

BOLETÍN ENERGÉTICO 51

1er. Semestre 2023
AÑO XXVI N° 51

Gasoducto *Presidente* ***Néstor Kirchner***

ISSN 1668-1525



Dirección de la Publicación: Ing. Norberto Coppari

Producción Editorial: Ing. Santiago Jensen

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari

Téc. Mariela Iglesia

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

Foto de Tapa: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/gasoducto-presidente-nestor-kirchner>

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 51 Julio 2023

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

Relevancia del Gas natural para Transición Energética Justa	
R. Prieto, L. Codeseira, S. Carrizo y S. Gil.	4
“Tenemos la posibilidad concreta de ser parte de un mercado internacional”	
Diego Coppari entrevista a Alejandra Calvo.	21
Síntesis Nuclear	30
Demanda de Energía Eléctrica	35
Picos de Potencia	
Potencia Instalada	40
Potencia instalada por región y por fuentes	
Incorporaciones previstas	
Generación de Energía Eléctrica	45
Otras Energías Renovables	46
Consumo de Combustibles y Emisiones de Dióxido de Carbono	51
Síntesis de Mercado del Gas Natural	53
Evolución de los Precios	59
Noticias	62

Editorial

Durante el primer semestre de 2023 se produjeron determinados acontecimientos que marcan el camino a seguir a futuro en la búsqueda de la soberanía energética y el fortalecimiento en términos económicos.

En primer lugar, y en lo que constituye un hito en el camino hacia la autosuficiencia y potencial exportador en el sector energético argentino, se inauguró la primera etapa del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK). Esta obra, que conecta Tratayén, en la provincia de Neuquén, con Salliqueló,

en Buenos Aires, abarca un recorrido de 573 kilómetros atravesando las provincias de Río Negro y La Pampa. La culminación exitosa de esta infraestructura, que llevó diez meses de construcción y una inversión de US\$ 2.524 millones, es un logro que promete transformar la ecuación energética de Argentina y generar beneficios tanto económicos como sociales.

El GPNK, concebido para transportar el gas de Vaca Muerta, apunta a satisfacer las necesidades internas de gas del país y, a la vez, abrir las puertas a futuras exportaciones hacia países vecinos como Brasil y Bolivia. La infraestructura no solo se presenta como una respuesta a la creciente producción de gas, sino que también está diseñada para optimizar la capacidad de transporte y almacenamiento. Los especialistas proyectan que, al estar plenamente operativo, este gasoducto contribuirá significativamente a reducir las importaciones y, en consecuencia, generar ahorros sustanciales en divisas.

De acuerdo a un informe elaborado por Energía Argentina S.A. (ENARSA) y la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de Buenos Aires (UBA), se espera que la puesta en funcionamiento del GPNK genere un ahorro estimado del 7,1% en las importaciones totales del país, lo que representaría un ahorro aproximado de U\$S 4.293 millones. Esta estimación está basada en los precios internacionales del combustible, sujetos a las fluctuaciones del mercado mundial. De acuerdo a lo anunciado por la secretaria de energía Ingeniera Flavia Royón, la inversión en la construcción del gasoducto se recuperaría en menos de dos años con ahorro de importaciones y de subsidios.

La relevancia del GPNK se extiende más allá de los aspectos financieros. La infraestructura, que involucró a 5.500 trabajadores directos y 40.000 indirectos, no solo genera empleos, sino que también promueve la expansión de la industria nacional y el crecimiento económico. En este sentido, Royón enfatizó en que el propósito central de esta obra es abastecer el mercado interno para disminuir los costos para las industrias y los usuarios residenciales, generando un impacto positivo en la economía y la sociedad.

El futuro del gasoducto es prometedor, ya que se espera que la segunda etapa permita llevar el gas desde Salliqueló, en Buenos Aires, hasta San Jerónimo, en Santa Fe. Con la culminación de esta siguiente fase, el abastecimiento interno de gas estaría asegurado, lo que podría significar un importante paso hacia la independencia energética de Argentina. Además, se proyecta que el gasoducto, al incrementar su capacidad de transporte, tenga el potencial de aumentar las exportaciones de gas natural a países vecinos durante los meses de verano, generando ingresos adicionales y fortaleciendo la posición económica del país en la región.

Por otra parte, en materia nuclear, la principal noticia del semestre ha tenido que ver con la reparación del desperfecto sufrido en la Central Nuclear Atucha II durante 2022. En este sentido, Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA) culminó con éxito la delicada tarea de cortar y extraer un separador desprendido a 14 metros de profundidad dentro del reactor. Vale destacar que las tareas fueron realizadas con tecnología y conocimientos locales con un costo estimado en tres millones de dólares, apenas una fracción de las propuestas de empresas extranjeras que requerían hasta 300 millones.

La operación, que comenzó el 18 de junio, fue ejecutada por un equipo multidisciplinario utilizando herramientas y procedimientos de ingeniería desarrollados por la propia compañía en conjunto con proveedores nacionales.

Luego del diagnóstico de la falla, se formó un equipo interdisciplinario que llevó a cabo estudios mecánicos, hidráulicos y análisis documentales. Se espera que Atucha II vuelva a operar antes de finalizar el mes de agosto, una perspectiva que contrasta con las propuestas extranjeras que requerían dos años de inactividad.

La operación para extraer el separador desprendido implicó el diseño de herramientas especialmente adaptadas a las condiciones adversas relacionadas con la profundidad a la que se encontraba. La colaboración con proveedores nacionales fue esencial para la construcción de estas herramientas, que se

insertaron en el reactor a través de una altura considerable y se operaron de manera remota mediante cámaras de video. Es importante destacar que la operación de corte se realizó en un ambiente de agua pesada, lo que agrega una dimensión excepcional a la tarea. El éxito en esta operación no solo asegura la operatividad de la central, sino que también promueve el desarrollo de la industria nacional y el crecimiento del conocimiento en el campo de la energía nuclear.

Otra gran noticia durante el primer semestre del año ha tenido que ver con la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP), la cual se prepara para retomar sus operaciones con el objetivo de asegurar el suministro de agua pesada a las centrales nucleares argentinas. Así, el 12 de mayo se firmó el acuerdo para la conservación, mantenimiento y reactivación de la PIAP entre la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería Sociedad del Estado (ENSI). Flavia Royón resaltó la importancia de este paso como una muestra del valor del conocimiento argentino en energía nuclear. Por su parte, Adriana Serquis, presidenta de CNEA, subrayó que la PIAP “posibilitó cerrar el ciclo del combustible nuclear y tener la soberanía tecnológica para el funcionamiento de nuestras plantas nucleares”.

El acuerdo, respaldado por el Ministerio de Economía, tiene como meta realizar el mantenimiento necesario y preparar la planta para su reactivación en un plazo de 25 meses. Una vez concluidas estas tareas, se procederá a la carga de los elementos esenciales para su operación y se reanudará la producción de agua pesada. La reactivación de la PIAP resulta crucial para abastecer las necesidades de agua pesada de las centrales nucleares Atucha I, Atucha II y Embalse hasta el final de su vida útil.

La PIAP, considerada la mayor planta productora de agua pesada en el mundo, ha estado inactiva desde 2017. Operada por ENSI, propiedad de la CNEA y la Provincia de Neuquén, la planta juega un rol fundamental en la producción de agua pesada requerida para las centrales nucleares que emplean uranio natural y levemente enriquecido (ULE) como combustible. Además,

se explora la posibilidad de exportar agua pesada para uso en reactores de investigación y producción de radio isotopos.

Es importante destacar que la reactivación de la PIAP no solo salvaguarda la inversión estatal de décadas pasadas y promueve la creación de empleos calificados, sino que también garantiza el suministro para las centrales nucleares nacionales y brinda oportunidades futuras de exportación. En un contexto en el cual las importaciones de agua pesada ascienden a varios millones de dólares anuales, la reactivación de la PIAP se presenta como una estrategia clave para la autosuficiencia y el progreso en el campo de la energía nuclear.

Finalmente, en materia de reactores nucleares, el panorama mundial experimentó ciertos cambios durante el primer semestre de 2023. Así, se produjo la conexión a la red de cuatro centrales nucleares en Bielorrusia, China, Eslovaquia y Estados Unidos, adicionando un total de 3.667 MW eléctricos provenientes de dicha fuente de generación. En contraposición, se produjo la salida permanente de servicio de tres reactores en Alemania –que continúa con su plan de desmantelamiento nuclear– así como también de un BWR en Taiwán y un PWR en Bélgica. Finalmente, se han iniciado proyectos de construcción de nuevos reactores en Egipto (ELDABAA-3) y en China (HAIYANG-4 y SANMEN-4), tres PWR que adicionarán más de 3300 MW a la red una vez finalizados.

Así, durante el primer semestre de 2023, se han dado avances significativos en el panorama energético que resaltan la búsqueda de soluciones sostenibles y eficientes, desde la inauguración del tramo inicial del gasoducto Néstor Kirchner, que busca reforzar la autosuficiencia, hasta la reparación de Atucha II mediante recursos locales, lo que refuerza la seguridad y eficacia de nuestras instalaciones nucleares. Además, la reactivación de la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP) subraya la relevancia de aprovechar capacidades locales y apunta a un futuro prometedor, donde la transformación de nuestra matriz energética se vislumbra como un objetivo alcanzable.

Relevancia del Gas Natural para una Transición Energética Justa

Autores: Roberto Prieto, Luciano Codeseira¹, Silvina Carrizo² y Salvador Gil¹.

¹ ECyT-UNSAM, ² CONICET - UNLP

Resumen:

En el corto y mediano plazo, el gas natural podría contribuir a la reducción de emisiones de carbono en el mundo y ser una palanca de desarrollo en Argentina. A nivel global, puede sustituir el carbón mineral en la generación eléctrica, reduciendo la contaminación del aire y las emisiones de gases efecto de invernadero (GEI) responsables del calentamiento global. Además, complementa muy bien las energías eólica y solar que han tenido un crecimiento vertiginoso y que por su intermitencia requieren algún combustible de respaldo. La abundancia de recursos no convencionales en Argentina brinda al país la oportunidad de sustituir importaciones, de fortalecer la producción industrial, de ampliar los servicios y de volver a exportar gas y derivados, como fertilizantes. La infraestructura ya existente, con algunas ampliaciones, permitirían exportar importantes volúmenes a países de la región, a los que ya estamos conectados, y alcanzar nuevos destinos. Actualmente existen gasoductos que nos vinculan a Chile, Brasil, Uruguay y Bolivia. Asimismo, se podría aumentar la producción y exportación de Gas Licuado de Petróleo (GLP), el combustible más usado en el mundo para la cocción. El incremento de esta producción contribuiría a mejorar las condiciones de vida en hogares que aún usan leña y otros combustibles sólidos para cocinar y que están expuestos a múltiples enfermedades, consecuencia de la contaminación que estos combustibles sólidos producen, a la par de su impacto en la deforestación de sus entornos. Las personas que aún usan estos combustibles representan 35% de la población mundial. Así, el gas se visualiza como un combustible útil para una transición energética justa.

Introducción

El gas natural ha cobrado un rol protagónico en el mix energético mundial y regional, en gran medida debido a su versatilidad y flexibilidad, así como a su impacto ambiental relativamente bajo. En los próximos 20 a 25 años, centrales de ciclo combinado a gas podrían desplazar el uso de carbón en la generación eléctrica a nivel mundial. Esas centrales ofrecen la misma flexibilidad que las de carbón, pero reducen notablemente (hasta tres veces menos) la contaminación del aire y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), a la vez que casi duplican su eficiencia de generación eléctrica. (1), (2) Además, su capacidad para complementar las energías renovables intermitentes lo convierte en un recurso valioso para garantizar la estabilidad del suministro energético. Es importante destacar que el gas natural también desempeña un papel crucial en la producción de fertilizantes, lo cual es fundamental para garantizar la seguridad alimentaria. Existen industrias, como las del cemento o la metalúrgica, en las que el gas natural no tiene un sustituto claro o maduro en el corto plazo. Por lo tanto, su uso en estas áreas es fundamental para mantener la actividad económica y minimizar el impacto ambiental.

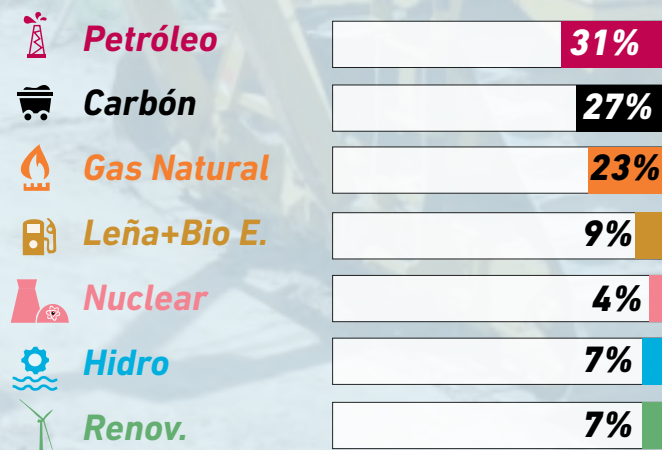
Reducir las emisiones ante el cambio climático

La transición hacia una economía baja en

emisiones de carbono implica una electrificación masiva de los servicios energéticos, lo que demanda infraestructura y equipamiento. Esto y en particular la fabricación motores y generadores eléctricos, de baterías, paneles solares y turbinas eólicas requiere cantidades crecientes de materiales, como cobre, aluminio, litio, cobalto, níquel y tierras raras. Luego se necesitan inversiones en minería, desarrollo de tecnologías de reciclaje y la promoción de prácticas de abastecimiento responsable que prioricen la sostenibilidad ambiental y social. La International Energy Agency (IEA) en el informe “The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions” (3) destaca el desafío que representa el suministro de minerales, clave para lograr una transición energética baja en carbono.

Las fuentes renovables de energía eléctrica (ER) han bajado de precio y se están expandiendo, principalmente la eólica y solar. No obstante, por su carácter intermitente, requieren un respaldo equivalente de otras fuentes, como el gas, que puedan ser despachadas cuando la demanda lo requiera y las ER no pueden generar. Es en parte por ello y como se ve en la Figura 1, que los combustibles fósiles continúan predominando en las matrices energéticas mundial y argentina, en las que las ER aportan 7% y 1,5% del total, respectivamente.

Matriz Prim. Mundial 2021 (BP)



Matriz Energética Prim. RA 2021

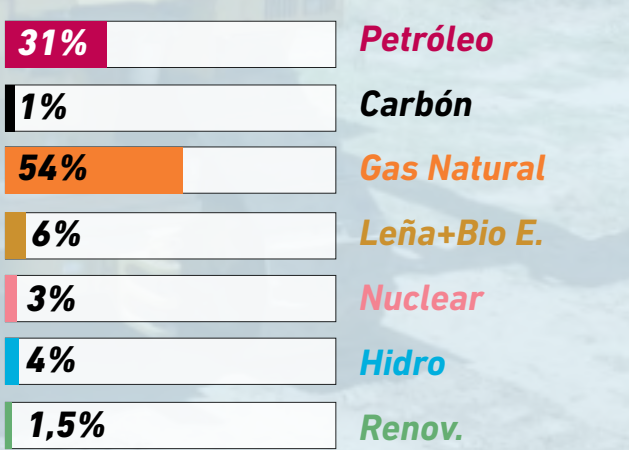


Figura 1: Matrices energéticas primarias, mundial (izquierda) y argentina (derecha) para el año 2021 (6), (7)

La historia nos enseña que las transiciones energéticas son largas: desde que el carbón constituía el 5% de la matriz energética mundial (1850) hasta que llegó a su máximo en la primera guerra mundial, pasaron 60 años; en ese momento comienza el desarrollo del petróleo que llega a su máximo en la matriz energética mundial en 1980, o sea 65 años después. Esta escala de tiempo pone límites a la velocidad de la transición en curso, y convierten al gas natural en una alternativa viable para frenar el calentamiento global. Al menos durante las próximas décadas, su demanda continuaría aumentando, en Argentina y el mundo. Varias estimaciones (8) indican que se podría alcanzar una reducción cercana al 50% de las emisiones de carbono, reemplazando la generación eléctrica a carbón por gas natural. Esta sola modificación podría aportar 8% de reducción a las emisiones de GEI totales. Ver Figuras 2 y 3.

En el mundo, las emisiones asociadas con la energía representan el 73% del total (4) y casi el 40% de estas emisiones de energía provienen de la generación eléctrica (en todas sus formas). De este modo 29% de las emisiones globales resultan de la generación eléctrica, en fuerte

crecimiento. La generación con carbón (mineral) representa el 34% de toda la generación eléctrica, pero contribuye el 72% de las emisiones de carbono asociadas con la generación eléctrica. En las Figuras 2 y 3 se muestra la matriz eléctrica mundial, la intensidad de carbono (IC) asociada a esta matriz y las emisiones por tecnología, observándose que una Central a gas natural de Ciclo Combinado, genera alrededor de 2,4 a 2,7 veces menos emisiones que una Central a Carbón. (8) Por lo tanto, con el reemplazo de las centrales eléctricas a carbón por centrales de GN-CC, las emisiones totales se reducirían en 8%; las asociadas a la energía en un 11% y la de generación eléctrica en 43%.

Una política de uso racional y eficiente de la energía, asociada a una agenda de reemplazo del carbón mineral por gas natural para las centrales de generación eléctrica, podría impulsar una reducción importante de las emisiones de carbono. (9) Otras reducciones adicionales serían posibles cuando las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía (10) y de captura y almacenamiento de carbono (CCS) (11), (12) estén disponibles y maduras.

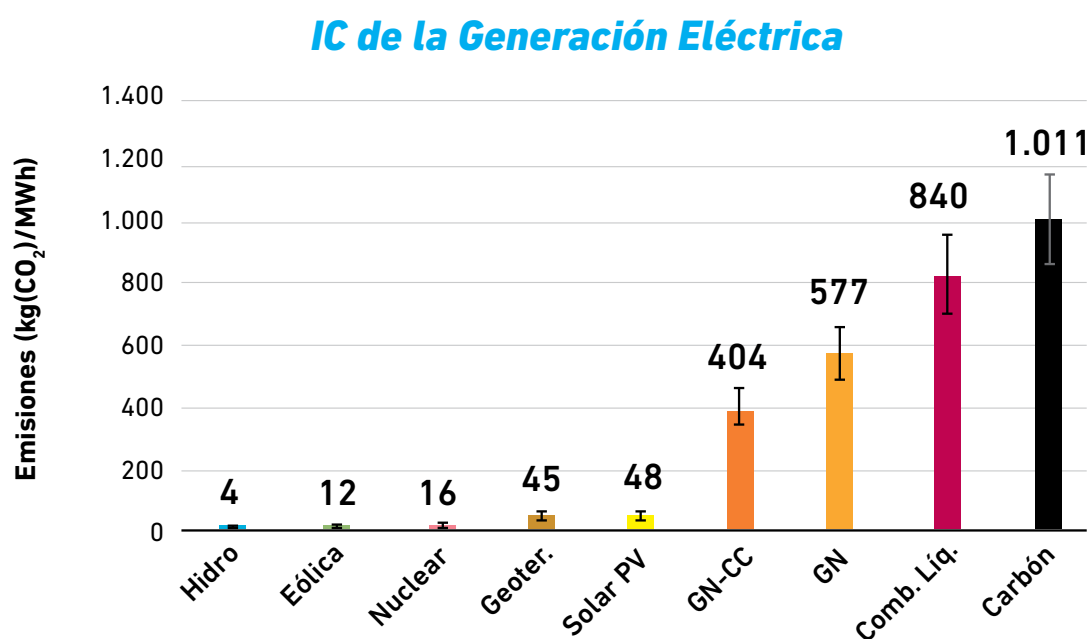
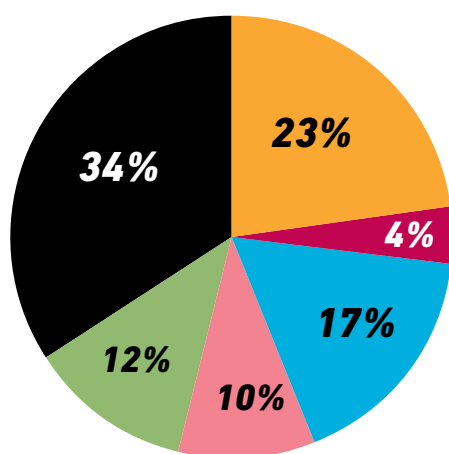


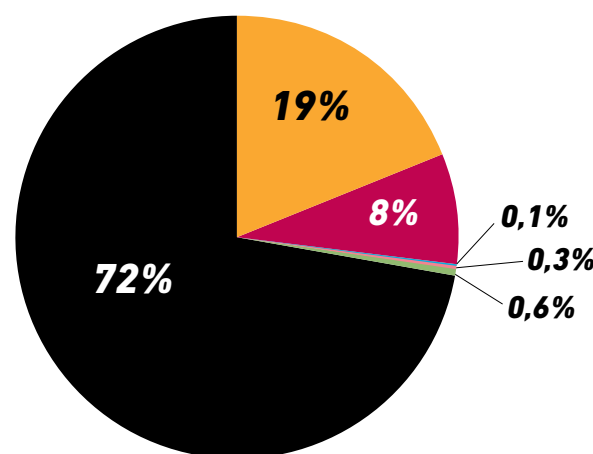
Figura 2: Intensidad de Carbono (IC) de distintas tecnologías de generación eléctrica. (6) Las barras de error indican las variaciones locales, ya que no son valores únicos. Como se ve en la figura, la generación eléctrica a gas natural y Ciclo Combinado (GN-CC) generan casi un tercio de las emisiones de una central a carbón.

Una política de uso racional y eficiente de la energía asociada a una agenda de reemplazo del carbón mineral por gas natural para las centrales eléctricas, podría aportar una reducción importante de las emisiones de carbono.

Matriz Electr. Mundial 2020 (Real)



IC Electr. Mundial 2020 (Real)



Gas Natural Liq. Hidro Nuclear ER Carbón

Figura 3: Matriz eléctrica mundial y su correspondiente IC. (4)

Claramente la generación nuclear para sustituir el carbón sería efectiva para reducir emisiones de GEI, porque prácticamente no las produce. Sin embargo, tiene poca aceptación social en varios países; sus tiempos de ejecución son largos -quinquenio/década- y los costos son muy altos, siendo el costo nivelado de la electricidad (LCoE) (13) de esta forma de energía, poco competitiva en la actualidad. Además, las centrales nucleares funcionan bien como centrales de base, pero no son adecuadas para funcionar como centrales de pico y como suplemento de las renovables.

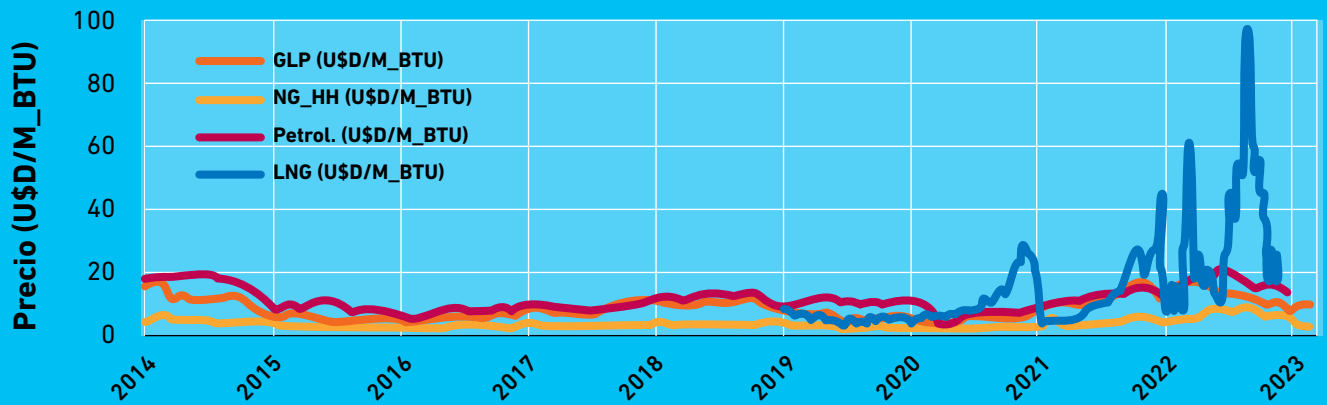
Las centrales eléctricas a gas poseen tiempos de construcción del orden de 1 a 2 años, inversiones moderadas y su operación es relativamente flexible, ya que pueden encenderse y apagarse con facilidad. Así resultan el complemento ideal para las energías renovables. La crisis energética y ambiental puede verse como una oportunidad para repensar algunos conceptos

y presunciones, en particular respecto del gas natural, que puede considerarse así vector de transición sostenible.

Reforzar la seguridad energética ante precios récords

En el año 2021, la recuperación económica postpandemia, conllevó una suba en la demanda de energía, acentuada por fenómenos meteorológicos -como olas de frío en Europa y Estados Unidos. El aumento del consumo mundial del gas fue del 5% en 2021, casi el doble de la caída de 2020; provocando el alza de los precios, principalmente del gas natural licuado LNG. La limitada flexibilidad de suministro de los gasoductos rusos a Europa y los bajos niveles de inventario de almacenamiento subterráneo provocaron una ansiedad adicional. Los precios del petróleo alcanzaron su nivel más alto desde 2008, como se ilustra en la Figura 4.

Combustibles Precios Internacionales



Combustibles Precios Internacionales

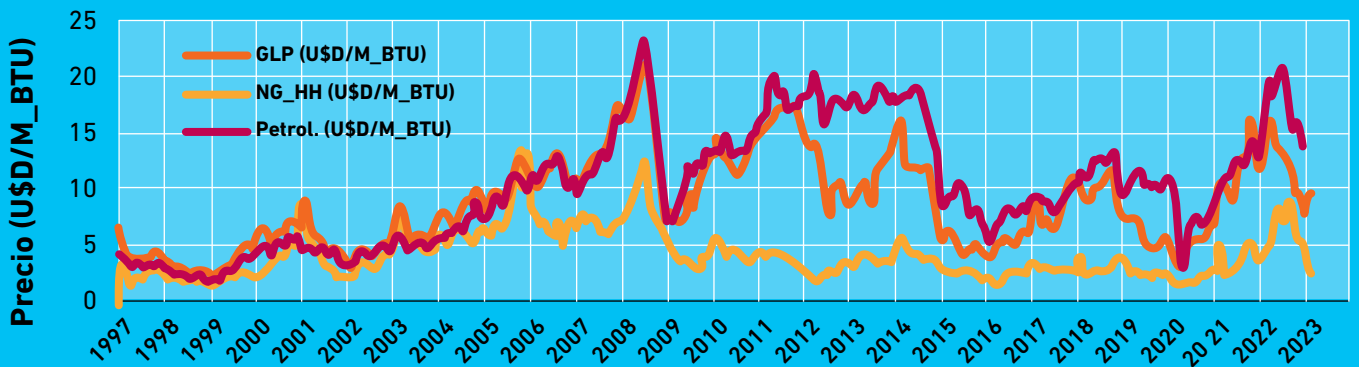


Figura 4: Evolución de los precios del gas natural (HH), curva amarilla. En bordó se muestra la evolución del precio del petróleo y en azul el del GNL en los mercados de Japón y Europa. Todos los precios están expresados en USD/ Millón de BTU (2), (12). La curva roja-naranja muestra los precios del GLP. Como se puede observar el GNL tuvo un incremento cercano a un factor 10 en 2022 y el GLP está pegado al precio del petróleo.

