

# BOLETÍN ENERGÉTICO 50

2do. Semestre 2022  
AÑO XXV N° 50



**DIOXITEK**

Industria Nuclear Argentina

ISSN 1668-1525

**25 ANIVERSARIO**  
**BOLETIN ENERGETICO**



**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, Comisión Nacional de Energía Atómica.  
Av. del Libertador 8250 (C1429BNP) CABA; Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires.  
Tel: +54 11 6772-7526/7641

**Coordinación Editorial:** Lic. Diego Coppari

**Comité Revisor:** Ing. Norberto Coppari  
Ing. Santiago Jensen

**Apoyo Técnico:** Sr. Facundo Leuzzi  
Sra. Mónica Nicolini

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

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

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

**e-mail:** [sintesis\\_mem@cnea.gov.ar](mailto:sintesis_mem@cnea.gov.ar)

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

**Número 50 Enero 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.

# Boletín Energético 50

2<sup>do</sup> Semestre año 2022 | Año XXV N° 50



## Contenido

### **Características, Historia y Desarrollo de Dioxitek S.A.**

J. Sayan.

4

### **Un Análisis de Aspectos Técnicos, Económicos y Ambientales de las Energías Eólica y Solar**

F. Quintana.

16

### **Energía solar en la Antártida: CNEA y la instalación de paneles solares**

D. Coppari.

38

### **Síntesis Nuclear**

47

### **Demanda de Energía Eléctrica**

53

Picos de Potencia

### **Potencia Instalada**

58

Potencia instalada por región y por fuentes  
Incorporaciones previstas

### **Generación de Energía Eléctrica**

63

### **Otras Energías Renovables**

64

### **Consumo de Combustibles y Emisiones de Dióxido de Carbono**

69

### **Síntesis de Mercado del Gas Natural**

71

### **Evolución de los Precios**

77

### **Noticias**

79

## Editorial

Durante el año 2022 los principales ejes productivos del país en materia energética fueron tanto la construcción del gasoducto Néstor Kirchner, para llevar el gas desde el yacimiento petrolífero Vaca Muerta hacia los distintos rincones del país – y que se encuentra en proceso de construcción – así como también el proyecto CAREM, primera central nuclear diseñada y construida íntegramente en Argentina, que se presenta como piedra angular para el desarrollo de la energía nuclear dentro del país.

Con respecto a dicho proyecto, en el segundo semestre de 2022 continuaron los avances de obra hasta alcanzar un 77% del proceso total, de acuerdo a lo anunciado por la secretaria de Energía, Flavia Royón. Es importante destacar que el 70% de los insumos, componentes y servicios utilizados en la obra son provistos por empresas argentinas, certificados bajo altos estándares de seguridad y calidad, supervisados por Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). En este sentido, Royón anunció que el modelo será una ventana hacia el mundo: “Creemos firmemente en el sector de la energía nuclear y este proyecto va a ser un orgullo para nuestro país”<sup>1</sup>.

En el marco del proyecto CAREM, la CNEA recibió en octubre la visita del director general del Organismo Internacional de Energía Atómica, Rafael Grossi, quien estuvo en el predio donde se construye el prototipo como parte de la gira que realizó por diversas instalaciones nucleares de nuestro país. Grossi destacó la importancia del proyecto al afirmar que “a partir del momento en que Argentina pueda concretar el prototipo del CAREM de 32 MW, se van a abrir posibilidades comerciales enormes”<sup>2</sup>.

En este mismo sentido, Grossi explicó que “hay una fuerte competencia global en los últimos años con proyectos de Estados Unidos, el Reino Unido, Francia, Rusia, China y algunos otros países. **Pero el gran diferencial del proyecto argentino es su grado de avance**”<sup>3</sup>. El director general del OIEA, además, mantuvo una conversación con el presidente de la nación, Alberto Fernández, en el que enfatizó la necesidad de hacer realidad el proyecto porque la demanda que habrá le abriría a Argentina un gran campo de potencialidades. De acuerdo a lo informado por TELAM, Grossi señaló que “existe una enorme demanda internacional por los reactores pequeños

modulares, que implican una demanda inicial menor y que pueden integrarse a una red o instalarse en lugares aislados (...) todos los días distintos países de África y América Latina expresan un interés muy marcado en proyectos de estas características”<sup>4</sup>.

El CAREM puede generar 32 MWe, potencia suficiente para cubrir las necesidades de una población de 120.000 habitantes, pero se está trabajando en el diseño y la ingeniería de futuros módulos comerciales de mayor tamaño, con una potencia del orden de los 120 MWe. Con respecto al CAREM, la presidente de CNEA Adriana Serquis explicó que “el final de obra civil se espera para fines de 2024 debido al freno que sufrió la construcción entre 2018 y 2020, y que causó un gran retroceso en los calendarios. Esperamos alcanzar alguna criticidad para finales de 2027”<sup>5</sup>. La gerente del proyecto CAREM, Sol Pedre, agregó que “para un país como Argentina, que tiene una gran extensión territorial, estos reactores son una solución que permite abastecer de energía grandes ciudades sin recurrir a extensos cableados que también son costosos y complejos de mantener. También pueden ser una herramienta para polos industriales que demandan energía de manera intensiva”<sup>6</sup>.

Resulta importante destacar que esta fue la primera visita en misión oficial del Director General de OIEA, Rafael Grossi, a Argentina, y en dicho marco mantuvo una activa agenda de trabajo tanto con la CNEA como con empresas y organismos del sector nuclear. En este sentido, Grossi no solo conoció las obras del proyecto CAREM, sino que también visitó el predio de las centrales nucleares Atucha I y Atucha II, así como también los Centros Atómicos Ezeiza y Bariloche, entre otros. Asimismo, en dicho marco

firmó dos acuerdos a nivel país que tienen a la CNEA como actor principal y ejecutor de la colaboración técnica con el OIEA, llamados “Rays of Hope” y “Nutec Plastics”.

Por otra parte, durante el segundo semestre del año se alcanzó un acuerdo entre CNEA y autoridades del país para la puesta en marcha de la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP), al tiempo que se anunció un plan para reactivar su funcionamiento. La PIAP es propiedad de CNEA y está operada por la Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería (ENSI). Fue inaugurada en el año 1993 y posee una capacidad de producción de 200 toneladas de agua pesada por año. Es importante mencionar que la planta produce un insumo que no solo es clave para las centrales nucleares argentinas, sino que también es un producto de exportación, ya que el agua pesada es requerida a nivel internacional en la industria electrónica y la de insumos médicos.

Actualmente el principal objetivo para la puesta en marcha de la PIAP tiene que ver con alcanzar los niveles de producción de aproximadamente 485 toneladas que garanticen la provisión de las tres centrales nucleares del país –Atucha I, Atucha II y Embalse– hasta el fin de su vida útil. Pero, además, se estima que en unos años la producción se duplicaría para satisfacer las

necesidades de Nucleoeléctrica Argentina SA en el proyecto de construcción de la segunda central tipo CANDU prevista en su plan estratégico.

En materia internacional, uno de las principales noticias del semestre ha tenido que ver la fusión nuclear. En este sentido, investigadores estadounidenses del Laboratorio Nacional Lawrence de California, que depende del Departamento de Energía de dicho país, anunciaron avances históricos que podrían revolucionar la producción de energía limpia y segura en el planeta, rompiendo la dependencia actual de combustibles fósiles.

Por otra parte, el segundo semestre dejó una gran noticia en materia de energía nuclear, ya que el gobierno de Japón decidió ponerle fin al apagón nuclear decretado tras la tragedia de 2011 en la central de Fukushima-Daichi, y anunció que extenderá la vida útil de sus reactores nuclear por encima de los 60 años, límite actual. En este sentido, el país decidió regresar a la industria en un contexto de escalada de precios energéticos desatada por la guerra entre Ucrania y Rusia. Además, el gobierno nipón apunta a largo plazo con esta medida, aspirando a tener reactores de nueva generación en un futuro que ayuden a reducir aún más las emisiones contaminantes y garanticen el suministro.

*Grossi destacó la importancia del proyecto al afirmar que “a partir del momento en que Argentina pueda concretar el prototipo del CAREM de 32 MW, se van a abrir posibilidades comerciales enormes”.*

Finalmente, durante el segundo semestre del 2022 en materia internacional destacaron los comienzos de construcción de dos reactores en Egipto, dos en China y uno en Turquía, por un total de 5779 MWe de potencia. Además, la central nuclear BARAKAH-3, un PWR de 1345 MWe perteneciente a Emiratos Árabes Unidos, fue conectada a la red en octubre. En contraposición, se produjo la salida de servicio de los reactores DOEL-3, en Bélgica, y HINKLEY POINT B1 y B2, dos PWR de 485 y 480 MWe, respectivamente, ubicados en Reino Unido.

Así, el año 2022 deja abierta la puerta para la concreción de grandes proyectos que no solo ayudarán a Argentina trayendo soberanía energética, sino que influirán en la búsqueda de mitigar los efectos del cambio climático avanzando en el uso de energías limpias con el desarrollo del proyecto CAREM. De igual manera, el mundo continúa un proceso de reinserción de la generación de tipo nuclear, fundamental para avanzar hacia un futuro que contemple el cuidado del medio ambiente como prioridad para el desarrollo.

<sup>1</sup> La obra del reactor nuclear CAREM tiene un avance de obra del 77%, destacó Royón” – Agencia TELAM, 07/12/2022 <https://www.telam.com.ar/notas/202212/613560-energia-atmica-carem--argentina-desarrollo.html>

<sup>2</sup> “Rafael Grossi ponderó las posibilidades del CAREM en el Mercado Internacional – Argentina.gov.ar, 18/10/2022 <https://www.argentina.gov.ar/noticias/rafael-grossi-pondero-las-posibilidades-del-carem-en-el-mercado-internacional>

<sup>3</sup> “El CAREM es un ‘proyecto muy importante’ en el desarrollo de la energía nuclear” – Agencia TELAM, 18/10/2022 <https://www.telam.com.ar/notas/202210/608183-director-oiea-carem-proyecto-energia-nuclear.html>

<sup>4</sup> “El CAREM es un ‘proyecto muy importante’ en el desarrollo de la energía nuclear” – Agencia TELAM, 18/10/2022 <https://www.telam.com.ar/notas/202210/608183-director-oiea-carem-proyecto-energia-nuclear.html>

<sup>5</sup> “El CAREM es un ‘proyecto muy importante’ en el desarrollo de la energía nuclear” – Agencia TELAM, 18/10/2022 <https://www.telam.com.ar/notas/202210/608183-director-oiea-carem-proyecto-energia-nuclear.html>

<sup>6</sup> “El CAREM es un ‘proyecto muy importante’ en el desarrollo de la energía nuclear” – Agencia TELAM, 18/10/2022 <https://www.telam.com.ar/notas/202210/608183-director-oiea-carem-proyecto-energia-nuclear.html>

# Características, historia y desarrollo de Dioxitek S.A.

**Autores:** Lic. Julieta Sayan – Directora Dioxitek S.A. Jefa Sección Calidad, Gerencia de Área Coordinación y Gestión Institucional CNEA, Lic. Jorge Zappino – Investigador INAP.<sup>1</sup>

## Introducción

Dioxitek es una empresa pública de tecnología nuclear, cuyo rol resulta clave para el desarrollo industrial federal, la sustitución de importaciones y la ampliación del perfil exportador de productos de alto valor agregado del país. Todo ello, a través de la generación de mano de obra altamente calificada y la incorporación de innovaciones surgidas de la Comisión Nacional de Energía Atómica y de sus propios tecnólogos y tecnólogas.

La empresa nació como tal en el año 1996, como desprendimiento de la CNEA, en el contexto de la segunda ola de privatizaciones de todas las actividades productivas del Estado Nacional. Debido a la complejidad de sus tareas y su rol estratégico dentro del sector nuclear, se logró mantener el control estatal de la misma, bajo la forma de Sociedad Anónima de Participación Estatal Mayoritaria (SAPEM). En lo que respecta al paquete accionario, la Secretaría de Energía detenta la titularidad del 51% desde 2017, mientras que el 48% corresponde a CNEA y el 1% restante es propiedad de la provincia de Mendoza. Al momento de crear la empresa, CNEA decide hacer participar del paquete accionario a la provincia de Mendoza para poder

mantener la actividad minera e involucrar a la provincia no solo en la extracción, sino también en los beneficios del bien final que es el polvo de dióxido de uranio.

Mediante el Decreto 882/2017, artículo 7, firmado por Mauricio Macri, Marcos Peña y Juan José Aranguren, se transfirieron las acciones clase C de Dioxitek S.A. en poder de CNEA, al Ministerio de Energía y Minería. A su vez el artículo 8 instruyó a ese Ministerio a impulsar las medidas necesarias para proceder a la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia de la titularidad de sus acciones, lo que habilitaba una posible privatización. Este artículo fue derogado mediante el Decreto 389/2021, firmado por la totalidad del Gabinete nacional.

Las operaciones de Dioxitek son productivas y de servicios. Las productivas son la transformación del concentrado de uranio en dióxido de uranio y la fabricación de fuentes selladas de cobalto 60. El dióxido de uranio es un eslabón del Ciclo del Combustible Nuclear, ya que dicho producto es utilizado posteriormente en CONUAR, donde se elaboran las pastillas y vainas que conforman los elementos combustibles de las Centrales Nucleares Atucha 1 (CNA I), Atucha 2 (CNA II) y Embalse (CNE). Esta última central, al ser de tecnología CANDU (acrónimo de “CANadá Deuterio Uranio”), permite la obtención de Cobalto 60, un radioisótopo muy utilizado en medicina e industria. Gracias al conocimiento acumulado en su manipulación segura, Dioxitek produce diversos modelos de Fuentes Selladas de Cobalto 60, que se exportan a clientes de todo el mundo. De esta manera, ambas actividades alimentan las cadenas de valor y desarrollo de capacidades nacionales, tecnológicas y de gestión del sector nuclear.

Las operaciones de servicios son la compra en el exterior del concentrado de uranio, cuya operatoria se establece a partir de contratos entre Dioxitek y Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA) y la comercialización del isótopo molibdeno 99 (<sup>99</sup>Mo). CNEA realizó contratos con la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN) de Brasil para la provisión del radioisótopo y designó a Dioxitek como su representante en lo referente a la logística, comercio exterior y entrega de los radioisótopos, así como en la percepción de los pagos a favor de CNEA. Estos contratos se realizaron en el marco del Mecanismo de Integración y Coordinación Bilateral Brasil-Argentina (MICBA), —impulsado en 2007 por los expresidentes de ambos países, Néstor Kirchner y Luiz Inácio «Lula» da Silva— y, en el plano nuclear, se expresaron en 2008 mediante la constitución de la Comisión Binacional de Energía Nuclear (COBEN).

## Orígenes

Las actividades que realiza Dioxitek surgieron de CNEA, cuando Argentina tomó la decisión de hacer un salto de escala de reactores de investigación a centrales de potencia y decidió inclinarse por una línea de combustible de uranio natural y agua pesada. Ese uranio natural podía producirse con la pureza nuclear necesaria en el país, pues los 30 años de experiencia de actividad de minería del uranio venían acompañados de trabajo industrial sobre ese uranio.

Entonces, en 1982 se decide escalar el proceso industrialmente, comprar una planta y comenzar a producir el polvo de uranio necesario para los combustibles de las centrales (Figura 1).

