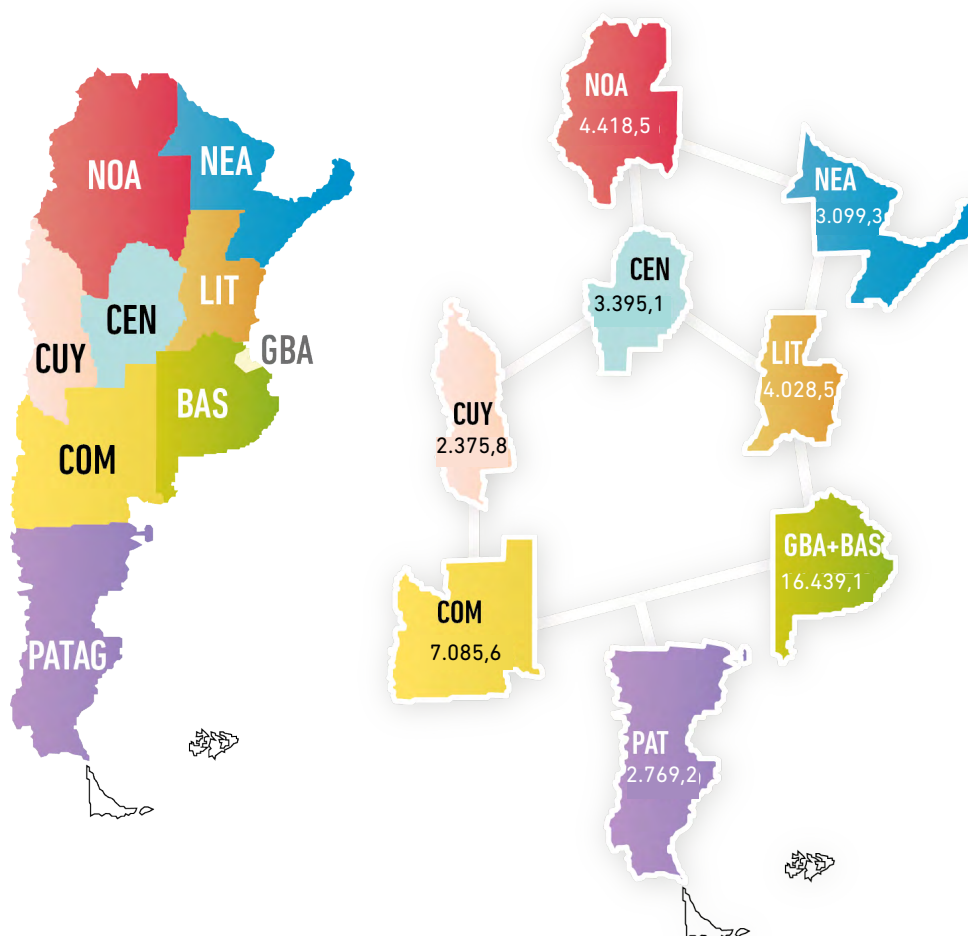
E/S: En servicio

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 junio del 2024.



La potencia bruta total instalada 30 de junio del año 2024 en el SADI es de **43.611,0 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. De la misma forma, los biocombustibles se incluyen dentro de la categoría de generación térmica.

A continuación se presenta la potencia instalada en MW, al 30 de junio del año 2024 clasificada por región y tipo de equipo.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUYO	120,0	113,8	383,8	40,0	657,6	-	1.154,5	563,7	-	-	-	2.375,8
COM	-	500,9	1.489,6	64,0	2.054,5	-	4.768,7	7,2	253,2	2,0	-	7.085,6
NOA	261,0	698,6	1.944,7	318,3	3.222,6	-	219,7	777,5	193,7	3,0	2,0	4.418,5
CEN	3,2	675,6	721,2	40,1	1.440,2	656,0	919,0	118,2	240,3	20,9	0,6	3.395,1
GBA	1.640,0	719,0	5.262,1	254,0	7.875,2	-	-	-	-	31,5	-	7.906,6
BAS	1.543,2	1.691,6	2.447,7	240,5	5.923,0	1.107,0	-	-	1.492,5	10,0	-	8.532,5
LIT	217,0	280,0	2.256,1	318,6	3.071,7	-	945,0	-	-	11,8	-	4.028,5
NEA	-	-	-	283,6	283,6	-	2.745,0	-	-	-	70,7	3.099,3
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.575,3	-	-	2.769,2
TOTAL SADI	3.784,4	4.965,5	14.806,4	1.559,0	25.115,3	1.763,0	11.358,7	1.466,6	3.754,9	79,1	73,3	43.611,0
Porcentaje					57,6	4,0	26,0	3,4	8,6	0,2	0,2	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	3,2	49,7	-	-	52,9	-	-	-	49,5	-	-	102,4
ACUMULADO 2024	-466,8	-325,0	571,4	-101,4	-322,0	-	-	96,7	49,5	1,0	-	-174,8

En el primer semestre de 2024 se incorporaron al SADI 414,1 MW. Las principales diferencias respecto a diciembre de 2023 son:

CUY:

- Se repotenció el panel fotovoltaico 360 ENERGY FV en 18 MW.
- Ingresó el panel fotovoltaico TOCOTA III, con un total de 4,3 MW de tipo renovable de adición.
- Se repotenció el panel fotovoltaico GENNEIA S.A. EOLICOS en 20 MW, por lo que la potencia total pasó de 40 a 60 MW en la provincia de San Juan.
- Ingresó el panel fotovoltaico PQUE. SOLAR ALGARROBO, con un total de 4 MW de tipo renovable.
- Se produjo el ingreso del parque solar Helios Santa Rosa, de 5,2 MW en la provincia de Mendoza

COM:

- Se produjo el ingreso del parque solar Victorica, de 7,2 MW en la provincia de La Pampa.

NOA:

- En La Rioja se produjo el ingreso del panel fotovoltaico 360 ENERGY FV, de 22 MW de potencia.
- Se llevó a cabo la salida de servicio de motores diésel pertenecientes a EDELAR GENERACIÓN y EDECAT GENERACIÓN por un total de 24,3 MW en la misma provincia.
- Se produjo el ingreso de potencia de paneles solares 360 ENERGY FV en la provincia de La Rioja por un total de 20 MW.

CEN:

- Ingresó la central de biogás BIOANGLO en la provincia de Córdoba, por un total de 1 MW.
- También en Córdoba, salieron de servicio los motores diésel pertenecientes a EPEC GENERACIÓN y EDESAL GENERACIÓN, por un total de 12,5 MW.
- Se produjo el ingreso de las turbinas de vapor (T.V) CTBG Bell Ville en Córdoba, y CTBG San Luis-Díaser en San Luis, adicionando 1,2 y 2 MW, respectivamente.
- Ingresó la TG Generación Mediterránea R287 en la provincia de Córdoba, agregando al sistema 49,7 MW de tipo térmico.

GBA:

- Se produjo el cambio de categorización de las turbinas de gas correspondientes a la CT Ezeiza (Etapa 1 y 2) por un total de 204,3 MW, que pasaron a contabilizar como ciclos combinados.
- Se repotenciaron tres ciclos combinados de la CENTRAL DOCK SUD, lo que llevó a una adición de potencia que totalizó 63,9 MW.
- Ingresaron dos ciclos combinados pertenecientes a CT Ezeiza Cierre CC Generación Mediterránea, por 42,5 y 42,1 MW, respectivamente, totalizando 84,6 MW de adición al sistema.
- Salieron de servicio dos turbinas de vapor pertenecientes a ENDESA Costanera S.A, de 120 y 350 MW, respectivamente.

BAS:

- Se produjo la salida de servicio de motores diésel pertenecientes a las centrales EDEN GENERACIÓN Y COOP. MNO. MORENO BS. AS GENER por 20,3 MW.
- Cambió la categorización de las turbinas de gas correspondientes a la CT San Pedro – SPY Energy SA por un total de 158,5 MW, que pasaron a contabilizar como ciclos combinados.



24 de abril de 2024

Argentina y Chile avanzan en la consolidación del comercio energético

En el marco de un encuentro para potenciar el intercambio comercial, autoridades energéticas de ambos países analizaron las posibilidades de integración y diversificación de las exportaciones en gas, petróleo e hidrógeno



En el Palacio San Martín se llevó a cabo la VI Reunión de la Comisión Binacional de Comercio e Inversiones entre la Argentina y Chile. Del mismo participaron la subsecretaria de Transición y Planeamiento Energético, Mariela Beljansky, y el subsecretario de Combustibles Líquidos, Luis de Ridder, quienes expusieron en el panel de “Energía y Minería” sobre los diversos tipos de combustible en condiciones de exportación.

Los funcionarios nacionales resaltaron el proceso de ampliación en procesamiento y transporte de combustibles actualmente en curso como un primer paso hacia el incremento de las exportaciones de gas y petróleo no convencional.

Desde 2023 Chile recibe petróleo liviano de tipo “medanito”, pero el incremento en la producción no convencional de Vaca Muerta genera las condiciones para exportar otros tipos de combustibles líquidos, así como naftas de bajo octanaje que puedan abastecer la demanda de sectores industriales como la petroquímica y la farmacia.

BAS:

- Se llevó a cabo la baja de potencia de la TG03 perteneciente a CT SAN PEDRO – CIERRE CC, disminuyendo en 1,3 MW la potencia total del ciclo combinado.
- Se produjo el ingreso de potencia de otro ciclo combinado perteneciente a la CT SAN PEDRO CIERRE CC, adicionando 61,5 MW de potencia a la red.
- Ingresó en servicio el parque eólico La Elbita, adicionando 49,5 MW de tipo renovable al sistema.

NEA:

- En la provincia de Misiones, los motores diésel pertenecientes a EMSA GENERACIÓN salieron de servicio, por un total de 44,3 MW.
- Salió de servicio la Turbina de Gas perteneciente a EMSA GENERACIÓN (12 MW) en la misma provincia.

A su vez, resultan de carácter estratégico para la ampliación de las exportaciones argentinas las oportunidades de inversión en torno al Gas Natural Licuado (GNL) en las que Chile puede complementarse con nuestro país. La asociación entre ambos permitirá abastecer de cargamentos de GNL a la creciente demanda del mercado del Pacífico.

En el plano del hidrógeno, se presentará próximamente la versión actualizada de la Estrategia Nacional, con el objetivo de simplificar las restricciones burocráticas y facilitar el financiamiento al sector privado como eje de las inversiones.

La sexta Reunión Bilateral estuvo encabezada por el Secretario de Comercio y Relaciones Internacionales, Marcelo Cima, junto con su par de Chile, la Subsecretaria de Relaciones Internacionales, Claudia Sahuenza Riveros.

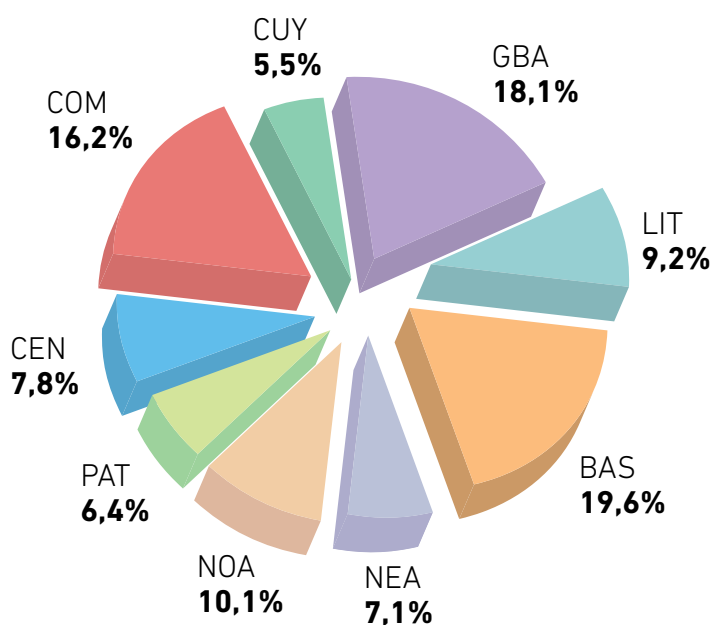
Fuente:

<https://www.argentina.gob.ar/noticias/argentina-y-chile-avanzan-en-la-consolidacion-del-comercio-energetico>