La invasión rusa a Ucrania en febrero de 2022 agravó la situación, impactando fuertemente en Europa que dependía hasta 2021 en 40% del gas ruso. La interrupción casi total de los gasoductos Nord Stream I y II, incidió en el incremento del precio del gas natural licuado (LNG). Este cuatuplicó al precio del petróleo. Ver Figura 4 y repercutió en los de la electricidad. La producción creciente de gas -incentivada por los precios altos- y la sustitución por carbón en varios países de Europa y Asia (26), junto a condiciones climáticas favorables llevaron al descenso de los precios en 2023. Sin embargo, prevalece la incertidumbre a futuro.

Los precios de la energía tienen un impacto significativo en los precios de los productos agrícolas y la seguridad alimentaria, por la dependencia del petróleo en el transporte y por ser el gas, la principal materia prima para la producción de fertilizantes (14), (15), (ver Figura 5). El gas licuado de petróleo (GLP) o gas envasado, que usan principalmente los sectores con menores ingresos, también aumentó (ver Figura 4). Los incrementos del precio de los alimentos y la energía afectan más fuertemente a las familias con menores ingresos y países pobres.

Costo de los Alimentos y el Petróleo

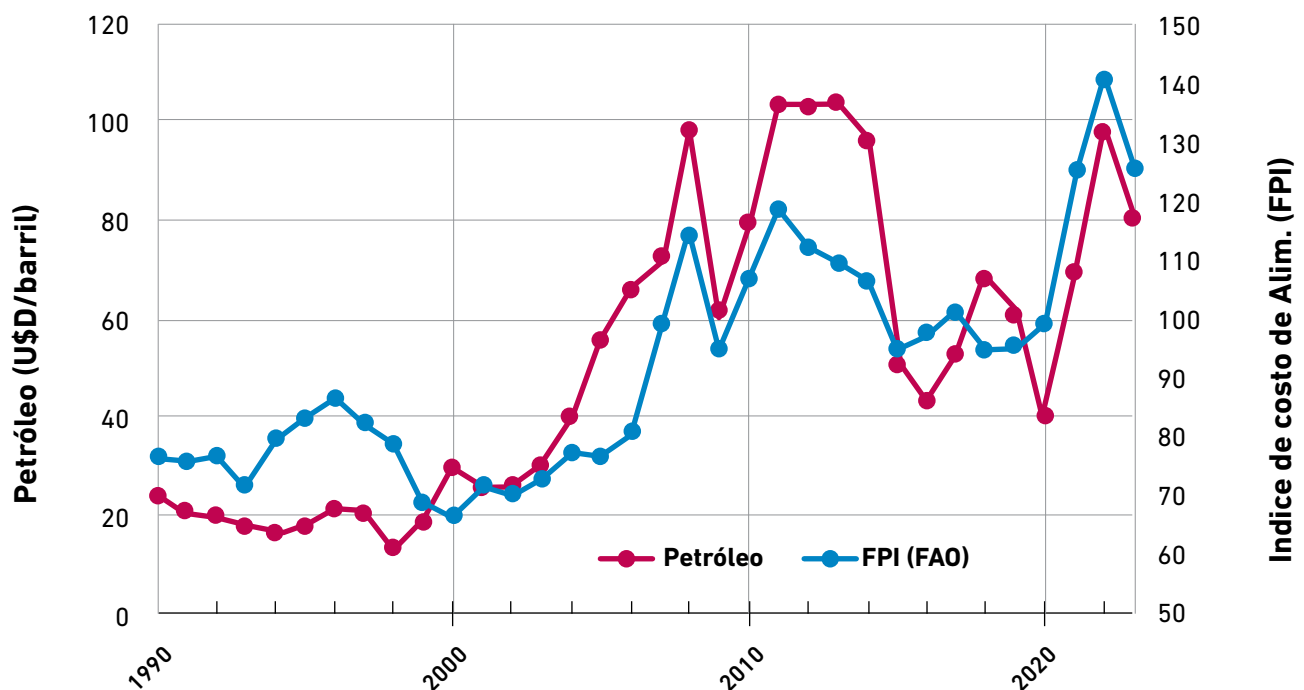


Figura 5: Correlación entre el precio del petróleo (círculos rojos y referidos al eje vertical izquierdo) y el precio de los alimentos, según el índice de precio de la FAO (en azul y referidos al eje vertical derecho) (16). La correlación resulta elocuente. Gráficos similares se observan para granos, como maíz o soja.

De crisis a oportunidades inclusivas

Una transición justa tiende a sistemas más limpios e inclusivos, que mejoren la calidad de vida de las poblaciones en pos de la equidad en el acceso a los servicios energéticos, “sin dejar a nadie atrás” (Agenda 2030). (17)

Se estima que en el mundo hay tres mil millones de personas que dependen de la leña y otros combustibles sólidos contaminantes para cocinar. Esto les genera graves problemas de salud. Según la OMS, anualmente estas cocinas son responsables de unas 3,8 millones de muertes evitables. (18) En 1990 el porcentaje de la población con cocinas a leña y combustibles sólidos era del 56%, habiéndose reducido al 35% en 2020. La cocina a GLP ha representado la herramienta principal para que esas personas accedan a una cocina limpia.

El uso de gas natural por redes no es generalizable masivamente. Tampoco lo es la cocción a electricidad que solo usa 5% de la población

mundial, fundamentalmente en grandes centros urbanos. (19) Por el intensivo y corto tiempo de uso de la energía, no es viable realizar la cocción eléctrica con energías renovables, ni extenderla a poblaciones dispersas, alejadas de las redes. En este caso, el uso de GLP (gas envasado) acompañado de medidas de uso racional y eficiente de la energía (UREE), es una interesante solución. El GLP envasado es entre 4 y 5 veces más caro que el gas natural, por lo tanto, un aumento de su precio impacta con mayor dureza en sectores de bajos ingresos. Pero el UREE puede contribuir a reducir los consumos, los gastos y las emisiones, e incluso a mejorar la calidad de vida de esas personas. (20). Si además se combina aquella solución

con cocinas solares térmicas asociadas a ollas brujas o térmicas, (21) podría resolverse en gran medida el problema de las cocinas tradicionales que usan combustibles sólidos.

El aumento en los precios del gas natural, como insumo en la producción de fertilizantes nitrogenados también repercute en los precios de la producción agrícola y, asimismo, en la seguridad alimentaria. Los fertilizantes jugaron un rol clave en la llamada revolución verde de los años 1970 y 1980 (22), que contribuyó a reducir el hambre en muchos países pobres. De hecho, el gas natural representa entre el 40% al 70% del costo de los fertilizantes. Así el precio del gas natural afecta directamente a la agricultura y al costo de los alimentos. De nuevo, un mayor costo de los alimentos acomete desproporcionadamente en los sectores de menores ingresos, que son los

que usan una fracción mayor de sus recursos en ellos. Entre los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS (17) se encuentran el “Fin de la pobreza” y “Hambre cero”. Una desinversión abrupta en la producción de gas podría dificultar el cumplimiento de esta agenda mundial.

La utilización del gas, además de aportar a la reducción de las emisiones y a la seguridad energética mundial, trae beneficios sociales y económicos para Argentina. Estas posibilidades crecen con la integración eléctrica, que incluye distintas fuentes. En un marco de integración regional amplia, se abren nuevas oportunidades y desafíos que debemos analizar e incorporar en el futuro cercano. Mirando globalmente, a largo plazo, podemos ordenar mejor las acciones a corto plazo y locales, en pos de lograr una transición sostenible justa.



Gasoducto Presidente Néstor Kirchner

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/gasoducto-presidente-nestor-kirchner>

Aumentar las exportaciones argentinas de gas y derivados

A partir de la explotación del gas no convencional, Argentina tiende a reducir las importaciones que inciden en la balanza comercial y comprometen la economía. Ver Figura 6. Al mismo tiempo aspira a recuperar y ampliar sus mercados externos. La infraestructura existente le permitiría avanzar en un plazo relativamente

rápido con exportaciones a países limítrofes. La puesta en funcionamiento del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK) y algunas obras complementarias podrían ampliar esas exportaciones. A su vez, el previsible aumento de la demanda de gas a nivel mundial y el potencial energético argentino crean oportunidades de expandir las exportaciones argentinas y abren ventanas promisorias para ello:

1

Exportar gas a países vecinos, principalmente a Chile, Uruguay y Brasil, ya que como se ve en la Tabla 1, se dispone de infraestructura (con una capacidad de transporte de 27 millones de m³/día) y experiencia en producción y explotación. Ver Tabla 1 y Figura 6.

2

Exportar Gas Licuado de Petróleo (GLP) a países limítrofes y otros.

3

Exportar productos derivados del gas, como fertilizantes nitrogenados, para lo que el país tiene infraestructura y experiencia.

4

Exportar gas natural licuado (LNG) a partir de contratos de compra de largo plazo, vía puertos profundos e instalaciones de licuefacción.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) define la seguridad energética como la disponibilidad ininterrumpida de insumos energéticos a un precio asequible, la que se relaciona a inversiones oportunas para disponer de energía de forma sostenible, en función de la evolución económica y las necesidades socioambientales.

Gas Natural en Argentina

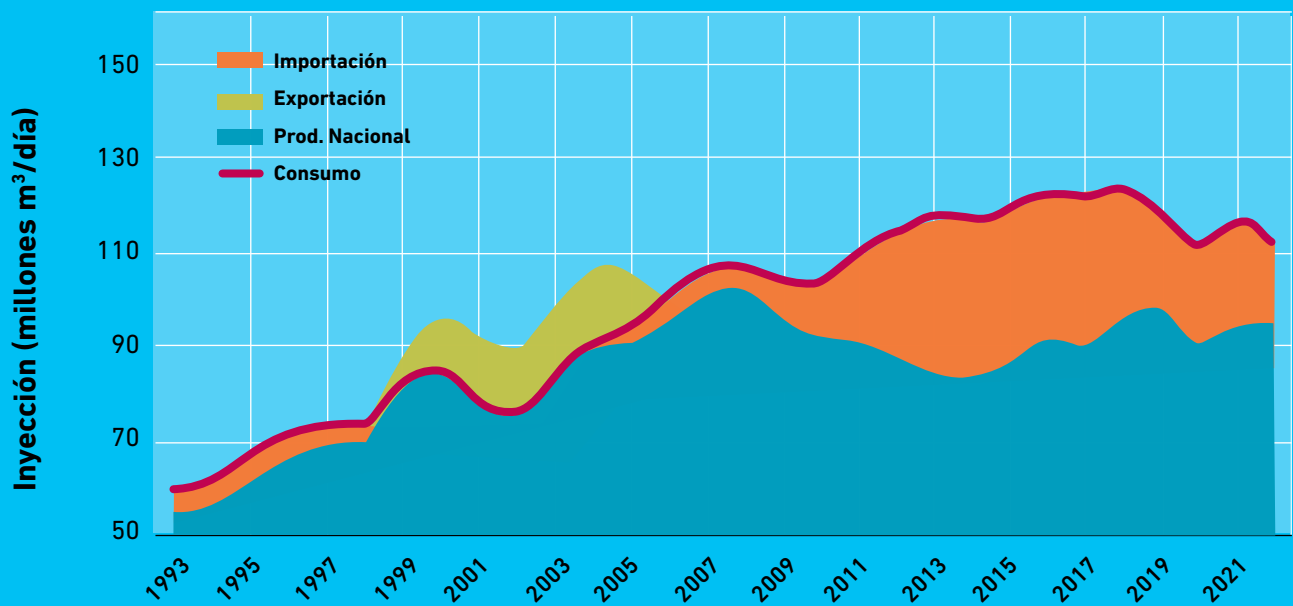


Figura 6: Evolución de la producción nacional de gas natural (curva azul), el consumo interno (curva roja) y las importaciones (área naranja). El área verde-amarilla representa la exportación de gas, principalmente a Chile. El país se convirtió en un importador neto, a partir de 2006. Las importaciones equivalían a 22% del consumo en 2014; cuando con el aporte del shale gas, ese porcentaje comienza a reducirse. (ENARGAS). (23)

GASODUCTO	CAPACIDAD [Millones m³/día]	País Receptor	Montos Estimados de Inversión en infraestructura [Millones de USD]
NORANDINO	2,5	Chile	No hay inversiones importantes.
ATACAMA	2,5	Chile	
GASANDES	10,5	Chile	1.800 (Producción de 2 MMTn/año de GNL)
PACÍFICO	7,5 (11,0)	Chile	Requiere de desarrollo de Demanda
METHANEX	1,5 (4,0)	Chile	80
ALDEA BRASILEIRA – URUGUAIANA	2,5 (5,0)	Brasil	700 (+80 sobre Gdto. Entrerriano)
COLÓN – PAYSANDÚ C. DEL URUGUAY – CASABLANCA	0,4	Uruguay	
TOTAL	27,4 (35,9)		

Tabla 1: Gasoductos de exportación de Argentina. Los valores entre paréntesis son capacidades de transporte posibles, a partir de inversiones moderadas.

A partir de la entrada en funcionamiento del primer tramo del GPNK, la producción de gas natural podría alcanzar un récord histórico en Argentina, llegando a 145 MMm³/día, en el invierno.

- Exportar hacia el Norte.

La producción de gas ha venido declinando en la cuenca del Noroeste y en Bolivia. Por ende, para asegurar la provisión de gas al Norte del país, con producción de Vaca Muerta, el gobierno nacional habilitó a la Transportadora Gas del Norte TGN a avanzar con dos obras:

- (i) *la Reversión del Gasoducto Norte ,*
- (ii) *la construcción del Gasoducto La Carlota-Tío Pujio.*

Estas obras zanjarían un camino complejo para asegurar el suministro ampliado de gas natural en el Norte, sustituyendo importaciones. Así se atendería demanda local adicional, en particular de la actividad minera, con el proyecto del gasoducto Vicuñas y ampliaría las exportaciones al Norte de Chile por los gasoductos Atacama y Norandino, y a Sao Pablo, atravesando Bolivia.

Por otra parte, el potencial exportador hacia el mercado industrial brasileiro también se podría ampliar a través del gasoducto Aldea Brasileira-Uruguaiana, éste enviaría unos 2,5 MMm³/día hacia la central homónima en la frontera argentino-brasileña, ver Tabla 1. A su vez, la construcción de un nuevo gasoducto desde Uruguaiana hasta Porto Alegre (600 km), y su conexión al gasoducto Gasbol, permitiría transportar 15 MMm³/día de gas hasta Sao Pablo. Este gas podría competir ventajosamente con el GNL que se importa en Brasil. Se trata de un proyecto de integración energética relevante.

- Exportar en cercanías a Vaca Muerta.

Los gasoductos de exportación más cercanos a Vaca Muerta -Gas Andes y Gas Pacífico- representarían el grueso de las ventas a Chile. Durante 2022, las importaciones chilenas de GNL disminuyeron (12,3 MMm³/día), siendo que el gas natural de Argentina recobra protagonismo. Aportó casi la mitad del total importado, a un precio competitivo (10 U\$/MM BTU el gas argentino versus 18 U\$/MM BTU el costo de importación de GNL en Quinteros). A su vez el gasoducto Gas Pacífico podría aprovechar una interconexión directa del Norte de Vaca Muerta a la región de Bio Bio, donde hay centrales térmicas que se abastecen de combustibles líquidos.

- Exportar en el extremo austral.

La empresa canadiense Methanex, el principal productor de metanol del mundo cuenta con una planta en Punta Arenas, al Sur de Chile, conectada a Argentina por gasoductos construidos en los años 1990. La compañía anunció una inversión de 80 millones de U\$ para aprovechar la mayor disponibilidad de gas de Argentina, en firme durante todo el año.

- Exportar GLP.

La exportación de GLP podría aumentar en 1,89 Millones tn/año para 2028 (equivalente al 60% más que la producción actual). Un destino posible sería Chile, que importa GLP, en un 70% desde Estados Unidos, a 7.800 km (un total de más de 1 MMTn/año). La construcción de un GLP-ducto evitaría su transporte en camiones. También podría avanzar un proyecto ferroviario desde Añelo hacia Concepción, retomando la extensión del proyecto ferroviario Trasandino Sur.

La reversión del gasoducto Norte contempla, en una primera etapa, la adecuación en las Plantas Compresoras Tío Pujio y Leones (6), nuevas líneas de 24" y 30", con sus válvulas de succión y descarga y sistemas de presurización; y en una segunda etapa, cuando el Gasoducto Pte. Néstor Kirchner se encuentre completo, la reversión se realizaría en modo pleno (28 MMm³/d).



Gasoducto Presidente Néstor Kirchner

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/gasoducto-presidente-nestor-kirchner>

Condiciones habilitantes para desarrollar el gas argentino

Argentina, tanto en Vaca Muerta como en otras formaciones, posee gran potencial para la producción de hidrocarburos no convencionales. Disponer de este potencial no es una condición suficiente para lograr su desarrollo. Extraer estos recursos, transportarlos y comercializarlos, necesita inversiones cuantiosas, coordinaciones delicadas y complejas, y tiempos de planificación, ejecución y amortización de las obras largos, de 15 a 20 años. Por ende, para viabilizar los proyectos se requieren políticas de Estado que den confianza. Entre los desafíos a conseguir para favorecer el desarrollo del gas y sus mercados, se encuentran:

- ✓ ***cumplimiento de compromisos asumidos.***
- ✓ ***estabilidad macroeconómica.***
- ✓ ***políticas de Estado consistentes y estables a lo largo del tiempo.***
- ✓ ***visión estratégica de desarrollo sostenible consensuada.***

A comienzos del siglo XXI, Argentina disponía de una capacidad exportadora equivalente a las importaciones actuales. La Figura 7 ilustra claramente esta situación. Con los recursos gasíferos y la infraestructura existentes, para elevar la capacidad exportadora actual, el desafío sería reconquistar y ampliar mercados, logrando que los potenciales clientes confíen en nuestra capacidad para brindar un suministro seguro y confiable.



Importación y Exportación de Gas Natural

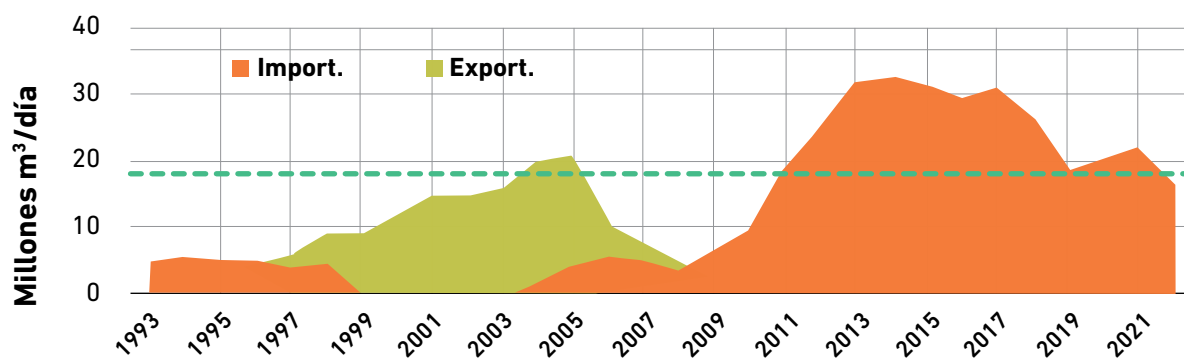


Figura 7: Evolución histórica de la exportación e importación de gas en Argentina. Elaboración propia con datos de ENARGAS. (23)

Disponer de socios confiables es una condición fundamental para el desarrollo de los mercados gasíferos y obtener **seguridad energética** es clave para el País. Para Argentina desarrollar su potencial gasífero permitiría:

- ✓ **Reducir importaciones de gas y derivados (fertilizantes).**
- ✓ **Mejorar la seguridad energética.**

- **Poner en valor recursos locales.**
- **Promover la inclusión energética.**
- **Promover la actividad económica y el empleo.**
- **Reducir emisiones de GEI (Calentamiento Global).**
- **Recuperar y ampliar la capacidad exportadora y generar divisas.**

Abastecimiento de Gas Natural

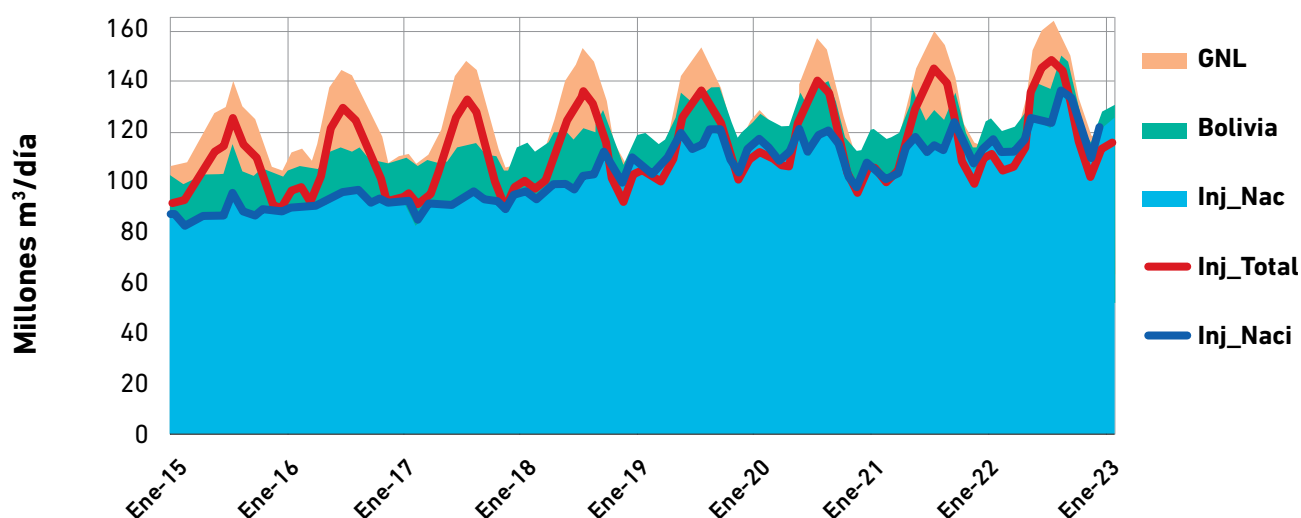


Figura 8: Variación del suministro de gas natural según sus fuentes. El incremento del consumo de gas en invierno (principalmente calefacción) determina la necesidad de importación de GNL.

Consumo de Gas Natural - Consumo Medio Mensual

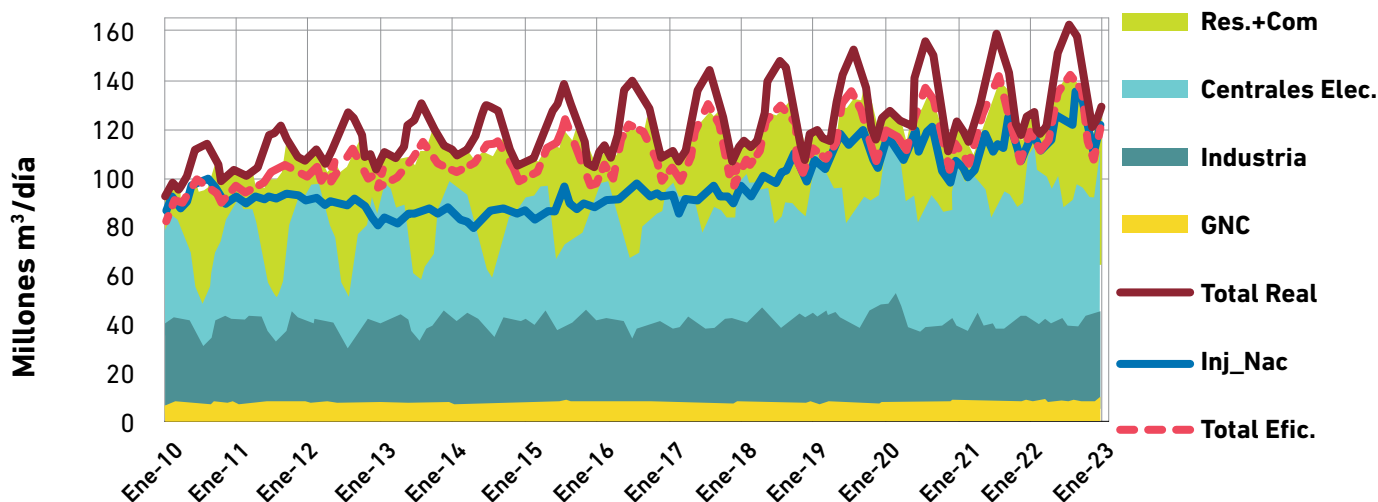


Figura 9: Variación del consumo de gas natural, según su destino. El área verde claro es el consumo residencial + comercial + oficial, con una reducción del 30% en los meses de invierno, como resultado de medidas de eficiencia. El área azul oscuro es el consumo industrial y el área celeste el gas usado en centrales eléctricas.

Efficientizar los consumos y el sistema

Los consumos residenciales (R), comerciales (C) y de Entes Oficiales (EO) son fuertemente dependientes de la temperatura, se incrementan un factor 4 en los meses de invierno respecto de los de verano (ver Figura 8). Los consumos de gas natural comprimido (GNC), industrial (Ind.) y generación eléctrica (Elec.) no tienen este tipo de comportamiento. De hecho, estas componentes tienden a disminuir en los inviernos, lo cual es consecuencia de que estos servicios son de carácter interrumpibles. Ante la escasez de gas, y dada la prioridad de abastecer los consumos R, C+EO; los consumos industriales y de centrales eléctricas sufren interrupciones, principalmente en los meses de invierno. De esta forma, tanto la industria, como la generación eléctrica, deben recurrir a costosas sustituciones de combustible líquidos, mucho más contaminantes.