<sup>1</sup> Este artículo recupera el análisis desarrollado por el autor en la publicación Zappino, J. (2022). Empresas públicas y mixtas, tecnología y desarrollo IV. El ciclo del combustible nuclear argentino: los casos de Dioxitek S.A. y CONUAR S.A. Parte 1. Cuadernos Del INAP (CUINAP), 3(93). Recuperado a partir de //publicaciones.inap.gob.ar/index.php/CUINAP/article/view/291.

Los Cuadernos del INAP y su contenido se brindan bajo una Licencia Creative Commons Atribución-No Comercial 2.5 Argentina. Es posible copiar, comunicar y distribuir públicamente su contenido siempre que se cite a los autores individuales y el nombre de esta publicación, así como la institución editorial.



**Figura 1: Planta de Producción de Dióxido de Uranio. Predio Regional Centro CNEA. Ciudad de Córdoba.**

Fuente: CNEA

### **La conversión del concentrado de uranio en polvo de dióxido de uranio**

La conversión del concentrado de uranio en polvo de dióxido de uranio representa la línea principal de negocios de la empresa. Como primer paso, Dioxitek efectúa las compras de la materia prima, es decir, el concentrado de uranio, en el mercado internacional. En la Figura 2 puede observarse ese concentrado en la forma en que llega al país. Una vez ingresado, se transporta a la planta en la ciudad de Córdoba donde, mediante un proceso químico, se lo convierte en polvo de dióxido de uranio.

El ciclo del combustible iniciaría, en realidad, con la extracción del uranio de la mina. Durante mucho tiempo esto se pudo hacer en el país. En todos los sitios en los que hubo actividad minera de CNEA hoy está en marcha el Programa de Restitución Ambiental de la Minería del Uranio, a cargo de CNEA. El sitio de Malargüe fue el primero en culminar ese programa. Desde fines

de la década de los noventa, el concentrado de uranio se importa y se traslada a la ciudad de Córdoba, donde se guarda en tambores hasta que comienza el proceso de producción.

Respecto de las normas que rigen el traslado de material radiactivo, la actividad está sometida al régimen regulatorio de la ARN, que tiene normativas muy estrictas de índole nacional y refrendadas por OIEA y por la Agencia Brasileño-Argentina de Contabilidad y Control de Materiales Nucleares (ABACC), de los cuales se reciben permanentemente inspecciones y controles. Y en todas las etapas, tanto en las de transformación y producción como en las de transporte, hay que cumplir con esas regulaciones. Para el caso del uranio y de todos los materiales radiactivos, se tiene que diseñar un determinado paquete para el transporte.

Ese paquete lo aprueba ARN y viaja en camiones, que también deben estar al día con los requisitos

específicos de la actividad. Los requisitos varían en base a la cantidad y tipo de radiactividad que tiene el producto. No es lo mismo la radiactividad del uranio natural que sale de la tierra, que la que tiene el polvo de dióxido de uranio. Argentina fue acumulando conocimiento, tanto en la producción como en el cuidado de las personas y del ambiente. La actividad productiva y la cultura de la seguridad fueron siempre de la mano.

El polvo de dióxido de uranio producido es utilizado por CONUAR S.A. para la continuación del ciclo de fabricación del combustible nuclear, el cual finalmente es vendido a NA-SA para que los utilice en las tres centrales nucleares.

A finales de la década de 1990, CNEA y NA-SA decidieron aumentar el enriquecimiento de los combustibles de la CNA I de uranio natural a uranio levemente enriquecido (ULE), y solicitaron a DIOXITEK el desarrollo del polvo que tuviera esas condiciones y cumpliera con los requisitos para la fabricación de los elementos combustibles (EECC) de la central.

El departamento de Ingeniería de la Planta Córdoba de DIOXITEK se abocó a la tarea y, luego de dos años de investigación, consiguió producir un polvo de dióxido de uranio que cumplió con los requisitos encomendados, y que fue utilizado en la CNA I durante algunos años.



**Figura 2: Concentrado de concentrado de poliuranato de amonio, casi "yellow cake" o diuranato de amonio ((NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>U<sub>2</sub>O<sub>7</sub>)**

Fuente: Kazatomprom<sup>2</sup>.

### **La planta de la ciudad de Córdoba**

La planta de producción de polvo de dióxido de uranio nació en 1982 cuando CNEA decidió adquirir de la firma alemana RBU una planta «llave en mano» con una capacidad de producción de 150 toneladas para abastecer a las centrales nucleares.

Esta acción permitió al país completar el ciclo del combustible y lograr la autosuficiencia en la fabricación de los EECC. La planta fue operada por CNEA hasta la creación de Dioxitek en 1996, quien se convirtió en la organización responsable del proceso productivo, mientras que CNEA mantiene la propiedad de las instalaciones que funcionan en su predio de la Regional Centro.

A fines de la década de 1960, técnicos y profesionales de CNEA fueron enviados a Francia para interiorizarse sobre el proceso de purificación y conversión del uranio a dióxido de uranio grado cerámico. Esto dió inicio a un proyecto de investigación y desarrollo llamado «TECNOLOGÍA NACIONAL» y al desarrollo de una planta denominada «LÍNEA NACIONAL» (para diferenciarse de «LÍNEA ALEMANA» adquirida a RBU). Si bien la «LÍNEA NACIONAL» consiguió la «pureza nuclear» requerida, no se logró cumplir con los estándares de calidad requeridos para la fabricación de los EECC de las centrales nucleares.

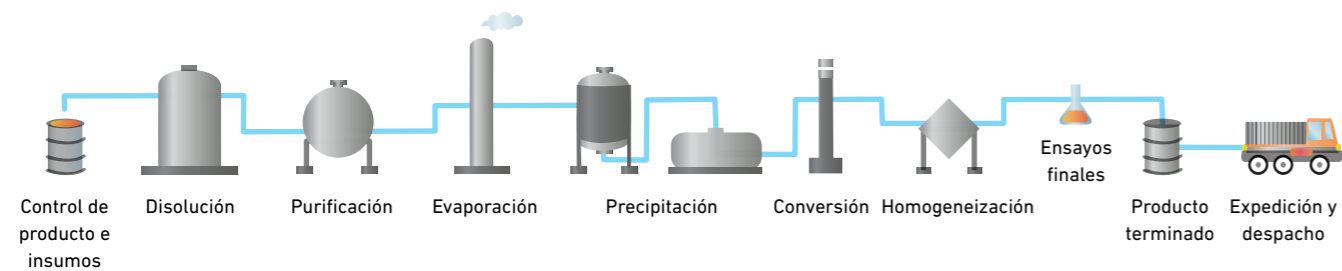
<sup>2</sup> <https://www.flickr.com/photos/138056811@N05>

La ubicación de la planta en una zona de la ciudad de Córdoba que se fue tornando residencial, produjo diversos conflictos con la Municipalidad que recrudecieron entre 2012 y 2017. En efecto, en noviembre de 2014 la Municipalidad de Córdoba procedió a la clausura preventiva de la planta, pero permitió el ingreso y egreso del personal a fin de salvaguardar la seguridad y el mantenimiento del establecimiento. Dos años después, CNEA y Dioxitek lograron el levantamiento de la clausura por parte de la Justicia Federal de la provincia, lo cual le permitió a la empresa volver a producir normalmente.

Paralelamente, se acordó prorrogar el Convenio Conciliatorio hasta 2024. Cabe aclarar que mientras la planta estuvo clausurada nunca se interrumpió el abastecimiento de polvo de dióxido de uranio a la empresa CONUAR para la fabricación de los EECC, el cual se realizó utilizando el stock acumulado.

**El proceso de conversión del concentrado de diuranato de amonio en polvo de dióxido de uranio**

El proceso de conversión del concentrado de uranio a polvo de dióxido de uranio se realiza mediante un proceso químico de varias etapas, que pueden apreciarse en la Figura 3.



**Figura 3: Proceso de conversión de concentrado de uranio en polvo de dióxido de uranio.**

Fuente: Dioxitek S.A.

Una vez recibido en la planta de producción de Córdoba, el concentrado de uranio importado es sometido a controles de calidad. Cabe aclarar que el concentrado de uranio que se importa no es exactamente el conocido como "yellow cake", que es un poco más purificado, sino un intermedio de producción. El concentrado de uranio cuenta con un 95% de pureza, y Dioxitek lo lleva al 99,88%.

La primera etapa es la disolución, donde el concentrado se disuelve en ácido nítrico. Luego, pasa a la etapa de purificación, que consiste en una extracción de líquido a líquido (en esta etapa hay una fase orgánica y una fase acuosa). A determinada temperatura, el uranio tiende a pasar a la fase orgánica. Después se invierte la temperatura y vuelve a la fase líquida en celdas de extracción. El estado final ya es uranio purificado.

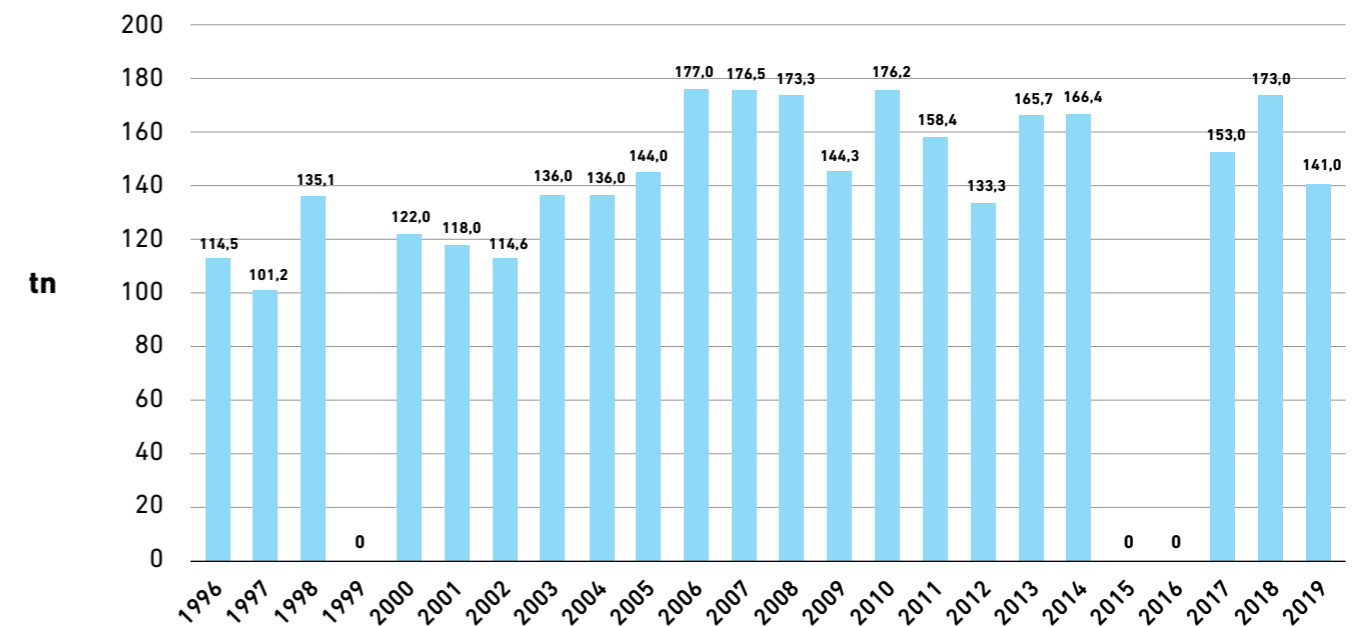
Posteriormente, sigue la etapa del concentrado para después precipitarlo. En ese momento, el uranio llega medio ácido y se lo precipita con amoníaco. De esta manera, se llega a un polvo amarillo que es muy parecido al yellow cake. El precipitado se realiza sobre un filtro rotativo (como una torta), se filtra y luego se lava con metanol para que seque más rápido. Una vez secado, pasa a un horno de conversión, donde se realiza una oxidación controlada que lo convierte en polvo de dióxido de uranio. De allí pasa a la fase de expedición y despacho.

El polvo de dióxido de uranio producido tiene como destino final la planta de CONUAR S.A. en Ezeiza para la elaboración de las pastillas de uranio que se colocarán dentro de las vainas de los EECC. En la Figura 4 se puede apreciar el polvo de dióxido de uranio.



**Figura 4: Polvo de dióxido de uranio.**

**Producción de Polvo de Dióxido de Uranio 1996-2019**



**Figura 5: Producción en Toneladas de Dióxido de Uranio.**

Fuente: Memorias CNEA 1996-2019.

Cabe aclarar que la producción estuvo suspendida en los años 2015 y 2016 debido a la clausura de la planta de producción de Córdoba.

### Fuentes selladas de Cobalto 60

La CNEA inicia la producción nacional de Cobalto 60 ( $^{60}\text{Co}$ ) en el año 1984, gracias al inicio de la operación comercial de la CNE. Allí se introducen barras ajustadoras con lápices que contienen *pellets* y *slugs* de Cobalto 59 y se aprovecha la reacción en cadena para "activarlo" y transformarlos en ( $^{60}\text{Co}$ ), que es altamente

radioactivo y emisor de rayos gamma. El material se extrae en ciclos denominados "cosechas" las cuales se miden en curie. Los *slugs* se cosechan cada 18 meses, con una actividad de aproximadamente 4.5 millones de *Ci*, mientras que los *pellets* se cosechan cada 36 meses con una actividad de 600.000 *Ci*. (Figura 6)

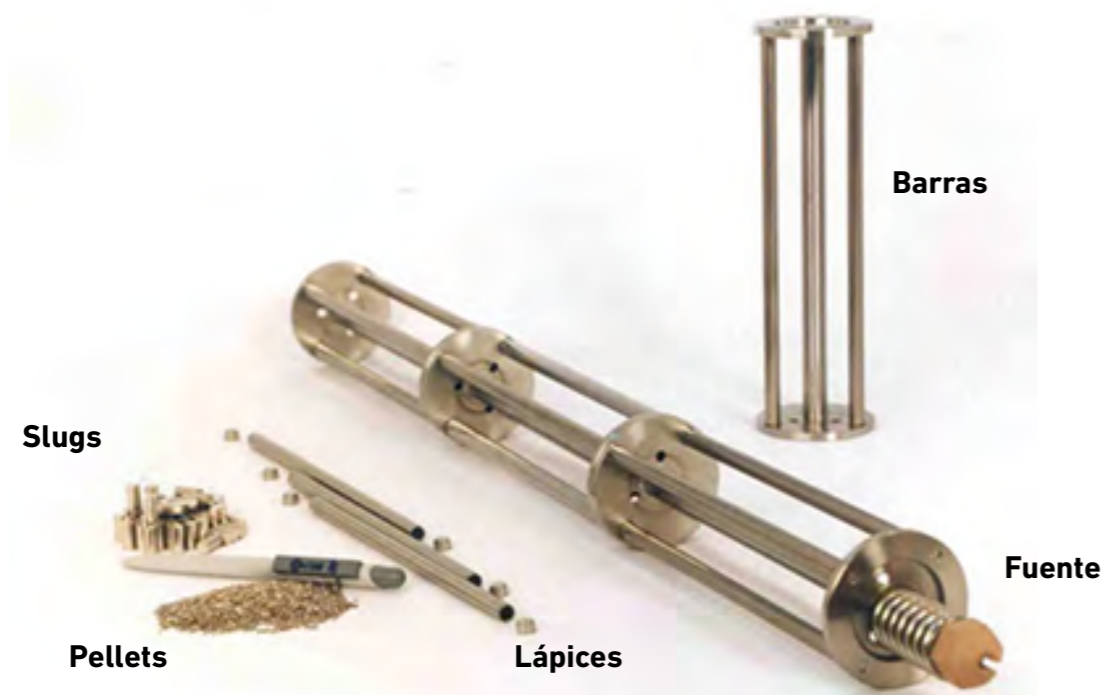


Figura 6: Componentes de las Fuentes Selladas de Cobalto 60.