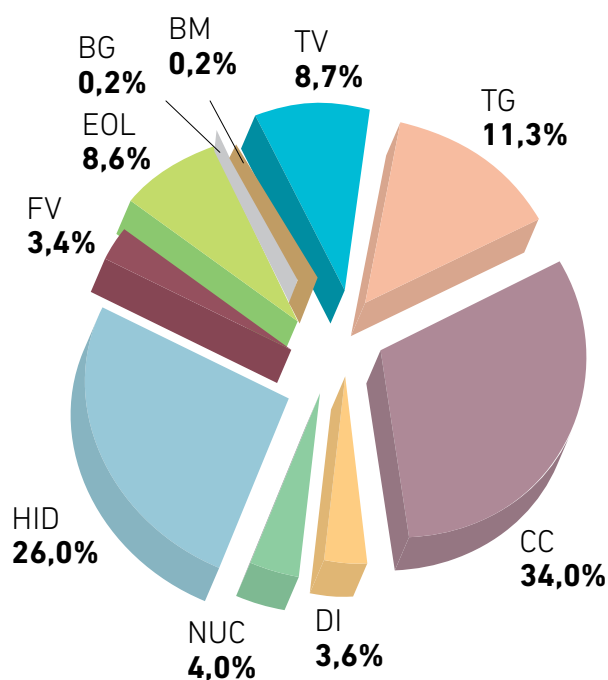
Potencia Instalada



POR REGIONES



POR TECNOLOGÍAS



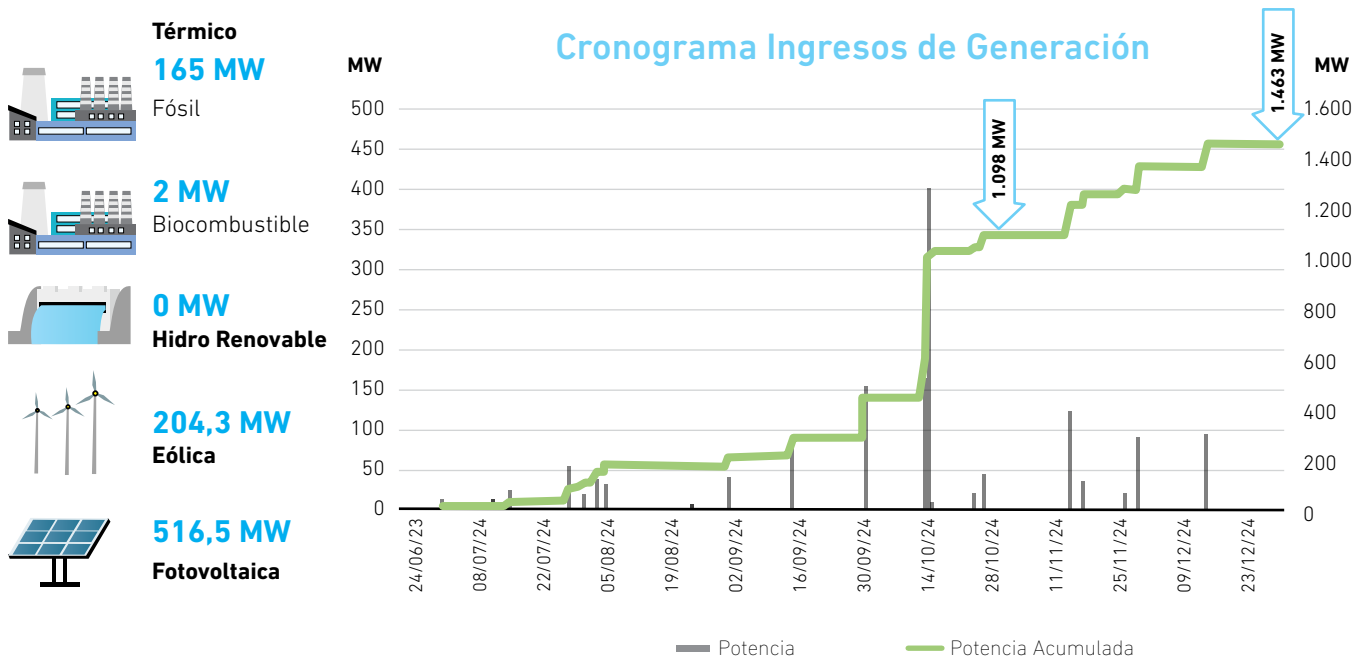
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema 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 2024), y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

- **Disponibilidad térmica:** Se prevé el ingreso de 165 MW generación térmica convencional hasta fin de octubre de 2024 (ASECTG01, TG02, y MMARTV09).
- **Energías Renovables Ley N° 26.190:** Ingresos hasta octubre 2024 933 MW:
Eólicos ➔ 414,5 MW, Solares ➔ 516,5 MW, Bio Combustibles ➔ 2 MW.

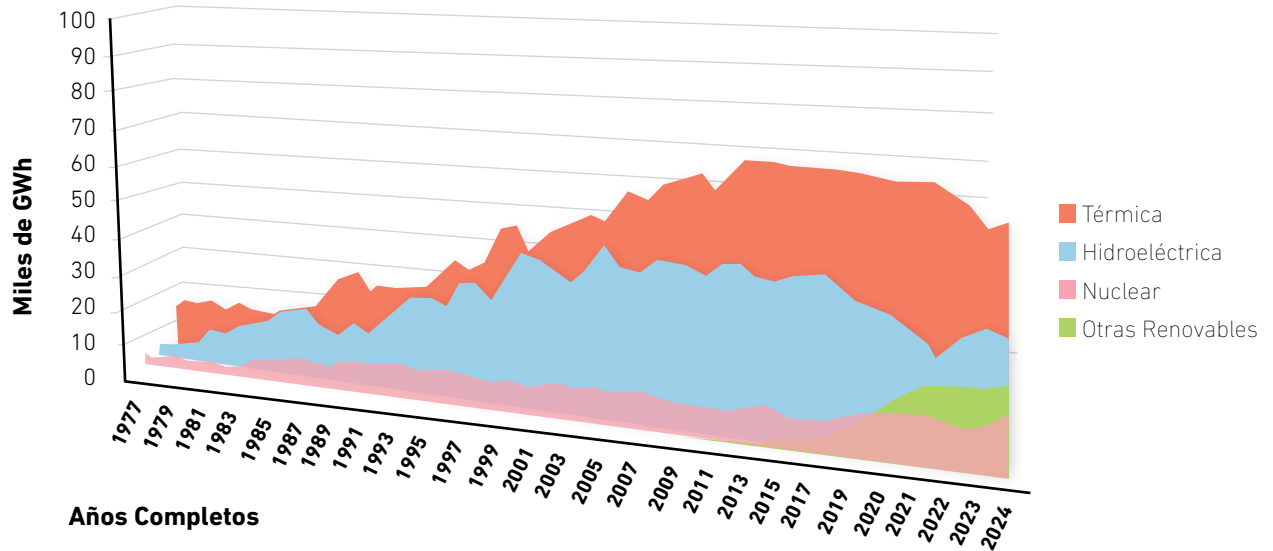
Ingresos Previstos 2023-2024



Ingresos Previstos 2023-2024

Fuente: CAMESSA.

Generación de Energía Eléctrica



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

Nota*: Los valores para 2023 son acumulados hasta el mes de junio.

Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 2001. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

Año	Térmica GWh	%	Hidroeléctrica GWh	%	Nuclear GWh	%	Otras Renovables GWh	%	Total GWh
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*	38.975,5	53,3	16.894,53	23,1	6.598,54	9,0	10.628,98	14,6	73.097,55

*Nota: Los valores son hasta 30 de junio de 2024.

Otras Energías Renovables

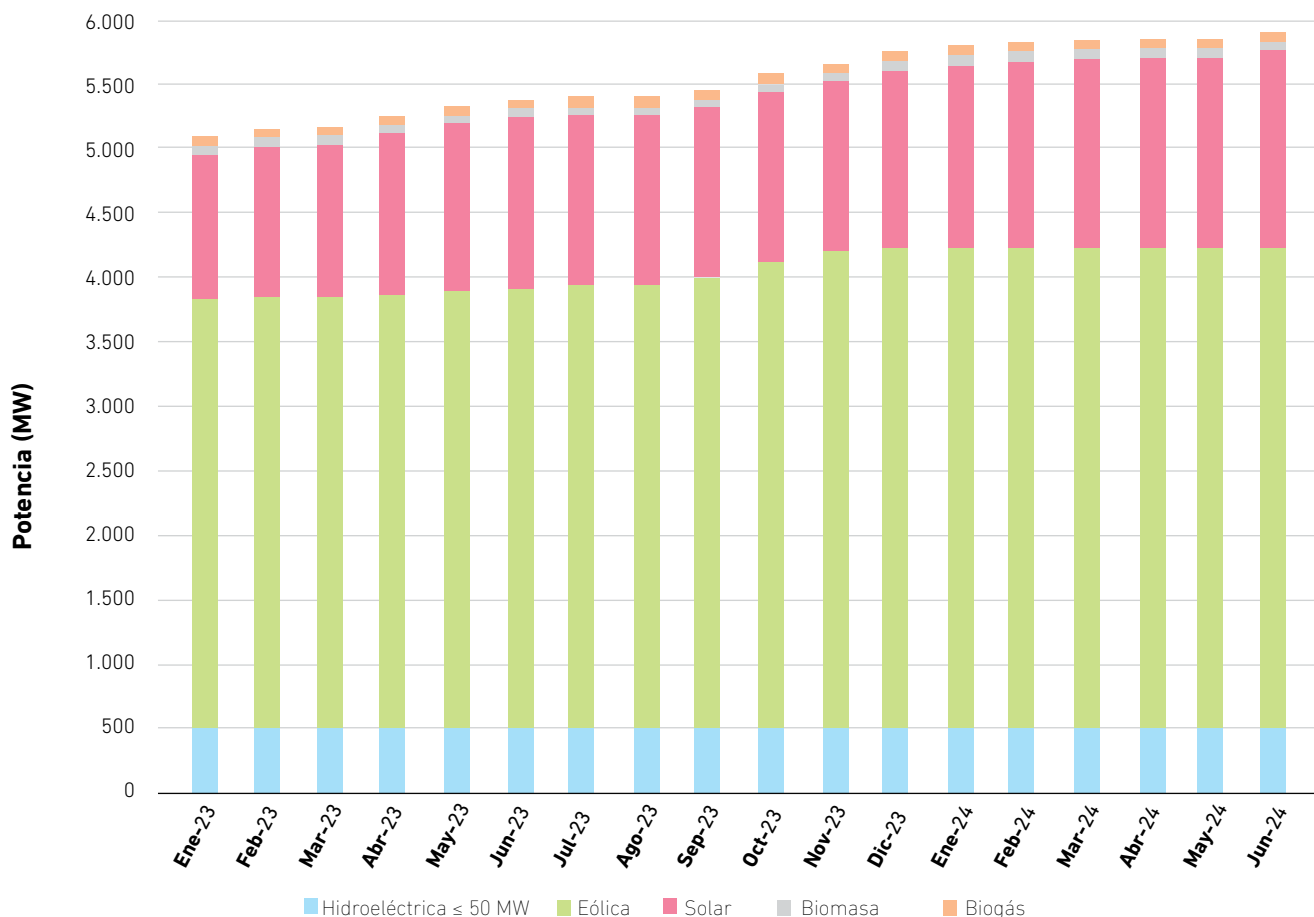
En nuestro país, históricamente la generación de tipo renovable, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, había operado de manera aislada en el sistema eléctrico nacional. A partir de la Ley N° 26.190 del año 2007 y de la Ley N° 27.191 derivada de esta, sancionada el 23 de septiembre del 2015 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.

En el primer semestre de este año se incorporaron 154,4 MW de tecnología renovable contando para el mes de junio con un total de 5.901,5 MW. La misma se descompone en 3754,9 MW de parques eólicos; 1.466,6 MW de parques fotovoltaicos; 73,3 MW de tecnología de biomasa; 82,3 MW de generación mediante biogás y 524,3 MW de centrales hidráulicas de hasta 50 MW.

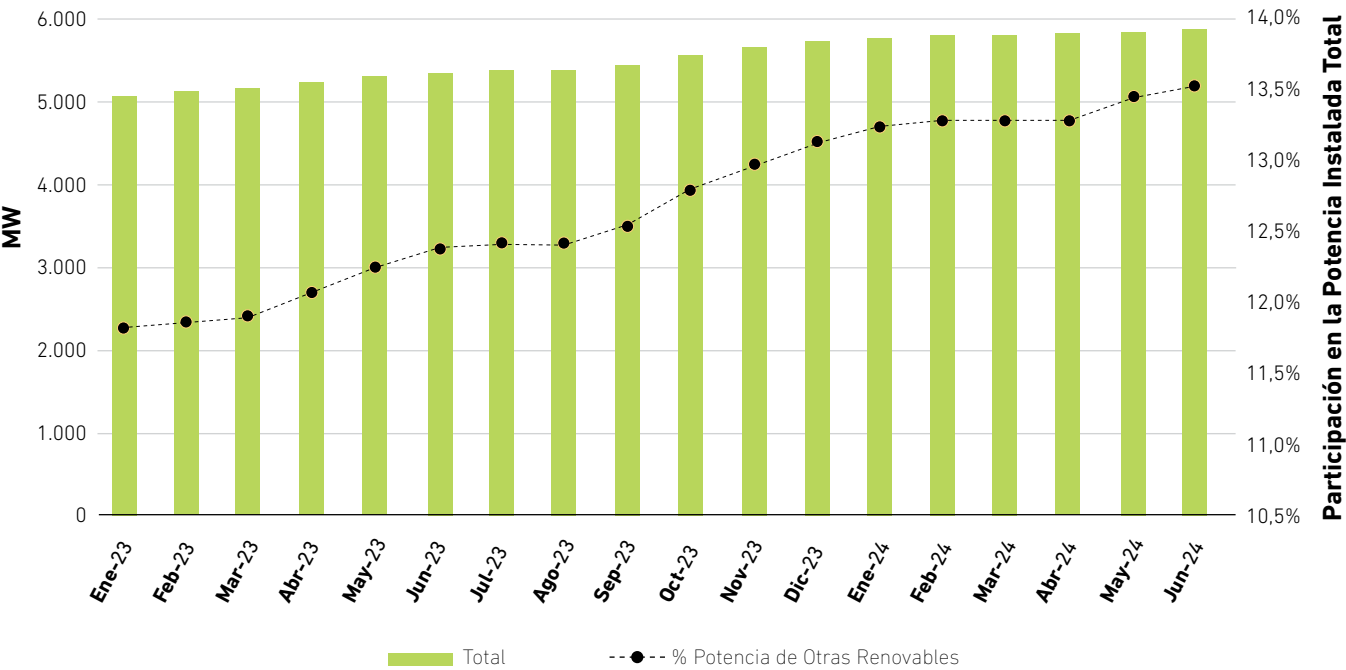
A continuación, se muestra la evolución de la potencia instalada en el período comprendido de los últimos 18 meses de todas las tecnologías pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Para junio de 2024 la potencia instalada de energías renovables representa el 13,5% respecto de la potencia instalada total.