Para mitigar los impactos de las restricciones de gas el país recurre a la importación de Gas natural Licuado (GNL o LNG) que es el gas más costoso, con mayor volatilidad de precios y que tiene importantes impactos económicos en la balanza comercial. La Figura 8 muestra como los picos de consumo de gas asociados a la calefacción en el sector residencial y comercial, condicionan las importaciones de GNL en Argentina.

gases de efecto de invernadero. Así, mejoras en los cánones constructivos y el cumplimiento de las normas existentes de eficiencia actuarían como un gran sistema de “peak shaving” o de reducción de picos de consumo, lo que tendría un impacto muy positivo en el sistema energético nacional, aliviando el transporte y distribución, minimizando la necesidad de importar GNL. Además, las mejoras de eficiencia en viviendas y edificios se pueden hacer en pesos, brindando empleo en sectores que generan muchos puestos de trabajo, como son la construcción y la industria. La importación de GNL se hace exclusivamente en dólares sin generación de empleos locales.

Conclusiones

El gas natural puede jugar un papel clave en la **descarbonización de la matriz eléctrica mundial** y como complemento de las energías renovables intermitentes. Para Argentina, además, su producción, juega un rol clave en la sustitución de importaciones y como fuente de divisas por potenciales exportaciones. Una ventana de oportunidad aparece para expandir la producción y exportación del gas durante los próximos años; que se vería favorecida con la promoción simultánea del uso racional y eficiente de la energía.

La eficiencia energética es una medida inclusiva que ayuda a reducir los consumos y a mejorar la calidad de vida en los hogares, favoreciendo especialmente a familias de menores ingresos, cuyos gastos en energía son relativamente mayores.

La eficiencia energética en el sector residencial y comercial tendría un impacto importante en el sistema energético nacional y las necesidades de importación de GNL en el país. Si hacemos un ejercicio hipotético, de reducir el consumo de calefacción del 30% en el invierno, opción totalmente viable usando tecnologías estándares de eficiencia energética, en el sector residencial y comercial; se podría prescindir de las importaciones de GNL. Esto tiene importantes implicancias económicas, además de la reducción de las emisiones de

En las viviendas y edificios, habría que promover y facilitar las mejoras en las características térmicas de las envolventes, entre otras formas, haciendo cumplir las reglamentaciones. La implementación de un sistema de etiquetado de eficiencia energética en las viviendas juega un rol clave en ello. Esto bajaría los picos de consumo de energía del sector residencial y comercial, relacionados, en buena medida, a una construcción poco eficiente. La estacionalidad en el uso del gas genera dificultades para su abastecimiento con fuentes de gas no convencionales, cuya producción es muy difícil de modular.



La eficiencia energética es una medida inclusiva que ayuda a reducir los consumos y a mejorar la calidad de vida en los hogares, favoreciendo especialmente a familias de menores ingresos, cuyos gastos en energía son relativamente mayores. También contribuye a bajar el impacto de los subsidios a la energía en la economía nacional. Posibilita la reactivación de la producción y la economía local. Reduce las emisiones de gases de efecto de invernadero, favoreciendo el cumplimiento de compromisos internacionales.

El horizonte temporal para explotar los recursos de gas es relativamente corto, siendo que tenderá a ser reemplazado por otras formas de energía con emisiones menores. Para avanzar en ello y en los cambios en las formas de uso de la energía se necesitan políticas de Estado consistentes y estables a lo largo del tiempo.

Referencias

1. Wikipedia. Combined cycle power plant. 2023. https://en.wikipedia.org/wiki/Combined_cycle_power_plant.

2. Direct Carbon Fuel Cell-Cleaner and Efficient Future Power Generation Technology. Ibrahim, U. and Ayub, A. 1, Jul. 2019, Advanced Journal of Graduate Research , Vol. 6, pp. 14-30.

3. International Energy Agency (IEA). The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions. IEA. 2022.

4. British Petroleum (BP). Energy Outlook BP. BP, 2023. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>.

5. Secretaría de Gobierno de Energía Argentina. BALANCES ENERGÉTICOS. Subsecretaría de Planeamiento Energético. 2023.

6. Desafíos actuales de la transición energética El gas natural una herramienta útil para una transición justa y sostenible. Prieto, R., Codeseira, L. and Gil, S. LXII, 2022, Petrotecnia, Vols. 1 - Jun.2022, pp. 14-23.

7. Our World in Data. CO₂ Emission by Sectors. 2023. <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>.

8. Energy Post.EU. Canada is launching methane emissions rules for Oil and Gas. Dec. 2020. <https://energypost.eu/canada-is-launching-methane-emissions-rules-for-oil-and-gas/>.
9. A Review of Energy Storage Technologies' Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration. H. A. Behabtu and et al. 2020, Sustainability, Vol. 12, p. 10511.
10. Wikipedia. Carbon capture and storage. 2022. https://en.wikipedia.org/wiki/Carbon_capture_and_storage.
11. —. Captura y almacenamiento de carbono. 2023. https://es.wikipedia.org/wiki/Captura_y_almacenamiento_de_carbono.
12. Green Groundswell. EPA Clean Power Plan – Existing Power Plant CO₂ Emissions. 2022. <https://greengroundswell.com/epa-clean-power-plan-existing-power-plant-co2-emissions/2014/10/16/>.
13. Lazard. Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage, and Levelized Cost Of Hydrogen. Oct 2021. <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>.
14. Energy and Food Security: Linkages through Price Volatility. Taghizadeh-Hesary, F. and Otros. May 2019, 2019, Energy Policy, Vol. 128, pp. 796-806.
15. Ling Zhu - United Nation Cronicle. Where Food And Energy Compete. 2010.
16. FAO -Naciones Unidas. FAO Food Price Index. 2022. <https://www.fao.org/worldfoodsituation/foodpricesindex/en/>.
17. Organización de las Naciones Unidas (ONU). Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS). 2022. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
18. World Health Organization (OMS). Burden of Disease from Household Air Pollution Health Organization. Burden of Disease from Household Air Pollution. 2018.
19. Household cooking fuel estimates at global and country level for 1990 to 2030. Stoner, O. and Otros. 2021, Nature Communications, Vol. 12, p. 5793.
20. Eficiencia energética, una herramienta para mitigar la pobreza y las emisiones, Raúl Zavalía Lagos, Guillermina Jacinto y Silvina Carrizo y Salvador Gil. ISSN 0031-6598. Zavalía Lagos, R. and Otros. 4, Buenos Aires : Petrotecnia, 2020, Petrotecnia, Vol. LX, pp. 95-98. Dic.2020.
21. Ollas térmicas u “ollas brujas”, un modo simple y práctico de reducir los consumos. Lorenzo, P. and Gil, S. 4, 2018, Petrotecnia , Vol. LV, pp. 68-76.
22. Wikipedia. Revolución verde. 2022. https://es.wikipedia.org/wiki/Revoluci%C3%B3n_verde.
23. ENARGAS. Ente Nacional Regulador del Gas. Datos operativos de Transporte y Distribución de Gas. 2023. <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos.php>.
24. Ambito. Gobierno da los primeros pasos para la construcción de un megagasoducto en Vaca Muerta. Ambito. 9 de febrero 2022, 2022.
25. MINISTERIO DE ECONOMÍA, SECRETARÍA DE ENERGÍA- Boletín Oficial. Resolución 67/2022, RESOL-2022-67-APN-SE#MEC. Buenos Aires : s.n., 2022.
26. “Coal 2022 Analysis and forecast to 2025” IEA Dec22 <https://www.iea.org/reports/coal-2022>



**"Tenemos la posibilidad
concreta de ser parte de un
mercado internacional"**



Entrevista a la Dra. Alejandra Calvo de la Gerencia de Área CAREM
Por Lic. Diego Coppari - Departamento Planificación Estratégica CNEA.

Avance obra CAREM Agosto de 2023.

Alejandra Calvo posee un extenso currículum marcado por su formación en química en el CONICET, y trabajo en la empresa YPF Tecnología (Y-TEC), en la que durante tres años lideró la cartera de Proyectos de Investigación y Desarrollo relacionado con las energías de transición, definiendo los lineamientos y la estrategia en temas como biogás, hidrógeno y litio. Post pandemia decidió volver a la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), lugar donde había realizado su tesis de doctorado. Así, fue convocada por la presidente Adriana Serquis para participar en el Proyecto CAREM debido a su perfil industrial y de gestión con un enfoque comercial, complementario con las necesidades de la institución. Desde hace un año y medio se desempeña como Responsable de Gestión Estratégica dentro de la Gerencia de Área CAREM, y hablamos con ella para interiorizarnos acerca del estado del proyecto en materia de acuerdos comerciales.

-La primera pregunta probablemente sea la que debes contestar todos los días: ¿Cómo avanza la obra del CAREM?

AC: La obra va muy bien, el avance de la obra en Lima es uno de los puntos más fuertes del proyecto. Día a día se puede ver cómo avanza sistemáticamente, y es emocionante ver el avance “del Powerpoint a la realidad” como nos gusta decir. En el mundo existen varios proyectos de pequeños y medianos reactores (SMR de sus siglas en inglés), que son similares en diseño, pero nosotros somos los únicos que lo materializamos en una obra que avanza día a día.

-Considerando que actualmente hay más de 70 SMRs en desarrollo, ¿qué ventajas tiene el CAREM frente a otros reactores de su tipo?

AC: Creo que uno de los aspectos claves del Proyecto CAREM—que es lo que a mí me enamoró—es su historia, y que esa historia dio lugar a muchos de los otros proyectos. Lo que quiero decir con esto, es que varios de los proyectos que se ven hoy en día son una copia, pero nosotros tenemos una gran diferencia: somos los primeros que estamos haciendo el camino de la prueba y error, y desde ese lugar aprendimos mucho. Ese know-how es único, es lo que nos diferencia. Después hay proyectos que todavía ni comenzaron, entonces tienen tecnologías —en papel— un poco más avanzadas que las nuestras,

pero que no han sido probadas. Nosotros ya lo probamos, estamos en ese proceso, y cuando digo probar no es solo la tecnología, sino también el vínculo con los proveedores, o la generación de proveedores que no existen en el mundo para tecnologías de este tipo. Creo que eso es lo que hace la diferencia en el CAREM.

-Al compararnos con otros reactores, ¿estamos ganando la carrera?

AC: La Agencia de Energía Nuclear de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (NEA/OECD de sus siglas en inglés) realizó en 2023 una comparación entre las tecnologías más avanzadas de los SMRs del mundo en la publicación titulada The NEA Small Modular Reactor Dashboard analizando el grado de avance de distintos reactores de manera totalmente cuantitativa y objetiva, con información pública, a partir de seis ejes: Licenciamiento, Financiación, Emplazamiento, Combustible, Acuerdos Comerciales, y Cadena de Suministro. La comparación es totalmente objetiva y, de ese análisis, se desprende que en muchos aspectos estamos bien posicionados. Ahora bien, eso es con respecto al desarrollo del primer reactor demostrativo, y al estar en construcción nos ubica en un lugar de avance. Pero hay otro frente, que son los acuerdos comerciales, en los cuales estamos trabajando activamente.



Avance de obra CAREM Agosto de 2022.

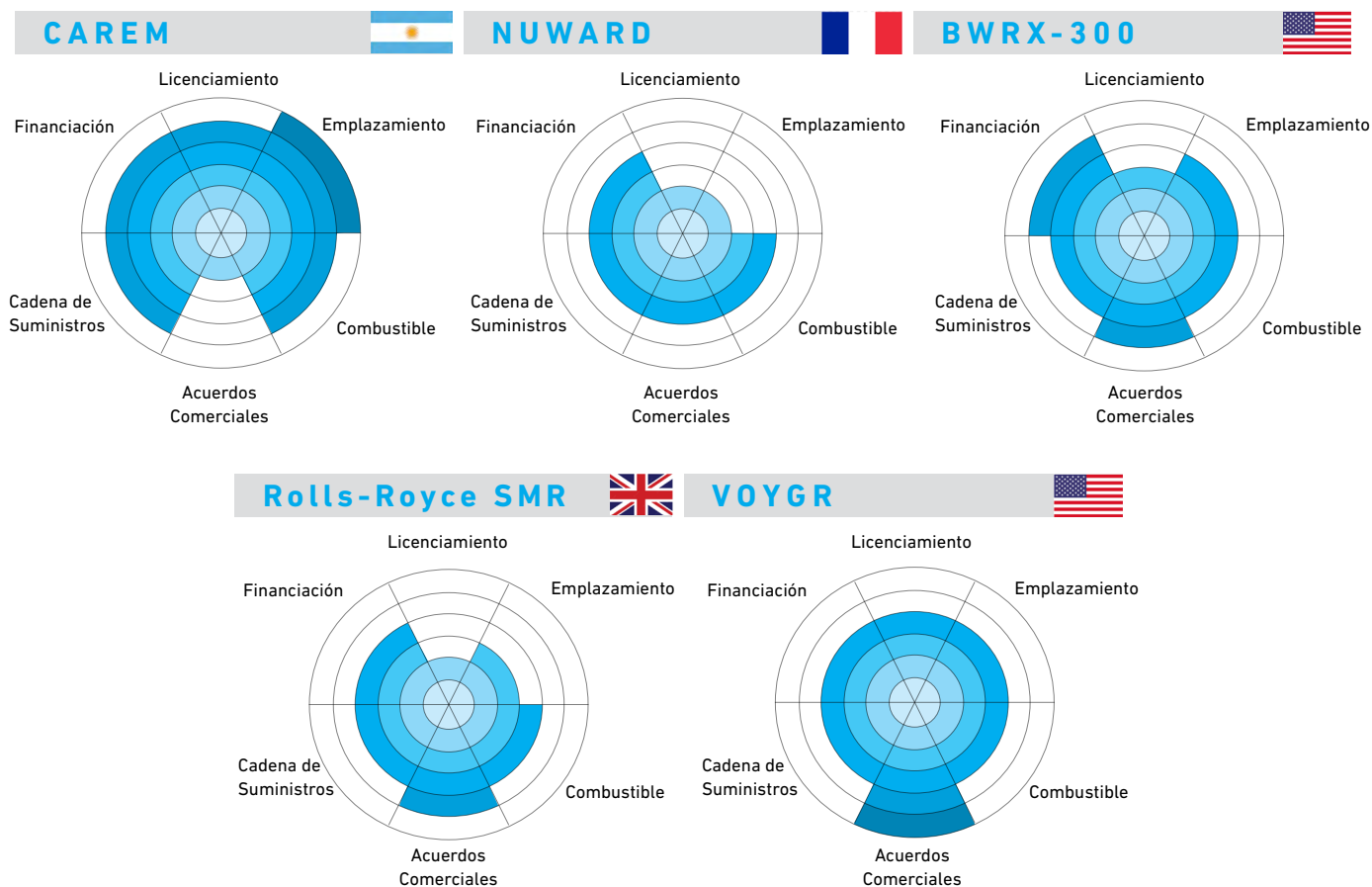
Es relevante trabajar en paralelo en este tema para no ser aventajados por otro competidor, y para eso se debe implementar rápidamente un programa de promoción de la central acompañado por una estrategia comercial. Hay un montón de reactores que son una expresión de deseo, y gracias a eso consiguen cotizar en bolsa, pero son solo una expresión de deseo.

Muestran representaciones gráficas y videos muy elaborados, e incluso hay reactores que tienen maquetas enormes, pero no tienen los generadores de vapor en construcción, y nosotros si lo tenemos -en CONUAR-.

¿Cómo competimos contra eso? Estamos en proceso de aprenderlo y en proceso de hacerlo.

“Nosotros ya lo probamos, estamos en ese proceso, y cuando digo probar no es solo la tecnología, sino también el vínculo con los proveedores, o la generación de proveedores que no existen en el mundo para tecnologías de este tipo. Creo que eso es lo que hace la diferencia en el CAREM”

Compilación que analiza el progreso de 21 proyectos SMR en el mundo hacia su implementación y comercialización.



¿Y cuáles son las condiciones del mercado?

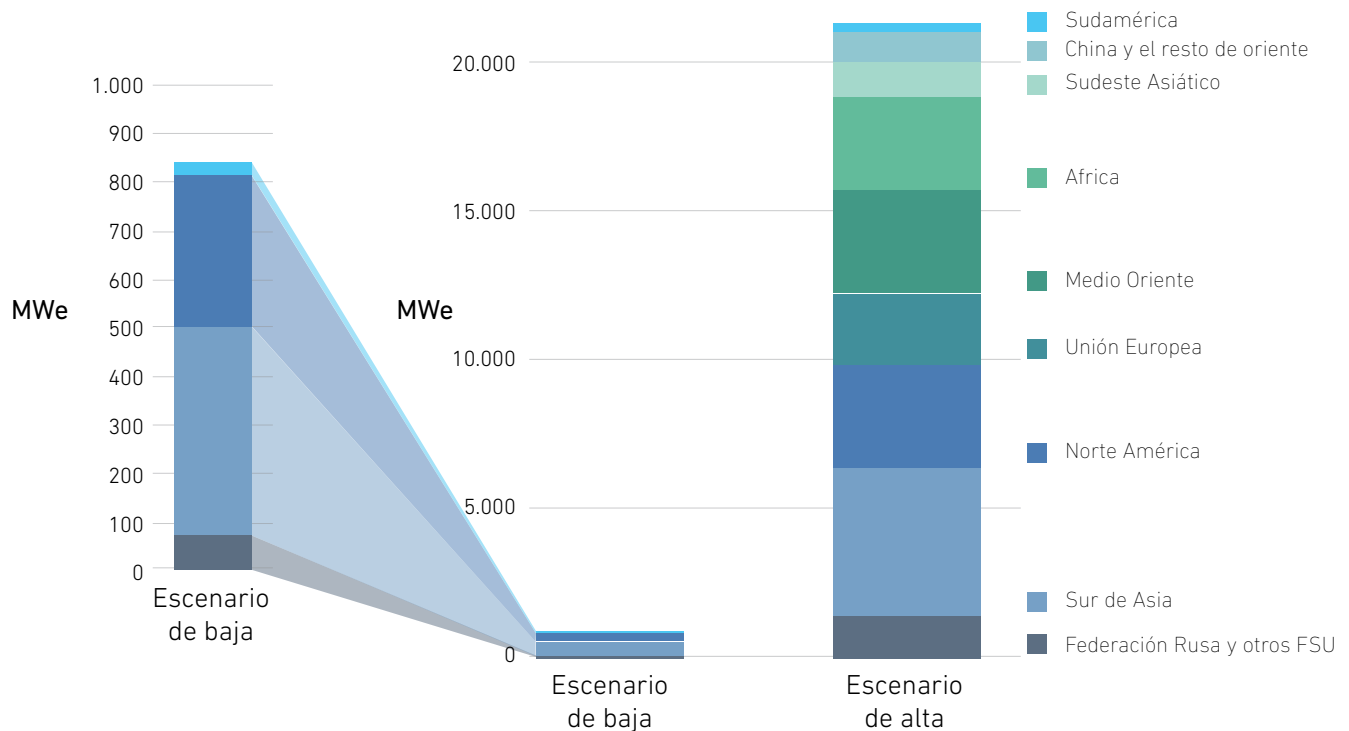
AC: Lo primero que hay que mencionar respecto al mercado tiene que ver con grandes cambios estructurales conceptuales en el mundo. Hasta hace no mucho tiempo, la energía nuclear estaba fuera de la estrategia de descarbonización. Desde este año, tanto en Estados Unidos como en la Unión Europea, han incluido en su marco normativo considerar la energía nuclear como una de las energías necesarias para la descarbonización. Por ende, la energía nuclear empieza a tener los mismos beneficios que las energías renovables. Entonces esa foto cambió, estábamos afuera y ahora estamos adentro de la ecuación económica relacionada con la descarbonización. O sea, si quienes construyen reactores van a tener los mismos beneficios de las renovables, van a poder bajar sus costos, y por lo tanto van a poder competir, lo que lleva a la aparición de un mercado.

¿Cómo se estima ese mercado? Hay diferentes escenarios que proyectan la energía total

demandada en el mundo, los aumentos de la producción industrial, de la población, etc. De cada uno de esos escenarios se pueden plantear sub-escenarios con mayor o menor participación nuclear. Con todos esos escenarios, podemos estimar un rango de crecimiento de la energía nuclear desde un escenario muy conservador – un escenario petrolero, dado por las proyecciones de Shell – hasta un escenario nuclear dado por las proyecciones de del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), y en ese rango tenemos que el total del crecimiento según Shell van a ser 90 GW de potencia instalada, al año 2050, siendo este el escenario más conservador. Ahora bien el escenario del OIEA se proyectan aproximadamente 500 GW, de nueva potencia nuclear a ser instalada. Eso representa un mercado importante, porque no solo incluye a los países tradicionales que tienen energía nuclear, los países centrales, sino que aparecen los newcomers, que son países que no tienen energía nuclear, y a los que les preocupa no solo la descarbonización sino también la seguridad energética.

MERCADO SMR NEA 2021

CAPACIDAD ESTIMADA DE SMR POR REGIÓN EN 2035



¿Qué países comprenden el mercado de los newcomers?

AC: Países con problemas de abastecimiento energético, e inestabilidad en la provisión, que quieren tener su propio reactor porque les brinda más seguridad. Los precios también son un factor determinante: el precio del uranio no fluctúa como el de los hidrocarburos. Hemos hablado con gente de Senegal y nos han dicho “que en función del precio de los hidrocarburos, hay momentos en los que la gente en su casa no puede conectar la heladera, porque el precio es tan alto que no lo pueden pagar y están todos con las luces y heladeras apagadas. Por lo tanto las autoridades quieren que la población pueda tener un uso energético predecible, y por esa razón quieren empezar a tener reactores chicos”.

Esos newcomers son los pequeños países africanos, los países insulares, países de Latinoamérica que ya no quieren solo depender de quemar hidrocarburos y del transporte marítimo de los hidrocarburos a sus países. En los países insulares es muy cara la logística de los hidrocarburos, entonces ese es el mercado de los SMRs, los pequeños países, esos pequeños países que no tienen y necesitan.

¿Por qué los SMRs son viables para los newcomers, en detrimento de las grandes centrales de potencia?

AC: El mercado de los SMRs apunta a reemplazar a las grandes centrales de potencia. En vez de tener una central grande, tener módulos de menor potencia iguales. ¿Cuál es la ventaja de eso? Reducir los tiempos de construcción. Lo que busca y propone el nuevo mercado de los SMR es que, construyendo módulos pequeños, se puede acelerar el proceso de instalación y construcción, ya que no va a tener que construir en el sitio sino que va a poder hacerlo en una fábrica, y luego transportar e instalar. Eso debería ser más rápido, y además brinda la posibilidad de iniciar la operación de los módulos gradualmente, a medida que son instalados, y la propia energía que genera un módulo financia la compra de los módulos siguientes. Ese es el modelo que proponen los SMRs –y que incluye al CAREM– pero es un modelo general de los SMR a nivel mundial. Se propone un cambio de paradigma conceptual, de pasar de una gran central financiada por un Estado, a un modelo mucho más parecido al mundo actual, de tiempos más cortos, de financiamiento a corto plazo y en pasos, parecido al de las energías

“El mercado de los SMRs apunta a reemplazar a las grandes centrales de potencia. En vez de tener una central grande, tener módulos de menor potencia iguales. ¿Cuál es la ventaja de eso? Reducir los tiempos de construcción”

renovables, donde se instala un parque solar, o diez hectáreas de molinos, y cuando esa instalación genera ingresos, se puede usar el capital para instalar más parques o molinos.

Hablabas de financiamiento. Más allá de esa lógica de que la venta de la propia energía generada aporte el capital para la instalación de más módulos, ¿existe algún mecanismo internacional de financiación?

AC: Sí, actualmente se están armando bancos internacionales para ayudar en el financiamiento a estos países que quieren tener reactores nucleares por primera vez. Entonces, no es que si Argentina quiere vender un reactor a otro país, tiene que financiarlo con fondos propios. La estrategia es que Argentina sale a competir con su tecnología, con el respaldo de un socio financiero.

Hablando de un reactor en específico, en lo que es la carrera por los SMR, el CAREM tiene fecha de puesta en marcha en el año 2027 y el ACP 100 de China ingresaría en servicio para esa misma fecha, ¿cómo los analizás como competidores?

AC: Entiendo que lo que está haciendo China es reducir en escala a un reactor actual y no es un SMR como tal. Un SMR tiene que tener innovaciones de seguridad y conceptuales que un reactor común no tiene. ¿Qué quiere decir esto? Tener, como en el caso del CAREM, todos los sistemas integrados en el recipiente de presión. Eso lo vuelve intrínsecamente y físicamente mucho más seguro, no existiendo la posibilidad de que haya pérdida en el circuito refrigerante, que es uno de los principales riesgos de contaminación externa. Entonces, el reactor de China, es cierto, es más chico, pero no es un competidor directo en cuanto a la tecnología. Si un país quiere comprar un SMR, el modelo de China no va a cumplir ese rol. Pero sí, quizá, va a cumplir otros roles: ser chico y que China se lo financie. No podemos competir con el financiamiento de China, eso no va a ocurrir, pero hay dos frentes en los que quisiera hacer hincapié: el primero tiene que ver con que nuestra tecnología es una tecnología nueva, con todas las innovaciones en seguridad. Pero además, China no forma a la gente del país comprador, ni tiene un Instituto Balseiro, ni la trayectoria de INVAP, ni transmite el know-how. Argentina tiene el valor agregado

de que no solo instala una tecnología, sino que además ofrece transferencia de conocimiento, formación de recurso humano, además de una tecnología que realmente es superadora a nivel seguridad, y a nivel de los desafíos nuevos de la energía nuclear.

La experiencia y el conocimiento que tiene Argentina en materia de energía nuclear, ¿son valores agregados dentro del paquete que se sale a vender?

AC: Si, Argentina no vende solo reactores. Vende su know-how y su trayectoria. De hecho, es una de las cosas por las que tenemos visitas constantemente: por nuestra experiencia regulatoria. En el mundo, quieren saber cómo hacemos para llevar adelante todas las evaluaciones del ARN con respecto al CAREM. Eso es único en el mundo, vienen a aprender de nosotros, y todo eso es lo que podemos transmitir. El paquete de comprarle un reactor a Argentina es mucho más amplio, no es solamente un reactor. Hay mucho know-how para transmitir, y la Argentina tiene una tradición de querer hacerlo. Otros países no: quieren ocultar, o no quieren compartir su know-how.

En el caso de que Argentina se transforme en un país exportador, ¿cómo ves la industria nacional a futuro? En cuanto a creación de empresas y generación de puestos de trabajos.

AC: Es la razón de ser del CAREM desde siempre, su espíritu, fomentarlo. Actualmente el Proyecto contempla un 70% de participación de la industria nacional y, como apreciación personal, imagino que a futuro va a depender de cada uno de los clientes. Alguno dirán "esto lo quiero fabricar en mi país", otros querrán participar con la obra civil y dejarán que Argentina aporte la tecnología nuclear, y habrá países que dirán "quiero una central llave en mano". Creo que va a ser negociación país por país, cliente por cliente. Pero hay otros aspectos que no serán así: el know-how está en Argentina y no hay manera de hacerlo en otro lado. Caso contrario, habría que formar a ese proveedor desde cero. El combustible es un buen ejemplo: el combustible siempre va a ser argentino, CONUAR tiene el know-how de cómo hacerlo, y es know-how desarrollado por la CNEA, también dueña de su propiedad intelectual.