Este material es muy codiciado a nivel internacional ya que se utiliza como Fuente Sellada en Plantas de Irradiación que brindan servicios a la industria y en Centros de Medicina Nuclear.

Existen dos formas de exportar este producto:

**a) como materia prima o a granel:** consiste en la venta del  $^{60}\text{Co}$  apenas se "cosecha" de la CNE. A nivel internacional cotiza como commodity. La CNEA ha exportado bajo esta modalidad sólo en los primeros años y cuando obtuvo una cosecha récord que superó la capacidad productiva de la planta.

**b) como fuente sellada:** consiste en la exportación de las Fuentes Selladas desarrolladas, producidas y patentadas íntegramente a nivel nacional. La Planta de Fabricación de Fuentes funciona en el Centro Atómico Ezeiza desde 1982 con cobalto importado y desde 1986 con el producido localmente en la CNE. Esta modalidad de venta genera divisas para el país, hace sustentable la unidad de negocios y potencia el perfil innovador y exportador del sector nuclear argentino.

Con el objetivo de generar un producto industrial de alto valor tecnológico agregado, la CNEA desarrolló varios modelos de Fuentes Selladas

para el autoabastecimiento de sus instalaciones y exportó el 90% de lo obtenido a más de 20 países del mundo.

En 2002 la CNEA cedió a Dioxitek el uso de su Planta de Producción de fuentes selladas de  $^{60}\text{Co}$ . La operatoria se divide en acciones coordinadas entre NA-SA, CNEA y Dioxitek. La primera brinda el servicio de irradiación de las barras sin costo. La CNEA detenta el rol de dueña y desarrolladora de la tecnología y le vende el  $^{60}\text{Co}$  a Dioxitek a precio de commodity. Finalmente, Dioxitek produce las Fuentes y las comercializa a los clientes nacionales e internacionales a precio de mercado.

### El Proyecto de la Nueva Planta de Uranio

El relanzamiento del Plan Nuclear durante el gobierno de Néstor Kirchner, en 2006 llevó a la empresa a plantear la necesidad de construir una nueva planta de producción de polvo de dióxido de uranio, teniendo en cuenta la puesta en marcha de la CNA II y la posible construcción de dos nuevas centrales.

Desde entonces la CNEA y Dioxitek comenzaron a buscar una provincia que aloje el Nuevo

Proyecto ya que Córdoba, Mendoza y La Rioja lo rechazaron. En 2010 el Gobierno de la Provincia de Formosa y la CNEA formalizaron una serie de Convenios de Colaboración para el desarrollo de capacidades locales en investigación, servicios tecnológicos y capacitación laboral en temas nucleares. Posteriormente, en 2014 esta colaboración se amplía al campo de la medicina nuclear y se establece la creación y puesta en funcionamiento de la Carrera de Especialista técnico en Instalaciones Nucleares. En dicho año Formosa asume el compromiso político de ser sede de la Nueva Planta de Uranio en línea con el Acta de Reparación Histórica suscripta con el Gobierno Nacional en 2003, y se acuerda la construcción de la Planta a 16 km de la capital provincial, dentro del predio donde funciona el Polo Científico Tecnológico y de Innovación. En dicho año se realizó una Audiencia Pública para presentar el proyecto, en la que participaron más de 30 expositores. A través de la Resolución N° 1.374 del 31 de octubre del 2014, se obtuvo la Licencia Ambiental de la Nueva Planta, lo cual permitió el de la construcción de dicha obra, con financiamiento integral del Estado Nacional, a través de la Tesorería General de la Nación (TGN) (Figura 7).



Figura 7: Vista aérea de la NPU. Provincia de Formosa, Septiembre 2022.

En 2015 se inició la obra, la primera con Dioxitek como tecnólogo del proyecto, consistente en dos líneas de producción por un total de 460 toneladas de uranio para abastecer cinco centrales. La Planta cuenta con un diseño basado en las premisas de la industria 4.0, incorporando la automatización de los procesos, su interconectividad y la obtención de datos en tiempo real.

Estos aportes tecnológicos también permiten reducir los consumos de vapor, agua de enfilamiento, agua para procesos y combustibles de las calderas. Esto se logra mediante el aprovechamiento de corrientes energéticas que permiten importantes reducciones en los consumos de estos servicios.

También cuenta con una importante innovación ambiental al incorporar la tecnología de Vertido Líquido Cero (Zero Liquid Discharge), por lo que no se registrarán descargas derivadas del proceso al sistema ambiental. El líquido será acondicionado y regresado al proceso como AGUA INDUSTRIAL. También habrá una recuperación de nitrato de amonio que se comercializa como subproducto.

Los gases serán capturados en cada área de proceso mediante un sistema de filtrado de alta tecnología. Los mismos serán tratados en tanques de lavado, para luego ser liberados a la atmósfera como aire limpio.

Los desechos sólidos urbanos, como reciclados de papel, vidrio, plástico y metales serán recolectados por el sistema urbano de la provincia, mientras que los residuos radiactivos,

que consistirán en un camión por año, serán trasladados al Centro Atómico Ezeiza para ser gestionados por CNEA a través del **Programa Nacional de Gestión de Residuos Radiactivos** (PNGRR).

Entre 2016 y 2018 el Proyecto sufrió duras reducciones presupuestarias, de diseño y de capacidad productiva que modificaron sensiblemente el proyecto planificado. En 2018 se consolida el traspaso de la mayoría accionaria de Dioxitek, desde la CNEA hacia el entonces Ministerio de Energía y Minería a través de una modificación de su estatuto. La Planta fue reducida a una única línea de 230 toneladas de uranio para poder abastecer, con limitaciones, a las 3 Centrales Nucleares actualmente operativas (CNA I, CNA II y CNE). Esta decisión se tomó en línea con la cancelación del Proyecto de la Cuarta Central de tipo CANDU a ser provista por la República Popular China.

En 2019 la falta de presupuesto redundó en una paralización total del Proyecto, que se prolongó por más de 20 meses. El financiamiento se recuperó a mediados de 2020, pero la obra se retomó en marzo de 2021, luego de que se lograran resolver conflictos contractuales con los proveedores y resolver los daños provocados por el abandono.

Actualmente la Nueva Planta cuenta con un 70% de avance de la obra civil y un 30% del montaje. El plantel de trabajadoras y trabajadores asciende a una veintena de técnicos y profesionales multidisciplinares que prestan servicio en Formosa, en Córdoba y en Buenos Aires (Figura 8).



**Figura 8: Vista aérea de la NPU. Septiembre 2022.**

#### **Tecnología y desarrollo en Dioxitek**

El desarrollo tecnológico de la empresa representa una herencia de los más de 70 años de investigación y desarrollo llevado a cabo por CNEA, y por la decisión del país de ingresar a la generación de nucleoelectricidad. Producto de esta última es la necesidad de la fabricación de los EECC para las centrales. Asimismo, las fuentes de cobalto pueden considerarse un subproducto de la actividad.

Principalmente, Dioxitek provee empleo de calidad en el sector de la metalurgia y la industria química en la ciudad de Córdoba, en el Partido de Ezeiza y en la provincia de Formosa. Esto significó que la empresa se insertara en el tendido industrial del país surgido en los años cincuenta y se consolidara con la actividad de CNEA. También se trata de una parte fundamental de la decisión argentina de ir hacia un desarrollo nuclear con soberanía energética y autonomía tecnológica. La empresa tiene conocimiento argentino, mano de obra argentina y en un área que no existe en todos los países del mundo. Y esto refuerza la presencia que tiene el país en el mundo, en un asiento que ocupa como uno de los principales actores a nivel mundial en la actividad nuclear y en los usos pacíficos de la misma.

Resumiendo, se tiene: colaboración con el tendido industrial del país, mano de obra calificada, innovación y producción nacional, que a la vez irradia en soberanía y en autonomía tecnológica del país. Es decir, un doble rol local e internacional.

Y respecto a las ventajas competitivas que brindan al país la actividad nuclear en general y la de Dioxitek en particular, la fundamental reside en que la empresa es un factor importante en el desarrollo del país.

Cuando se piensa un proyecto de país inclusivo y federal, el sector nuclear y las empresas del sector generan empleo de calidad, generan proveedores locales, potencian economías locales y aumentan las capacidades de gestión, coordinación y sustitución de importaciones. Si todo esto se reemplazara por una compra en el exterior, se transformaría en una economía de servicios. Y se apuesta a una economía de la producción y de desarrollo federal. Si no existiera la decisión de la producción local, de invertir en empresas como Dioxitek, en formar recursos humanos para cumplir los roles necesarios para la fabricación de polvo de uranio, se estaría excluyendo a la población de este conocimiento,

de esta práctica, de este avance de innovar en los procesos; simplemente Dioxitek sería una oficina de servicios que trae de afuera todo ese saber y no se involucra en el mismo, no lo aumenta, no lo transforma.

Otra ventaja que aporta Dioxitek al desarrollo nacional es, desde el punto de vista macroeconómico, la sustitución de importaciones, el ahorro de divisas y, en este sentido, una contribución a las acciones necesarias para romper la histórica restricción externa que sufre la Argentina. En el sector nuclear, esa restricción externa es geopolítica. La decisión del país de apostar por el uranio natural tenía que ver con un contexto que hoy cambió y que es mucho más complejo. A principios de los ochenta, el acceso al uranio enriquecido estaba muy condicionado por las grandes potencias. Hoy, cuarenta años después, el escenario es otro. Existen otros actores en el sistema, principalmente China. Las amenazas ya no son las mismas o no se expresan con la misma fuerza que en esa época.

Con relación al conocimiento adquirido y la resignificación de tecnologías, todo el conocimiento en procesos químicos, físicos, el desarrollo de la metalurgia, la generación de energía eléctrica a través de las centrales y la fabricación de los EECC, se aprovechó para el proceso de pasar del combustible nuclear a las otras líneas ( $^{60}\text{Co}$  y  $^{99}\text{Mo}$ ). El reactor CANDU, que genera energía nucleoelectrónica, también se usa para generar las fuentes de  $^{60}\text{Co}$ . Hay una sinergia permanente entre los distintos actores del sector nuclear y fundamentalmente con CNEA.

### Conclusión

Cuando se profundiza el estudio de la segunda mitad del siglo XX en la Argentina, se encuentran varias experiencias de desarrollos e innovaciones producto de inversiones en tecnologías intensivas en conocimiento. Los ejemplos pueden verse en aeronáutica, energía nuclear, biotecnología, siderurgia y, en los últimos años, en desarrollos aeroespaciales. El estudio de la experiencia de Dioxitek permite corroborar que resulta posible producir esas tecnologías intensivas en conocimiento en el país y en contextos no siempre favorables. Y, más importante aún, que

esas capacidades locales fueron adquiridas y desarrolladas por organismos y empresas del sector público.

El derrotero de Dioxitek permite identificar la forma en que se hicieron realidad aquellos paradigmas y factores que permitieron que se crearan y desarrollaran empresas públicas y mixtas en la Argentina, poniendo el énfasis en la inversión pública en desarrollo y conocimiento, y en los instrumentos que posee el Estado para el cumplimiento de esos objetivos, entre ellos, el poder de compra utilizado para incentivar la producción de tecnología.

Y resulta necesario, desde el punto de vista de esos paradigmas, vincular temas como las relaciones entre el Estado, la estructura productiva y el conocimiento científico-tecnológico. En este sentido, tanto la teoría de la triple hélice de Etzkowitz & Leydesdorff (2000) como el triángulo descrito en el trabajo de Sábato y Botana (1968) enmarcan el proceso dentro del cual se insertan empresas como Dioxitek. En efecto, en este caso de estudio, son muy claras las relaciones entre el mundo académico, la industria y el Estado. La imagen de la triple hélice o del triángulo surge del mismo desarrollo histórico del proceso productivo en cuestión, primero con el Estado invirtiendo en tecnología e investigación a partir de lo actuado por CNEA en los últimos setenta años; luego, en la vinculación de esos desarrollos con el mundo industrial; y, en este caso, resulta fundamental todo el andamiaje que posibilitaron esos logros a partir del desarrollo de la metalurgia en el ámbito del organismo estatal y el SATI como vinculación productiva.

En este aspecto, entonces, el concepto principal es el de innovación en contextos de economías basadas en el conocimiento. Y esta innovación es la que permite, entre otras cosas, fomentar el crecimiento económico a través del desarrollo de relaciones generativas, es decir, relaciones recíprocas libremente vinculadas e iniciativas conjuntas que persisten a lo largo del tiempo, y que dan lugar a cambios en el modo en que los agentes llegan a concebir su entorno y la manera de actuar dentro de él. De esta manera, y siguiendo a Mazzucato (2014), el sector público

se transforma en un elemento esencial que dinamiza la economía y deviene en una de las fuentes de la innovación tecnológica.

Tampoco puede comprenderse el significado y la trayectoria de Dioxitek sin las transformaciones estructurales producidas en los años noventa y el relanzamiento del Plan Nuclear durante el gobierno de Néstor Kirchner, en 2006. Entre otras cosas, ese relanzamiento llevó a la empresa a plantear la necesidad de una nueva planta de producción de polvo de dióxido de uranio, teniendo en cuenta la puesta en marcha de la CNA II y la posible construcción de dos nuevas centrales.

En definitiva, Dioxitek se convirtió en un factor clave dentro del Plan Nuclear Argentino, al asegurar la provisión de polvo de dióxido de uranio, fortalecer el desarrollo industrial federal con innovación, la sustitución de importaciones, la integración latinoamericana y la ampliación del perfil exportador del país, a través de productos de tecnología nuclear con alto valor agregado.

### Bibliografía

- Barbarán, G. (06 de noviembre de 2014). Dioxitek: todo lo que hay que saber para hablar de uranio. Revista U238. Tecnología Nuclear para el Desarrollo. <http://u-238.com.ar/dioxitek-todo-lo-que-hay-que-saber-para-hablar-de-uranio/>
- Cirimello, R. (2013). Tecnología de combustibles nucleares en la Argentina: Roberto Cirimello, una historia de compromiso profesional. Ciencia e Investigación Reseñas, tomo I, (3). <https://aargentinapciencias.org/wpcontent/uploads/2018/01/Resenas/R-tomo1-3/4CirimelloceiRes-1-3.pdf>
- Comisión Nacional de Energía Atómica (1996-2019). Memorias y balances generales al 31 de diciembre de cada año.
- Decreto 1286 de 1996 [Poder Ejecutivo Nacional]. Dispónese la transformación de los sectores operativos y productivos del Área Ciclo de Combustible del citado organismo [Comisión Nacional de Energía Atómica] en Dioxitek Sociedad Anónima, estableciéndose su constitución. 12 de noviembre de 1996. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/40000-44999/40352/norma.htm>

• Decreto 882 de 2017 [Ministerio de Energía y Minería]. Modificaciones societarias. Transferencias. 31 de octubre de 2017. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/285000-289999/285749/norma.htm>

• Decreto de Necesidad y Urgencia 389 de 2021 [Poder Ejecutivo Nacional]. Sector energético. 16 de junio de 2021. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-389-2021-350986/texto>

• Dioxitek S.A. (2013-2020). Memorias y balances generales al 31 de diciembre de cada año.