Potencia Instalada 2023-2024*



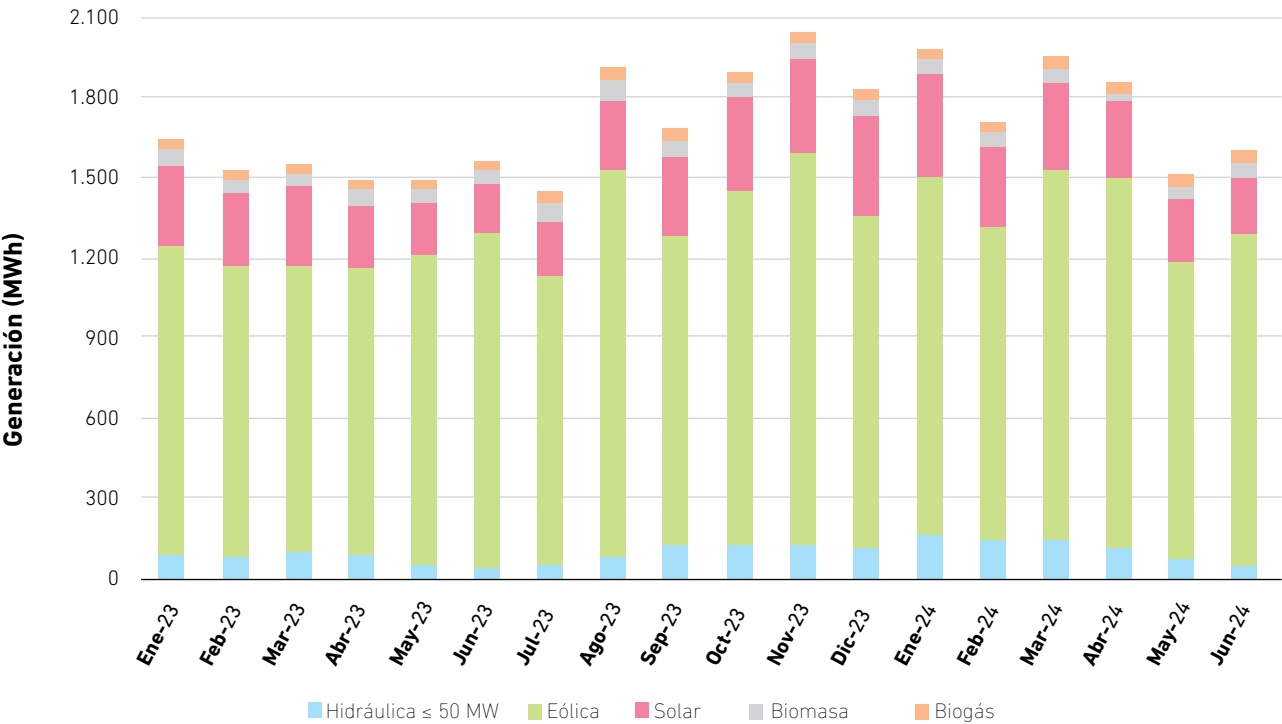
En la figura siguiente se observa la potencia instalada renovable de los últimos 18 meses y la participación en la potencia instalada total.

Potencia Instalada de Otras Renovables y su Participación en el MEM 2023-2024*



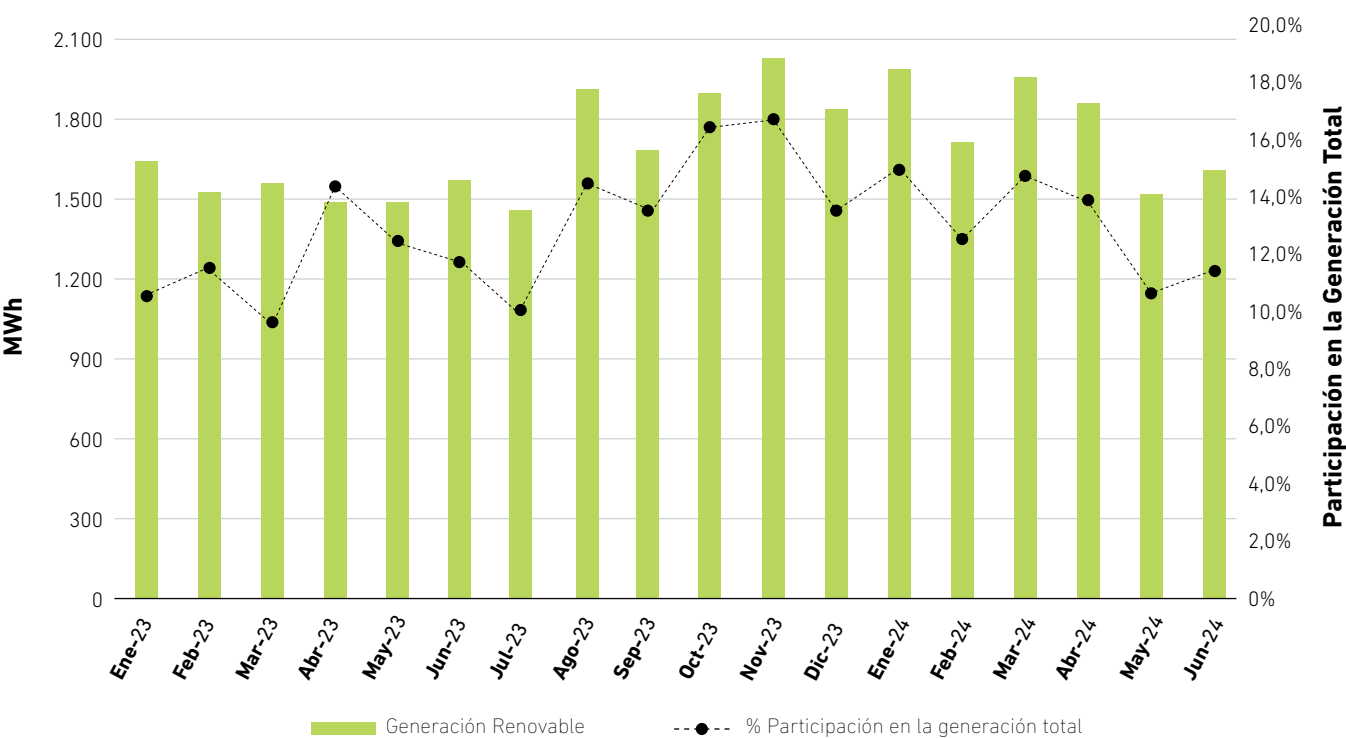
La generación renovable registró durante los primeros seis meses de 2024, un valor de 10.628,9 MWh representando un aumento del 14,7% respecto al mismo periodo del año anterior, explicado por el incremento del parque instalado en un 10,0% desde junio 2023 a junio 2024. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos 18 meses.

Generación de Otras Energías Renovables 2023-2024*



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 18 meses.

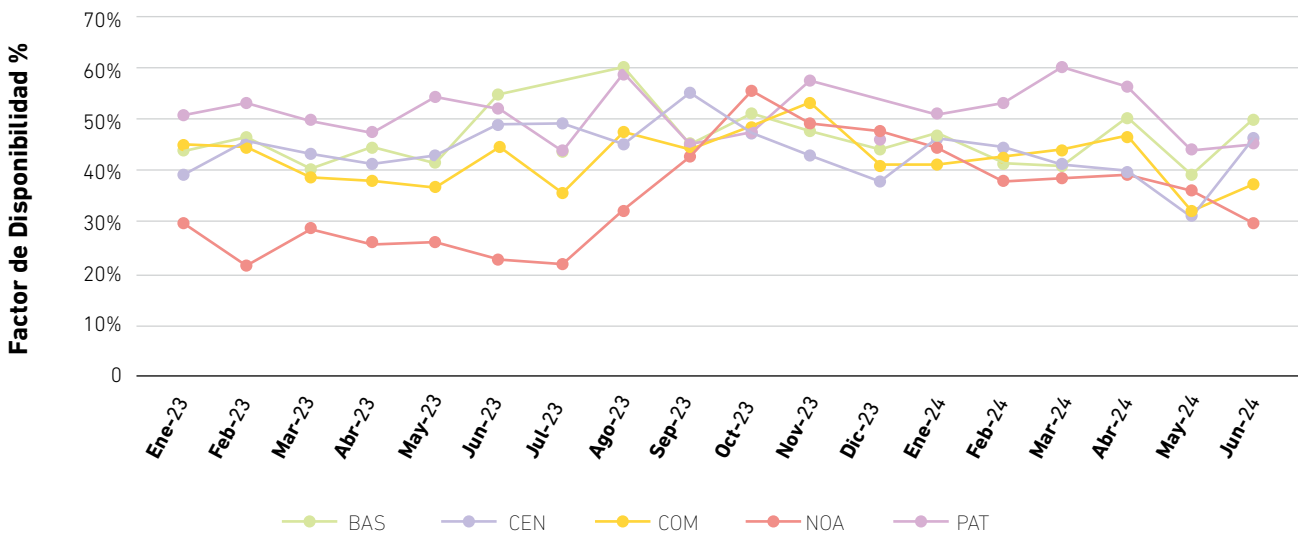
Generación Renovable y su Participación en el MEM 2023-2024*



Energía Eólica

Para junio de 2024, se contaba con 3754,9 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 63,6% del total. 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 18 meses. El factor de disponibilidad promedio de esta tecnología en los últimos doce meses fue de 45,1% a nivel nacional.

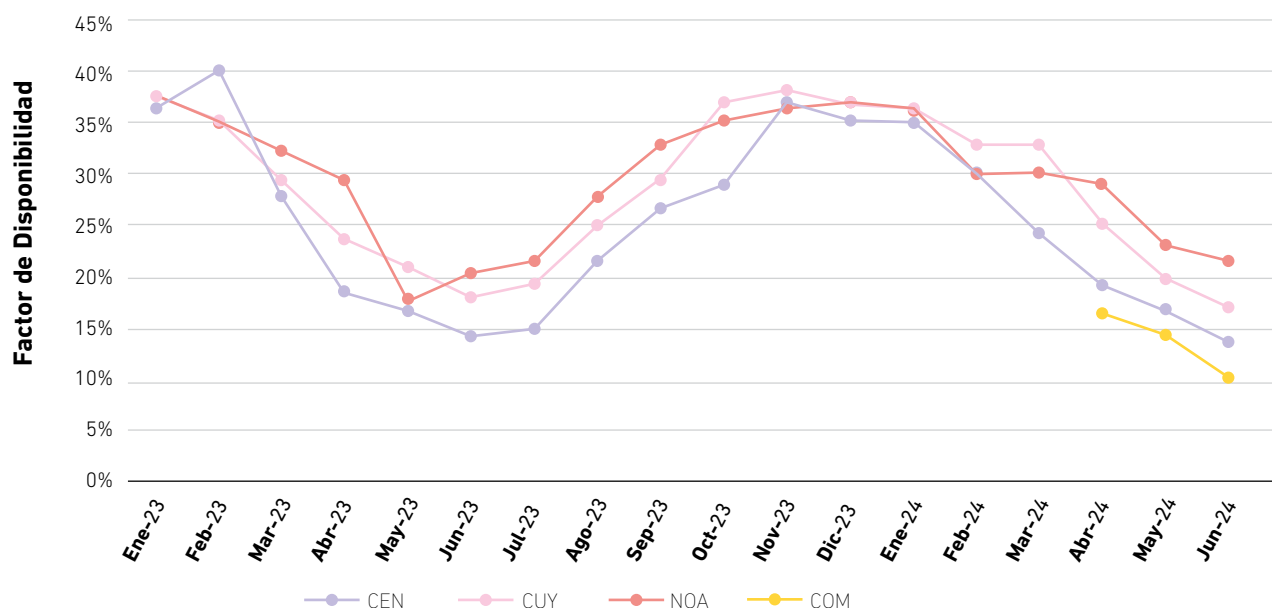
Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica 2023-2024*



Energía Fotovoltaica

En nuestro país, para junio de 2024, se encuentran conectados 1466,6 MW al SADI de tecnología de generación fotovoltaica. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en las regiones de Cuyo, NOA, Centro y Comahue, alcanzando un 24,9% de la potencia renovable instalada total. En las siguientes figuras 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 27,0%.