¿Considerás que, al tratarse de reactores pequeños y modulares, los SMR pueden llegar a colaborar de modo positivo en la influencia de la opinión pública y en la aceptación de la gente?

AC: En Argentina en particular, no hay grandes oposiciones con respecto a la energía nuclear, no es un país donde se den manifestaciones en contra de la actividad, por lo que creo que, en principio, no es un tema polémico. Pero sí un tema para trabajar con las comunidades locales de los lugares donde se van a instalar los reactores y demás. En este momento se observa una aceptación a la instalación de centrales nucleares por parte de la comunidad, en función del impacto económico positivo que se genera alrededor del sitio de emplazamiento. Pero es un trabajo que se debe hacer, y lo hacen todas las industrias energéticas. De todas formas creo que es una deuda que tiene la energía nuclear: el marketing positivo. La energía nuclear es desarrollada por gente muy capaz técnicamente, pero a la que le falta un programa de divulgación con la sociedad, y creo que los SMRs vienen a cambiar eso, están uniendo los dos mundos y es muy positivo. Aparece Greta Thunberg hablando bien de la energía nuclear, aparece Elon Musk y aparece Bill Gates también. Referentes de la tecnología pro-ambiente incluyen a la energía nuclear, y ese es el cambio que va a ayudar a la asimilación de los nuevos proyectos en las comunidades en las que estén emplazados.

¿Cuáles crees que son los principales desafíos de cara a lo que viene con respecto al proyecto?

AC: El contexto socio económico puede llegar a retrasar la finalización del prototipo a tiempo. ¿Qué quiere decir a tiempo? Hay una ventana temporal –creada a nivel internacional– por la que hay una carrera en donde todos quieren terminar su primer reactor demostrativo para el 2030, y actualmente Argentina tiene todas las de ganar si no nos frena nuestra coyuntura local. Los primeros que terminen y presenten al mundo que la tecnología funciona, que es segura, que es económicamente viable, y demás aspectos, son los que van a poder vender su reactor, los que se van a quedar con el mercado del que hablamos. Entonces el desafío es ese, terminarlo a tiempo para mostrar que lo tenemos, y que lo puedan venir a ver, elegir y comprar.

Otro gran desafío es tener la estrategia comercial desarrollada. Trabajamos mucho en eso, el proyecto tiene el área que estoy liderando yo, dedicada a eso, con miles de desafíos para enfrentar: estrategia comercial a futuro, estrategia de propiedad intelectual, estrategia de asociaciones. Y podemos.. La competencia comenzó la carrera comercial sin tener el prototipo, nosotros tenemos la ventaja de que lo tenemos en proceso.

¿Qué escalado tiene el CAREM Comercial ante el prototipo?

AC: Nuestro primer pre-diseño es de 480 MW, en módulos de 120 MW. Pero es un pre-diseño, quiero dejar eso en claro, no sabemos si finalmente va a ser así. Una de las cosas en las que estamos trabajando es en la formación de un segundo equipo de ingeniería para encarar eso desde el punto de vista del diseño. Hoy no puedo asegurar que vaya a ser esa la potencia. ¿De qué va a depender? De la ecuación económica, de si conviene o no conviene, de cuál es el mercado disponible, y qué potencia buscan los países pequeños.

¿Cómo ves que el CAREM puede beneficiar al país?

AC: Argentina necesita tener en su matriz energética un crecimiento muy grande de la participación de energía nuclear para contribuir a la descarbonización, a dejar de quemar hidrocarburos, tal como se puede ver en los escenarios de Secretaría de Energía. Pero también necesita este crecimiento para cubrir la demanda energética que va a tener el país para el año 2050. En esos escenarios de la Secretaría, al 2050 se proyectan al menos cuatro CAREM 480. Entonces, como país tenemos dos frentes: el primero, poder abastecer la demanda propia del país pero también, por otro lado, la posibilidad de poder generar divisas por exportación. Quizá una alimenta a la otra, quizá vendiendo proyectos CAREM al exterior podamos financiar, con las ganancias, la construcción de módulos acá. No sabemos qué estrategias pensaremos en el futuro, pero tenemos la posibilidad concreta de ser parte de un mercado internacional, y la necesidad local del crecimiento del porcentaje en la matriz energética de la energía nuclear. Son esos los dos frentes, y son esos los dos beneficios.

Síntesis Nuclear

Novedades Nucleares Internacionales

Comienza el proceso de licenciamiento del proyecto de reactores modulares pequeños Nuward en Francia

A comienzos de 2023 el Grupo EDF creó, junto a otras entidades líderes en el sector, una nueva filial denominada Nuward para el desarrollo de reactores modulares pequeños (SMRs por sus siglas en inglés).

EDF ha presentado el documento sobre opciones de seguridad -requerido para iniciar el proceso de licenciamiento- del reactor modular pequeño Nuward ante el organismo regulador nuclear francés, la Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

La eléctrica francesa ya ha dado el primer paso para poder poner en marcha este innovador proyecto al presentar el documento sobre opciones de seguridad ante el organismo regulador. En él se recogen los objetivos de seguridad, las características de diseño global y los principios fundamentales para la operación y gestión de riesgos de estos reactores y es el proceso previo a la futura solicitud requerida para comenzar con la construcción de estos reactores.

“Como parte de nuestra estrategia para apoyar la transición energética en todo el mundo y convertirnos en la referencia europea para los SMRs, la construcción de una planta en Francia será la demostración del rendimiento y la competitividad de Nuward”, afirmó Renaud Crassous, presidente de la compañía.

Responsables de Nuward aseguran que están avanzando en su estrategia de despliegue internacional y se están comprometiendo con organismos reguladores europeos con el objetivo de revisar conjuntamente su diseño SMR bajo la dirección de la ASN.

Según la hoja de ruta de Nuward, el diseño detallado y la solicitud formal para la nueva instalación nuclear comenzarán en 2026 y la construcción de la primera unidad en 2030, proceso que durará unos tres años.

Los primeros pasos de un proyecto pionero

El presidente francés Emmanuel Macron anunciaba a finales de 2021 el plan “France 2030”, que incluye importantes asignaciones presupuestarias dedicadas al desarrollo de nueva potencia nuclear y una asignación de 1.000 millones de euros para SMRs.

De esta forma, el país galo intensificaba su participación en el proyecto Nuward, que consiste en una planta SMR de 340 MWe con dos reactores de agua a presión (PWR) de 170 MWe cada uno que se pueden agrupar en bloques. La iniciativa se ha desarrollado conjuntamente entre la CEA, EDF, Naval Group, TechnicAtome, Edvance, Framatome y Tractebel, contando además con la experiencia de Francia en tecnología PWR.

“El fin de una era”: Alemania abandona la energía nuclear tras más de 60 años pese a las presiones por la guerra de Ucrania

No hay vuelta atrás. Así lo considera el gobierno de Alemania, que el sábado 15 de abril cerró sus últimas tres plantas de energía nuclear. Isar 2, Emsland y Neckarwestheim 2 fueron desconectadas.

Es “el final de una era”, dijo la empresa de energía RWE en un comunicado en el que confirmó que los tres reactores habían sido desconectados de la red.

La medida no sorprendió, pues había estado programada para finales de 2022. Sin embargo, la guerra en Ucrania obligó a su postergación: la interrupción del suministro del gas ruso a Alemania despertó los temores de una emergencia energética.

De hecho, hubo llamamientos y movilizaciones para que se volviera a retrasar el cierre de los tres reactores nucleares.

Fuente: BBC

La Central Nuclear Vogtle, a un paso de convertirse en la de mayor potencia en Estados Unidos

El reactor de la unidad 3 de la Central Nuclear de Vogtle, en el Estado de Georgia, ha iniciado su operación comercial. Se trata de la primera nueva unidad que entra en operación en Estados Unidos desde 2016 y la primera de nueva construcción en más de 30 años.

La Central Nuclear de Vogtle cuenta ya con tres unidades en operación a las que se sumará entre noviembre de 2023 y marzo de 2024 una nueva, la 4, convirtiéndose así en la planta de mayor potencia en Estados Unidos. Suministrarán electricidad libre de emisiones a 500.000 hogares y negocios de Georgia durante los próximos 60 u 80 años.

Vogtle 3 alcanzó el pasado 6 de marzo por primera vez la criticidad de forma segura durante el proceso de pruebas y verificaciones previas a la entrada en operación comercial que se producía el 31 de julio tal y como anunciaba Georgia Power, uno de los copropietarios de las nuevas unidades. Southern Nuclear será el operador de las mismas en nombre de los copropietarios Georgia Power, Oglethorpe Power, MEAG Power y Dalton Utilities.

Una vez estén operativas las cuatro unidades, la Central Nuclear de Vogtle será la de mayor potencia de Estados Unidos y suministrará electricidad libre de emisiones a 500.000 hogares y negocios de Georgia durante los próximos 60 u 80 años.

Las unidades 3 y 4, de tecnología AP-1000 de Westinghouse, pertenecen a la Generación III+ de reactores nucleares y son las primeras de esta tecnología en Estados Unidos, algo de lo que también se ha congratulado Westinghouse.

Estados Unidos apuesta firmemente por la energía nuclear

Con Vogtle 3, Estados Unidos suma 93 reactores nucleares en operación que producen más del 18% de la electricidad del país. Su apuesta por la energía nuclear es clara ya que la mayoría de sus centrales tienen concedida la licencia para operar a 60 e incluso 80 años.

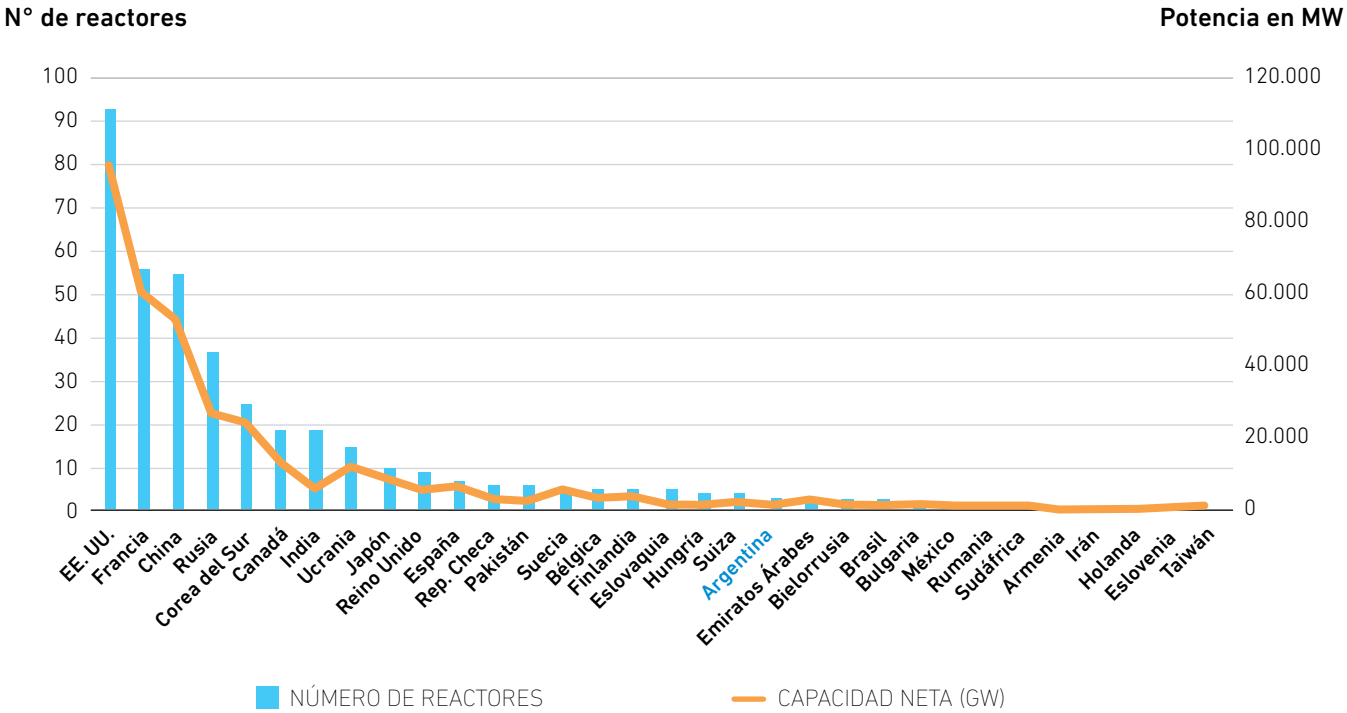
La operación a largo plazo –funcionamiento continuado de una central nuclear manteniendo su nivel de seguridad, más allá del periodo considerado en su diseño– es una práctica establecida en 18 de los 31 países que cuentan con la energía nuclear en sus sistemas eléctricos.

Fuente: Foro nuclear Español

Reactores nucleares en operación

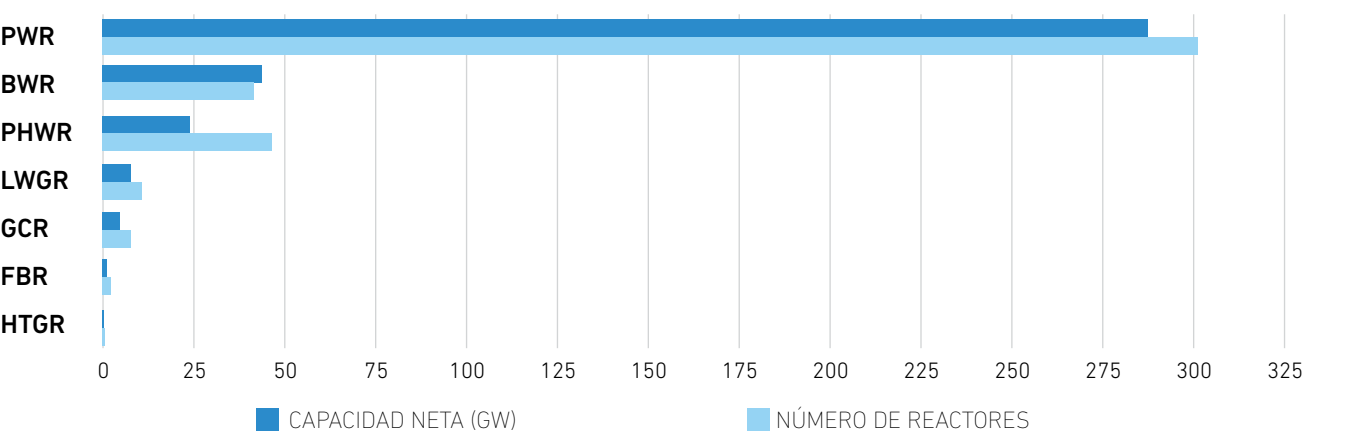
A agosto de 2023 se encuentran operables 411 reactores de generación nucleoelectrica en 31 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 369.390 MW. A continuación se muestra la cantidad de reactores en operación y la potencia instalada nucleoelectrica por país.

Reactores en operación y Potencia instalada



Nota: Datos actualizados a agosto de 2023.

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



Nota: Datos actualizados a agosto de 2023.

Nuevas Conexiones a la Red

En el primer semestre del año 2023 a nivel mundial comenzaron a operar cuatro reactores que **adicionaron 3.667 MWe** de potencia instalada.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
BELARUSIAN-2	1.110	PWR	VVER V-491	BIELORUSIA	13/5/2023
FANGCHENGANG-3	1.000	PWR	HPR1000	CHINA	10/1/2023
MOCHOVCE-3	440	PWR	VVER V-213	ESLOVAQUIA	31/1/2023
VOGTLE-3	1.117	PWR	AP-1000	ESTADOS UNIDOS	31/3/2023

Centrales Cerradas

En relación con los cierres de instalaciones nucleoelectricas, durante el primer semestre de 2023, se detuvo definitivamente la operación de cinco unidades. De ellas, tres de ellas corresponden a Alemania y las otras a China y Bélgica, **resultando en un total de 6.048 MWe** de potencia que salió de servicio.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
EMSLAND	1.335	PWR	Konvoi	ALEMANIA	15/04/2023
ISAR-2	1.410	PWR	Konvoi	ALEMANIA	15/04/2023
KUOSHENG-2	985	PWR	BWR-6	CHINA	15/03/2023
NECKARWESTHEIM-2	1.310	PWR	Konvoi	ALEMANIA	15/04/2023
TIHANGE-2	1.008	PWR	WH 3LP	BÉLGICA	01/02/2023

Nuevos Inicios de Construcción

A nivel mundial, **se comenzaron en el primer semestre del año 2023 las obras de tres nuevas unidades**, dos ubicadas en China y una en Egipto. **Con estos reactores se espera adicionar 3.518 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
ELDABAA-3	1.194	PWR	VVER-1200	EGIPTO	03/05/2023
HAIYANG-4	1.161	PWR	CAP1000	CHINA	22/04/2023
SANMEN-4	1.163	PWR	CAP1000	CHINA	22/03/2023

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***	53,52	56,96	-**	1.697.046	3.273.030	-	4.970.076	32,18

* **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.

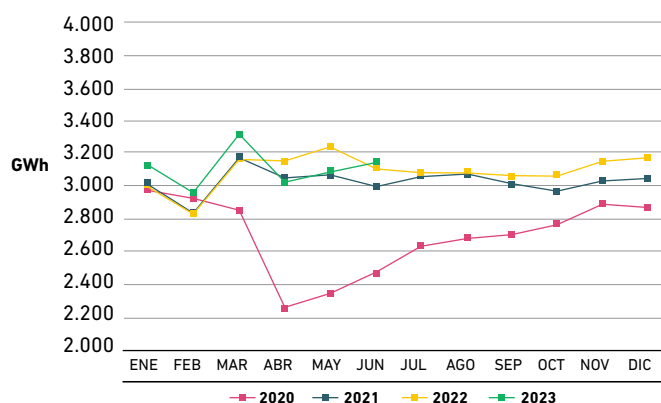
** **Nota II:** El valor de la central Atucha II es bajo debido a que la central trabajó a baja potencia debido a tareas de mantenimiento forzado.

*** **Nota III:** Los valores son hasta 30 de junio de 2023.

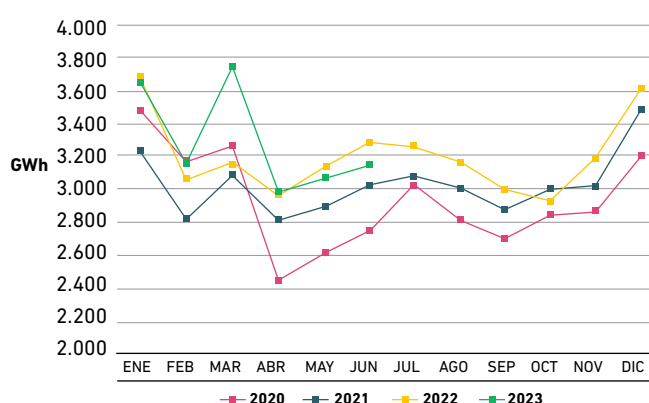
Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del país del primer semestre del año 2023 es 4,3% superior al 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 2023.

Evolución de la Demanda Sector Industrial

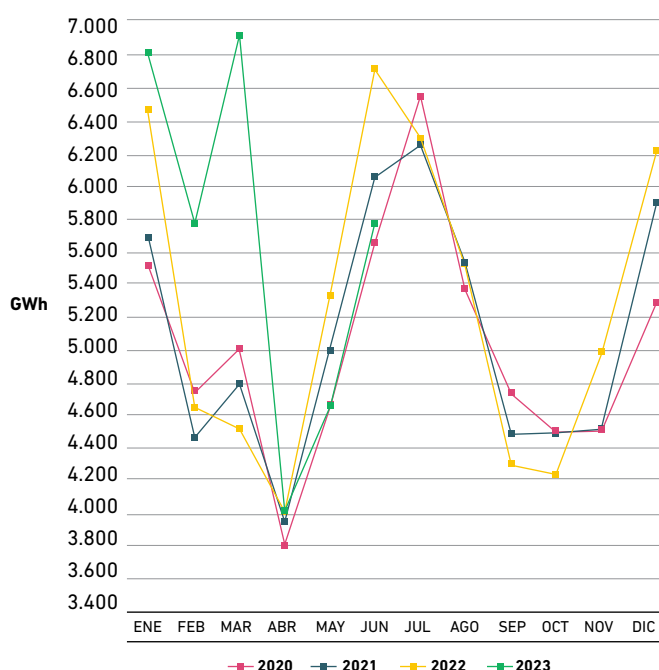


Evolución de la Demanda Sector Comercial



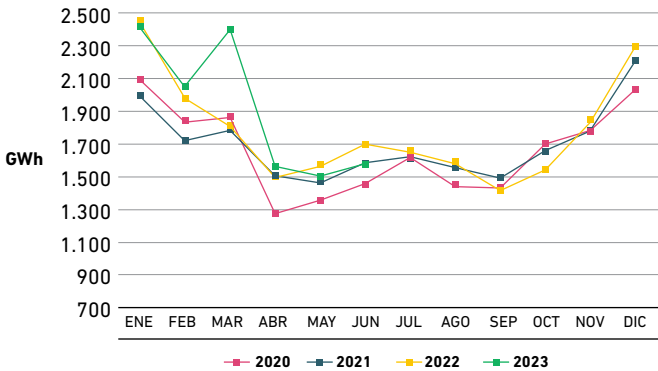
Como puede apreciarse en las figuras la demanda del sector industrial mantiene la tendencia estacional, presentando además valores superiores a los de 2022. Por su parte la demanda comercial y residencia presentaron valores superiores en los tres primeros meses del año, pero con valores inferiores a los del año pasado para mayo y junio.

Evolución de la Demanda Sector Residencial



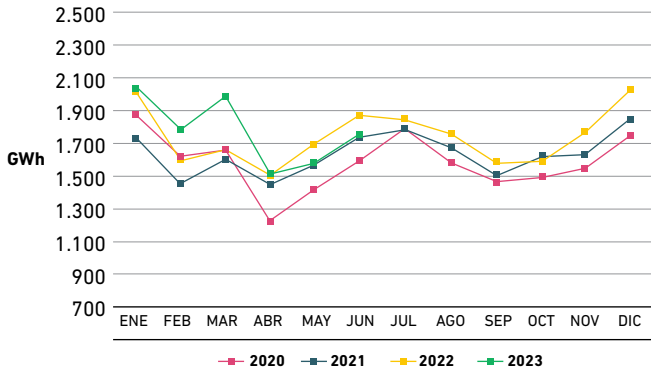
A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas del año 2023 y de los tres últimos años. Todas las regiones presentaron un incremento de demanda en el caso de NOA-NEA de 4,9%, CUY-CEN 2,4%, COM-PAT 3,9% y GBA-BA-LIT 4,6%.

Evolución de la Demanda Regiones NOA-NEA



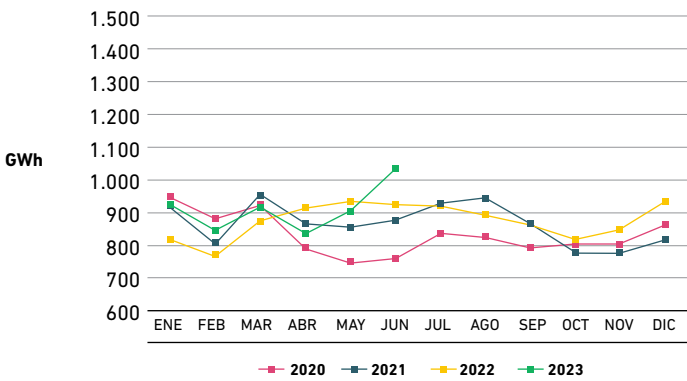
Nota: NOA: Noroeste Argentino; NEA: Noreste Argentino.

Evolución de la Demanda Regiones CUY-CEN



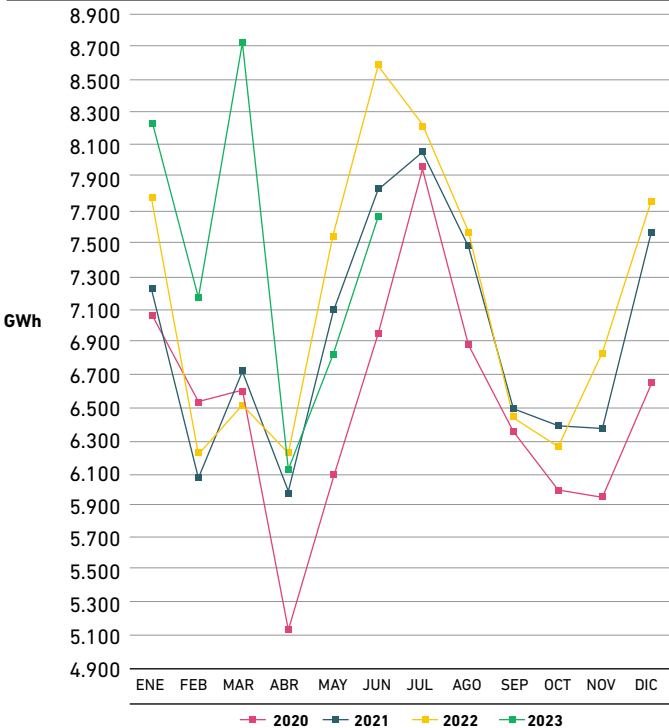
Nota: CUY: Cuyo; CEN: Centro.

Evolución de la Demanda Regiones COM-PAT



Nota: COM: Comahue; PAT: Patagonia.