• Etzkowitz, H. & Leydesdorff, L. (2000). The dynamics of innovation: from National Systems and 'Mode 2' to a Triple Helix of university-industry-government relations. Research Policy, 29(2), 109-123.

• Hurtado, D. (2014). El sueño de la Argentina atómica. Política, tecnología y desarrollo nacional (1945-2006). Edhasa.

• Instituto de Tecnología Sábato (1998). Sábato en CNEA. Comisión Nacional de Energía Atómica-Universidad de San Martín. <https://repositorio.esocite.la/472/1/UNSAM-CNEA1998-SabatoCNEA.pdf>

• Mazzucato, M. (2014). El Estado Emprendedor. Mitos del sector público frente al privado. RBA.

• Prensa Gobierno de Mendoza (2020, 11 de enero). Después de 30 años avanza la remediación ambiental de Sierra Pintada en San Rafael. <https://www.mendoza.gov.ar/prensa/después-de-30-años-avanzala-remediación-ambiental-de-sierra-pintada-en-san-rafael>

• Quilici, D. (2010). La fabricación de los elementos combustibles para los reactores nucleares de potencia en Argentina: un caso de inversiones productivas realizadas por un organismo de ciencia y técnica. <https://www.cnea.gov.ar/es/wp-content/uploads/files/combustibles.pdf>

• Sábato, J. y Botana, N. (1968). La Ciencia y la tecnología en el desarrollo futuro de América Latina. [http://docs.politicasci.net/documents/Teoricos/Sabato\\_Botana.pdf](http://docs.politicasci.net/documents/Teoricos/Sabato_Botana.pdf)

• Zappino, J. (2021a). Empresas públicas y mixtas, tecnología y desarrollo I. Algunos elementos conceptuales. Cuadernos del INAP, 2(75).

# Un análisis de aspectos técnicos, económicos y ambientales de las energías eólica y solar

Autor: Ing. Mecánico Fernando Quintana - Gerente de Investigación Aplicada CNEA.

## Introducción

El propósito de este artículo es estimular el debate desde el análisis crítico de hechos relacionados con la profunda transformación que está sufriendo la producción de energía eléctrica a nivel mundial, consecuencia a su vez de la necesidad de disminuir la producción de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

El autor es autodidacta, interesado en todas las formas de producción de energía y dispuesto a analizar aspectos técnicos, económicos, ambientales y sociales que permitan tener un panorama amplio de las tecnologías mencionadas y que permitan al lector elaborar su propio análisis crítico. Sin embargo, no se trata de un artículo completo en el sentido de que no se analizan todos los aspectos de las energías renovables, sino solamente algunos. Hay una buena cantidad de temas asociados al proceso de fabricación, instalación, mantenimiento y desmontaje de estos generadores que exceden el alcance de este artículo que, como se dijo, solamente analiza algunos aspectos que el autor considera relevantes.

La motivación principal del artículo es reflexionar acerca de algunos aspectos que no siempre se analizan pues a pesar de los esfuerzos que se realizan, hay emisión de GEI asociados a la utilización de generadores eólicos y solares, problemas técnicos, económicos y sociales que es conveniente revisar.

Buena parte de la información se ha obtenido de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) y de la revista Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina publicado mensualmente por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). Hay una cantidad importante de información obtenida de otros medios, que se citan a lo largo del texto.

## Oferta y demanda

La producción de energía eléctrica se realiza utilizando diferentes fuentes (térmica, hidráulica, nuclear, eólica, solar, etc) y la suma de la producción de cada una de esas fuentes es lo que llamamos oferta.

El consumo de energía eléctrica es la suma de todos los sectores ya sea residenciales, transporte y servicios o industriales y es lo que se denomina demanda.

La demanda no es constante a lo largo del día. Se producen dos picos de demanda: uno en la

mañana entre las 11 y las 12 y otro a la tarde entre las 20 y 21. Este horario es variable con la estación del año ya que tiene relación con las horas de luz diurna y las costumbres de la sociedad. De hecho, existen curvas típicas de invierno y de verano. También son diferentes de un país a otro dependiendo de la latitud, clima, costumbres de la sociedad, etc.

En la Figura 1 se observa una curva típica de demanda del Sistema Argentino de Interconexión (SADI)<sup>1</sup> correspondiente al 14 de noviembre de 2022.

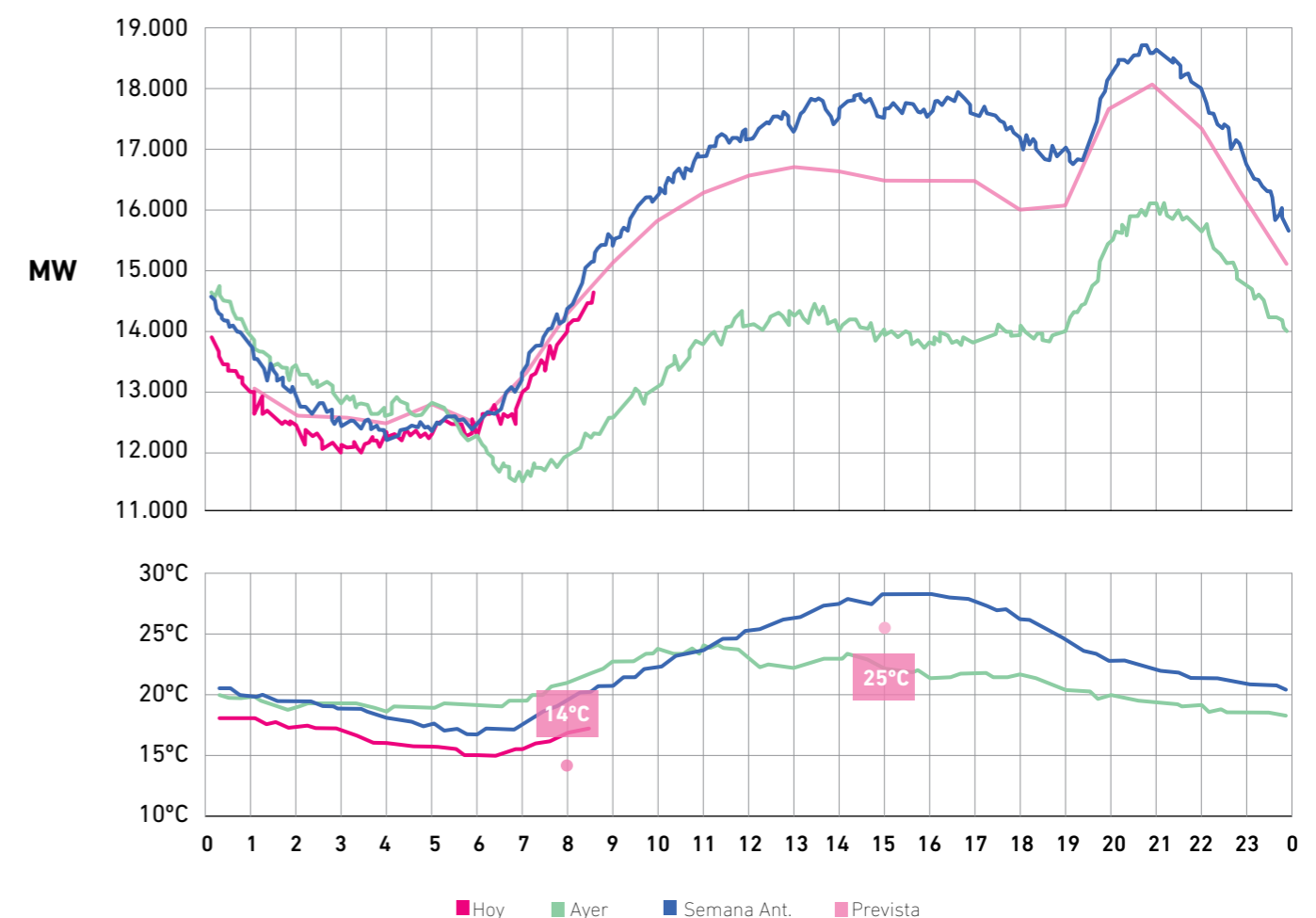


Figura 1: Demanda de energía del SADI del 14-11-22.

En la Figura 1, la curva en rojo representa la demanda de energía del 14/11/22. La curva en azul del mismo día de la semana anterior, la curva azul claro la del día anterior, la rosa es la demanda prevista y la roja es la demanda real. Nótese que llega hasta las 8:40, hora en que se toma el estado del sistema.

La oferta y la demanda de energía deben igualarse en todo momento. Si la oferta supera a la demanda, la frecuencia de la red (en Argentina 50 Hz) aumenta. Si la demanda supera la oferta, la frecuencia disminuye. A los efectos de asegurar un correcto funcionamiento, esta frecuencia debe mantenerse constante en forma ajustada alrededor de 50 Hz.

Por tal razón, para cada día se elabora una curva de demanda prevista y se estudia el momento en que cada central entrará en el sistema, con qué potencia, etc. a los efectos de cubrir esa demanda. Esto se llama despacho de carga.

Puede ocurrir que el despacho previsto no pueda cumplirse por razones meteorológicas (viento, sol) ya sea por defecto o por exceso. Entonces se recurre al "redespacho" de carga. Se refiere a un cambio a corto plazo ya sea de la entrada de determinada central o de la potencia que inyecta al sistema. Esta solicitud llega a instancias del operador de la central o del parque eólico o solar para evitar sobrecargas locales en la red.

El despacho de energía tiene como objetivo lograr el perfil de operación más rentable en el sistema. Para dicho fin, se consideran los costos variables de cada planta (como el costo del combustible) junto con los precios pronosticados en los mercados de energía. Una planta de energía solo es rentable si sus costos variables son más bajos que los precios de venta de energía que se puedan lograr en el mercado. Por otro lado, también se genera un horario que determina la asignación de la capacidad de ajuste disponible para la planta o plantas. Para generar dicho horario se consideran factores como la ubicación (¿qué planta se usará?), el tiempo (¿cuánto tiempo se usará la planta y desde cuándo?) y la graduación (¿la planta debe funcionar a carga parcial o total?).

Por lo general, se requiere que los operadores de centrales eléctricas registren su horario de producción con el operador de la red de transmisión para permitir el pronóstico de la energía disponible de la red.

El despacho también se utiliza en el campo de las energías renovables. Los operadores de energías renovables fluctuantes, como la energía solar y eólica, evalúan los pronósticos meteorológicos y la disponibilidad de la planta para determinar el horario del día siguiente. Los operadores de energía renovable regulable (plantas de biomasa e hidroeléctricas) crean perfiles de operación

de varios días para sus activos. Esto permite a un operador de planta basar la asignación de recursos en los precios del mercado eléctrico.

Se transcriben a continuación algunos párrafos que abordan el problema de despacho de energía.

### **Redespacho de energía<sup>3</sup>.**

*El redespacho se utiliza principalmente en regiones con una alta proporción de producción de energía renovable, como California o Alemania. Para comprender el re-despacho, considere cómo las centrales eléctricas envían sus horarios de generación a los operadores del sistema de transmisión. Tan pronto como se hayan recibido los perfiles de producción, los operadores de la red realizan lo que se conoce como flujo de carga, o cálculo de la carga de la red, para preparar una descripción general de la generación y el consumo esperados en la red para el próximo día. En ese punto, también se analiza el despacho de energía para determinar si alguna parte de la red eléctrica podría verse afectada negativamente y en qué medida. Para mantener al mínimo el uso de servicios de ajuste del día siguiente, el operador del sistema de transmisión puede indicar a los operadores de la planta que pospongan la producción de energía programada en función del cálculo del flujo de carga del día siguiente. De esta manera, se minimizan las situaciones de sobrecargas locales en red. Así pues, la solicitud para alterar la producción de electricidad es lo que denominamos re-despacho.*

### **El Mercado Eléctrico Mayorista<sup>4</sup>.**

*"El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el punto donde convergen la oferta y la demanda. Se crea un Mercado a Término y un Mercado Spot para la compraventa de energía. Los Distribuidores pueden comprar la energía al mercado a un precio estabilizado que se actualiza trimestralmente.*

*Los Generadores pueden vender energía al mercado a través de un precio Spot horario.*

*La generación necesaria para satisfacer la demanda se determina en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.*

*Los precios Spot horarios se determinan marginalmente con el costo requerido para satisfacer la próxima unidad de demanda.*

*El funcionamiento del MEM se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio. En la prestación se reconocen las tres franjas de actividad: Producción, Transporte y Distribución."*

Del análisis de los párrafos precedentes queda claro que no solamente importa la generación, sino también el transporte (sistema interconectado) y la distribución de energía (estaciones transformadoras, líneas de media y baja tensión).

Es importante mantener igualadas la oferta y la demanda y para ello hay sistemas que actúan en los primeros segundos y otros que operan en los primeros minutos de haberse producido un apartamiento que implica una bajada o una subida de la frecuencia.

### **Energía y potencia**

En Física se define energía como el trabajo producido. La palabra "trabajo" en Física tiene un significado preciso algo distinto al cotidiano. Se lo define como el producto de la fuerza por el desplazamiento en la dirección de esa fuerza, o bien el torque por el ángulo de giro. Los generadores eléctricos entregan energía, que es lo que consumen los diferentes equipos o máquinas. La velocidad con la que es entregada esa energía es la potencia.

Las unidades en Física son el Joule o Julio (J) para la energía y el Watt o Vatio (W) para la potencia ( $1W=1J/s$ ). En sistemas eléctricos de potencia se utilizan otras unidades. Para energía se utiliza el vatio-hora (Wh), que significa vatio multiplicado por hora ( $1Wh=3.600J$ ) y sus múltiplos: kWh (kilovatio hora), MWh (Megavatio hora), TWh (teravatio hora). Para la potencia se utiliza el Vatio y sus múltiplos: kW (kilovatio), MW (Megavatio) TW (teravatio)

Se llama generación de base a aquella destinada a cubrir la demanda que se produce las 24h del

día y de pico a aquella destinada a cubrir los "picos" de demanda.

Es preciso entender que una cosa es la potencia máxima que puede entregar una máquina y otra es la potencia que realmente está entregando en ese momento. Una máquina puede estar trabajando y entregando una fracción de su potencia nominal, o estar entregando el 100% de la misma (plena carga). En general una máquina térmica está diseñada para ofrecer su mejor rendimiento a plena carga.

Ya que se mencionó la palabra rendimiento conviene detenerse un momento. Para una máquina térmica se define el rendimiento como el cociente entre la energía realmente entregada por la máquina y la energía presente en el combustible.

Desde el punto de vista de la potencia entregada no todas las máquinas son iguales: es conveniente que los reactores nucleares funcionen a plena potencia sin experimentar variaciones. Esto es por una cuestión técnica que se denomina interacción pastilla-vaina o PCI (Pellet-Clad-Interaction). Desde el punto de vista económico, conviene funcionar a plena potencia pues de esa manera se puede amortizar la instalación en un período menor. A esto debe sumarse que el costo de combustible por unidad de energía entregada es mucho menor que en el caso de combustibles fósiles.