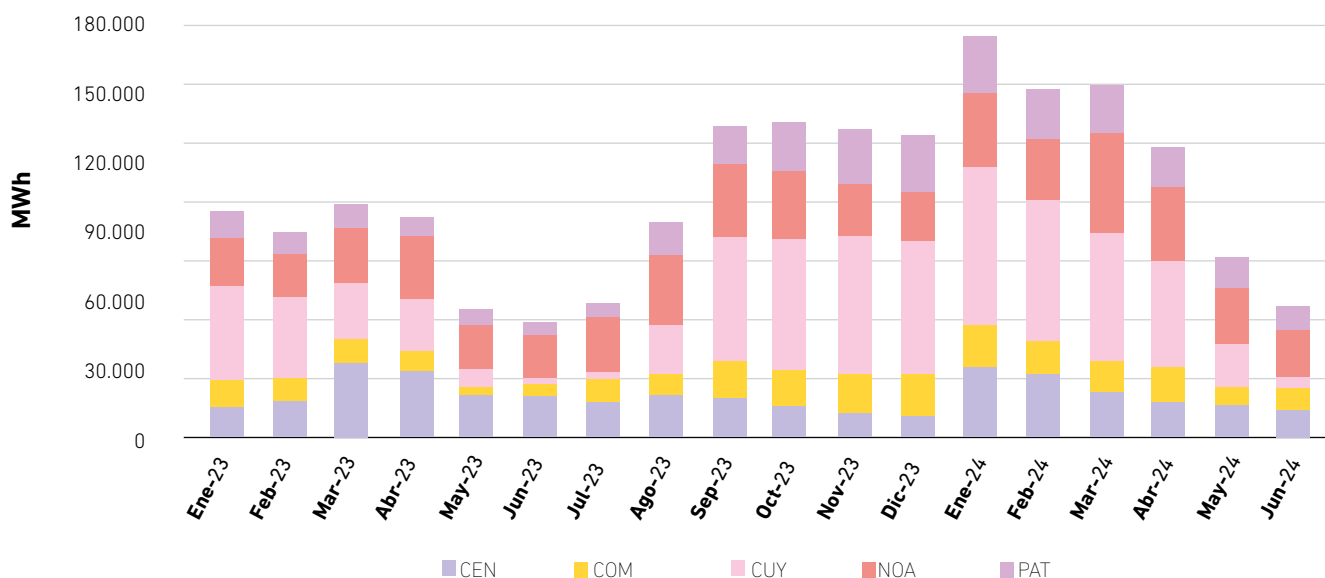
Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica 2023-2024*



Generación de Otras Renovables de centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW

Para junio de 2024 se contabilizan instalados 524,3 MW de dicha tecnología, alcanzando un 8,9% 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 18 meses.

Generación de Hidroeléctricas < 50 MW por Regiones



16 de julio 2024

Litio: Argentina triplicó la capacidad productiva en dos años (seguirá en ascenso)

La puesta en marcha de la cuarta planta de producción y otras ampliaciones de proyectos permiten superar las 136.000 toneladas. "Esto se traducirá en mayores volúmenes de exportación y con ello, mayor ingreso de divisas a nuestro país", remarcó CAEM.



Con la reciente inauguración de Centenario Ratones, la cuarta planta de producción de litio en Argentina y la primera en Salta, y una serie de ampliaciones en otros proyectos, la producción de litio en Argentina se triplicó en dos años hasta superar las 136.000 toneladas.

Hasta julio había solo tres proyectos en producción de litio en el país: el primero es Proyecto Fénix, con más de 30 años de actividad en el Salar del Hombre Muerto de Catamarca, que hoy opera Arcadium (ex Livent fusionada con Allkem); el segundo es el proyecto Salar de Olaroz en Jujuy, que comenzó a producir en 2016 y también está en manos de Arcadium, porque pertenece a la firma Sales de Jujuy, subsidiaria del gigante australiano Allkem. Y el tercero es el proyecto Caucharí Olaroz, operado por Minera EXAR desde junio del 2023, un consorcio del litio conformado por la canadiense Lithium Argentina (ex Lithium Americas), la china Ganfeng Lithium y la estatal Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado (JEMSE).

A principios de este mes Eramine Sudamérica, de la francesa Eramine y la china Tsignshan, inauguraron en Salta la nueva planta con tecnología de Extracción Directa (EDL) con una capacidad de

producción de 24.000 toneladas de litio carbonato equivalente (LCE), que eleva la capacidad instalada a 136.500 toneladas a nivel nacional. Su construcción empleó 2.500 personas y requirió de al menos u\$s870 millones de inversiones.

Según indicó la Cámara Argentina de Empresas Mineras (CAEM) en 2022, con únicamente dos operaciones funcionando, el potencial productivo nacional se ubicaba en las 37.500 toneladas LCE. Se habla de "potencial productivo" o "capacidad instalada" ya que las nuevas plantas demandan un tiempo hasta poder producir a su máximo nivel. En 2022 la producción alcanzó las 35.050 toneladas, equivalentes a más del 93% de su potencial ese año.

En 2023 se puso en marcha Caucharí Olaroz, tercer proyecto nacional y segundo en Jujuy, que prácticamente duplicó la capacidad previa, gracias a su planta de 40.000 toneladas LCE, con una inversión de u\$s979 millones. "En el pico de su construcción empleó a más de 3.300 personas y actualmente en operación cuenta con más de 2.100 colaboradores, convirtiéndose en un motor fundamental para el desarrollo regional", detalló CAEM.

La capacidad se multiplicó nuevamente con la entrada en producción de las ampliaciones de los dos proyectos de más larga data. Uno es de Mina Fénix, inaugurada en 1997, y el otro es Salar de Olaroz, con inicio en 2015, que añadieron 10.000 y 25.000 toneladas LCE respectivamente, llevando la capacidad instalada total a 112.500 toneladas. Los dos pertenecen a Arcadium.

¿Cuáles son los próximos proyectos de litio a inaugurar?

Para fines de agosto se espera la puesta en funcionamiento en Catamarca de la quinta planta de litio bautizada Tres Quebradas (3Q), de Zijin-Liex, con una capacidad inicial de 25.000 toneladas de carbonato de litio al año en la primera fase del proyecto.

En paralelo, Río Tinto avanza en Salta con su proyecto de litio en Salar de Rincón. La segunda minera más grande del mundo comenzó la construcción de una planta de procesamiento de carbonato de litio grado batería, con una capacidad de 3.000 toneladas anuales, utilizando la innovadora tecnología de extracción directa. Para ello, invirtió unos u\$s825 millones.

Otra iniciativa es el Proyecto Minero “Sal de Oro”, ubicado en el Salar del Hombre Muerto, en la zona de cooperación entre las

provincias de Salta y Catamarca. Este pertenece a la surcoreana POSCO, que ya levantó allí una primera planta de procesamiento de litio traída íntegramente de Asia y ahora está por finalizar la construcción a escala de otra instalación comercial.

La empresa coreana está próxima a inaugurar sus dos plantas en construcción que forman parte de la Fase 1 del proyecto: una es la Planta Comercial de Fosfato de Litio localizada en la Puna y la segunda es la Planta Comercial de Hidróxido de Litio, ubicada en el parque industrial de General Güemes. La inversión alcanza u\$s800 millones y es la primera gran inversión en Argentina de una empresa de Corea del Sur. Con capacidad de producción de 25.000 toneladas anuales, POSCO Argentina se convertirá en la primera empresa en producir hidróxido de litio en el país.

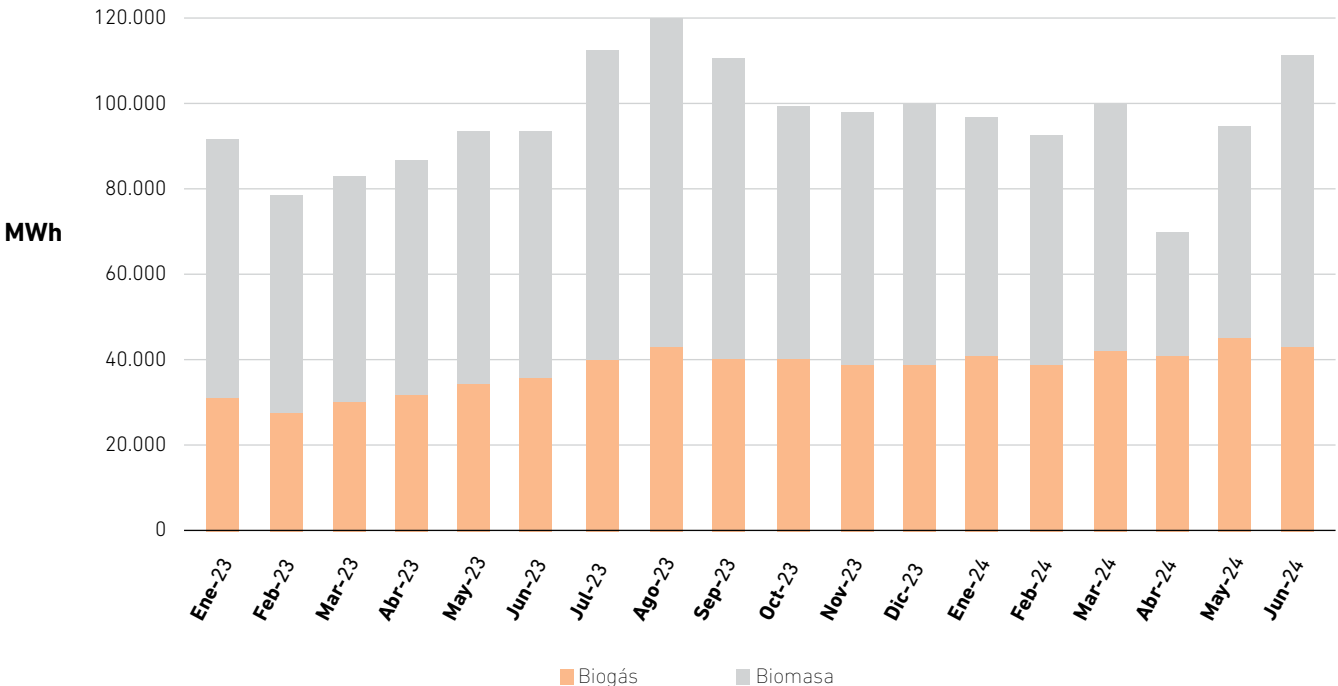
“Una vez superados los procesos que permiten que las plantas operen a su máxima capacidad, esto se traducirá en mayores volúmenes de exportación y con ello, mayor ingreso de divisas a nuestro país”, remarcó la cámara empresaria.

Fuente: <https://www.ambito.com/energia/litio-argentina-triplico-la-capacidad-productiva-dos-anos-seguira-ascenso-n6032764>

Biomasa y Biogás

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, para junio de 2024, se encuentran instalados 155,6 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 73,3 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 82,3 MW. Su generación mensual durante los últimos 18 meses se comportó de la siguiente manera:

Generación de Biomasa y Biogás mensual 2023-2024*



Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

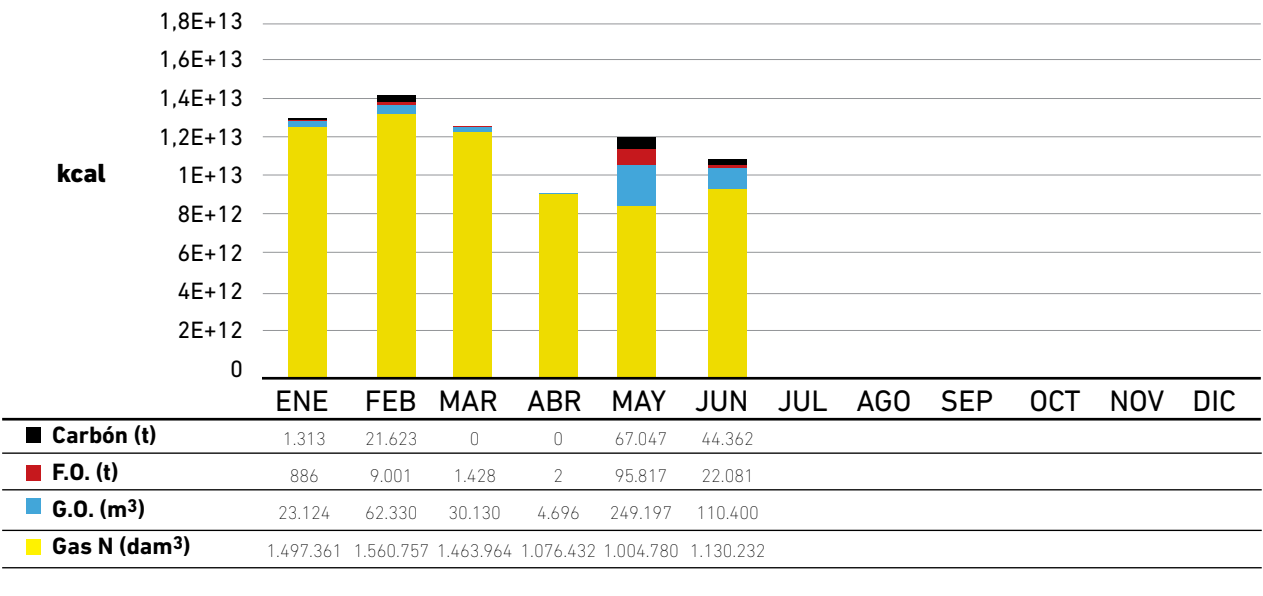


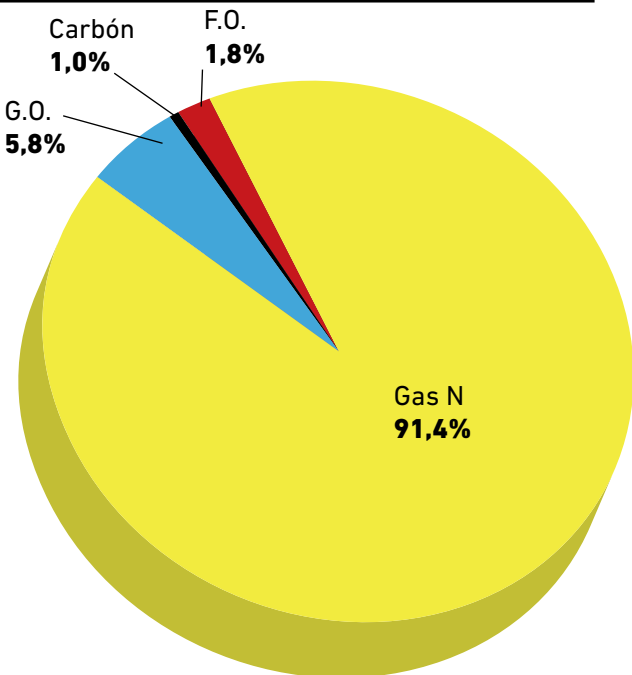
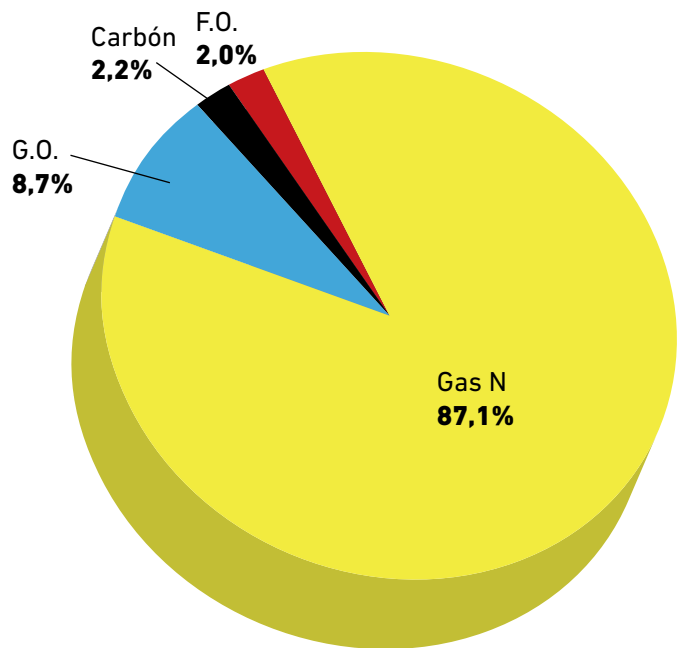
El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el primer semestre del 2024 resultó un 12,4% inferior al mismo semestre del año anterior. En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles y el porcentaje de diferencia respecto al semestre anterior.

Combustible	Primer Semestre 2023	Primer Semestre 2024	Dif %
GO [m³]	960.187	480.121	-50,0
Gas N [dam³]	7.785.036	7.738.606	-0,6
FO [t]	560.202	129.171	-76,9
Carbón [t]	378.144	134.395	-64,5

A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el primer semestre del año 2024. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas. Como puede observarse, salvo para el mes de octubre, hubo consumo de combustibles líquidos y carbón.

Consumo de Combustibles en el MEM 2024

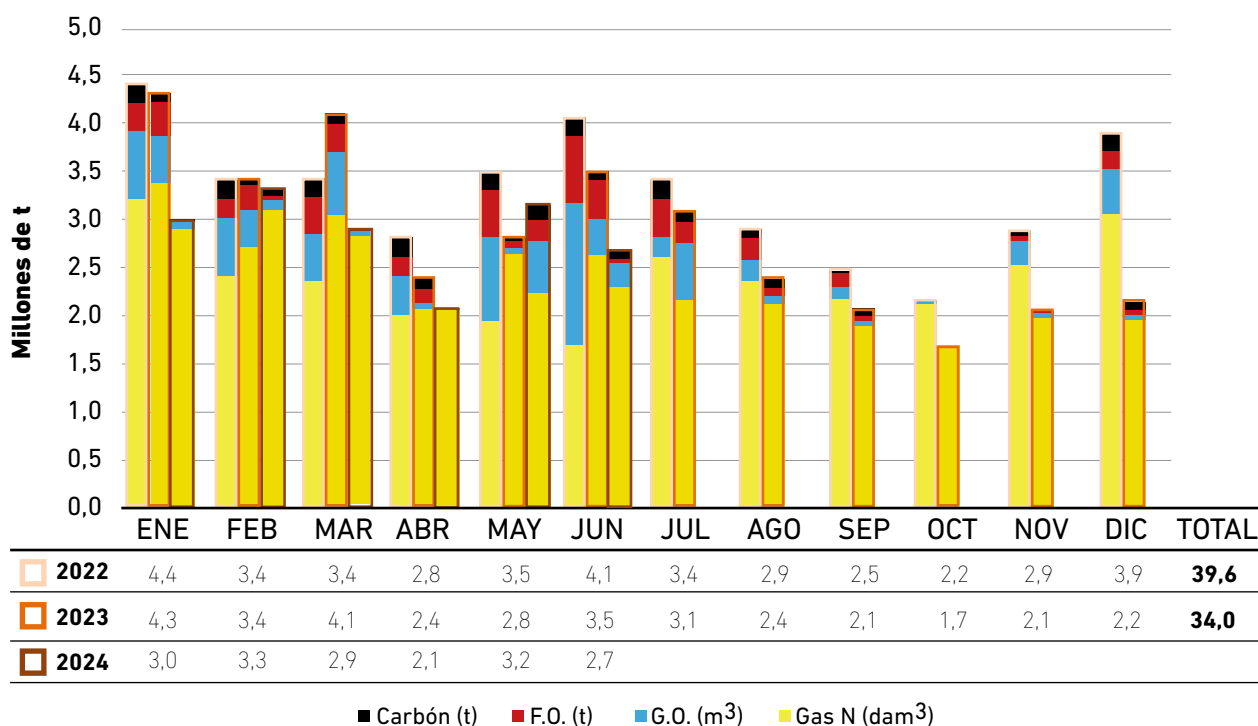




Emisiones de CO₂

Durante el primer semestre del 2024, disminuyeron un 16,3% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior, debido principalmente al menor uso de gas oil, fuel oil y carbón.

Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del SADI



Síntesis del Mercado del Gas Natural

Resumen

En el primer semestre de 2024, la producción total de gas fue de 25,08 mil MMm³, este valor fue un 5,2% superior al registrado durante el mismo periodo del 2023. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 72,1% promedio de participación. La producción no convencional de gas contabilizó 15,54 mil MMm³, representando un 62,0% de la producción total.

En los primeros seis meses de 2024 la demanda de los diferentes sectores representó un consumo de 19,66 mil MMm³. Significando un leve aumento del 0,03% respecto del mismo periodo del año 2023.

Las importaciones acumuladas en el primer semestre de 2024 representaron un volumen de 1,5 mil MMm³. Representaron un volumen 44,1% inferior respecto del mismo periodo del año 2023. El país de origen con mayor caudal de gas importado fue Bolivia totalizando un 56,3% del total.

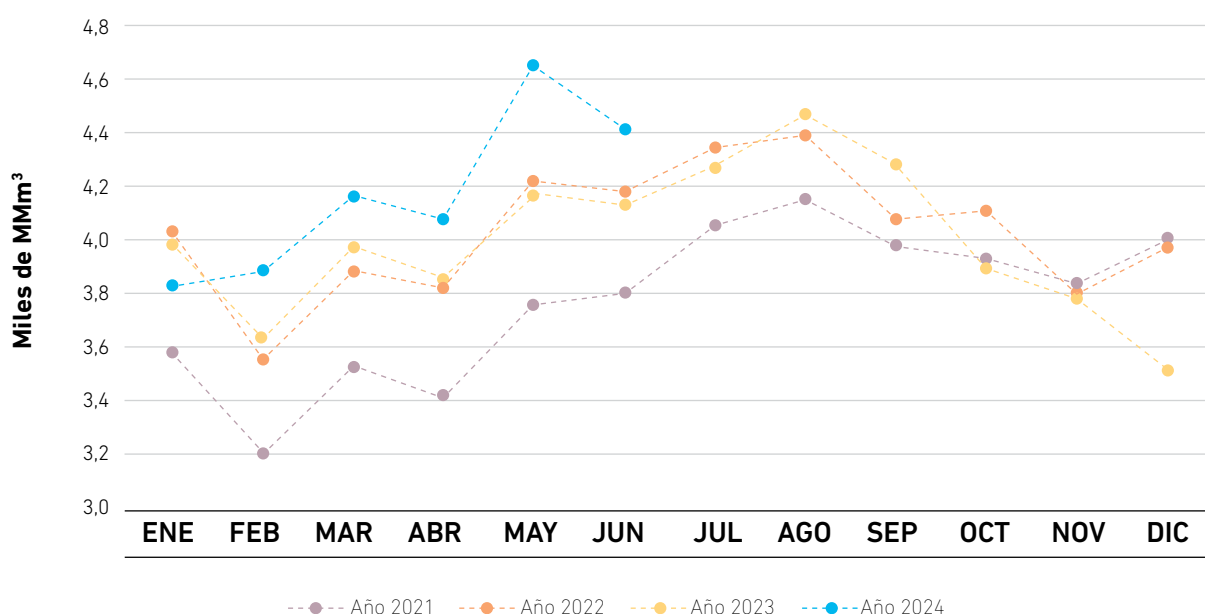
Las exportaciones registradas durante el primer semestre de 2024 evidencian un volumen de 1,49 mil MMm³ siendo este valor un 3,9% superior al registrado en el mismo periodo del año 2023.

Oferta de Gas Natural

Producción total

La producción de gas natural en el primer semestre de 2024 arrojó un valor de 25,08 mil MMm³, siendo un 5,2% superior respecto del mismo periodo del año 2023. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años.

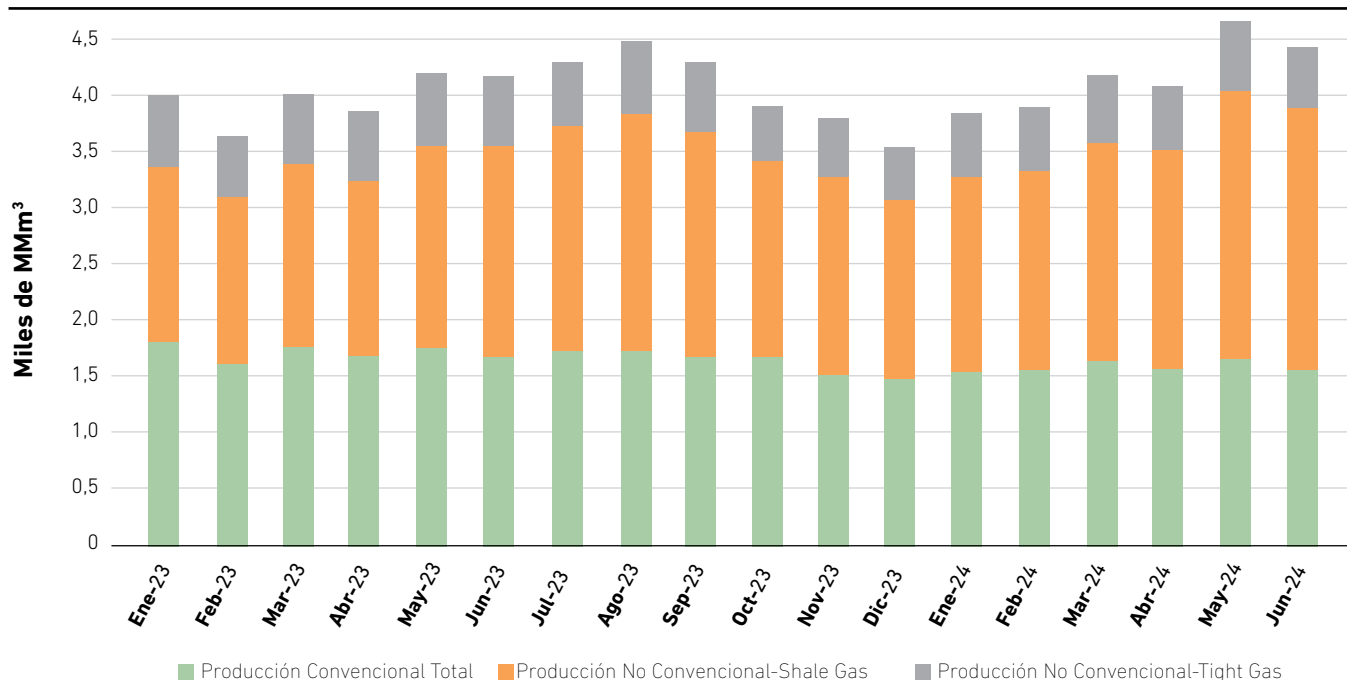
Producción Mensual de Gas 2021-2024*



Producción convencional y no convencional

En la siguiente figura se observa la composición de gas tanto convencional como no convencional en los últimos 18 meses. Se puede observar que la producción acumulada del año 2024 de gas convencional disminuyó un 8,3% mientras que la del gas no convencional aumentó un 15,6% respecto del mismo periodo del año 2023.