Evolución de la Demanda Regiones BAS-GBA-LIT



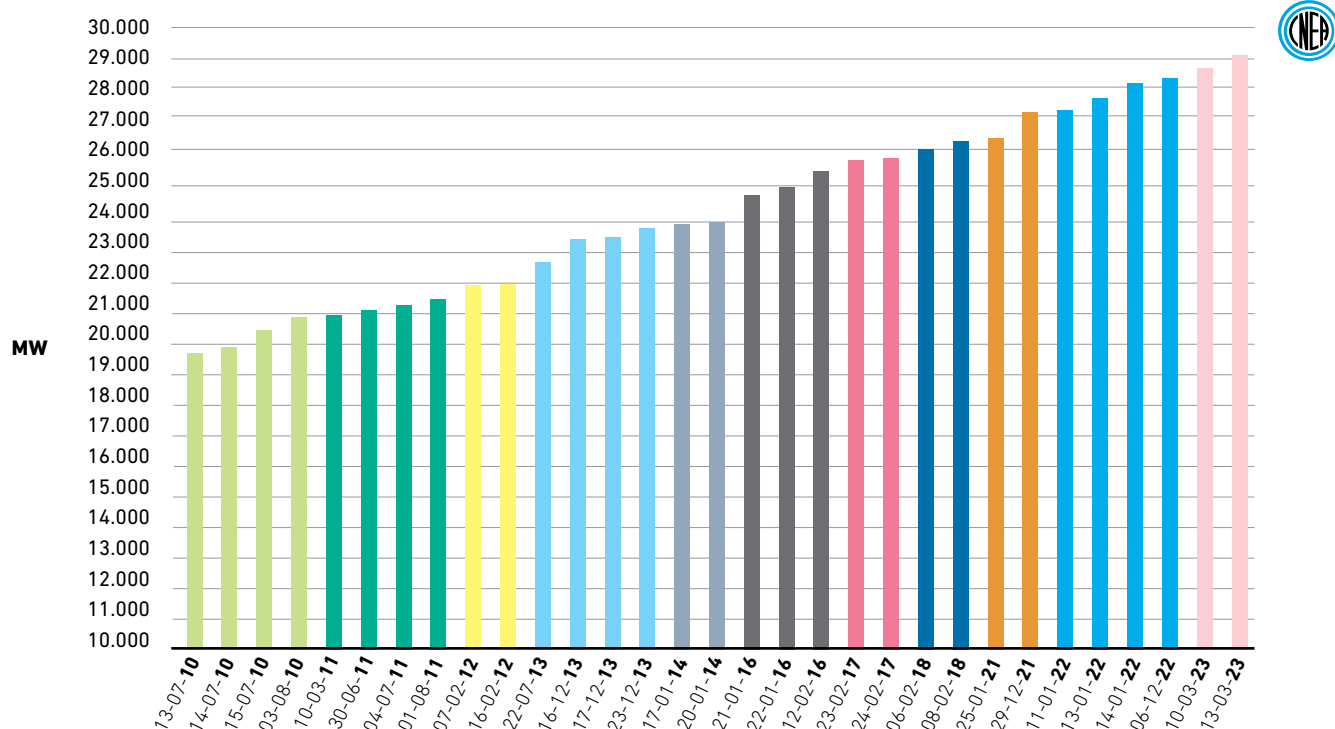
Nota: LIT: Litoral; GBA: Gran Buenos Aires, BAS: Buenos Aires.

Demanda Máxima de Potencia

Durante el primer semestre se registró un marzo con temperaturas superiores a la media que han significado dos nuevos récord de demanda, en este sentido el primer récord le pertenece al 10 de marzo de este año, cuando se registró el máximo histórico de potencia del SADI para un día hábil de verano, con 28.562 MW registrados a las 15:16; mientras tanto, las altas temperaturas sostenidas hicieron que el máximo contabilizado se produjera tres días después, el 13 de marzo, con una potencia demandada de 29.105 MW a las 15:28 horas.

Además, es de destacar que el día 13 de marzo también se alcanzó el récord de energía demandada en un día hábil de 590,7 GWh con una temperatura media en GBA de 31 °C superando al valor anterior de 575,9 GWh alcanzado el 14 de enero de 2022. Además, se alcanzó el pico de energía en día sábado del 11 de marzo de 559,8 GWh con una temperatura promedio de 32,2 °C. Este aumento de la demanda, se explica principalmente debido al uso de aire acondicionado durante la ola de calor.

Es de destacar que es la primera vez en 20 años que el pico ocurre en marzo ya que es habitual que se registré en los meses de enero o febrero. A continuación, se presentan los picos de potencia de los últimos 13 años.



Cubrimiento del Pico Máximo de potencia

6 de diciembre a las 14:43 hs. de 2022	MW
Generación Nuclear	1.001
Generación Térmica	16.886
Generación Hidroeléctrica	6.635
Generación Renovable	2.142
Generación Total	26.664
Importación de Chile	0
Importación de Paraguay	28
Importación de Brasil	1.866
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	492
Exportación a Uruguay	55
Demanda Total SADI	29.105
Reserva Rotante (RPF+RSF+RR0)	2.095

Temperatura Promedio GBA + Litoral

36,1

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	0	37	37
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	0	0	0
Total	0	37	37

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	261	0	2.314	540	3.115
TG	300	0	1.702	736	2.738
CC	155	0	151	476	782
DI	0	0	554	259	813
Total	716	716	4.721	2.011	7.448

* Mantenimientos Programados.

** Fuera de Servicio.

*** Entrada en Servicio.

F/S: Fuera de servicio

E/S: Entrada y Salida de servicio

Generación Hidroeléctrica

Indisponible [MW]

C.Planicie Banderita	240
C. Salto Grande	135
C. Río Grande	378
C. Quebrada Ullum	45
C.Yacyretá	270
Total	1.068

Generación Nuclear

F/S Disponible [MW]		Limitada o Indisponible [MW]	
		C.N. Atucha II	745
Total	0	Total	745

F/S: Fuera de servicio

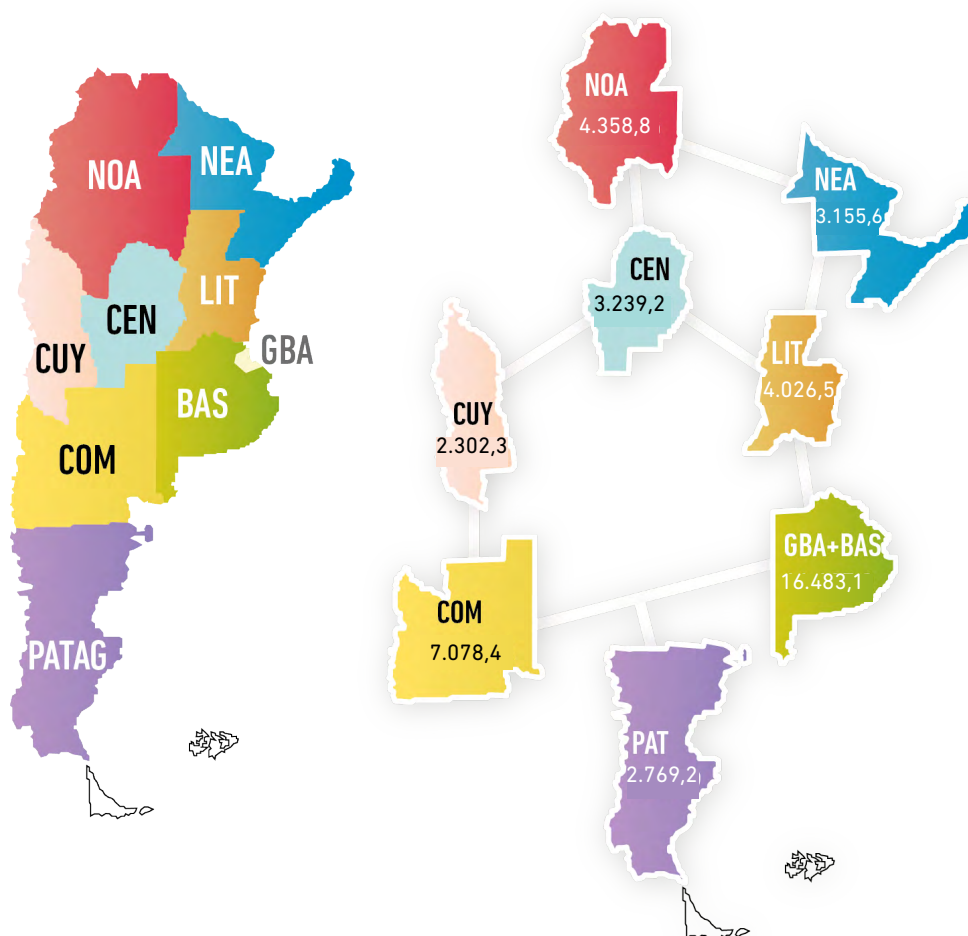
E/S: Entrada y Salida de servicio

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 2023.



La potencia bruta total instalada 30 de junio del año 2023 en el SADI es de **43.313 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 2023 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	490,2	-	-	-	2.302,3
COM	-	500,9	1.489,6	64,0	2.054,5	-	4.768,7	-	253,2	2,0	-	7.078,4
NOA	261,0	724,6	1.944,7	342,5	3.272,8	-	219,7	703,1	158,2	3,0	2,0	4.358,8
CEN	-	626,0	721,2	50,6	1.397,8	656,0	919,0	118,2	127,8	19,9	0,6	3.239,2
GBA	2.110,0	871,1	4.954,1	254,0	8.189,3	-	-	-	-	25,0	-	8.214,3
BAS	1.543,2	1.846,4	2.229,0	260,8	5.879,4	1.107,0	-	-	1.272,3	10,0	-	8.268,7
LIT	217,0	280,0	2.256,1	318,6	3.071,7	-	945,0	-	-	9,8	-	4.026,5
NEA	-	12,0	-	327,9	339,9	-	2.745,0	-	-	-	70,7	3.155,6
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.575,3	-	-	2.769,2
TOTAL SADI	4.251,2	5.260,8	14.279,7	1.658,4	25.450,1	1.763,0	11.358,7	1.311,5	3.386,7	69,7	73,3	43.313,0
Porcentaje					58,6	4,06	26,18	2,97	7,74	0,16	0,17	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	-	-	-32,0	-32,0	-	-	22,0	27,0	-	-	17,0
ACUMULADO 2023	-	-567,0	780,2	-38,1	175,1	-	-	225,7	77,4	-3,0	3,0	478,2

En el primer semestre de 2023 se incorporaron al SADI 478,2 MW. Las principales diferencias respecto a junio de 2023 son:

CUY:

En la provincia de San Juan se han incorporado los siguientes ingresos y repotenciaciones:

- Se produjo el ingreso del Parque Fotovoltaico Sierras del Ullum, lo que significó la incorporación de 22 MW de tipo renovable.
- Se produjo la repotenciación del Parque Fotovoltaico Genneia S.A. Eolicos en 36,0 MW, totalizando así 58,0 MW de tipo renovable.
- La central fotovoltaica Cañada Honda 4 entró en servicio, con una adición de 0,7 MW de potencia de tipo renovable.
- Se produjo la repotenciación del Parque Fotovoltaico Genneia S.A. en 20 MW, totalizando así 78,0 MW.
- Se produjo el ingreso del Parque Solar Zonda, adicionando 49,5 MW del tipo renovable al SADI.
- Se produjo la repotenciación del Parque Solar Zonda, adicionando 50,5 MW del tipo renovable al SADI, con lo que el total del parque solar alcanzó los 100 MW.

COM:

- Se produjo la salida de servicio del motor diésel Medanitos-Rincón Sauces, de 32 MW, en la provincia de Neuquén.

NOA:

- Se produjo una baja de potencia de 6,1 MW correspondiente a un motor diésel en la central Empresa Distribuidora de Santiago del Estero, en la provincia de Santiago del Estero.
- Ingresaron los parques fotovoltaicos Parque Solar Cura Brochero Mater (8,0 MW) y Parque Solar Cura Brochero Ampl (17,0 MW) en la provincia de Santiago del Estero.

CEN:

- Ingresó el parque fotovoltaico AG Cementos Avellaneda, adicionando 22 MW de potencia de tipo renovable en la provincia de San Luis.
- Se realizó la baja temporaria por adición de equipos para repotenciar en la central Termoeléctrica Generación Mediterranea Modesto Maranzana. En este sentido, salieron de servicio dos ciclos combinados de 34 MW cada uno, totalizando así 68 MW.

GBA:

- Se produjo la salida de servicio de la central de biogás CT San Martín Norte 3A, de 5,1 MW de tipo renovable.
- Se produjo un cambio de potencia declarada en la CT Barragan – Enarsa, por medio de la cual dos turbinas de gas (TG) con el ingreso en servicio de una TV de 258,0 MW para cerrar el ciclo combinado (CC), con lo cual se descuentan 567 MW a la red de TG y se adicionan 825 MW de CC.
- Se produjo un cambio en la potencia declarada de dos TG y una TV correspondientes al Ciclo Combinado de la central térmica Ensenada de Barragan – ENARSA, lo que redundó en una adición de potencia de 23,2 MW.

BAS:

- Entraron en servicio las centrales BIOGÁS CTBG BIO-EITTOR ENERGY y BIOGÁS CTBG BIO DE SOUZA, de 1,4 MW y 0,6 MW, respectivamente.
- Se produjo una repotenciación en el Parque Eólico Pampa Energía de 9 MW, totalizando 1221,9 MW de tipo renovable en la provincia de Buenos Aires.
- Se llevó a cabo la repotenciación del parque eólico PAMPA ENERGÍA, adicionando 18 MW eléctricos a la red, lo que llevó la potencia del parque a un total de 36,0 MW
- Se produjo una repotenciación en el Parque Eólico Pampa Energía de 5,4 MW, a partir del cual el parque eólico alcanzó una potencia total de 50,4 MW.
- El Parque Eólico Mataco III ingresó en servicio, con una potencia de 18 MW de tipo renovable.
- Se produjo el ingreso del parque eólico Pampa Energía, de 27 MW de potencia.
- Además, es importante destacar que se corrigió la ubicación de la central a biogás CTBRS San Martín Norte en la base de datos, por lo cual se dio de baja la misma en la Región Litoral y se la dio de alta en la región GBA.

LIT:

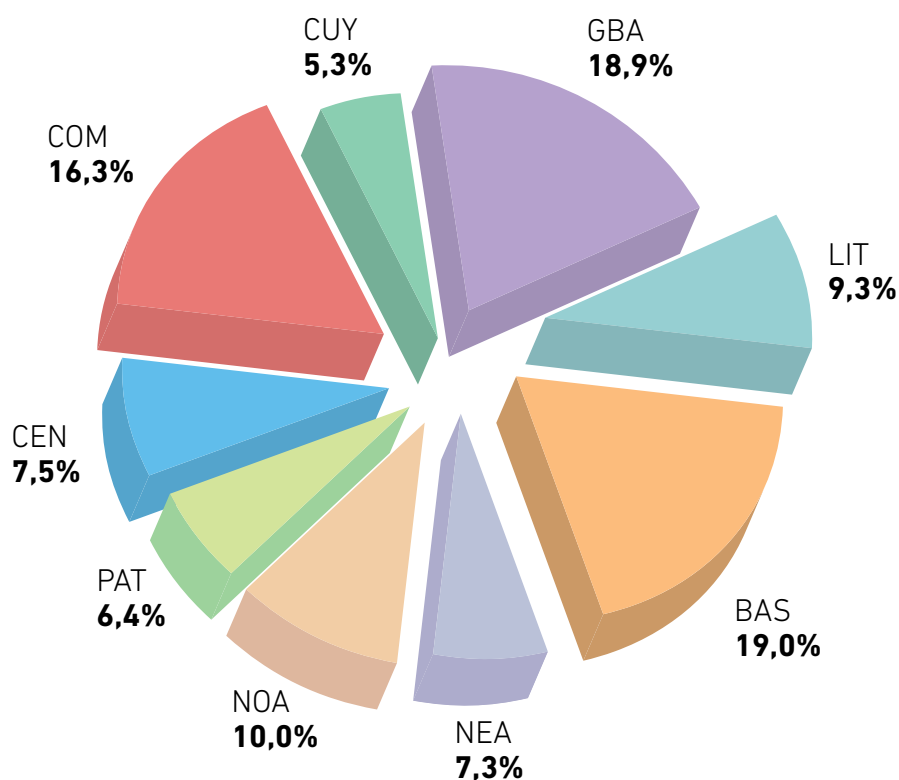
- Se produjo el ingreso de la central a biogás CTBRS San Martín Norte 3-DI, adicionando 3,1 MW eléctricos al sistema.

NEA:

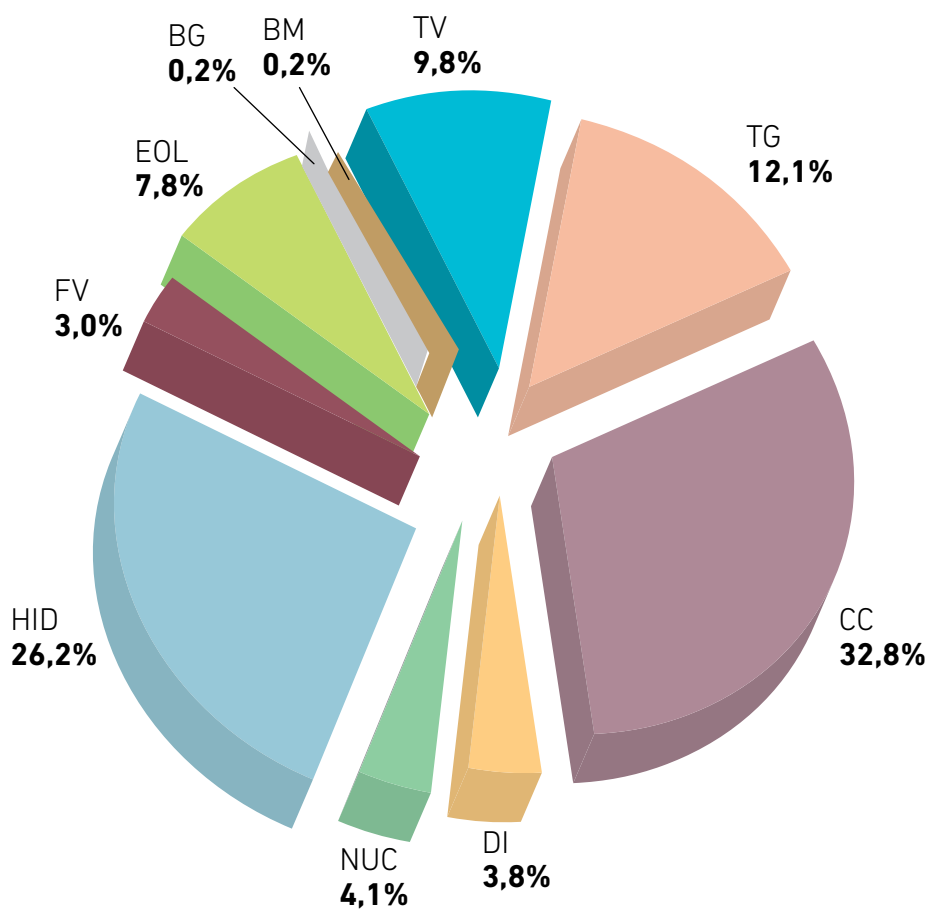
- En la provincia de Misiones, se produjo un cambio de potencia declarada de la central CT Biomasa MM Bioenergía, transfiriendo así 3 MW de la tecnología Biogás a Biomasa.

A continuación en las siguientes figuras se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías a junio del 2023.

Potencia Instalada por Regiones



Potencia Instalada por Tecnologías



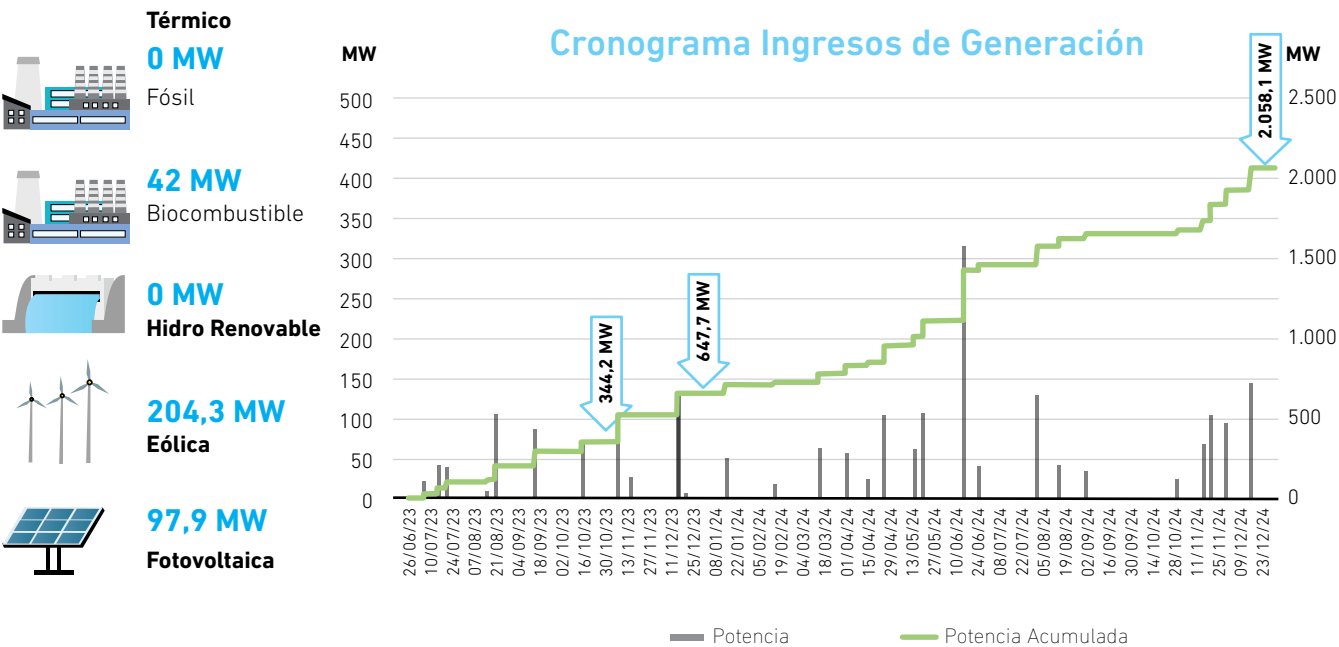
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema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

Incorporaciones previstas

CAMMESA tiene previstas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo (hasta octubre 2022), y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

- **Energías Renovables:** Ingresos hasta octubre 2023 de 344 MW, Eólico,204 MW, Solares, 98 MW, Biocombustibles 42 MW, Hidráulica 0 MW.

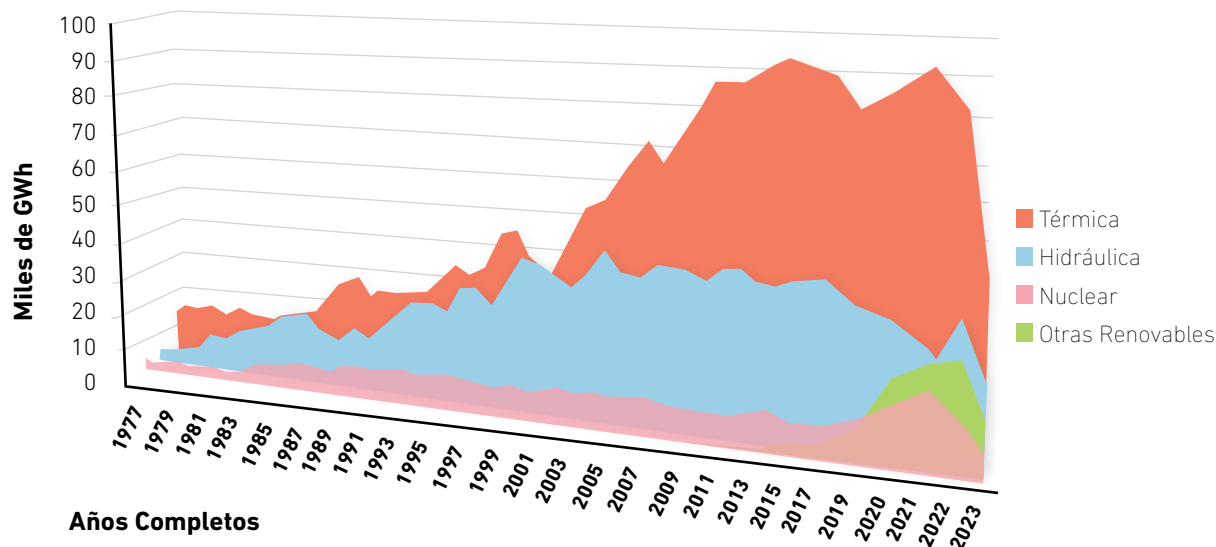
Ingresos Previstos 2022-2023



Ingresos Previstos 2022-2023

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 2000. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

Año	Térmica GWh	%	Hidroeléctrica GWh	%	Nuclear GWh	%	Otras Renovables GWh	%	Total GWh
2000	44.611,9	54,0	31.863,2	38,6	6.177,1	7,5			82.652,2
2001	37.601,7	44,4	40.057,5	47,3	7.058,6	8,3			84.717,8
2002	33.629,4	43,3	38.259,8	49,2	5.820,8	7,5			77.710,0
2003	41.334,2	49,3	35.014,1	41,7	7.566,3	9,0			83.914,6
2004	51.060,7	55,7	32.674,0	35,7	7.868,6	8,6			91.603,3
2005	53.280,5	55,0	36.699,7	37,9	6.857,0	7,1			96.837,2
2006	57.400,8	53,0	43.212,6	39,9	7.690,9	7,1			108.304,3
2007	64.785,2	58,9	38.080,7	34,6	7.217,2	6,6			110.083,1
2008	70.734,0	61,1	37.622,3	32,5	7.360,4	6,4			115.716,7
2009	65.360,4	57,0	41.211,7	35,9	8.161,7	7,1			114.733,8
2010	71.819,8	59,9	40.874,4	34,1	7.170,9	6,0			119.865,1
2011	78.876,4	63,0	39.977,7	31,9	6.370,9	5,1	13,1		125.238,1
2012	87.538,1	66,5	37.307,2	28,4	6.361,7	4,8	350,1	0,3	131.556,6
2013	87.362,4	64,6	41.234,8	30,5	6.206,9	4,6	456,8	0,3	135.260,9
2014	88.246,8	64,9	41.298,0	30,4	5.756,0	4,2	614,0	0,5	135.914,9
2015	91.853,4	66,5	38.492,9	27,9	7.138,8	5,2	650,4	0,5	138.135,5
2016	93.795,9	66,5	37.838,6	26,8	8.198,0	5,8	1.313,9	0,9	141.147,4
2017	90.319,0	65,1	39.575,0	28,5	6.161,2	4,4	2.684,0	1,9	138.739,2
2018	87.725,3	63,8	39.952,1	29,1	6.452,9	4,7	3.353,6	2,4	137.483,9
2019	80.525,0	60,2	36.557,0	27,4	8.717,0	6,5	7.864,0	5,9	133.663,0
2020	82.333,2	61,4	29.093,5	21,7	10.010,9	7,5	12.733,7	9,5	134.171,2
2021	90.072,6	64,0	24.116,3	17,0	10.169,7	7,0	17.434,8	12,0	141.793,4
2022	81.746,0	58,9	30.186,3	21,8	7.469,2	5,4	19.340,2	13,9	138.741,7
2023*	42.294,8	59,8	15.191,6	21,5	3.919,3	5,6	9.269,6	13,1	70.675,2