No todos los reactores son iguales y hay importantes excepciones a esta cuestión técnica, como un tipo de reactores denominados de agua en ebullición o BWR (Boiling Water Reactor). Los mismos pueden variar la potencia entregada entre 75 y 100% para una posición fija de las barras de control, variando la recirculación de fluido refrigerante<sup>20,21</sup>.

Por esta razón, se suele decir que las centrales nucleares generan energía "de base".

Las centrales térmicas pueden funcionar cubriendo base o pico dependiendo del costo de

combustible. Hay que tener en cuenta que les lleva tiempo desde que arrancan hasta poder conectarse al sistema (o "tomar carga") justamente porque son máquinas térmicas y necesitan alcanzar la temperatura de trabajo antes de entregar energía.

Conviene que las centrales hidráulicas trabajen a la mayor potencia el mayor tiempo posible para poder amortizar la instalación en períodos más cortos. Pero el caudal a turbinar está vinculado a lo que establezca la autoridad de cuencas, es decir si hay agua, si hay una sequía, si es la estación de lluvias en la cuenca, etc. Desde que se ordena abrir el paso de agua hasta que la máquina está en condiciones de entregar energía a la red sólo pasan 2 o 3 minutos. Por eso se dice que este tipo de máquinas son "despachables".

Conviene que los parques eólicos y solares trabajen a la mayor potencia el mayor tiempo posible por razones de amortización. Sin embargo, ello depende de disponibilidad de sol, de viento y también de la capacidad de transporte/transformación.

### La energía de respaldo

Una vez repasados los conceptos anteriores, es fácil entender que en el caso de las energías eólica y solar, la oferta no tiene por qué seguir a la demanda, ya que la demanda seguirá la curva típica para ese día y la oferta dependerá de cuestiones climáticas.

La Figura 2 muestra la oferta típica de potencia de un parque fotovoltaico<sup>1</sup>.

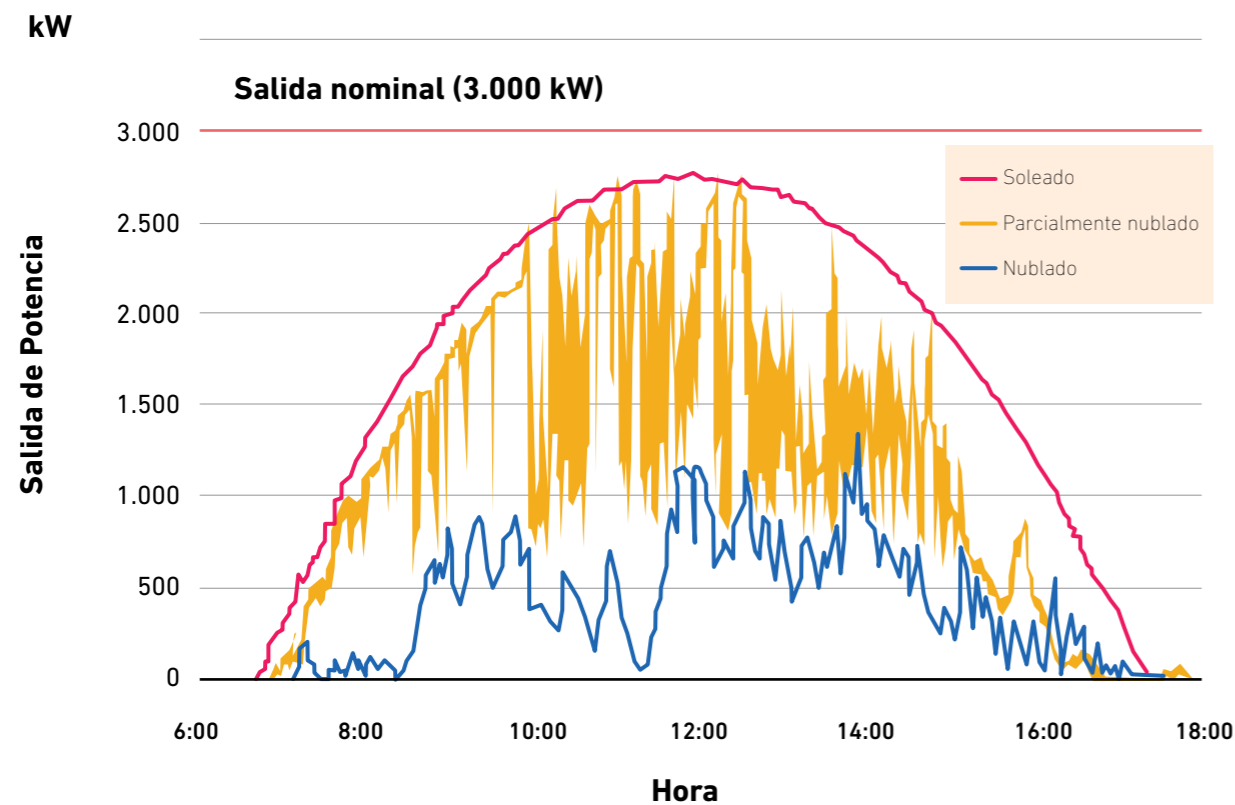


Figura 2: Variación de potencia típica para un parque fotovoltaico.

Del análisis de la misma puede observarse que la curva típica depende fuertemente del nivel de nubosidad y se presentan grandes variaciones durante el día.

La Figura 3 muestra la variación típica de la velocidad del viento en un parque eólico en España<sup>2</sup>. Puede observarse también que a lo largo del día se presentan variaciones importantes.

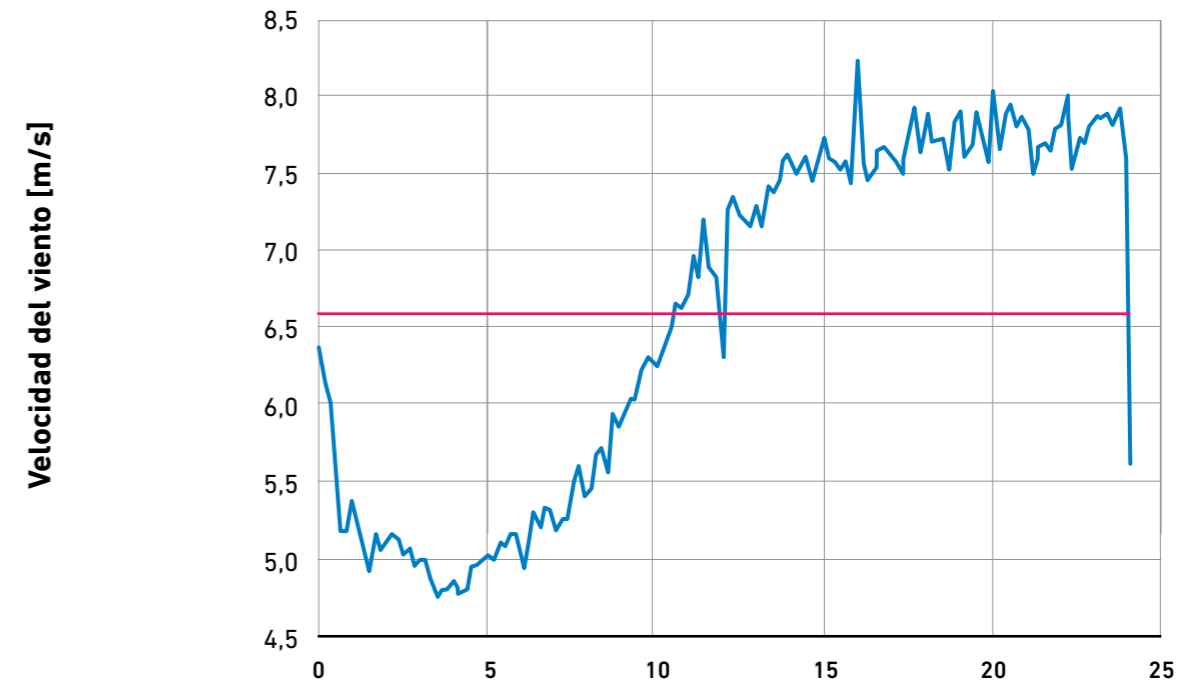


Figura 3: Variación de velocidad de viento típica en un parque eólico español.

En la Figura 4 se puede observar un hecho ocurrido en Alemania<sup>1</sup> el 7/12/2015. Se observa que alrededor de las 12 donde hay un pico de demanda, al mismo tiempo se produce una caída brusca de la velocidad del viento.

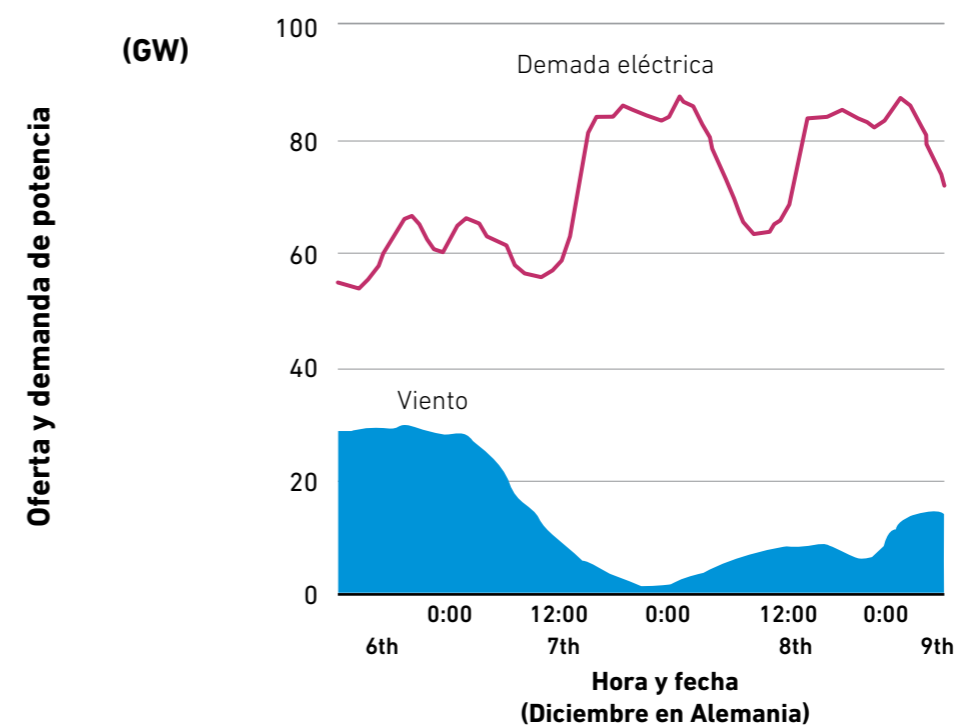


Figura 4: Demanda de energía vs. velocidad del viento en Alemania (Dic 2015).

La consecuencia inmediata es que es necesario tener una fuente de energía de respaldo para cubrir esa demanda. Dicha fuente debe estar funcionando (se llama reserva caliente) o debe poder entrar en servicio en pocos minutos.

Las posibilidades son: Térmica, Hidráulica o Nuclear. Respecto de ésta última ya se explicó que no es conveniente hacer variar la potencia entregada.

Las centrales térmicas pueden ofrecer el respaldo que se necesita y es la solución adoptada en muchos países. Para ello es necesario que haya una cantidad de centrales con capacidad de respuesta inmediata y que sean capaces de reemplazar la energía que están entregando las renovables en caso de una disminución en la velocidad del viento o en la irradiación solar.

Las centrales hidráulicas son ideales por su característica ya mencionada de ser "despachables". Sin embargo, no deben perderse de vista dos hechos: el primero que hay límites a lo que se puede turbinar, impuestos por las autoridades de cuenca y el segundo es que debe prestarse atención a las líneas por donde fluye la energía. Es decir, frente a un déficit en la oferta de energía renovable, no solamente es preciso determinar qué centrales la van a reemplazar, sino también asegurar la capacidad de transporte de las líneas que van a transportar esa energía.

Es necesario hacer un alto en este momento para mencionar que la potencia que debe asegurarse como respaldo de las renovables debe ser similar a la potencia de los parques eólicos o solares a respaldar. Volveremos sobre este tema.

Una consecuencia inmediata de tener un parque térmico de respaldo para las energías renovables es el aumento de emisiones<sup>5</sup> de CO<sub>2</sub>. Este aumento se da debido a las emisiones del parque de centrales térmicas operando a potencia parcial y por ende fuera del punto de rendimiento óptimo.

### El factor de capacidad

Como se dijo anteriormente, una central o un parque eólico o fotovoltaico, puede estar funcionando a una potencia inferior a su potencia nominal.

La energía entregada a lo largo del año será el producto de la potencia entregada por el tiempo. En términos matemáticos es una integral. Para hacerlo sencillo podríamos dividir el año en horas (son 8.760). Luego multiplicamos cada hora por la potencia que la máquina está entregando y las sumamos.

El cociente entre la energía realmente entregada por la máquina (o el parque eólico o solar) y la energía que hubiera entregado de funcionar al 100% todo el tiempo se llama Factor de Capacidad (o Factor de Carga o Disponibilidad). Se multiplica por 100 para expresarlo como un porcentaje.

$$FC = \frac{\text{Energía realmente entregada}}{\text{Energía que hubiera producido al 100\% de potencia}} \times 100$$

Este número puede ser próximo a 100 para centrales térmicas o nucleares (en general superiores a 90%) ya que en general se establece una parada anual programada para tareas de mantenimiento. Para centrales hidráulicas depende esencialmente del río, si es una central solamente de producción de energía o si también se usa para regular riego o asegurar provisión de agua a centros urbanos, etc. En nuestro país, por ejemplo, el río Paraná se caracteriza por un gran caudal y una importante estabilidad. En cambio, las centrales de la cuenca del Río Limay dependen mucho más de regímenes de lluvia en la cordillera y tienen una característica estacional.

Para energía eólica y solar el FC es mucho menor que para térmica o nuclear, dependiendo especialmente de la zona, del régimen de vientos y de irradiación solar. Como referencia se dan algunos valores ilustrativos<sup>6</sup>.

**Hidroelectricidad 44%** Promedio mundial (dependiendo de la disponibilidad de agua)  
**Eólica 20 al 40%** (Muy dependiente del lugar)  
**Solar 33%** (California)  
**10%** (Alemania)  
**19%** (Arizona)  
**13-15%** (Massachusetts)

Esto da como consecuencia que para producir una cierta cantidad de energía con renovables, es preciso incrementar en forma sustantiva la potencia instalada.

Tal vez un ejemplo despeje dudas.

Tomemos una central térmica o nuclear de 1.000 MW. Asumamos un FC 90%. La energía generada al cabo de un año es  $8760 \times 1000 \times 0,9 = 7884$  GWh

Supongamos un parque eólico promedio mundial (FC=30%). Para producir la misma energía en el año necesito instalar una potencia de:

$$\frac{7.884.000}{8.760 \times 0,3} = 3.000 \text{ MW}$$

Si fuera un parque fotovoltaico en Arizona (FC=19%) debería tener una potencia de:

$$\frac{7.884.000}{8.760 \times 0,19} = 4.737 \text{ MW}$$

Este hecho hace que la inversión inicial sea muy importante y es uno de los factores que hace recomendable que estos parques generen todo lo posible en su vida útil a los efectos de poder amortizarse

Esta potencia importante tiene impacto sobre la magnitud de la potencia necesaria para respaldo. Es claro que tiene que ser un valor al menos comparable.