Producción Convencional y No Convencional 2023-2024*

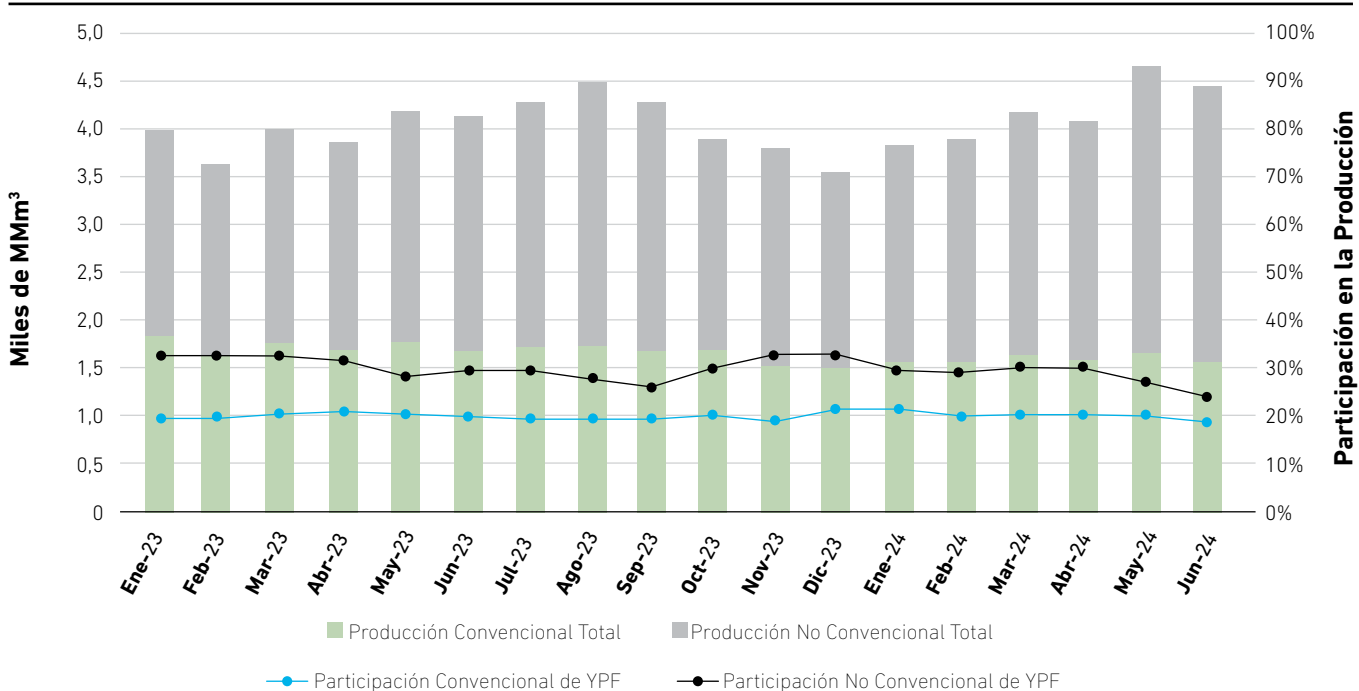


YPF en la Producción Convencional y No Convencional de gas

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 los primeros seis meses del año 2024 se logró alcanzar un promedio de participación del 20% en la producción convencional total y un 28% en la producción no convencional de gas.

En la siguiente figura se puede observar cómo fue el desempeño de la empresa en los últimos 18 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





La producción de petróleo y gas llegó a máximos de 20 años y 15 años en el primer trimestre

El año podría cerrar con incrementos del 5% para la producción de gas y del 7% para el petróleo. Récord de exportaciones del complejo petrolero-petroquímico. En tanto, las importaciones de petróleo, gas, gasoil y energía eléctrica cayeron un 70%.

La producción de petróleo y gas en la República Argentina sigue apuntalando su trayectoria ascendente año tras año. En este sentido, en el primer trimestre del 2024 la producción de petróleo creció un 8,2% respecto al mismo período del año pasado. No conforme con ello, el contexto productivo marca el cuarto año consecutivo de crecimiento entre trimestres para la extracción petrolera y un máximo que no se veía desde el año 2004.

Por su parte, la producción de gas creció un 2% en el primer trimestre del año, marcando su nivel más alto desde 2009 para este período. Para el gas también se marca el cuarto año consecutivo de crecimiento sostenido en la producción.

Más inversiones y un elevado nivel de actividad vienen impulsando al sector petrolero argentino, especialmente en la cuenca neuquina. En esta, el yacimiento Vaca Muerta emerge como la gran locomotora del crecimiento productivo.

La cuenca neuquina pasó de representar el 40% de la producción nacional de petróleo en 2013 al 62% en 2023. Más aún, ésta representó el 66% de la producción en lo que va del 2024. En el caso del gas, la participación creció del 54% en 2013 al 70% en 2023. La extracción no convencional, que implica la estimulación hidráulica o fracking para obtener hidrocarburos, representa ya más de tres cuartos de la producción de la cuenca neuquina.

El mejor proxy del nivel de actividad en la extracción no convencional se muestra en términos de etapas de fractura, a diferencia de los yacimientos convencionales, cuya actividad es medida por cantidad de pozos o equipos de perforación activos. En este sentido, de acuerdo con la Fundación Contactos Energéticos, en marzo pasado se batió el récord mensual de fracturas registrado para Argentina, superando por más de un 17% la marca anterior, de septiembre de 2023.

Con estas perspectivas, el 2024 podría cerrar con subas del 7% y 5% en la producción de petróleo y gas. De ser así, estaríamos en máximos desde 2004 y 2008 para estos hidrocarburos. No conforme con ello, en el primer trimestre del año más del 52% del petróleo extraído fue por métodos no convencionales, proporción

que se ubicaba en el 19% hace 5 años y en el 1% hace 10 años. No caben dudas que la fuerza de Vaca Muerta y su extracción no convencional espera seguir apuntalando la producción nacional de petróleo y gas.

Récord de exportaciones del complejo petrolero-petroquímico

Con más de US\$ 2.200 millones en los primeros tres meses del año, el complejo petrolero petroquímico marcó un máximo nominal para sus exportaciones. Con un crecimiento del 13% respecto al mismo trimestre del año pasado, el petróleo se destacó como el principal renglón de las exportaciones del complejo.

En este sentido, los aceites crudos de petróleo crecieron más de un 45% en sus exportaciones. Con un contexto de precios levemente alcista en términos interanuales, las cantidades exportadas de estos aceites subieron más de un 38%. Esto es especialmente relevante, en tanto el petróleo representa más del 51% de las exportaciones del complejo. Por otro lado, el aprovisionamiento de combustibles y lubricantes a buques y aeronaves, segundo renglón de las exportaciones del complejo creció un 20% en dólares y un 33% en cantidades.

No conforme con ello, las importaciones de muchos de estos hidrocarburos e insumos se han recortado sustancialmente en vista del crecimiento productivo del Oil&Gas argentino. En este sentido, las importaciones de petróleo, gas, gasoil y energía eléctrica cayeron un 70% en el primer trimestre del año. De esta manera, pasaron de US\$ 1.412 millones en los primeros tres meses del 2023 a US\$ 425 millones de enero a marzo de este año.

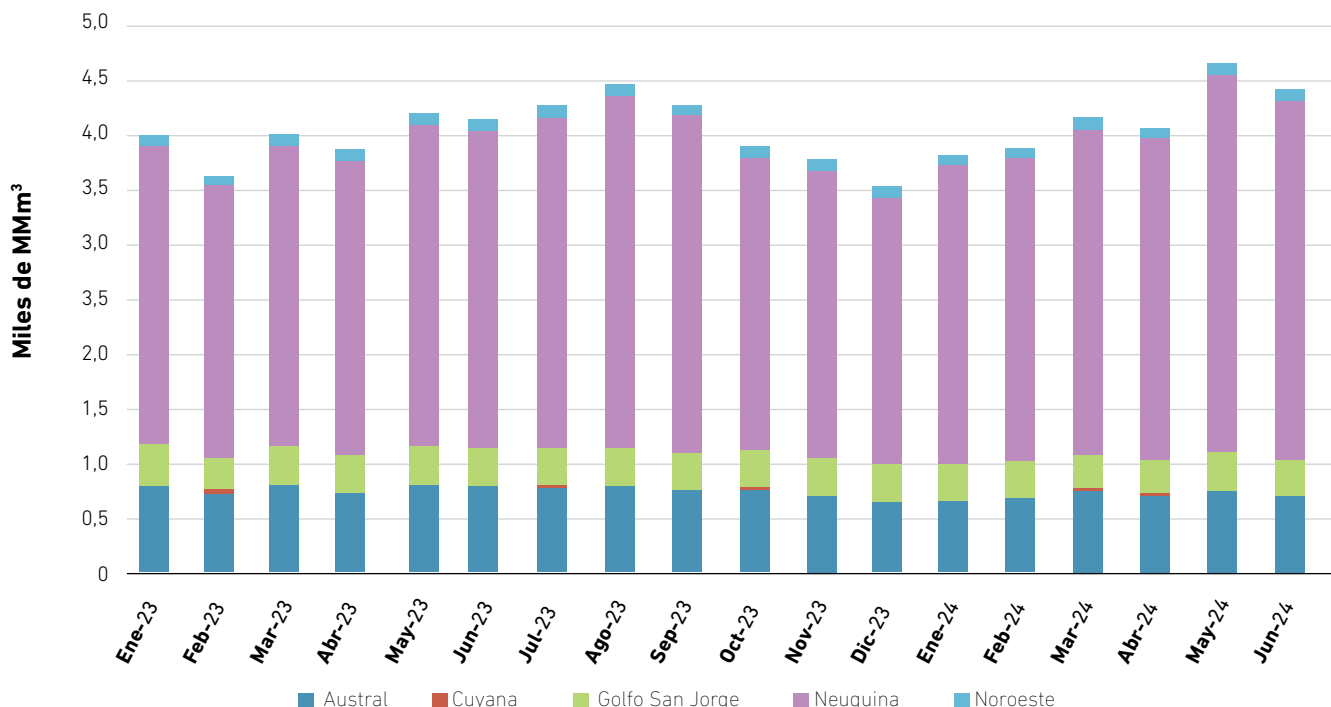
La importación de aceites de petróleo no crudos cayó un 73%, con las cantidades cayendo un 69%. Mientras tanto, se demandó un 22% menos de divisas para importar gas. No obstante, en un contexto de mayores precios internacionales, el volumen de gas en estado gaseoso importado cayó un 32%. Por otra parte, las importaciones de gasoil se desplomaron un 87% en dólares y un 84% en volumen. Finalmente, las importaciones de energía eléctrica cayeron un 53% interanual.

Fuente: <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/la-71>

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 18 meses la producción obtuvo el siguiente desempeño.