***Nota:** Los valores son hasta 30 de junio de 2023.

Otras Energías Renovables

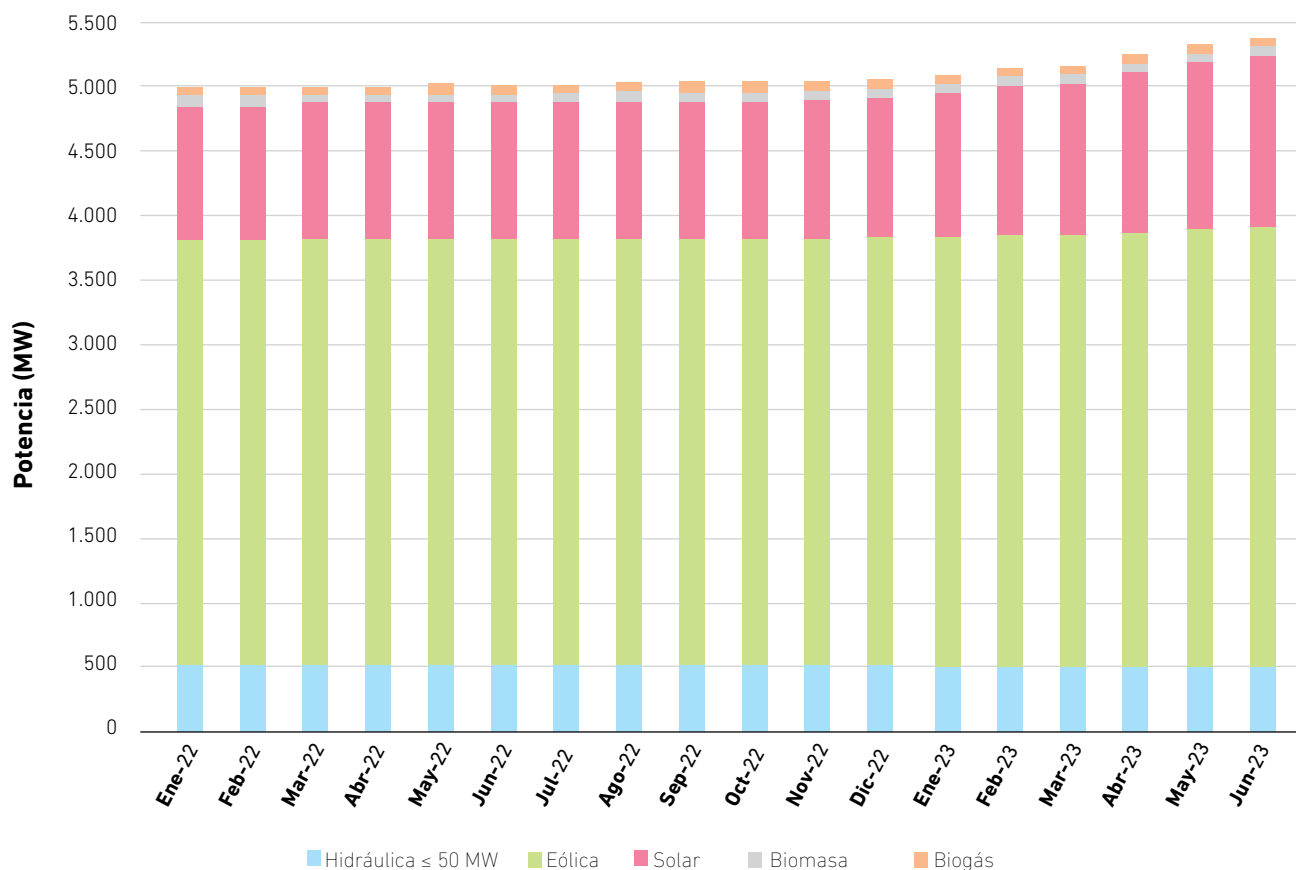
En nuestro país, históricamente la generación de tipo renovable, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, había operado de manera aislada en el sistema eléctrico nacional. A partir de la Ley N° 26.190 del año 2007 y de la Ley N° 27.191 derivada de esta, sancionada el 23 de septiembre del 2015 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 otras 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 303,2 MW de tecnología renovable contando para el mes de junio con un total de 5.365,5 MW. La misma se descompone en 3.386,7 MW de parques eólicos; 1.311,5 MW de parques fotovoltaicos; 73,3 MW de tecnología de biomasa; 69,7 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 2023 la potencia instalada de energías renovables representa el 12,4% respecto de la potencia instalada total.

Potencia Instalada 2022-2023



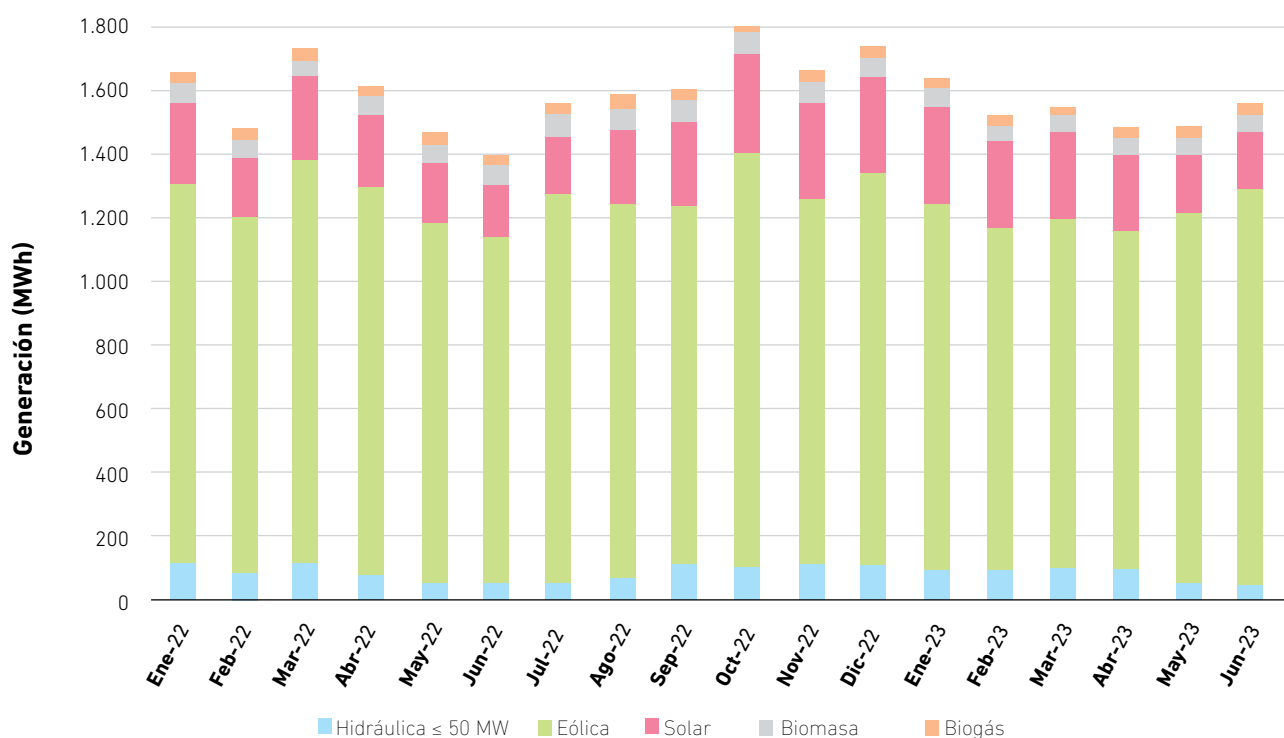
En la figura siguiente se observa la potencia instalada renovable de los últimos 18 meses y la participación en la potencia instalada total.

Potencia Instalada de Otras Renovables y su Participación en el MEM 2022-2023*



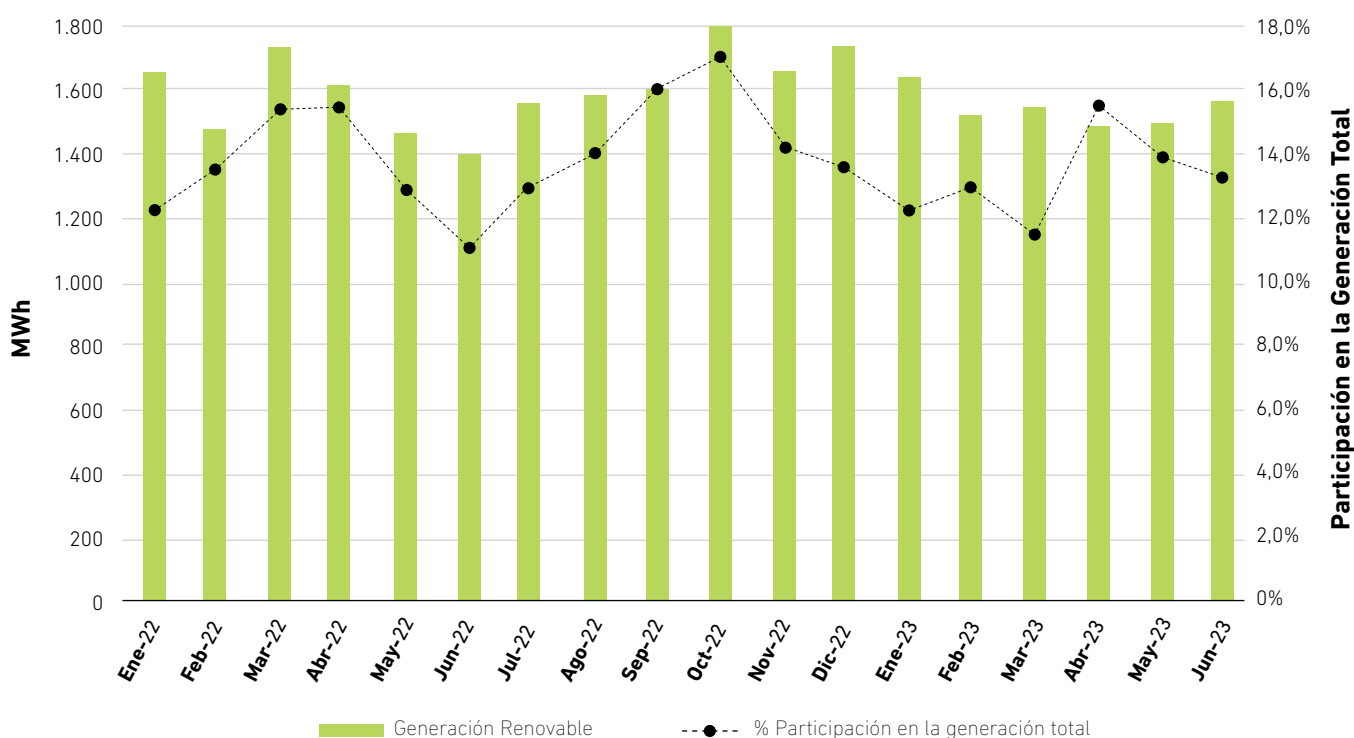
La generación renovable registró durante los primeros seis meses de 2023, un valor de 9.269,6 MWh representando una disminución del 0,9% respecto al mismo periodo del año anterior, explicado por la menor generación de las hidroeléctricas menores a 50 MW. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos 18 meses.

Generación de Otras Energías Renovables 2022-2023*



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.

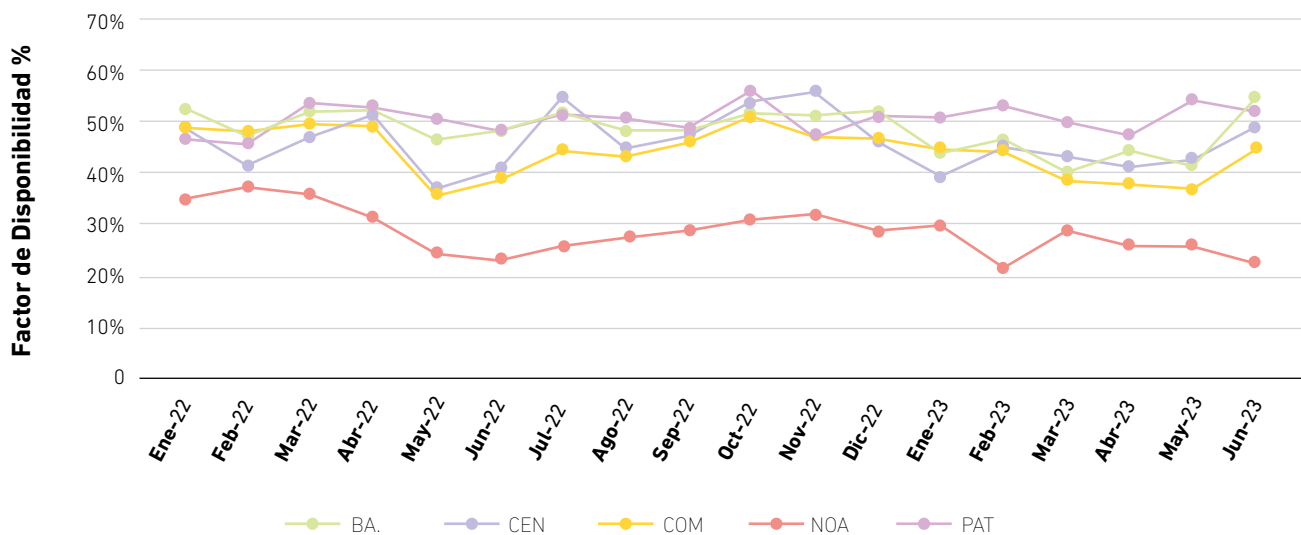
Generación Renovable y su Participación en el MEM 2022-2023*



Energía Eólica

Para junio de 2023, se contaba con 3.386,7 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 63,1% 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 43,6% a nivel nacional.

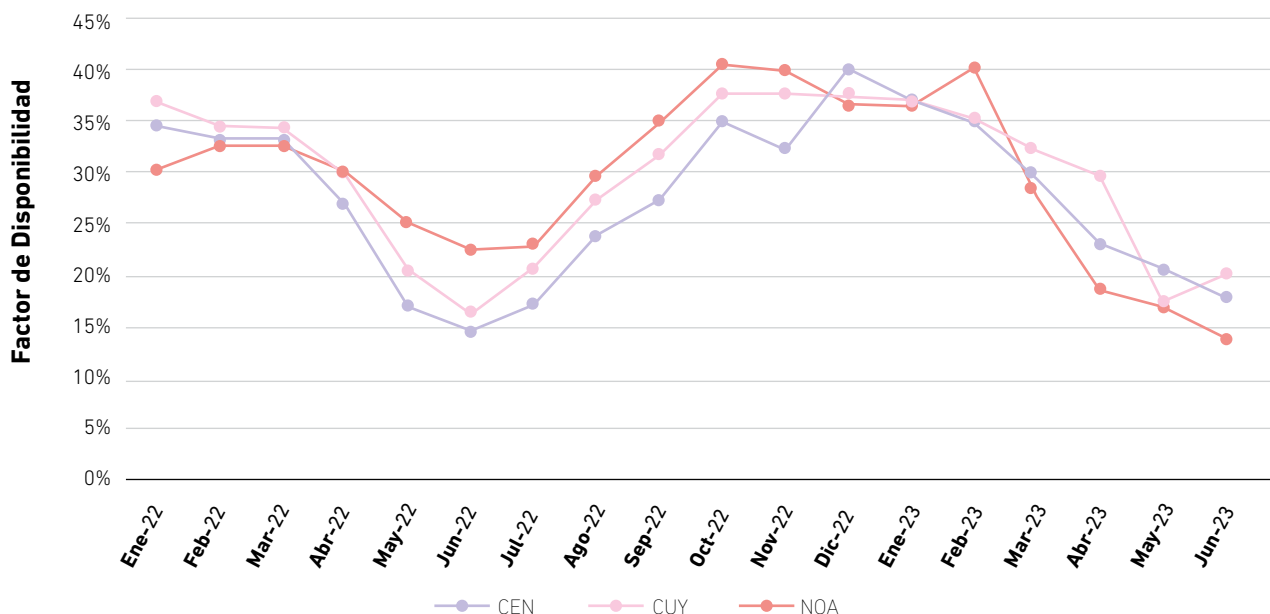
Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica 2022-2023*



Energía Fotovoltaica

En nuestro país, para junio de 2023, se encuentran conectados 1.311,5 MW al SADI de tecnología de generación fotovoltaica. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en las regiones de Cuyo, NOA y Centro, alcanzando un 24,4% 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 29,6%.

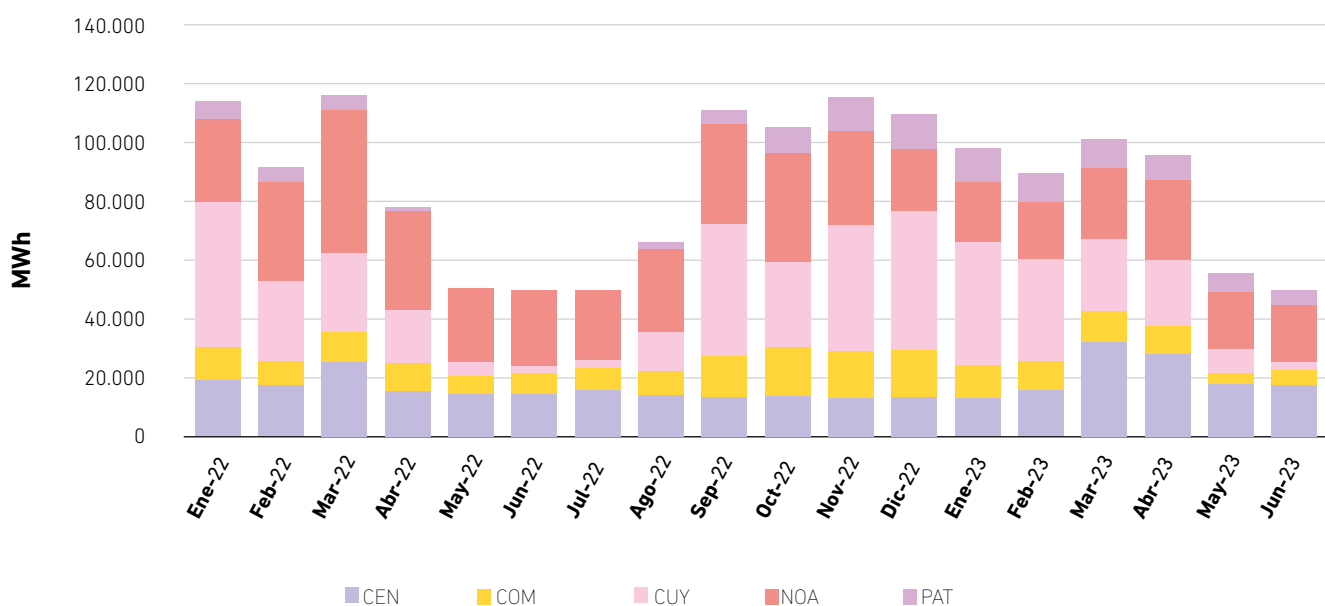
Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica 2022-2023*



Generación de Otras Renovables de centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW

Para diciembre de 2022 se contabilizan instalados 524,3 MW de dicha tecnología, alcanzando un 10,4% de la potencia de Otras Renovables instalada total. En el siguiente gráfico se observa cómo se distribuye geográficamente la generación de esta tecnología durante los últimos 24 meses.

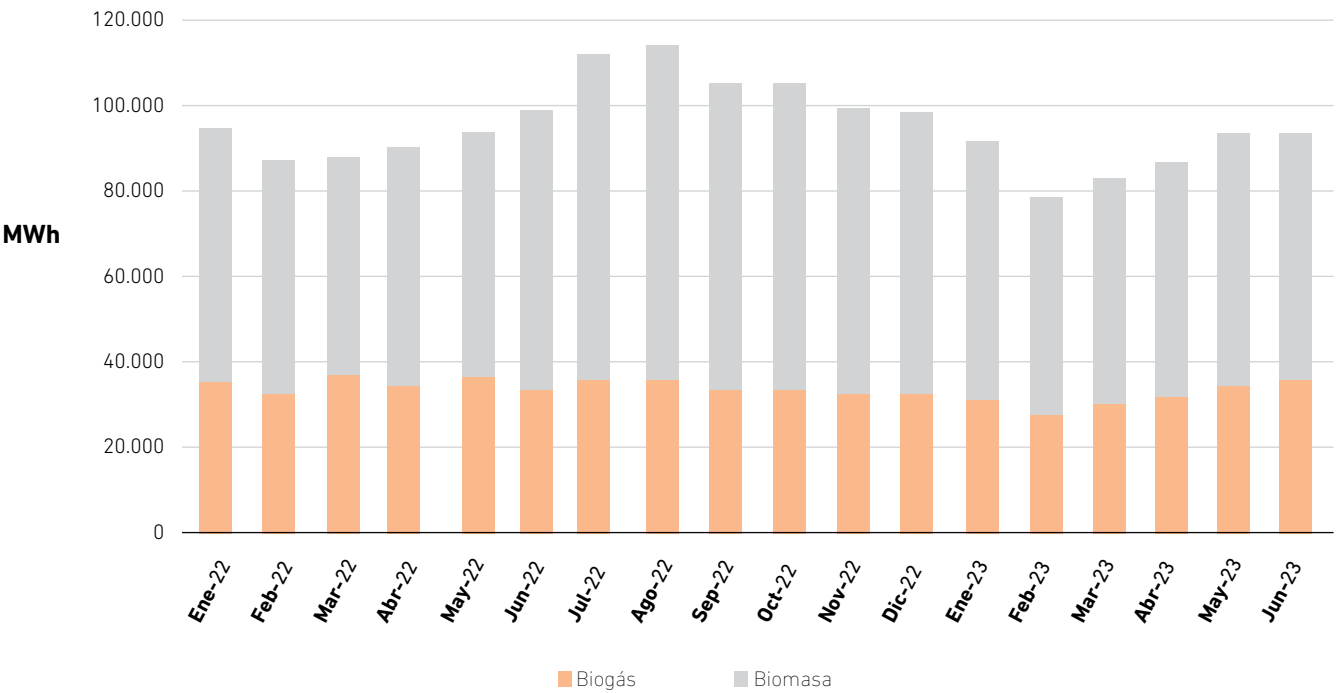
Generación de Hidroeléctricas < 50 MW por Regiones



Biomasa y Biogás

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, para junio de 2023, se encuentran instalados 143,0 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 73,3 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 69,7 MW. Su generación mensual durante los últimos 18 meses se comportó de la siguiente manera:

Generación de Biomasa y Biogás mensual 2022-2023*



Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

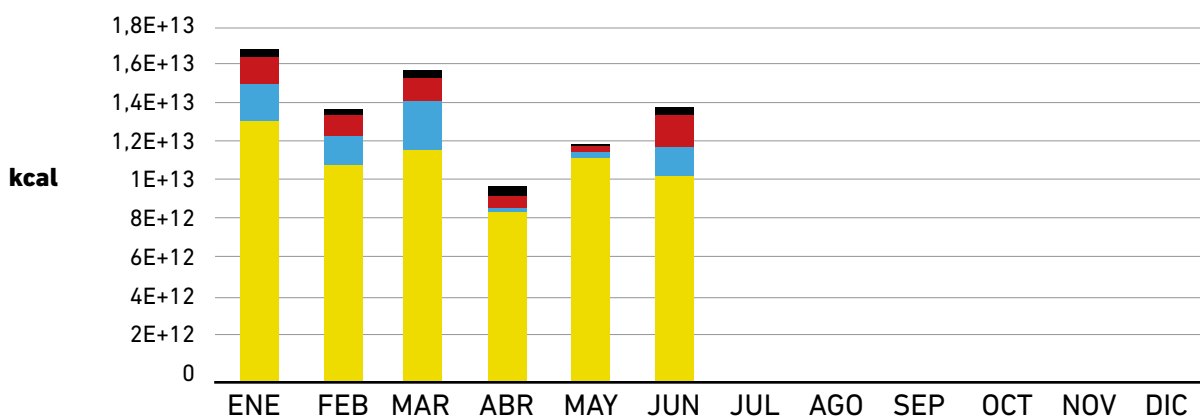


El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el primer semestre del 2023 resultó un 2,9% inferior al mismo semestre del año anterior. En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles y el porcentaje de diferencia respecto al semestre anterior.

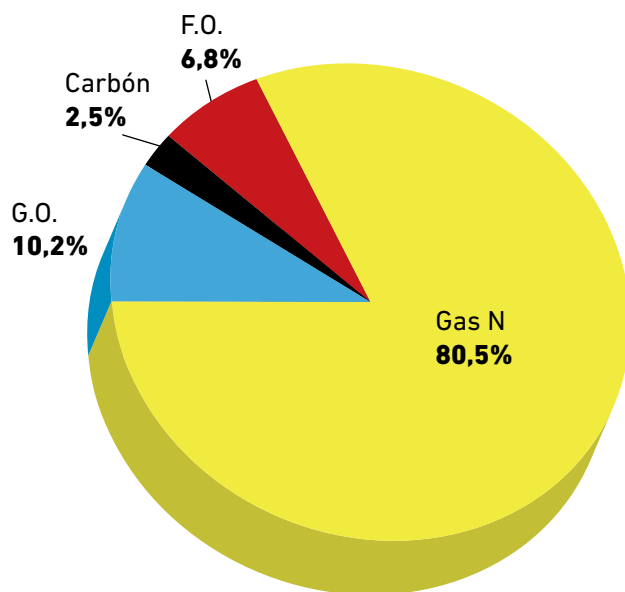
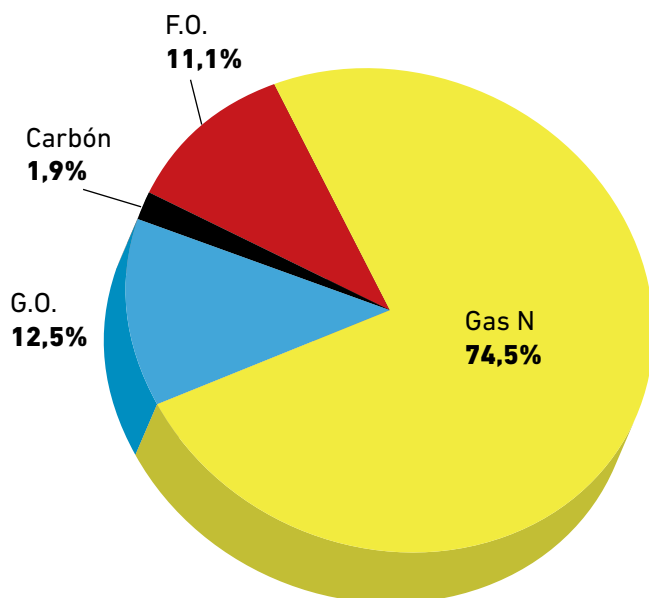
Combustible	Primer Semestre 2022	Primer Semestre 2023	Dif %
GO [m³]	1.740.395	959.739	-44.9
Gas N [dam³]	7.038.467	7.768.568	10.4
FO [t]	685.523	560.386	-18.3
Carbón [t]	489.896	378.144	-22.8

A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el primer semestre del año 2023. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas.