Otra consecuencia no menor de este hecho es que aún en un sistema interconectado es preciso asegurar que cuando sople viento o cuando haya sol, las líneas tendrán una capacidad de

transporte equivalente a esa potencia. Este hecho también plantea un cuestionamiento económico-ambiental: las líneas y estaciones transformadoras deben estar dimensionadas para una potencia que solamente transportarán una fracción del tiempo.

Pero no todo son malas noticias en lo que respecta al FC. Veamos algunas cuentas para la energía eólica. Se presentan valores a nivel mundial:

### Año 2012

Potencia total instalada: 283,1 GW  
 Energía total generada: 520 TWh<sup>9</sup>  
**FC = 20,7%**

### Año 2019

Potencia total instalada: 651 GW  
 Energía total generada: 1.420 TWh<sup>10</sup>  
**FC = 24,9%**

Observamos con esperanza estos valores ¡El FC de la EE a nivel mundial está creciendo! Pero ¿Por qué ocurre esto?

Porque la Energía Eólica es una tecnología en evolución. Podemos decir que está inmadura y aún se van diseñando y construyendo generadores cada vez más eficientes. En particular la altura de los mismos se ha duplicado desde comienzos de siglo y la potencia de cada generador se ha multiplicado por cinco.

### El costo nivelado de la electricidad (LCOE)

Los diferentes tipos de generación tienen sus características propias. Por ejemplo: una central hidroeléctrica o nuclear requiere una inversión de capital muy importante en el tiempo que dura la construcción (varios años). Una vez en operación el costo de combustible es cero para la hidráulica y bajo en relación a la energía entregada para la nuclear.

La longevidad de estas centrales es importante. Pueden ser 40 años para una nuclear, con otros 30 años más en caso de optar por una renovación (revamping) como ha hecho Argentina.

Para una hidráulica la vida útil puede ser de 30, 60, 45 y 150 años. Esto dependerá del tipo de represa y construcción, tamaño y de otras variables ambientales como la sedimentación y erosión que pueden reducir hasta más de la mitad su vida útil<sup>7</sup>.

Una central térmica se puede construir en un tiempo sustancialmente menor (uno o dos años por ejemplo) y con una inversión significativamente más acotada. La vida útil puede estar entre 30 y 40 años. A partir de la

entrada en servicio el costo de combustible es importante.

Para un parque eólico o fotovoltaico la vida útil estimada es de alrededor de 20 años, pero en el caso particular de las eólicas, puede producirse obsolescencia temprana. Esto es debido a que es una tecnología que está en plena evolución y un parque eólico queda rápidamente desactualizado. En consecuencia, puede ser que no llegue al final de la vida útil y deba reemplazarse por otras máquinas más eficientes.

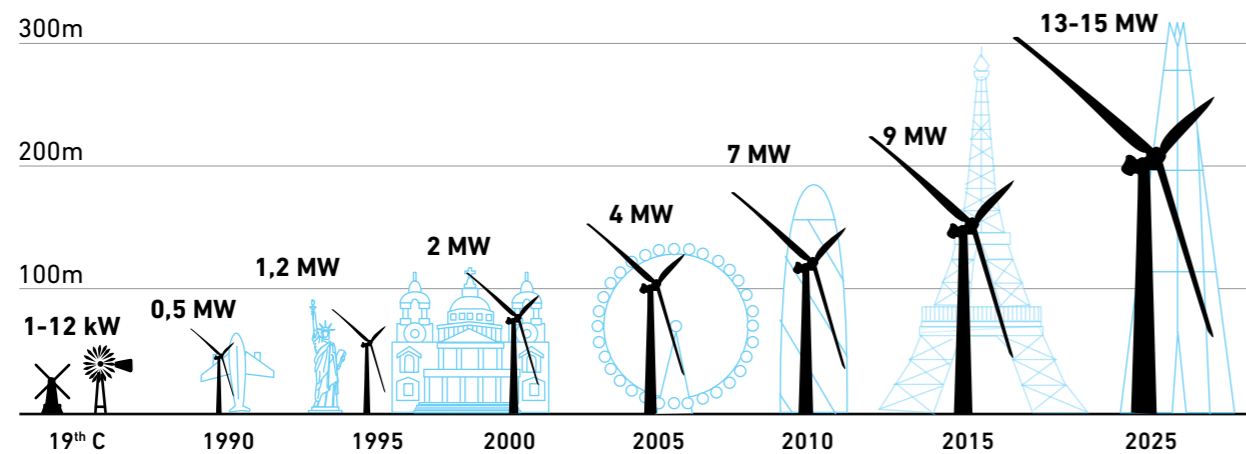


Figura 5: Evolución del tamaño de los generadores eólicos.

La Figura 5 muestra la evolución del tamaño de estos generadores en los últimos 30 años y las potencias de los mismos<sup>8</sup>.

Este hecho incide en las inversiones de capital necesarias y afecta sin dudas el LCOE.

Ahora que hemos tratado estos conceptos podemos introducir la expresión que permite calcular el costo nivelado de electricidad (LCOE).

$$LCOE = \frac{\text{Suma de costos}}{\text{Energía total generada}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \left[ \frac{u\$D}{MWh} \right]$$

Donde

**$I_t$**  es la inversión en el año  $t$   
 **$M_t$**  gastos de mantenimiento en el año  $t$

**$F_t$**  gastos de combustible en el año  $t$   
 **$E_t$**  Energía total entregada en el año  $t$   
 **$r$**  Tasa de descuento  
 **$i$**  Tasa de interés  
 **$n$**  Número de años de vida de la central

Recordemos que la tasa de descuento es la tasa que permite "traer" al presente un gasto efectuado más adelante en el tiempo. Se llama valor neto presente. Es decir, si la tasa de interés es  $i$ , la tasa de descuento es:

$$r = \frac{i}{1+i}$$

Esto permite "traer" al presente todos los gastos efectuados durante la vida útil de la central (combustible, mantenimiento, inversiones, etc). Para ilustrar este concepto supongamos que en

los próximos cinco años se gastan 100 unidades de alguna moneda cada año. Asumamos una tasa de interés de 3%. Para traer cada gasto al valor neto presente, la cuenta debe ser la siguiente:

Tasa de descuento:

$$r = \frac{i}{1+i} = \frac{0,03}{1+0,03} = 0,029 \quad \text{Valor actual} = \frac{\text{valor nominal}}{1+0,029}$$

Año 1: **100 unidades**

$$\text{Año 2: } \frac{100}{1+0,029} = 97,18 \text{ unidades}$$

$$\text{Año 3: } \frac{97,18}{1+0,029} = 94,44 \text{ unidades}$$

$$\text{Año 4: } \frac{94,44}{1+0,029} = 91,78 \text{ unidades}$$

$$\text{Año 5: } \frac{91,78}{1+0,029} = 89,19 \text{ unidades}$$

Sumando  $100 + 97,18 + 94,44 + 91,78 + 89,19 = 472,59$  unidades.

Esto significa que trayendo a valor neto presente el gasto efectuado en 5 años, obtenemos un valor de 472,59 unidades.

Entonces: el LCOE permite comparar dos formas de producir energía de una manera más o menos aceptable.

Pero el LCOE no está libre de críticas. Se resumen a continuación algunas de ellas:

**1)** Se hace sobre la base de un valor estimado de la tasa de interés y se hacen cálculos para vidas útiles del orden de 40 años. La experiencia nos indica que los vaivenes económico-financieros de la economía mundial hacen imposible predecir siquiera cuál va a ser la tasa de interés el año próximo. Mucho menos a 40 años.

**2)** En el cálculo aparece el costo del combustible. Si miramos solamente la evolución

del costo del petróleo en los últimos 40 años veremos que es absolutamente imposible predecir lo que ocurrirá en los siguientes 40.

**3)** El cálculo se hace para una determinada vida útil. Para una nuclear o una hidráulica puede ser bastante correcto. Pero hemos visto que para una eólica hay bastante incerteza.

**4)** Todo el cálculo puede no servir si el contexto internacional cambia. Por ejemplo: la guerra Rusia-Ucrania y el incremento del costo de combustibles asociado.

**5)** El LCOE compara dos formas de producir energía, pero no tiene en cuenta que para un determinado proyecto tal vez es necesario construir líneas de AT, estaciones transformadoras, caminos, considerar la necesidad de energía de respaldo etc.

Por lo que se acaba de exponer, el LCOE no es una herramienta infalible. Sólo es una herramienta más que debe usarse con las previsiones del caso.

Lo que sí es claramente inaceptable es comparar las diferentes formas de generación refiriéndose al "costo del MW instalado" como se ha hecho algunas veces de manera muy ligera y con escaso o nulo fundamento<sup>11</sup>.

A la luz de los conceptos que se han expuesto precedentemente, el lector podrá advertir fácilmente que la comparación debe hacerse sobre la unidad de energía entregada (kWh o MWh) pero teniendo en cuenta todas las variables que se han analizado: el costo de la inversión inicial, la tasa de descuento, el costo de combustible, el costo de transmisión, otros costos adicionales que pueden ser muy importantes, como construcción de carreteras, líneas de Alta Tensión o estaciones transformadoras. En el caso de solares o eólicas también analizar una posible segunda o tercera inversión antes de los 40 años, motivada por obsolescencia temprana. Y todo esto, como se ha dicho, con incertezas tan grandes como la proyección del costo del petróleo o de la tasa de interés a 40 años.

En la Figura 6 se presenta la evolución del LCOE para diferentes fuentes de energía<sup>22</sup>, donde puede notarse que si bien las renovables presentan valores elevados, la tendencia es descendente.

No se han mencionado antes, pero en nuestro país juegan un rol fundamental y son las condiciones de acceso al financiamiento: aquí muchas

veces juegan un rol destacado los bancos e incluso estados (como el caso de China con los aprovechamientos hidroeléctricos de Santa Cruz, o la cuarta central nuclear). Aparecen también factores geopolíticos que inciden de manera muy notoria, por lo que pensar solamente en el costo del kW o MW instalado es mirar una variable e ignorar todas las demás.

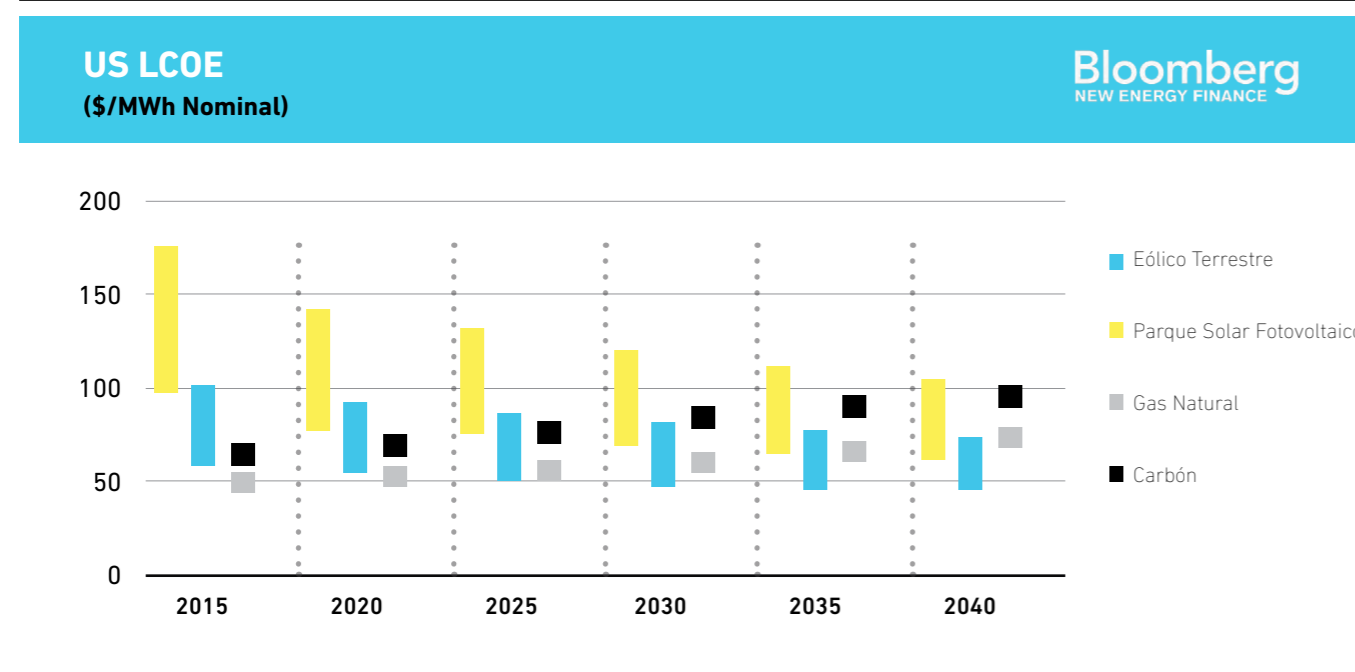


Figura 6: Comparación del costo nivelado de electricidad para diferentes fuentes.

### Las inestabilidades en grandes redes

De acuerdo a lo expresado en el trabajo de Sánchez Oñate<sup>12</sup> "la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia depende de la capacidad del sistema de permanecer en un estado estable en condiciones normales de operación y retornar a un estado normal en caso se sufrir una falla o perturbación.

El sistema de potencia es altamente no lineal, opera en un ambiente que constantemente cambia; por ejemplo, con variación de cargas, salidas de generadores o fallas y cambios continuos de las características de operación. Cuando el sistema es expuesto a una perturbación, la estabilidad del sistema depende del estado de operación inicial, así como de la gravedad de la perturbación.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia presentan estados dinámicos debido a que son vulnerables a diferentes tipos de disturbios causadas por fallas de cualquier elemento que posea el sistema, o por una falla externa, que pueden terminar en la pérdida parcial o total de la estabilidad del sistema, ya sea de tipo angular, de voltaje o de frecuencia".

Algunos países han incorporado en forma masiva parques eólicos y fotovoltaicos y a pesar de tener grandes redes interconectadas con importantes capacidades de transporte, han sufrido importantes problemas de inestabilidad.

En un trabajo presentado en la décima Conferencia Internacional sobre Cambio Climático en Washington<sup>5</sup>, W. Müller exhibió una

figura en el que se muestra la evolución del número de intervenciones diarias necesarias para mantener la estabilidad de la red en Alemania. Esta figura está representado en la Figura 7, donde puede observarse que como consecuencia de la implementación del plan de transición energética en Alemania (Energiewende) hay un notorio incremento en el número, habiendo pasado de 3 o 4 intervenciones por año en 2006 a 2.683 en 2015 y con una proyección ascendente. La figura muestra claramente de qué manera la incorporación masiva de fuentes de energía renovable en la red alemana, han provocado este incremento en las intervenciones para mantener estable la red.

Por el alcance de este trabajo y por estar dirigido a un público general, con motivaciones de divulgación, no se profundizará en otros detalles técnicos relacionados con la inercia de las máquinas rotantes, los diferentes mecanismos de control de frecuencia, la naturaleza reactiva de algunas cargas, todos ellos relacionados de alguna manera con la estabilidad de grandes redes. Sin embargo, no escapará al lector que una red que requiere de un número tan elevado de intervenciones tiene mayores riesgos de sufrir problemas (apagones, pérdida de suministro, desprendimiento de carga, etc).