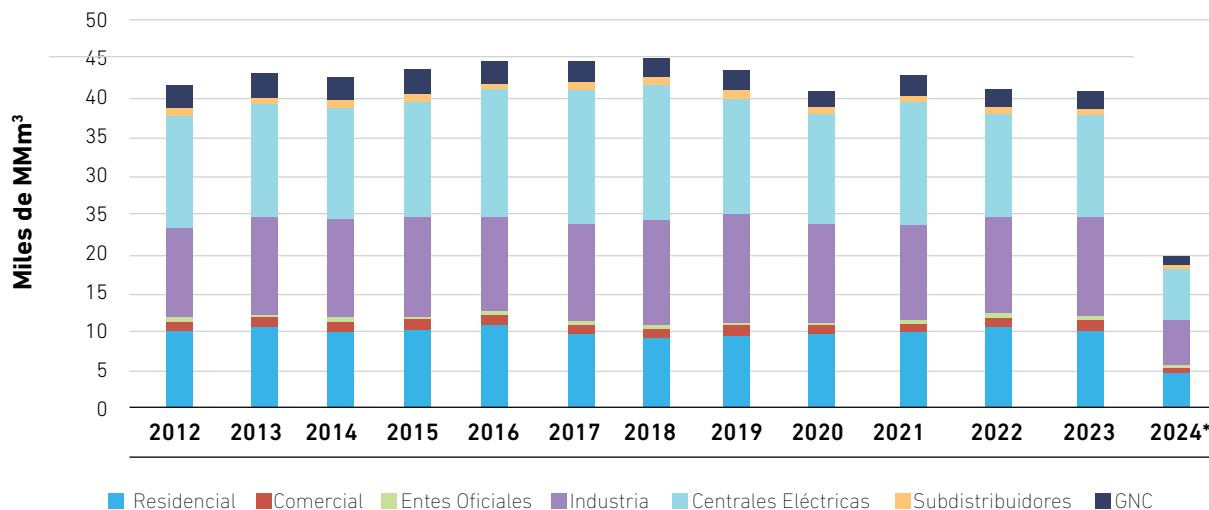
Producción por Cuencas 2023-2024*



Demanda

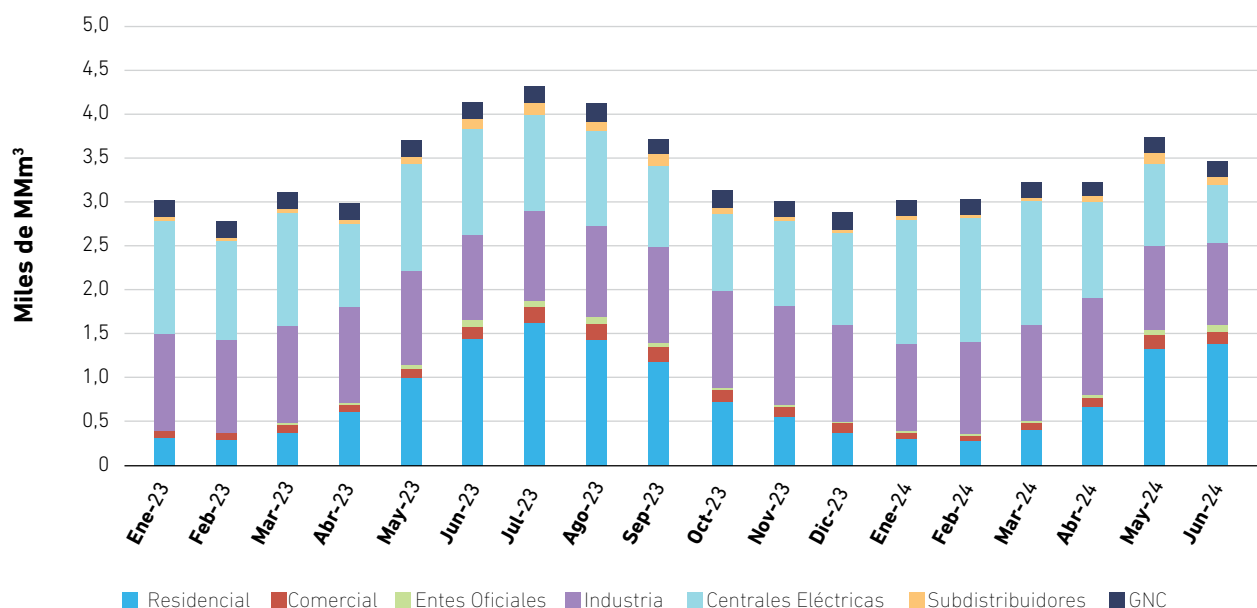
La demanda de gas en nuestro país según los datos suministrados por ENARGAS, se divide en consumidores del tipo Residencial, Comercial, Entes Oficiales, Industria, Centrales de generación eléctrica, Sub-Distribuidores (SDB) y gas natural comprimido (GNC). A continuación, se muestra la evolución de la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

Demanda Histórica por Sector



* Durante el primer semestre de 2024 la demanda fue de 19,66 mil MMm³, en la siguiente figura se puede observar la demanda mensual de los últimos 18 meses.

Demanda Mensual de Gas por Sector 2023-2024*

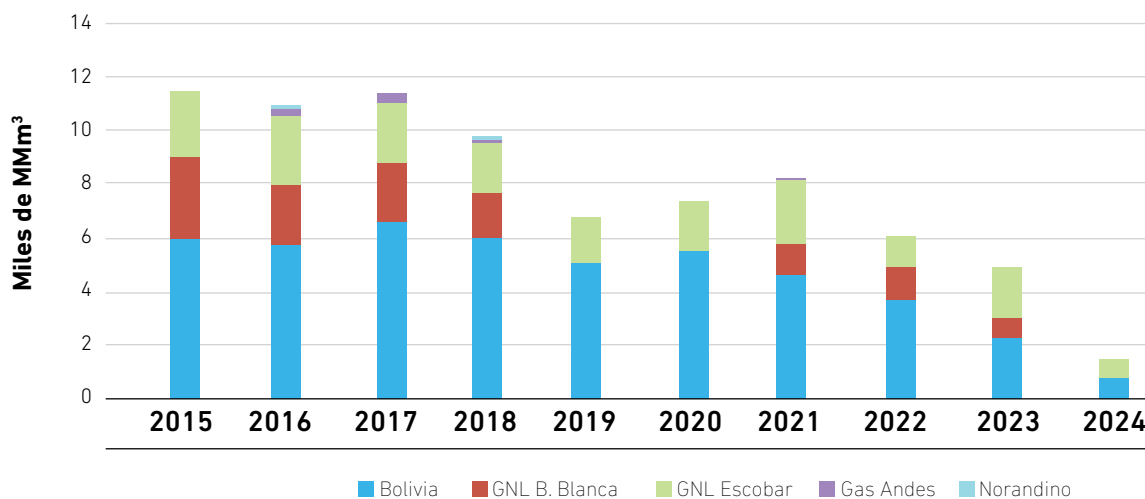


Los tres principales sectores de la demanda son el Industrial, Residencial y las Centrales de generación eléctrica que representan aproximadamente el 88,26% del consumo total. Respecto del mismo periodo del año 2023, la demanda acumulada en los primeros seis meses de 2024 del sector residencial evidencio un aumento del 8,94%, por otra parte, el sector industrial presentó una disminución del 3,88%. Finalmente, el consumo de gas por parte de las centrales eléctricas fue un 2,80% inferior respecto del mismo periodo del año 2023.

Importación

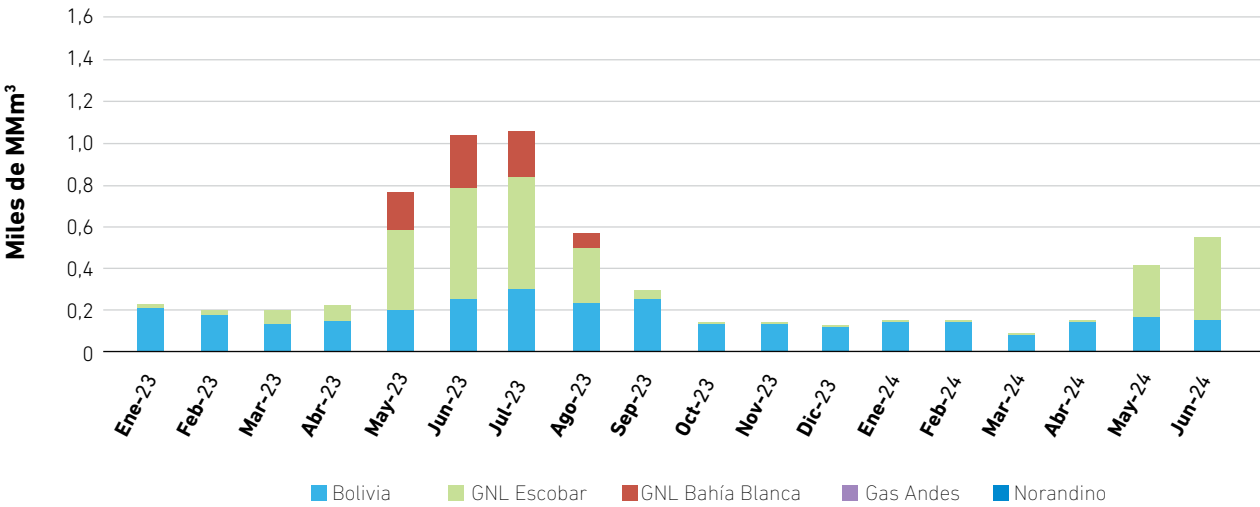
La importación de gas natural en nuestro país proviene de diferentes puntos de conexión al sistema de gas natural, ellos son: Bolivia, gas natural licuado (GNL) de Bahía Blanca, GNL de Escobar, Gas Andes y el Gasoducto Norandino. En la siguiente figura se muestran los últimos 10 años de importaciones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

Importación de Gas 2015-2024*



La importación de gas natural durante el primer semestre de 2024 registro un valor de 2,6 mil MMm³, siendo un 44,1% inferior respecto del mismo periodo del año 2023.