Consumo de Combustibles en el MEM 2023



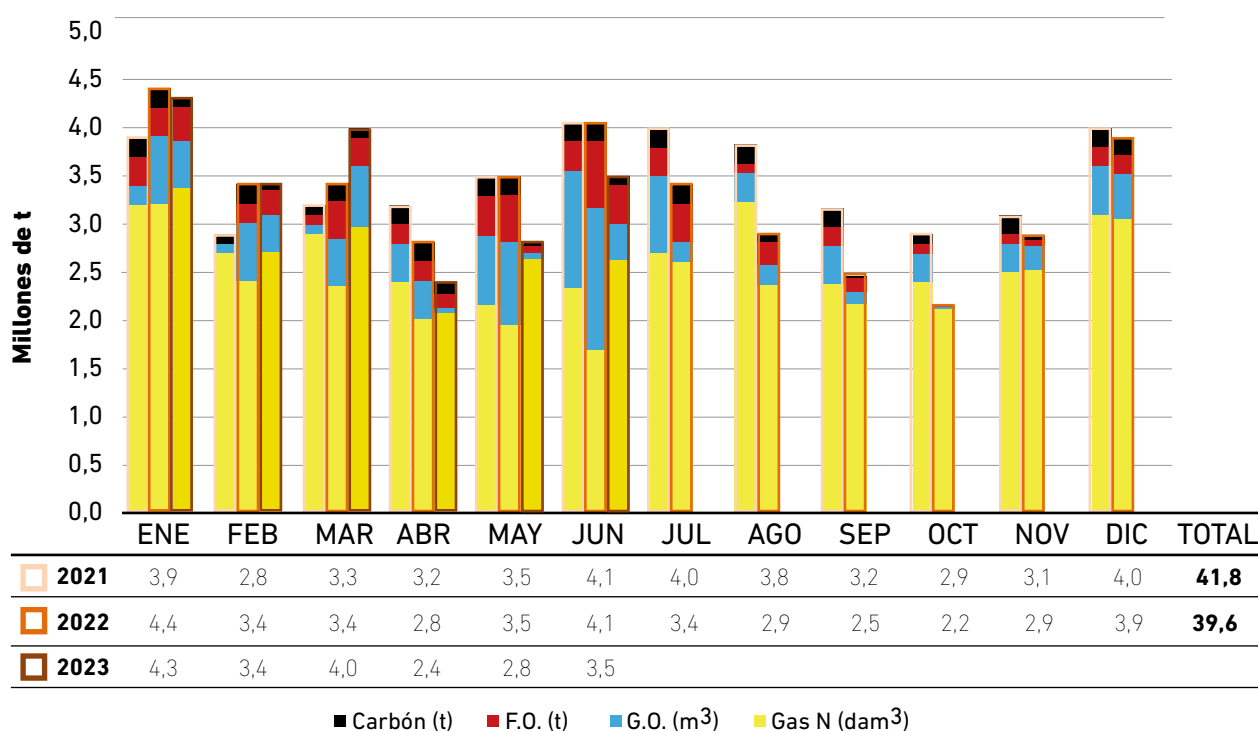
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
■ Carbón (t)	95.219	61.266	101.777	58.227	12.967	48.702						
■ F.O. (t)	126.034	82.091	102.672	69.404	27.132	152.595						
■ G.O. (m ³)	223.251	179.929	295.836	34.014	28.598	197.709						
■ Gas N (dam ³)	1.556.989	1.290.640	1.374.845	984.471	1.337.271	1.198.510						



Emisiones de CO₂

Este semestre disminuyeron un 6,1% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente al menor uso de gas oil, fuel oil y carbón. A continuación se presentan las emisiones de los últimos tres años.

Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del SADI



Síntesis del Mercado del Gas Natural

Resumen

En el primer semestre de 2023, la producción total de gas fue de 23,8 mil MMm³, este valor fue similar (hubo un ligero aumento del 0,4%) al registrado durante el mismo periodo de 2022. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 67,6% promedio de participación. La producción no convencional de gas contabilizó 13,4 mil MMm³, representando un 56,5% de la producción total.

En los primeros seis meses de 2023 la demanda de los diferentes sectores representó un consumo de 19,64 mil MMm³. Significando una disminución de 1,6% respecto del mismo periodo en 2022.

Las importaciones acumuladas en el primer semestre de 2023 registraron un volumen de 2,67 mil MMm³. Representaron un volumen 11,7% inferior respecto del mismo periodo del año 2022. El país de origen con mayor caudal de gas importado fue Bolivia totalizando un 43,7% del total.

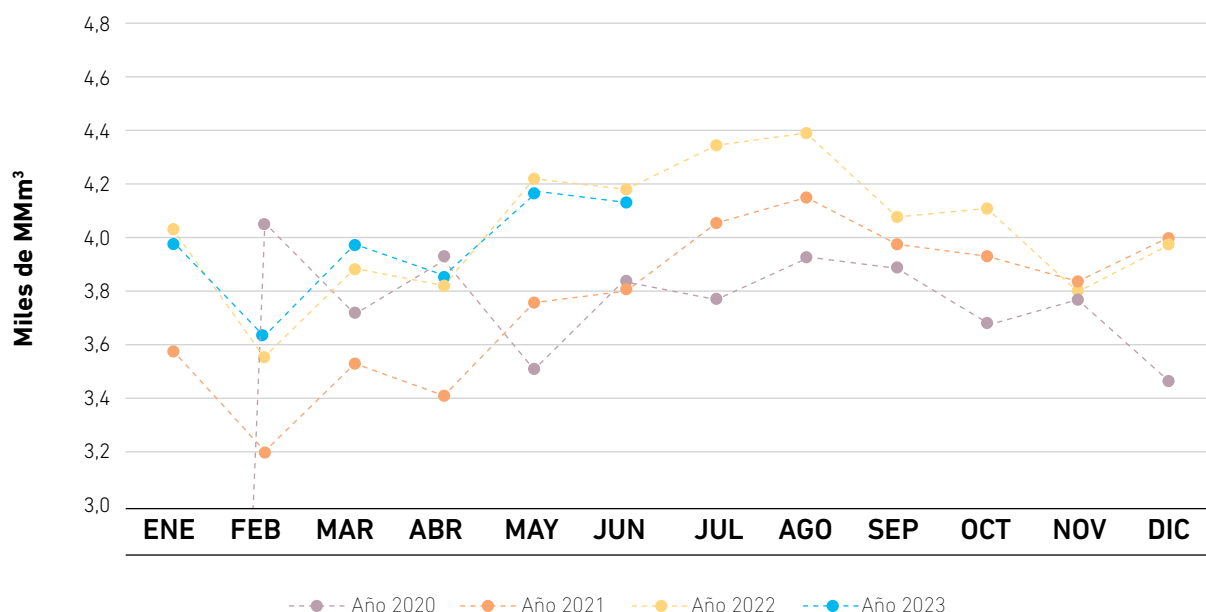
Las exportaciones registradas durante el primer semestre de 2023 evidencian un volumen de 1,43 mil MMm³ siendo este valor un 27,4% superior al registrado en el primer semestre del año 2022.

Oferta de Gas Natural

Producción total

La producción de gas natural en el primer semestre de 2023 arrojó un valor de 23,82 mil MM³, aumentando un 0,4% respecto del mismo periodo del año 2022. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años.

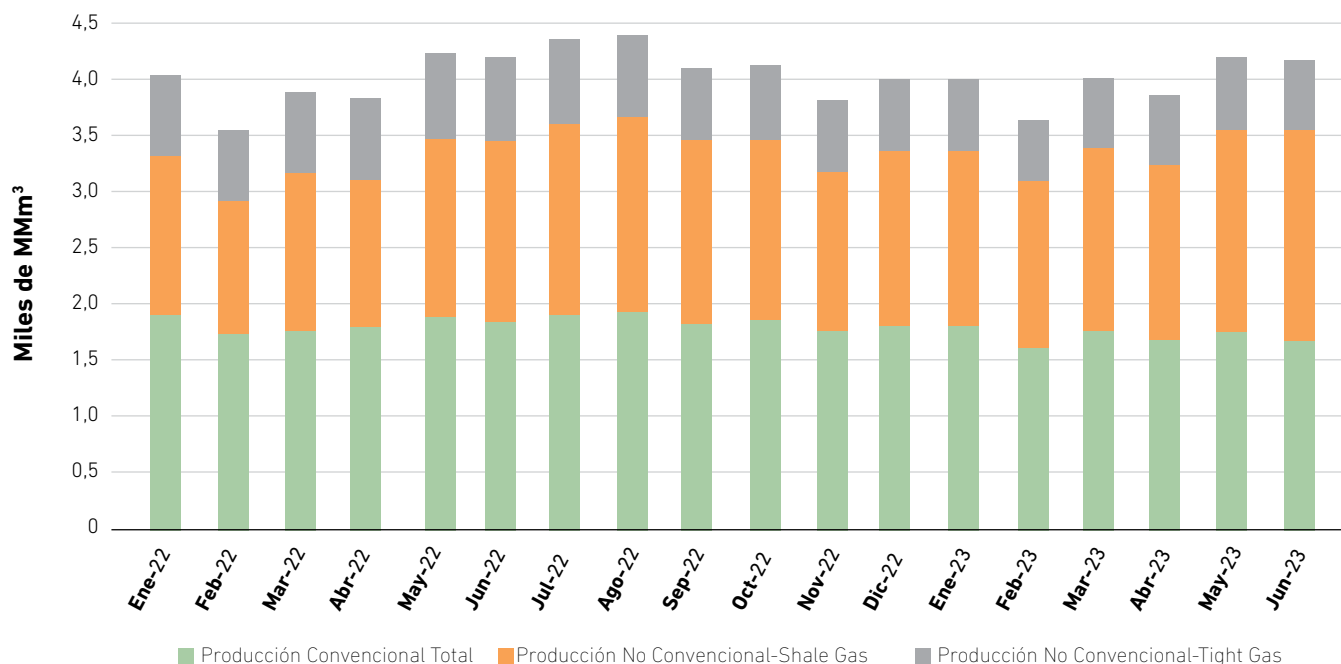
Producción Mensual de Gas 2020-2023*



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 durante el año 2023 la producción de gas convencional disminuyó un 5,6% mientras que la del gas no convencional aumentó un 5,7% respecto del año 2022.

Producción Convencional y No Convencional 2022-2023*

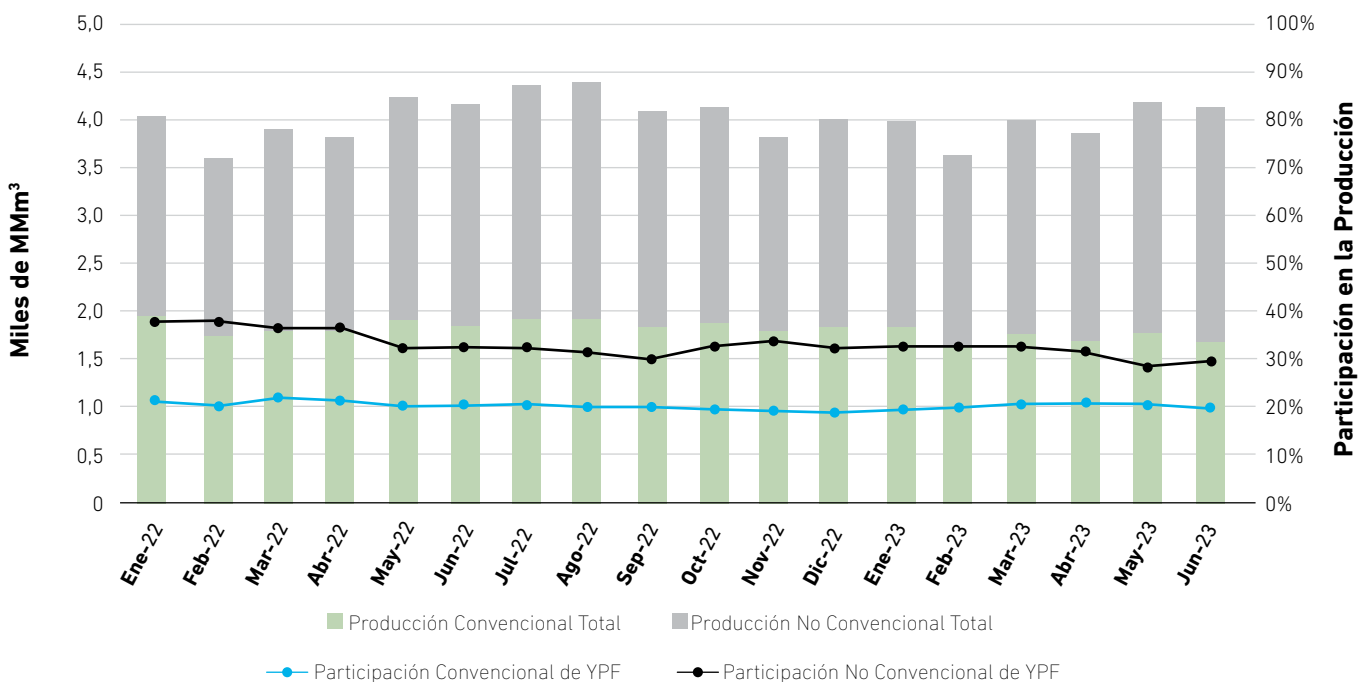


YPF en la Producción Convencional y No Convencional de gas

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 26.741 que tiene como objetivo impulsar su producción. Durante los primeros seis meses del año 2023 logró alcanzar un promedio de participación del 19,7% en la producción convencional total y un 35,3% 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.

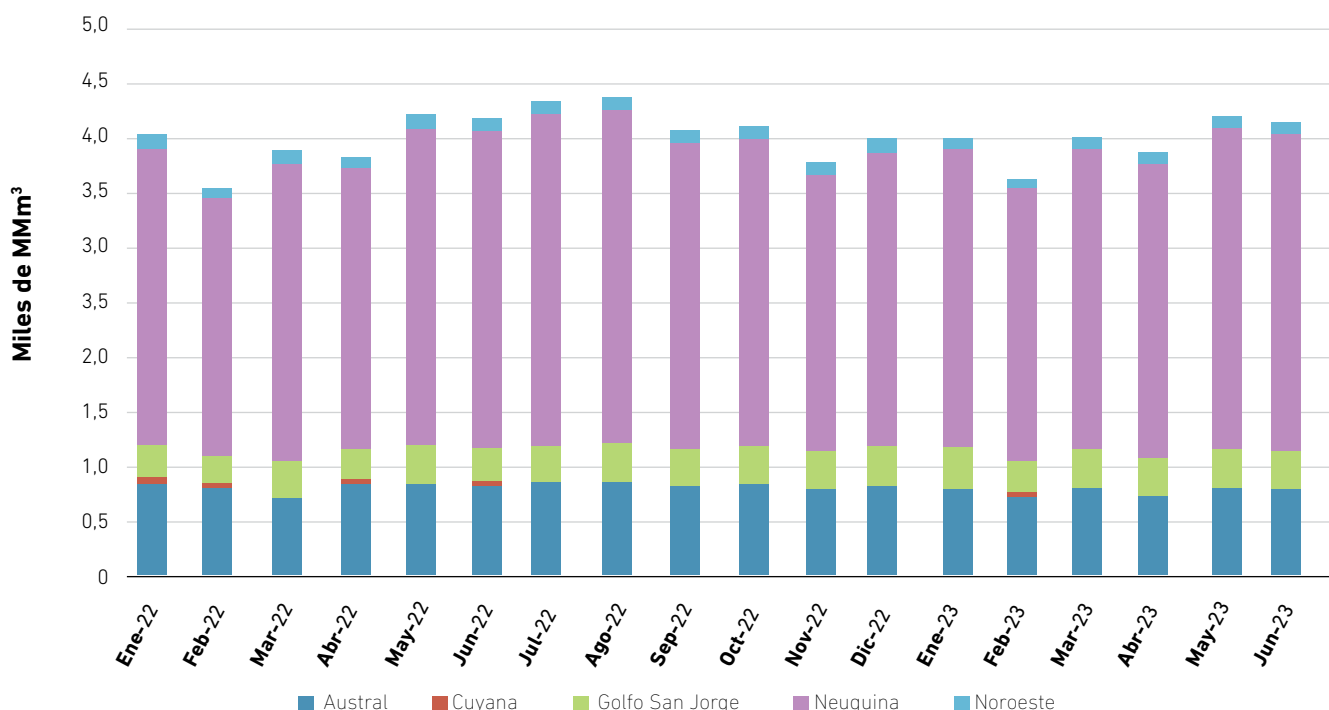
Producción Total y Participación de YPF



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.

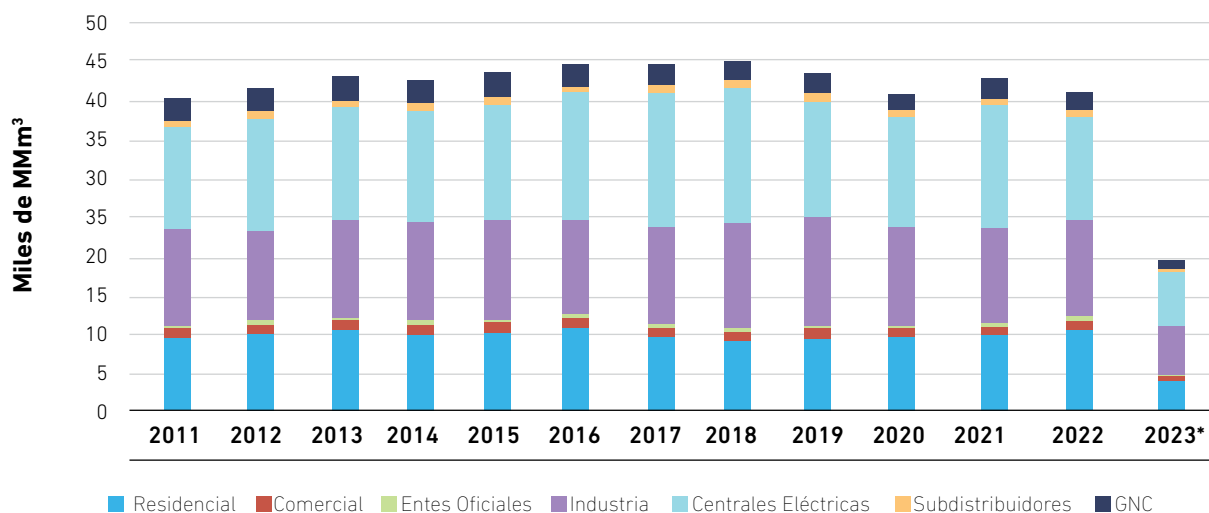
Producción por Cuencas 2022-2023*



Demanda

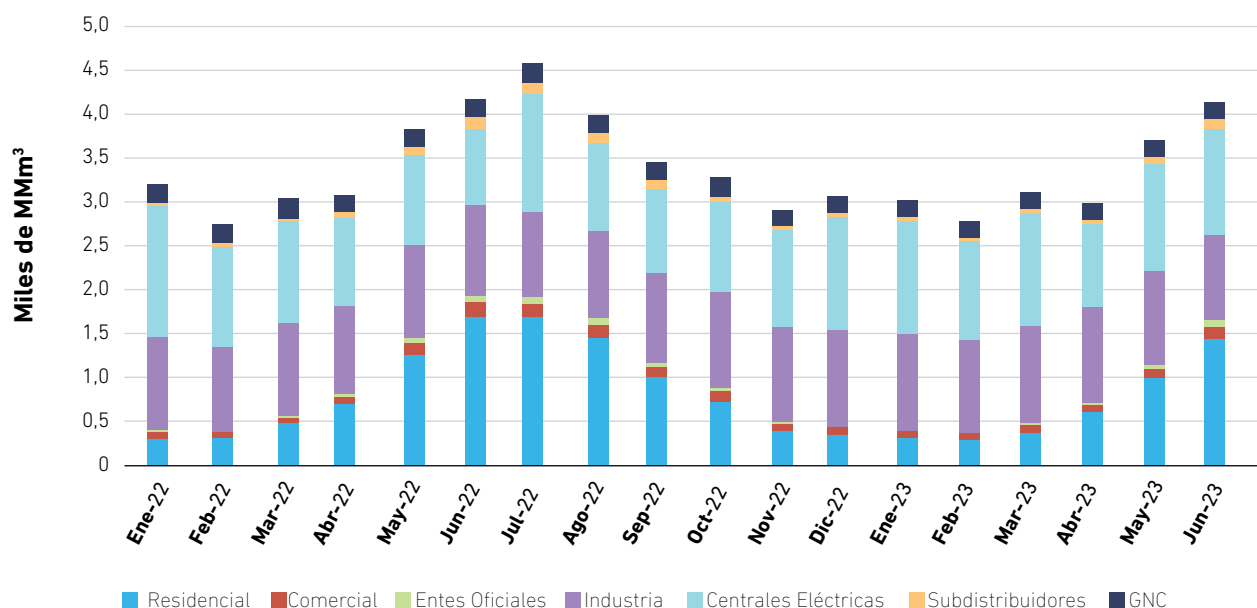
La demanda de gas en nuestro país según los datos suministrados por ENARGAS, se divide en consumidores del tipo Residencial, Comercial, Entes Oficiales, Industria, Centrales de generación eléctrica, Sub-Distribuidores (SDB) y gas natural comprimido (GNC). A continuación, se muestra la evolución de la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

Demanda Histórica por Sector



* Durante el primer semestre de 2023 la demanda fue de 19,64 mil MMm³, en la siguiente figura se puede observar la demanda mensual de los últimos 18 meses.

Demanda Mensual de Gas por Sector 2022-2023*

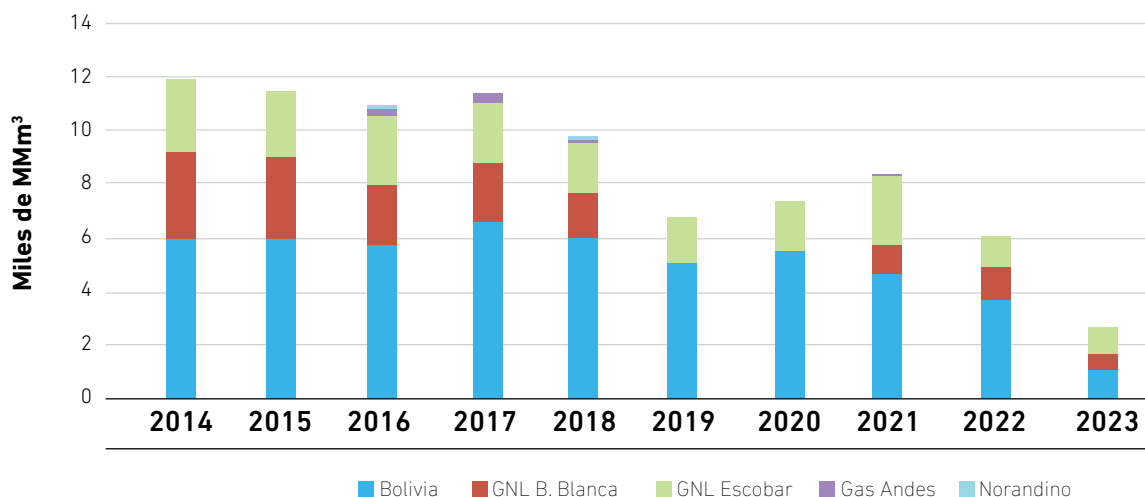


En el periodo analizado de seis meses los tres principales sectores de la demanda son: el Industrial, el residencial y las Centrales de generación eléctrica que representan aproximadamente el 88,7% del consumo total. Respecto del mismo periodo de 2022, la demanda del sector residencial evidencio una disminución del 17,5%, por otra parte, el sector industrial presentó un aumento del 4,9%. Finalmente, el consumo de gas por parte de las centrales eléctricas fue un 5,4% superior respecto al periodo analizado.

Importación

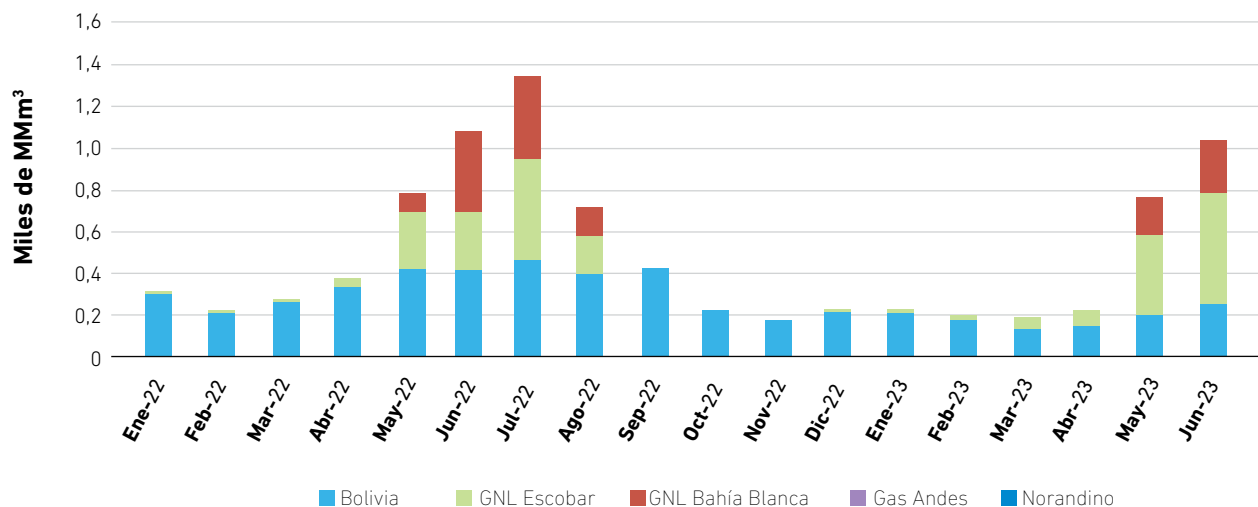
La importación de gas natural en nuestro país proviene de diferentes puntos de conexión al sistema de gas natural, ellos son: Bolivia, gas natural licuado (GNL) de Bahía Blanca, GNL de Escobar, Gas Andes y el Gasoducto Norandino. En la siguiente figura se muestran los últimos 10 años de importaciones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

Importación de Gas 2014-2023*



La importación de gas natural durante el primer semestre de 2023 registró un valor de 2,67 mil MMm³, siendo un 11,7% inferior respecto del mismo periodo en el año 2022.