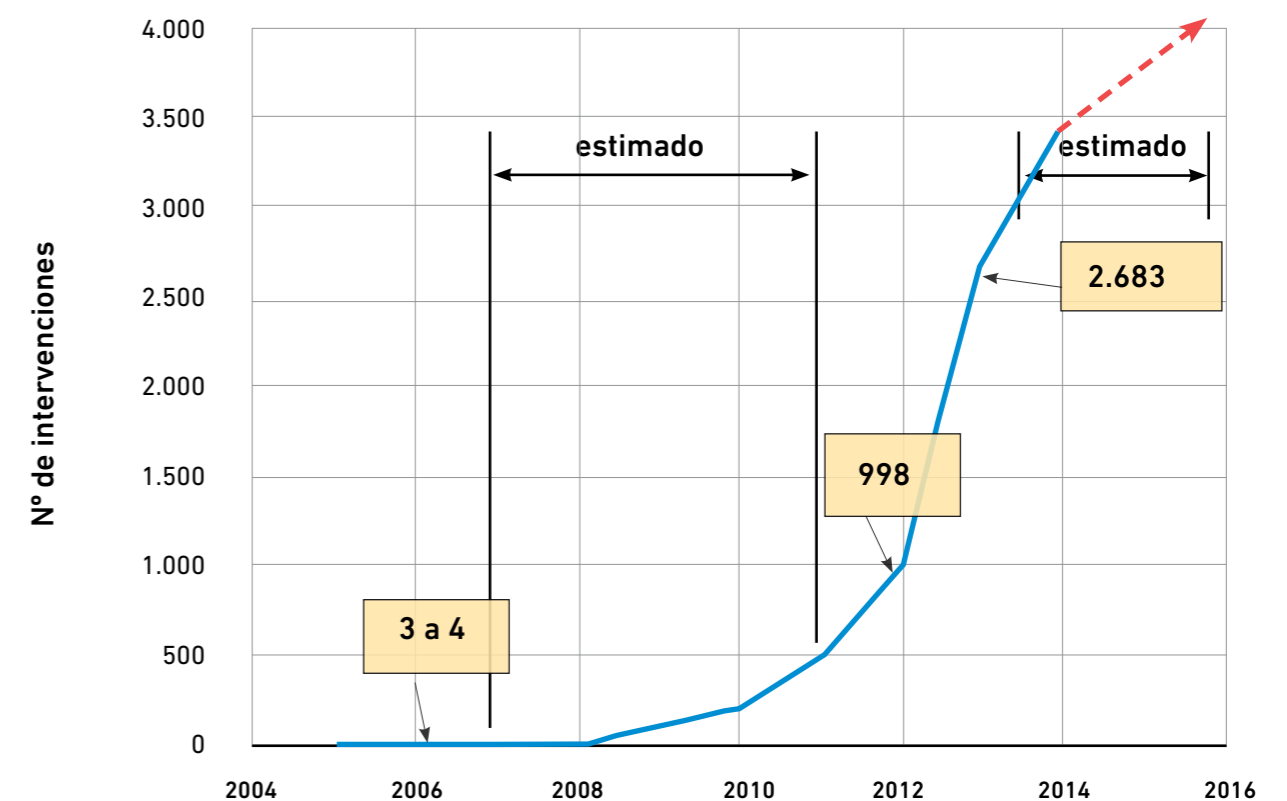


Figura 7: Intervenciones para estabilizar la red<sup>5</sup>.

### Almacenamiento de energía

En el Apartado 1 se mostró que, en los sistemas eléctricos de potencia, la oferta debe igualar a la demanda. En la Figura 1 se muestra que a lo largo de las horas del día la demanda presenta variaciones importantes, con dos picos de demanda que es necesario cubrir.

Es natural que el lector se pregunte si no es posible almacenar energía de alguna manera en los momentos en que hay viento o hay buena radiación solar para luego aprovecharla en otro momento en que el recurso escasea.

Si bien las modernas baterías son capaces de almacenar una cantidad moderada de energía como para alimentar un teléfono móvil (unos 18,5Wh) o un vehículo (unos 70.000 Wh), lamentablemente no hay muchas opciones para almacenar cantidades importante de energía del orden de decenas o centenas de TWh (1TWh=1.000.000.000Wh).

Hay una opción válida y afortunadamente en la Argentina tenemos dos ejemplos importantes. Se trata de complejos hidroeléctricos que tienen la posibilidad de generar energía y también la posibilidad de almacenar energía bombeando agua desde un embalse de menor nivel a otro situado en una cota superior. Se trata de los complejos de Río Grande (Córdoba) y Los Reyunos (Mendoza).

En la Figura 8 se observa la presa del complejo Río Grande y en la Figura 9 la sala de máquinas íntegramente contenida en el seno de la roca. Es la mayor central hidroeléctrica de generación y bombeo de América del Sur. Tiene una potencia instalada de 750 MW. Trabaja con dos embalses: el de mayor cota se llama Cerro Pelado y el embalse inferior se llama Arroyo Corto. Fue concebida originalmente por la empresa estatal Agua y Energía Eléctrica para aprovechar la energía de la Central Nuclear Embalse en momentos de bajo consumo para bombear agua y luego turbinar en momentos de mayor demanda.



Figura 8: Central Hidroeléctrica Río Grande (Córdoba).



Figura 9: Sala de máquinas de la Central Hidroeléctrica Río Grande.



Figura 10: Complejo Hidroeléctrico Los Reyunos (Mendoza).

En la Figura 10 se aprecia una vista del Complejo Hidroeléctrico Los Reyunos (provincia de Mendoza). Esta central tiene una potencia instalada de 224 MW y fue inaugurada en 1983. Trabaja con dos embalses: Los Reyunos en la cota superior y El Tigre en la cota inferior.

Desde el punto de vista estrictamente técnico, las centrales de bombeo son una buena solución. Ya se expresó anteriormente que son “despachables”. Por ejemplo, la Central Río Grande puede tomar carga en 3 minutos. Es un tiempo muy reducido. Sin embargo, al igual que cualquier complejo hidroeléctrico, están situados en sitios geográficos determinados y no necesariamente próximos a los centros de consumo, ni próximos a parques eólicos o fotovoltaicos. Por lo tanto, en la evaluación de este tipo de proyectos, incide fuertemente la localización geográfica y la magnitud de inversión.

#### La licencia social

Desde la firma en 1997 del Protocolo de Kyoto con el objeto de reducir internacionalmente las emisiones globales de GEI, se ha producido de manera gradual un proceso de concientización mundial sobre la necesidad de bajar el consumo de energía y también de reconvertir los sistemas de generación a los efectos de reducir la emisión de GEI.

Esto ha llevado a muchos países a invertir montos gigantescos en la construcción de parques eólicos y fotovoltaicos que ya están operando y entregando energía. Por ejemplo en Alemania El Instituto de Economía de la Competencia de la Universidad de Düsseldorf<sup>18</sup> ha calculado los costos totales de la Energiewende desde 2000 hasta 2015. Según publicó el diario alemán Die Welt, el costo de la transición energética entre los años 2000 y 2015 fue de 150.000 millones de euros, de los que la mayor parte han sido las primas a las renovables. Aunque también ha habido fuertes inversiones en redes eléctricas o el pago de varias tasas. El Instituto calculó que para 2025 el gasto total va a ser de 520.000 millones de euros.

En algunos casos dichos parques están situados en sitios en los que el suelo está aprovechado ya sea con actividades agrícolas o ganaderas. En otros casos (parques eólicos offshore) están ubicados en regiones de intenso tráfico marítimo o enfrentan la oposición de pobladores originarios.

Se genera entonces un conflicto por la ocupación del suelo o de la costa, ya que estos parques ocupan superficies muy superiores a una central térmica o nuclear. En el caso de parques eólicos aparece la necesidad de abrir caminos entre torre y torre para poder acceder para tareas de mantenimiento. Aparecen entonces organizaciones destinadas a defender los intereses de los ocupantes de la tierra. Se listan a continuación algunos ejemplos con carácter ilustrativo.

California (EEUU). **Altamont Landowners Against Rural Mismanagement (ALARM)**

Colorado (EEUU). **Calhan Wind Fraud**

Illinois (EEU) **Advocates for Responsible Energy Development**

Ontario (Canada). **Alliance for the Protection of Northumberland Hills**

Québec (Canadá). **Comité de vigilance éolienne de Sainte-Luce**

Leicestershire (Reino Unido). **Against Wind Farm at Low Spinney (AWFALS)**

Lincolnshire (Reino Unido). **Baumbers Windfarm Action Group**

Nottinghamshire (Reino Unido). **Beeston and Clifton Wind Turbine Awareness Group**

El lector interesado podrá encontrar en <sup>13,14,15</sup> listados que incluyen varios países.

También hay oposición de algunos sectores que plantean la “contaminación visual” que provocan. El autor reconoce que ninguna instalación ya sea hidráulica, térmica, nuclear, eólica o fotovoltaica le provoca rechazo sino más bien interés y admiración, aunque admite que hay otros puntos de vista que deben ser escuchados.

#### La situación en Argentina

Nuestro país ha realizado importantes inversiones en energías renovables. Si bien aún nuestra matriz energética presenta una fuerte dependencia de combustibles fósiles, la tendencia es a ir disminuyendo la misma.

Tipo	%	MW
Térmica	58,87	25.275,0
Nuclear	4,11	1.763,0
Hidráulica	26,46	11.358,7
Solar	2,53	1.085,8
Eólica	7,7	3.309,3
Biogas	0,17	72,6
Biomasa	0,16	70,3
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>42.889,9</b>

Tabla 1: Potencia instalada en la Argentina por tipo de fuente energética a diciembre de 2022.

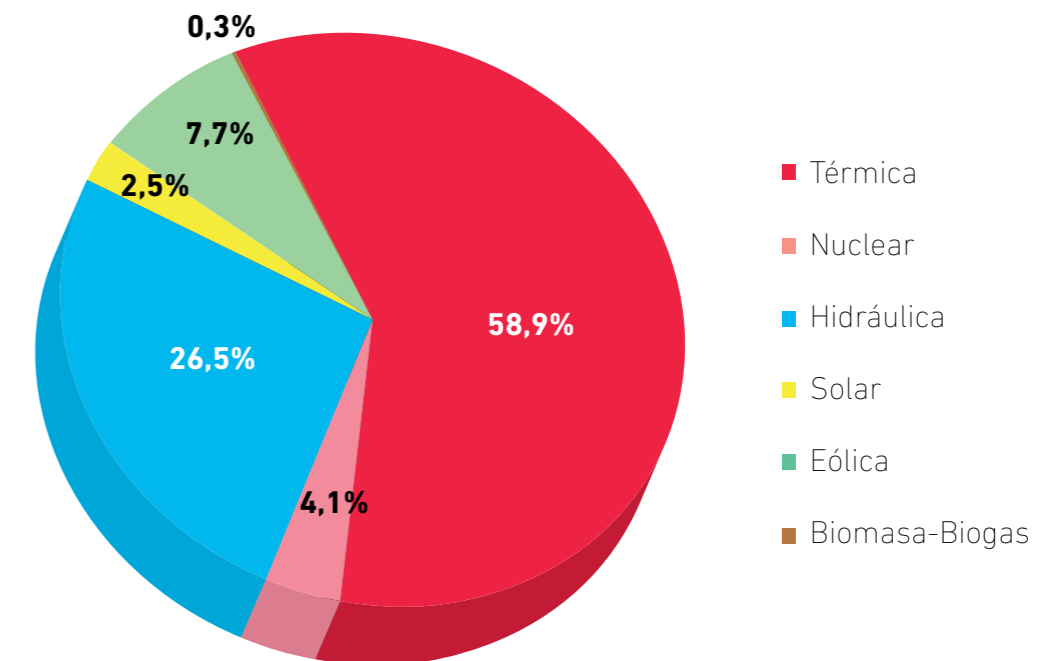


Figura 11: Potencia instalada en la Argentina. Diciembre 2022.

En la Figura 11 y la Tabla 1 podrán encontrarse los valores correspondientes a la potencia instalada total en el país para las diferentes formas de generación<sup>16</sup>.

En la Figura 12 se observa la cantidad de energía generada según el tipo de fuente. Debe

aclararse aquí que desde 2016 clasifica a los aprovechamientos hidráulicos menores a 50 MW como “renovables”, por lo que en “otras renovables se suman las contribuciones de eólica, solar, biogás, biomasa y centrales hidráulicas de potencia menor a 50 MW.

Este detalle queda expresado en la Figura 13 donde se aprecia que el mayor aporte es realizado por la energía eólica (73,2%) seguido por la fotovoltaica (15,1%), luego hidro renovable (5,5%), por último, biogas y biomasa (6,2%).

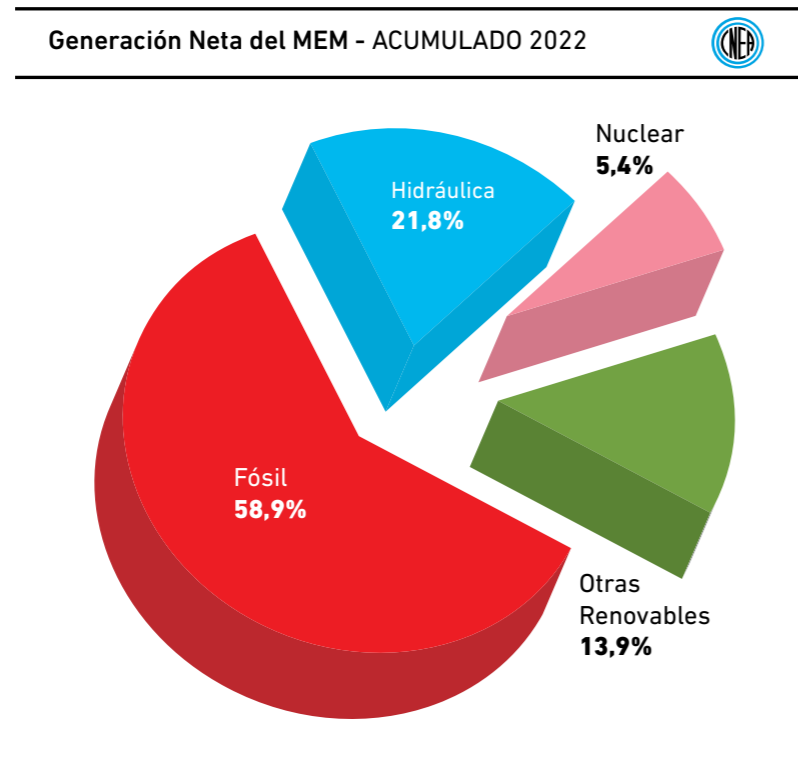


Figura 12: Energía generada en la Argentina de Enero a Diciembre 2022.