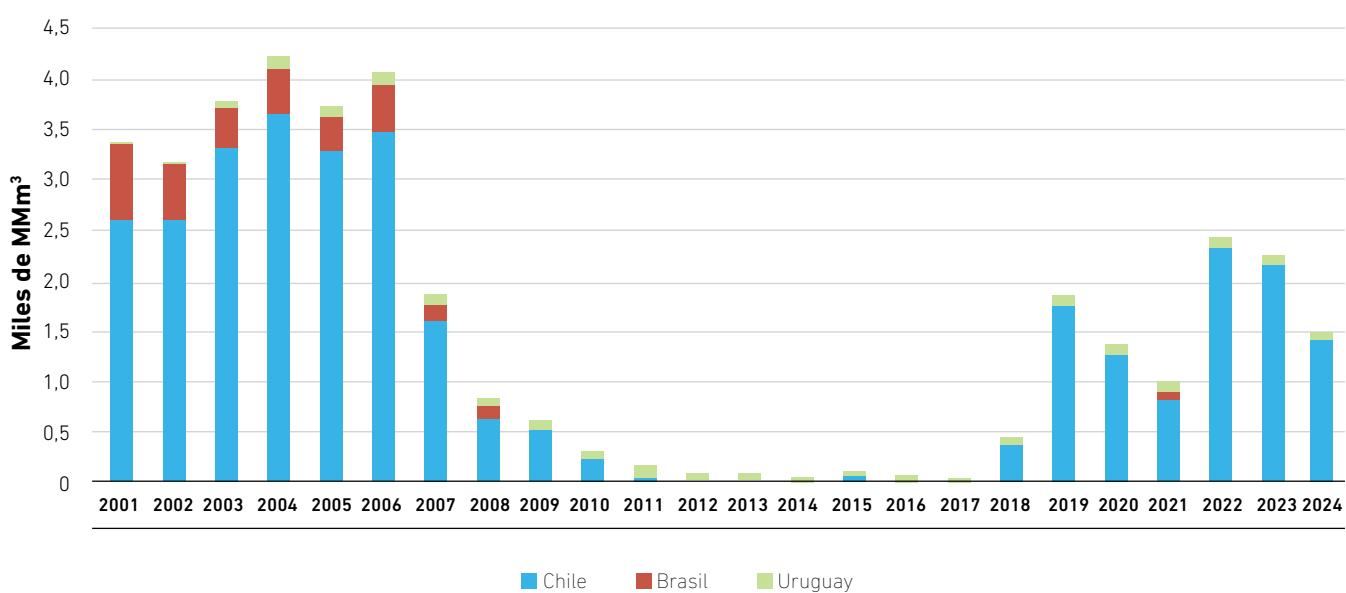
Importaciones Mensuales 2023-2024*



Exportación

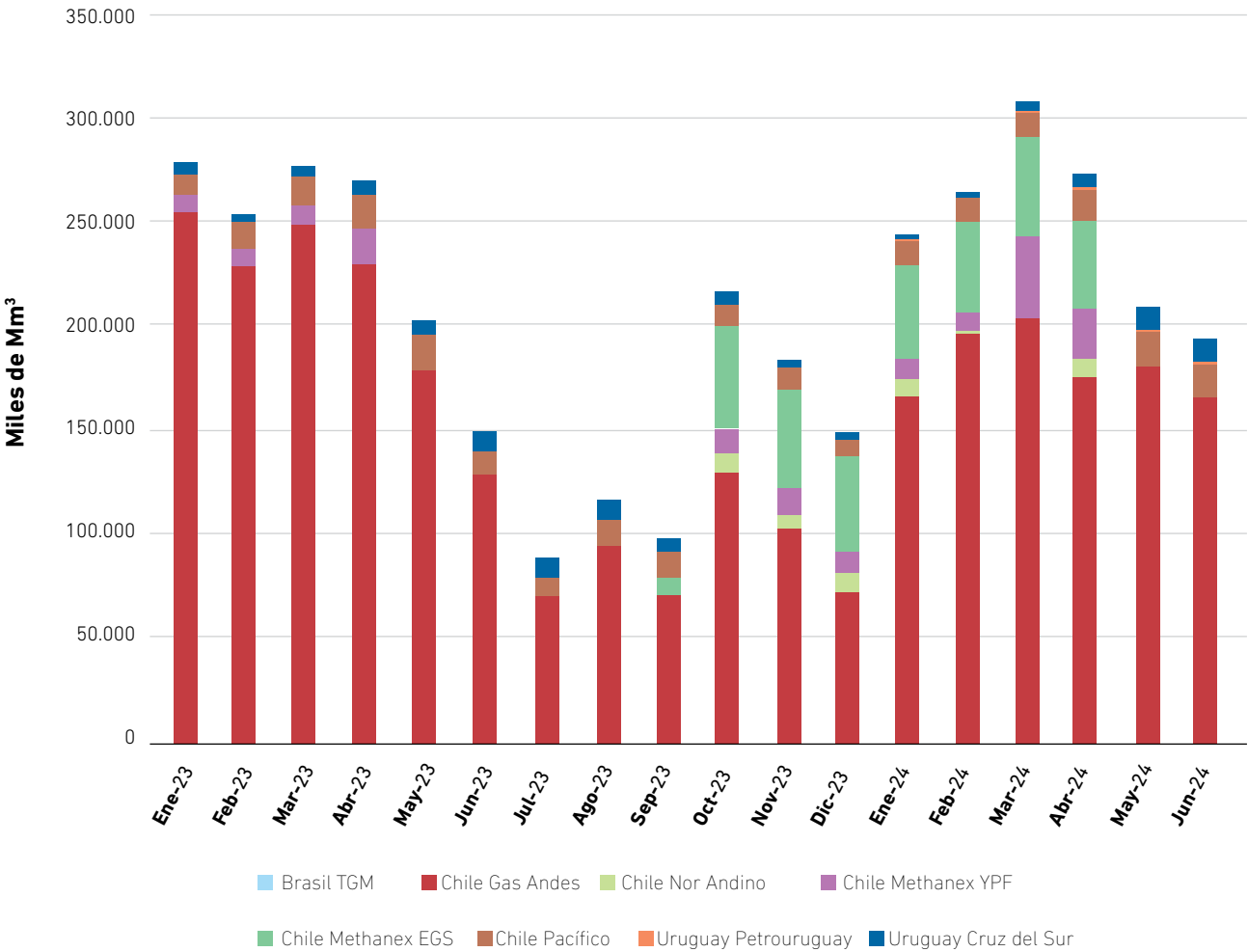
Nuestro país exporta gas natural para abastecer a tres países fronterizos: Brasil, Chile y Uruguay. El registro histórico del periodo 2001-2024 presenta los siguientes valores expresados en miles de millones de metros cúbicos.

Exportaciones Históricas por País de Destino 2001-2024



El volumen exportado en el primer semestre de 2024 fue de 1,49 mil MM m³ siendo un 3,9% superior en comparación con el mismo periodo de 2023. En la siguiente figura se pueden observar las exportaciones realizadas durante los últimos 18 meses a los diferentes países con sus respectivos gasoductos.

Exportaciones por País y por Punto de Conexión 2023-2024*



Evolución de los Precios

Precio monómico de la Energía Eléctrica

El precio monómico de la energía eléctrica es la suma de diferentes ítems que varían a lo largo del tiempo. Estos son:

- Precio de la energía.
- Adicional de potencia.
- Sobrecostos transitorios de despacho.
- Sobrecostos de combustibles.
- Energía adicional.
- Contratos de abastecimiento, demanda excedente y demanda Brasil.
- Compra conjunta.

Ítems del Precio Monómico

Desde el 2001 los dos primeros son los relacionados al precio de la energía, y a la potencia y reserva. Luego del 2007 se han incorporado los ítems correspondientes a los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) y al Sobrecosto de Combustible, debido a la utilización de combustibles alternativos al gas natural y el ítem de "Energía Adicional" asociado al valor de la energía. Este último incluye todos aquellos costos relacionados al precio de la energía y potencia comprada en el mercado a término que sean facturados por CAMMESA, y no estén considerados en el Precio Monómico del Contrato a Término (Peconp), expresado en \$/kWh, estos son el Precio Adicional de la Energía en horas de "pico" (PAEp), el Precio Adicional de la Energía en horas de "resto" (PAEr) y el Precio Adicional de la Energía en horas de "valle" (PAEv).

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

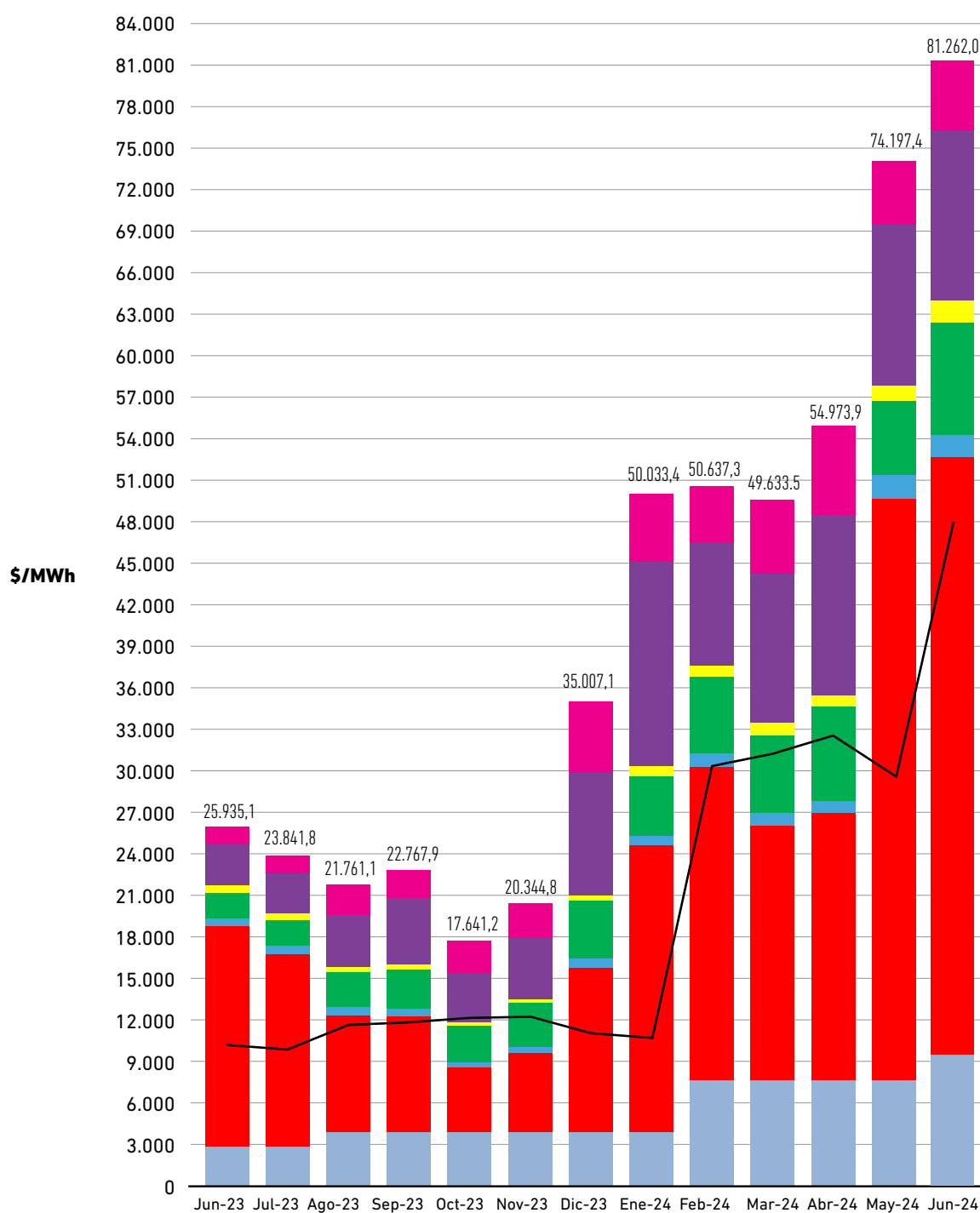
Desde el año 2015, junto con el precio monómico mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente. Los Contratos de Abastecimiento (CA) contemplan el prorratio en la energía total generada en el MEM, de la diferencia entre el precio informado por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, tal como los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores.

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

En la siguiente figura se muestra cómo fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico y el valor medio del precio estacional -sin considerar el transporte-durante los últimos 13 meses. Además, se presenta la evolución del precio estacional medio. Este representa el valor medio que pagan las distribuidoras por la energía que reciben, siendo a su vez trasladado a los usuarios finales de acuerdo con su consumo. El precio monómico de la energía -sin contabilizar el transporte- para el mes de junio fue de 81.261,9 \$/MWh, equivalente a 89,9 U\$/MW¹.

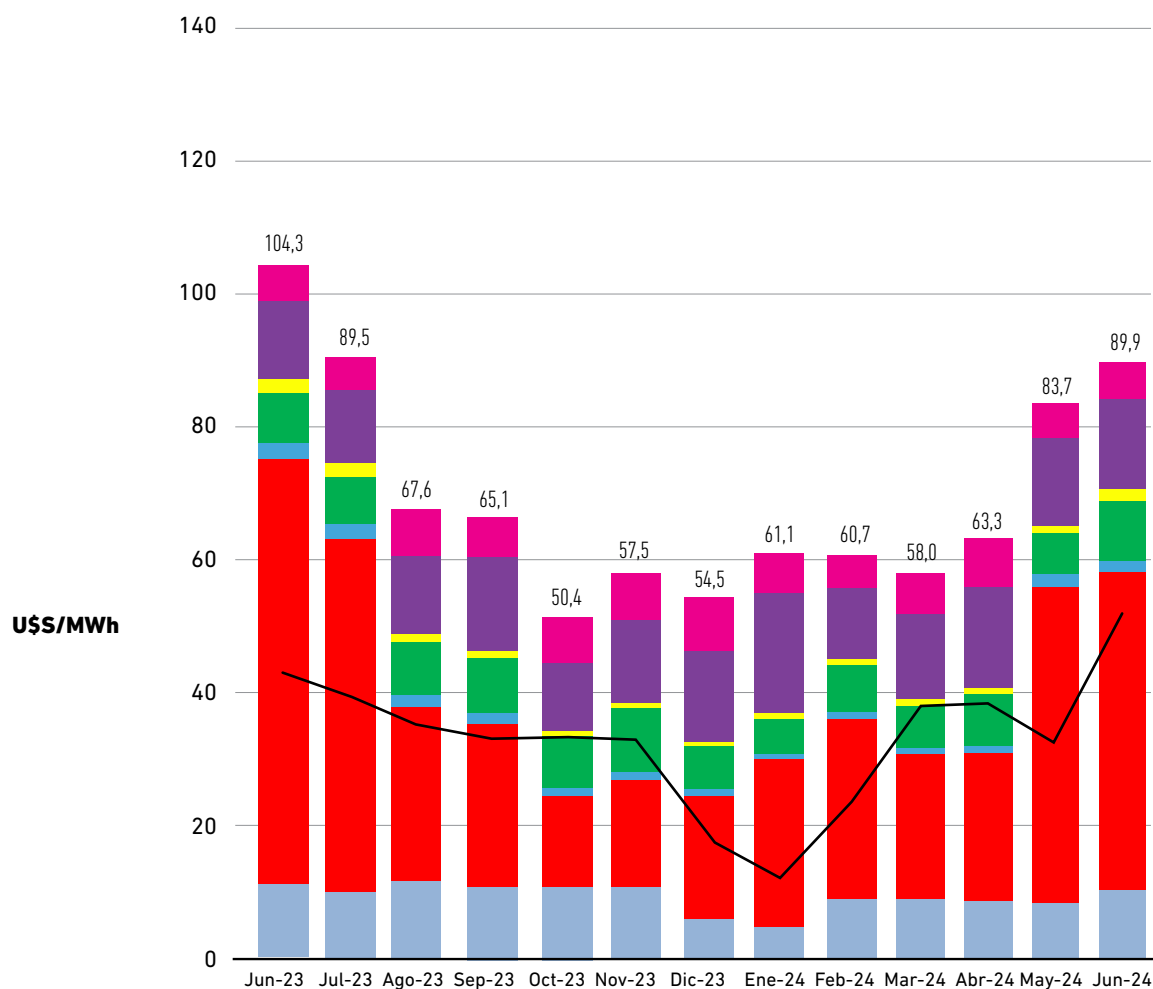
¹ Dólar mayorista promedio de junio de 2023 del Banco Central de la República Argentina.

Items del Precio Monómico en \$



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

Items del Precio Monómico en U\$S



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. Trombotto, 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. (discurso)
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.

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 julio de 2023.

Elaborado por la Departamento de Planificación Estratégica,
Gerencia Planificación, Gerencia de Área Articulación Institucional

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