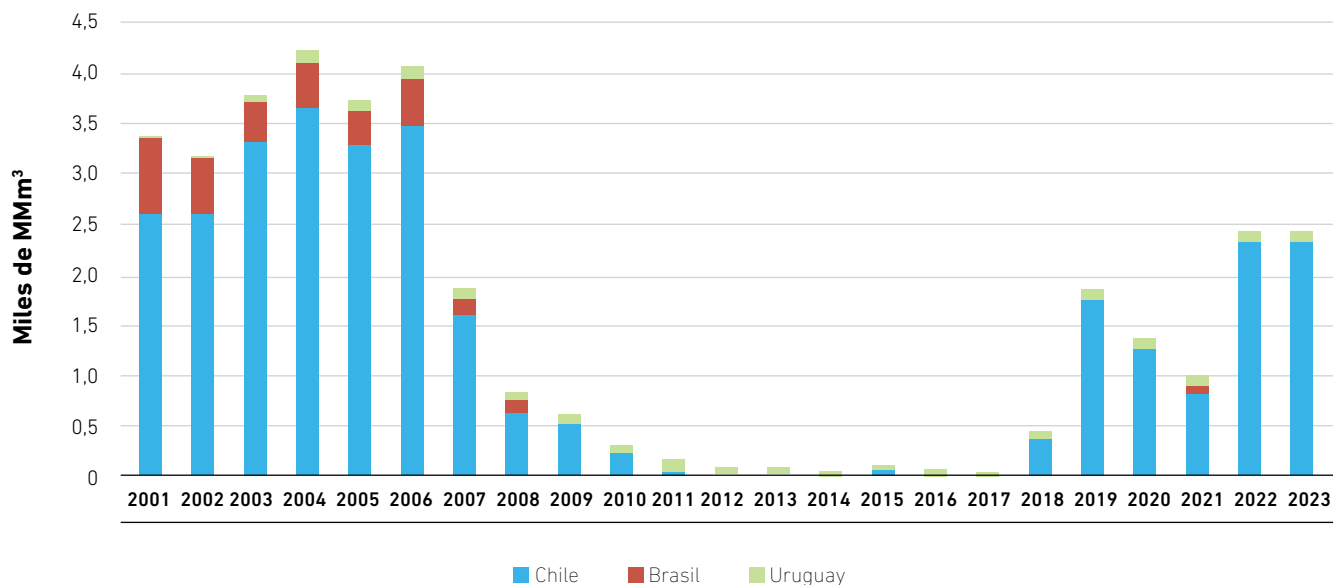
Importaciones Mensuales 2022-2023*



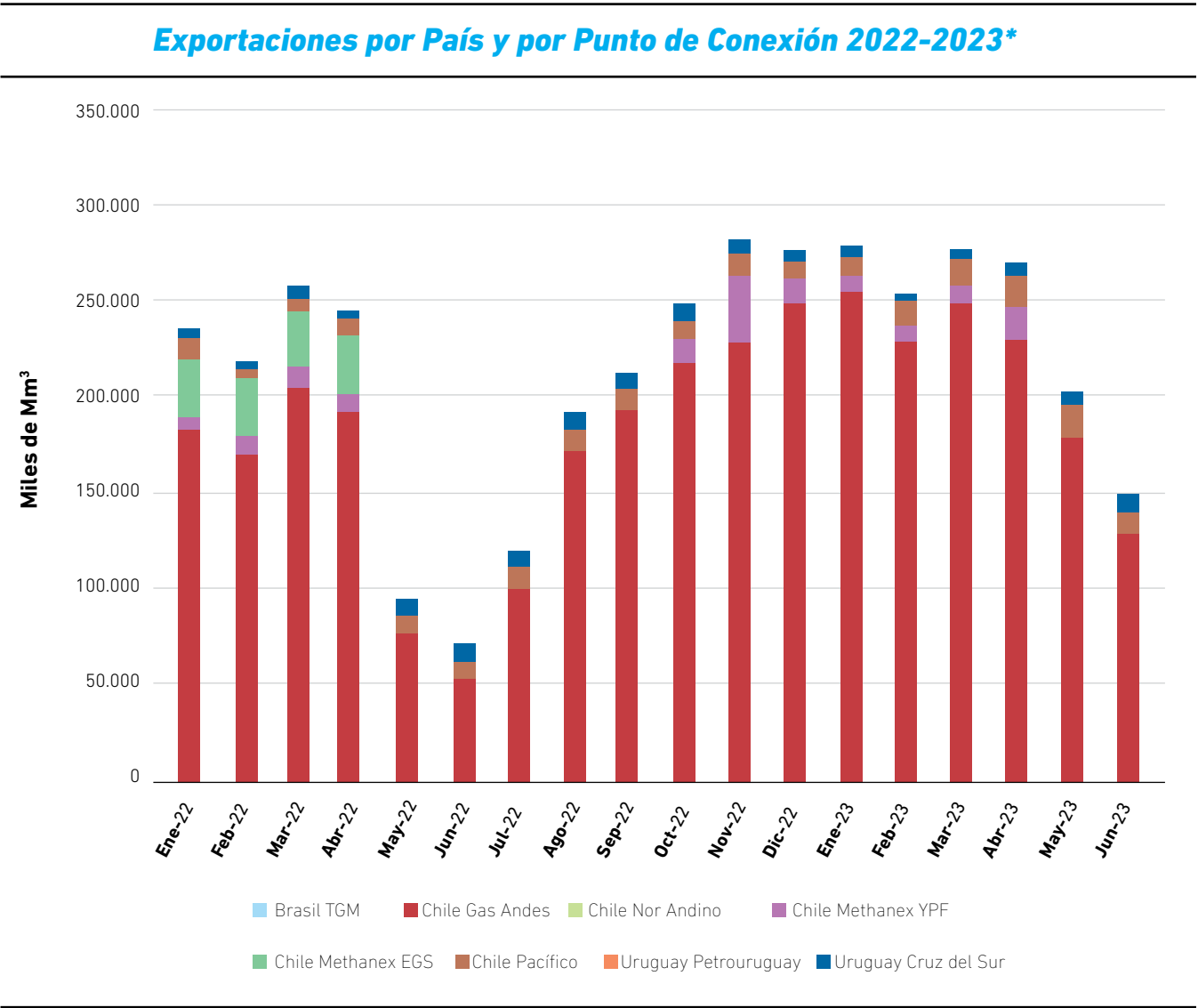
Exportación

Nuestro país exporta gas natural para abastecer a tres países fronterizos: Brasil, Chile y Uruguay. El registro histórico del periodo 2001-2022 presenta los siguientes valores expresados en miles de millones de metros cúbicos.

Exportaciones Históricas por País de Destino 2001-2023



El volumen exportado en el primer semestre de 2023 fue de 1,44 mil MM m³ siendo un 27,4% superior en comparación con el mismo periodo de 2022. En la siguiente figura se pueden observar las exportaciones realizadas durante los últimos 18 meses a los diferentes países con sus respectivos gasoductos.



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.

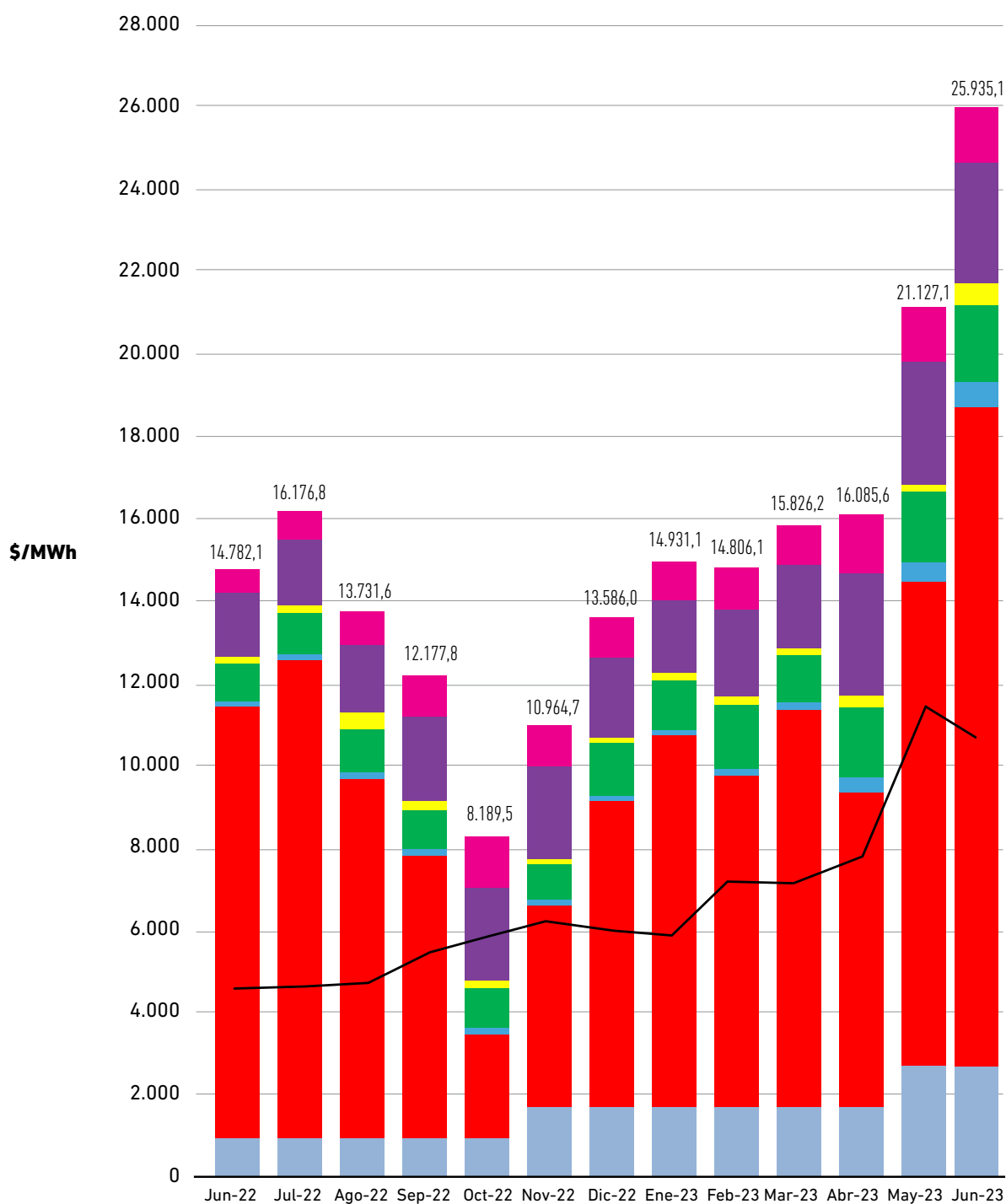
Desde el año 2015, junto con el precio monómico mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente. Los Contratos de Abastecimiento (CA) contemplan el prorrato en la energía total 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).

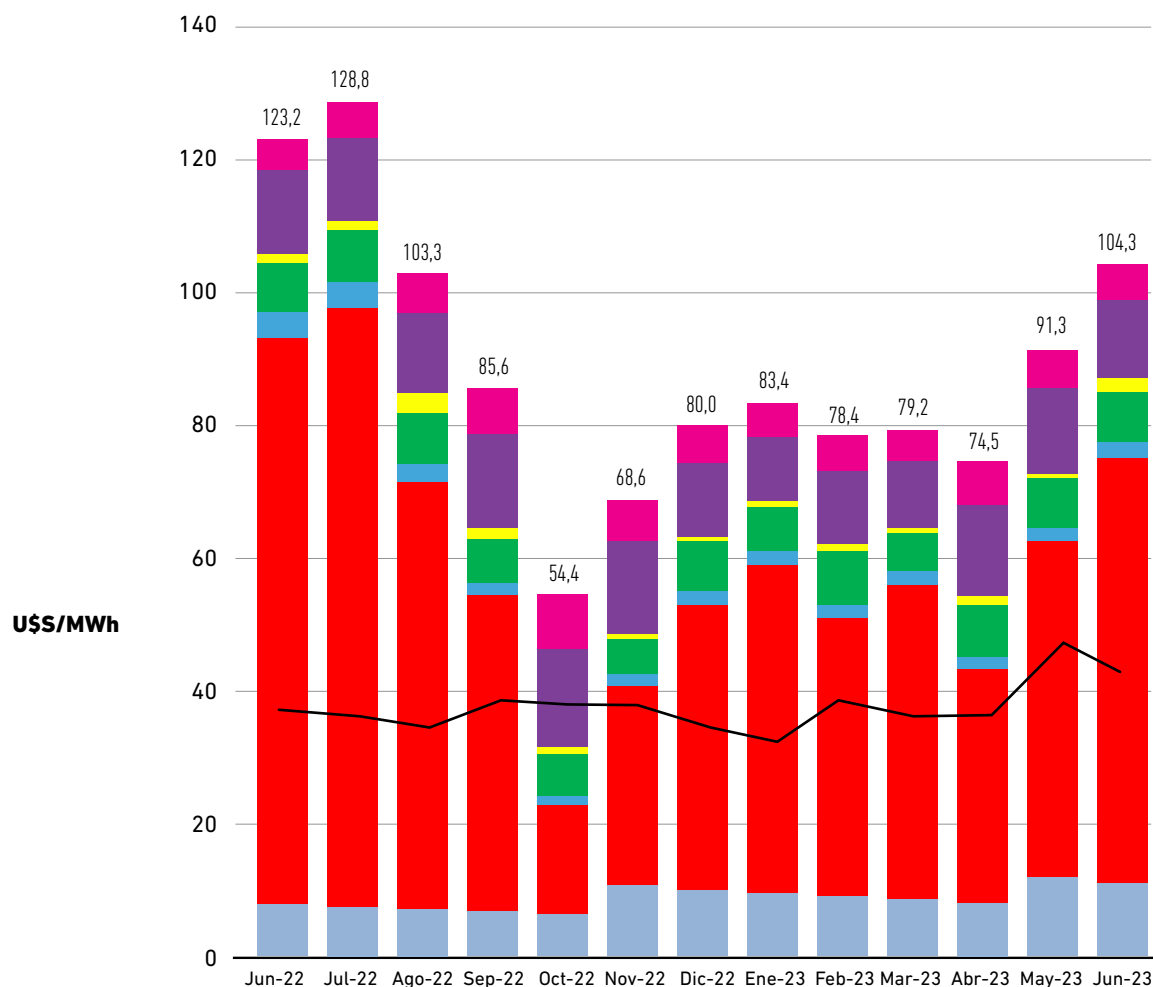
En la siguiente figura se muestra cómo fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico y el valor medio del precio estacional -sin considerar el transporte-durante los últimos 13 meses. Además, se presenta la evolución del precio estacional medio. Este representa el valor medio que pagan 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 25.935,1 \$/MWh, equivalente a 104,3 U\$S/MWh¹.

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

Items del Precio Monómico en \$



Items del Precio Monómico en U\$S



Francia reinicia el programa nuclear: EDF construirá dos nuevos reactores EPR2 en Penly (Normandía)

A photograph of the Dungeness Nuclear Power Station, showing its distinctive containment domes and tall chimneys situated on a coastal cliff overlooking the sea.

62

Tras el análisis de los resultados del debate público celebrado del 27 de octubre de 2022 al 27 de febrero de 2023 bajo los auspicios de la Comisión Nacional para el Debate Público (CNDP), el Consejo de Administración de EDF decidió continuar con el proyecto de construcción del primer par de los reactores EPR2 en Penly cumpliendo las expectativas expresadas durante este debate.

EDF confirma así sus compromisos para la buena integración territorial de este proyecto en el territorio de Penly:

- Llevar a cabo un proyecto ejemplar en términos de desarrollo sostenible con un sitio socialmente responsable,
- Desempeñar plenamente su papel junto a las autoridades locales y el Estado en el procedimiento tipo Grand Chantier que se implementará,
- Informar a la ciudadanía de manera transparente y continua del seguimiento del debate y del proyecto EPR2, y consultar

a la ciudadanía en el territorio sobre la implementación de sus compromisos a lo largo de la duración del proyecto.

Seis reactores

EDF, en conjunto con el sector francés, había presentado en mayo de 2021 al Estado una propuesta para la construcción de un programa de nuevos reactores EPR2 en Francia. Este programa pretende contribuir, junto con las energías renovables, a la consecución de los objetivos franceses en materia de descarbonización de la economía y soberanía energética del país.

EDF propone construir tres pares de EPR2, en este orden, en los sitios de Penly (Normandía), Gravelines (Hauts de France) y en Auvergne Rhône-Alpes en Bugey o Tricastin.

Este programa de tres pares de EPR2 movilizaría hasta 30.000 empleos por año durante la fase de construcción, y más de 10.000 durante la fase de operación.

Fuente: *El periódico de la energía.*

18/03/2023

El Gobierno sueco apuesta por la energía nuclear y planea triplicar su producción en las próximas décadas

El Ejecutivo sueco revierte la política energética del país apostando por la nuclear para garantizar el suministro e incrementar la producción eléctrica. La reforma legislativa, que se espera entre en vigor en marzo de 2024, permitirá la construcción de nuevos reactores nucleares.

La ministra de Medio Ambiente Romina Pourmokhtari anunció que Suecia necesita multiplicar por tres su producción nuclear durante las dos próximas décadas para lograr duplicar la producción eléctrica en 2045.

El Gobierno del país nórdico considera que al menos diez nuevas unidades nucleares convencionales deberán estar funcionando en las décadas de 2030 y 2040 para lograr los objetivos que se han marcado y se basan en el informe que han recibido de la Agencia de Seguridad Radiológica.

“El debate sueco de las últimas décadas ha perjudicado el desarrollo de la energía nuclear mientras que en otros países esta tecnología ha evolucionado. Necesitamos revisar nuestra legislación para beneficiarnos de ello”, declaraba Pourmokhtari.

Un fuerte impulso para la energía nuclear

En 2010 el Parlamento sueco aprobaba que el número total de reactores operativos no podía sobrepasar los diez ni construirse más centrales

que las tres existentes. Seis años más tarde, se llegó a un acuerdo para establecer el fin de la energía nuclear en 2040.

El cese de cuatro reactores en los últimos años ha contribuido a elevar los precios de la electricidad, lo que impulsó al partido que gobierna en la actualidad a promover la formación de una alianza común para favorecer el desarrollo de la energía nuclear en Suecia.

Ya en el poder, el pasado mes de enero el Ejecutivo envió al Parlamento un proyecto de ley que permite la construcción de nuevas centrales nucleares y en emplazamientos distintos a las que operan en la actualidad, lo que supondrá la supresión de la legislación vigente y una clara apuesta por esta tecnología.

En la actualidad en Suecia hay seis reactores nucleares operativos que generan el 29,5% de la producción eléctrica del país.

Fuente: *Foro de la industria nuclear española.*

22/06/2023

Así es la revolucionaria central nuclear de China que usará torio en lugar de uranio para producir energía

En un avance revolucionario en lo que se refiere a la generación de energía nuclear, China ha dado luz verde para la construcción de una planta nuclear que utilizará torio -un metal blando-, en lugar de uranio, como combustible principal. Este importante paso podría marcar un punto de inflexión en la industria nuclear y ofrecer una solución más segura y sostenible para satisfacer las crecientes necesidades energéticas del país. Esto se une al imperio nuclear en el que Pekín está avanzando para abastecer la creciente demanda de energía.



iStock.

El reactor estará 'alimentado' con sal fundida (MSR) de torio. Además, estará ubicado en la ciudad de Wuwei, en el desierto de Gobi, en la provincia de Gansu, y es operado por el Instituto de Física Aplicada de Shanghai de la Academia de Ciencias de China.

El permiso, emitido por la Administración Nacional de Seguridad Nuclear el 7 de junio, permite que el Instituto de Shanghai trabaje con el reactor durante 10 años. Muy pronto comenzarán las pruebas. El permiso especifica que el Instituto de Shanghai es responsable de la seguridad del reactor y debe cumplir con todas las leyes, reglamentos y normas técnicas pertinentes.

Los MSR de torio son un tipo de tecnología nuclear avanzada que utiliza combustibles líquidos, normalmente sales fundidas, como combustible y como refrigerante. Ofrecen varias ventajas potenciales sobre los reactores

de uranio tradicionales, entre las que destacan una mayor seguridad, menos desechos y una mayor eficiencia del combustible. Además, los reactores no necesitan agua para enfriarse, por lo que las plantas se pueden construir en medio del desierto, por ejemplo.

Ventajas del torio

El torio, un elemento químico muy abundante en comparación con el uranio, presenta numerosas ventajas sobre su contraparte tradicional. Según el medio Revista Nuclear, el torio tiene varias ventajas respecto al uranio: existen mayores reservas, no necesita ser enriquecido, genera menos residuos, menos elementos transuránicos en ellos y proporciona márgenes de seguridad adicionales en la mayoría de tipos de reactores.

"Todo el torio extraído es potencialmente utilizable en un reactor, a diferencia del uranio natural, del cual solamente se puede usar 0,7%. El punto de fusión del torio es 3.350 °C, mientras

que el uranio es de 2.850 °C, por lo que es más seguro en caso de accidente”, apuntan desde este medio especializado.

El torio es radiactivo, pero muy estable y, por tanto, la dosis de radiación que produce es muy baja. Su tiempo de semidesintegración (en el que se desintegra la mitad de los núcleos de una muestra) es de unos 14.000 millones de años, el triple de la vida de la Tierra.

Debido al mayor “quemado” del material fisible y sin transuránidos - son elementos químicos con número atómico mayor que 92, se pueden detectar fácilmente en ciertas cantidades en la tierra, teniendo una vida estable, o unos isótopos de vida media relativamente larga-, los residuos generados por una central nuclear de torio serían radiactivos durante unos 200 años, frente a los 10.000 de los actuales reactores basados en uranio.

los desechos de torio tienen una vida media mucho más corta y su radiactividad disminuye rápidamente, lo que facilita su gestión y almacenamiento seguro.

La planta nuclear china, alimentada por torio, tiene el potencial de suministrar energía al país durante miles de años. Se estima que las reservas de torio en China son más de 20 veces superiores a las de uranio, lo que brinda una fuente de energía prácticamente inagotable.

La decisión de China de avanzar en la construcción de esta planta nuclear pionera muestra su compromiso con la innovación y el desarrollo sostenible. Además, sienta las bases para una mayor exploración y adopción de tecnologías de energía nuclear avanzadas en todo el mundo.

A medida que la comunidad internacional busca alternativas más seguras y limpias para

Un kg de torio produce más energía que una tonelada de uranio

Se estima que hay entre tres y cuatro veces mayores reservas de torio que de uranio, lo que unido a su mayor grado de aprovechamiento podría servir para cubrir la necesidad de toda la humanidad durante muchos siglos, quizás milenios. Además, no puede mantener una reacción nuclear en cadena sin un iniciador, lo que reduce significativamente el riesgo de fusiones nucleares incontroladas y la proliferación de armas nucleares.

Además de ser más seguro, el torio también es más eficiente en términos de utilización de combustible. Se estima que un kilogramo de torio puede producir más energía que una tonelada de uranio. Esta mayor eficiencia podría conducir a una reducción en los costos de producción de electricidad y una mayor disponibilidad de energía para el desarrollo y el bienestar de la sociedad.

Otro aspecto destacado del uso de torio es su capacidad para reducir significativamente la generación de residuos nucleares de larga vida. A diferencia de los desechos de uranio,

abordar el desafío del cambio climático, la planta nuclear china alimentada por torio destaca como un paso audaz hacia un futuro energético más prometedor. Se espera que este avance despierte el interés de otros países y estimule la investigación y el desarrollo en el campo de la energía nuclear.

Fuentes cercanas al proyecto informan que la construcción de la planta está programada para comenzar en un futuro próximo, y se espera que su entrada en funcionamiento sea motivo de celebración en la industria nuclear y un hito para la comunidad científica mundial.

En resumen, China ha dado un paso significativo al aprobar la construcción de una planta nuclear que utilizará torio como combustible. Esta decisión resalta las numerosas ventajas del torio sobre el uranio en términos de seguridad, eficiencia y generación de residuos. Con la construcción de esta planta pionera, China lidera el camino hacia un futuro energético más sostenible y se posiciona como un referente en la industria nuclear a nivel mundial.

Fuente: *elEconomista.es*.

21/06/2023

Pakistán firma con China un acuerdo de 4.800 millones de dólares para construir una central nuclear

Pakistán y China firmaron el martes un acuerdo por 4.800 millones de dólares para construir una central nuclear de 1.200 megavatios, informó el primer ministro pakistaní, Shehbaz Sharif.

El proyecto Chashma 5 se construirá en la provincia de Punjab. “La inversión de China en este proyecto por valor de 4.800 millones de dólares envía un mensaje alto y claro de que Pakistán es un lugar donde las empresas y los inversores chinos siguen mostrando su confianza y su fe”, declaró Shehbaz, citado por medios locales.

“La hermandad de hierro entre Pakistán y China sigue profundizándose y este proyecto vital añadirá una nueva faceta a esta asociación estratégica cooperativa de múltiples capas”, escribió el funcionario en sus redes sociales.

Fuente: *RT en español.*

16/05/2023

Europa quiere más energía nuclear

Una alianza nuclear, liderada por Francia, busca que la Unión Europea se incline por este tipo de energía.



Este martes, una alianza nuclear compuesta por 16 países europeos firmó una declaración conjunta en la que instan a la Comisión Europea a reconocer el papel de la energía nuclear en la estrategia energética de la Unión Europea.

Además, se reclama poner en marcha un plan de acción para desarrollar la cooperación en materia atómica, ya sea en términos de competencias, innovación, normas de seguridad, desmantelamiento o residuos.

La coalición se reunió este martes en París y fue convocada por la ministra francesa de Transición Energética, Agnès Pannier-Runacher. Hubo representantes de Bélgica, Bulgaria, Croacia, República Checa, Estonia, Finlandia, Francia, Hungría, Lituania, Países Bajos, Polonia, Rumanía, Eslovenia, Eslovaquia, Reino Unido, como país invitado, e Italia, en calidad de observadora.

También estuvo presente la comisaria europea de Energía, Kadri Simson, quien se habría comprometido a apoyar este trabajo con un

estudio del ecosistema nuclear europeo a principios de 2024, así como a apoyar el avance hacia una asociación de pequeños reactores modulares.

“Calculamos que la energía nuclear puede suministrar hasta 150 gigavatios (GW) de electricidad a la UE de aquí a 2050, lo que requiere entre 30 y 45 nuevos reactores de alta potencia, el desarrollo de pequeños reactores modulares y 450.000 nuevos empleos”, explicó la ministra francesa.

Además, los firmantes proyectaron que la industria nuclear europea espera crear 300.000 nuevos puestos de trabajo directos, indirectos e inducidos en la UE de cara a 2050.

También creen que, si se tienen en cuenta las jubilaciones, el sector de la energía nuclear contrataría a más de 450.000 empleados en la UE en los próximos 30 años, incluidas más de 200.000 personas altamente cualificadas.

Fuente: *ELEconomista*.

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.

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