### Generación de Otras Renovables Acumulado 2022

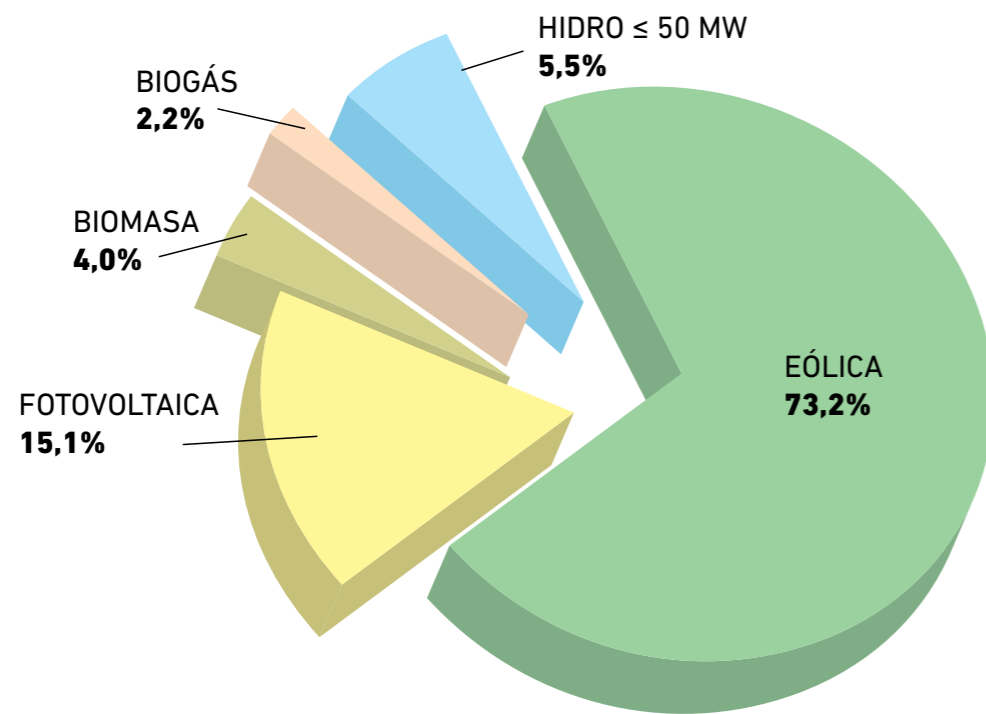


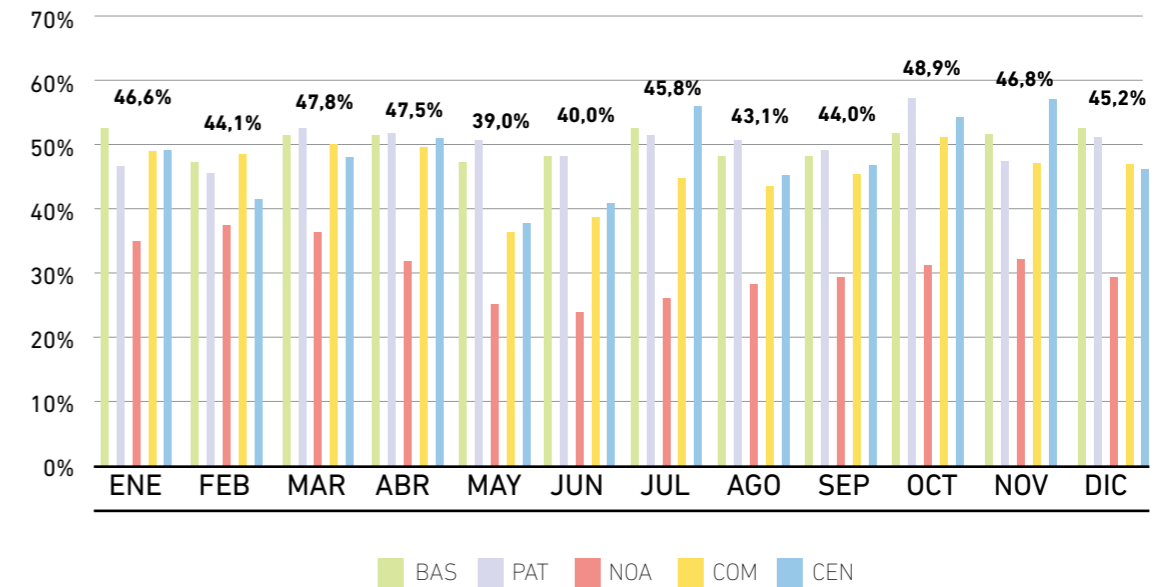
Figura 13: Energía renovable generada en la Argentina. Enero a diciembre 2022.

Las Figuras 14 y 15 muestran el FC (o disponibilidad) para energía eólica y solar en Argentina. Como puede observarse los valores son excelentes en la comparación mundial, lo que muestra un gran desempeño de nuestros parques.

Surge naturalmente la inquietud: ¿A qué se debe ese gran desempeño? Una respuesta posible es que la Argentina se encuentra en una región muy

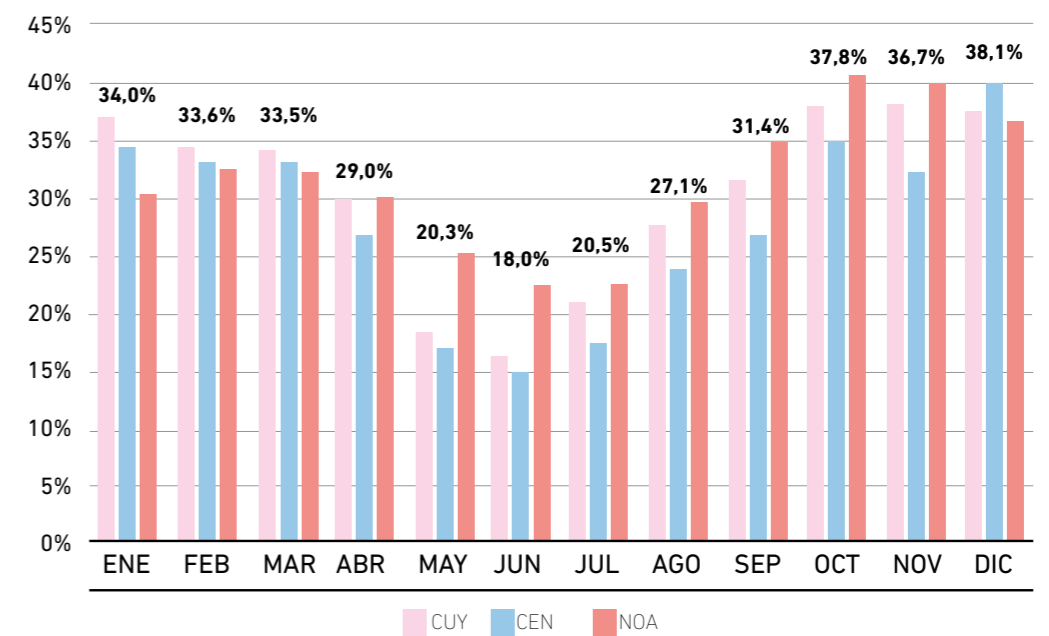
favorecida a nivel mundial tanto por la velocidad promedio de los vientos como por los valores promedio de irradiación solar.

Las Figuras 16 y 17 evidencian las afirmaciones anteriores<sup>17</sup>. Por comparación con otras regiones del mundo, la Argentina tiene condiciones muy favorables y podrían explicar de alguna manera el excelente FC observado.



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

Figura 14: Factor de Capacidad (Disponibilidad) Eólica en Argentina.



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

Figura 15: Factor de Capacidad (Disponibilidad) Fotovoltaica en Argentina.

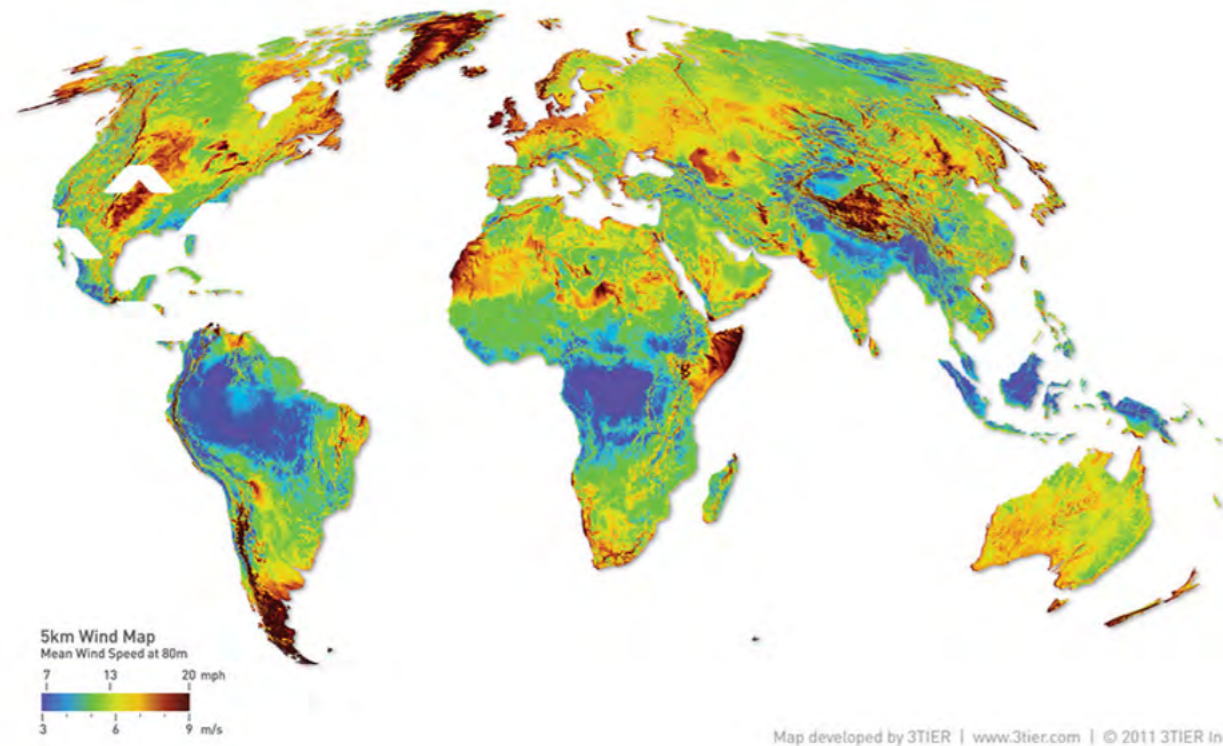


Figura 16: Mapa global de vientos a 80m de altura.

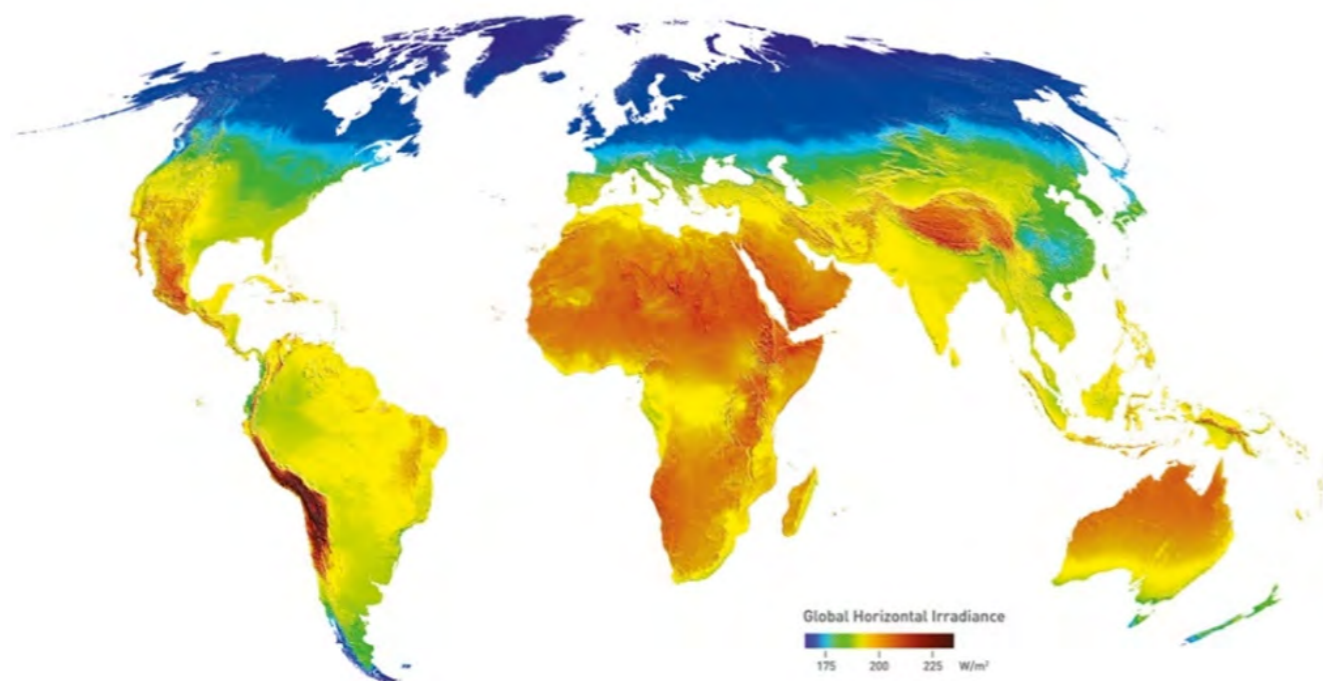


Figura 17: Mapa global de irradiación solar.

### Conclusiones

El presente artículo ha abordado algunos aspectos técnicos y económicos de las energías renovables. Es claro que son solamente algunos aspectos. No se han analizado otros temas relacionados con cuestionamientos que se han formulado hacia algunas tecnologías de producción de celdas solares, o la minería asociada a la producción de imanes permanentes, o la relación entre cantidad de cobre y otros materiales vs. energía generada.

Por lo tanto, puede decirse que este artículo presenta un análisis parcial en el cual se han estudiado algunos aspectos relevantes, pero siempre con un espíritu constructivo y de ninguna manera con el objetivo de cuestionar esa forma de producción de energía, que por otro lado a nivel mundial está experimentando un crecimiento sostenido.

La intención del artículo es, entonces, acercar al lector elementos importantes para el análisis que permitan formarse una opinión propia con fundamentos claros sin adoptar posturas fundamentalistas en uno u otro sentido.

Para resumir, y solamente basándose en lo expuesto anteriormente, es lícito cuestionarse **¿Qué se les critica a las energías eólica y solar?**

- 1) La oferta de eólica/solar no necesariamente sigue a la demanda por lo que es necesario contar con un respaldo de energía.
- 2) Han mostrado una importante incapacidad de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>, que a su vez es consecuencia de lo expresado en 1).
- 3) El FC de ambas es menor que el de generación térmica o nuclear. Sin embargo, en Argentina el desempeño es excelente, superior a la media mundial.
- 4) El costo de la unidad de energía (LCOE) aún es elevado, aunque la tendencia es a disminuir.
- 5) La inestabilidad de los sistemas eléctricos.
- 6) Inversiones importantes por obsolescencia temprana.
- 7) Ocupación de superficie mayor que térmica o nuclear, lo que genera resistencias sociales.

### ¿Qué características son favorables?

- 1) El costo del combustible es cero.
- 2) Por sí mismas no emiten CO<sub>2</sub>.
- 3) Combinadas con energía hidráulica se podrían mitigar los problemas de intermitencia.
- 4) En regiones no cultivadas (por ejemplo la Patagonia) la utilización de la superficie no es un problema severo.
- 5) El factor de capacidad (o carga) está mejorando a nivel mundial.

### Trabajo futuro

Como y se dijo en la introducción, este artículo aborda solamente algunos aspectos de las energías eólica y solar. Queda para otro trabajo analizar temas tales como el impacto ambiental de la construcción de parques de generación eólica y solar, tanto desde el punto de vista de los materiales, la energía involucrada en la construcción y las emisiones que implican.

El mismo análisis sin dudas sería interesante aplicarlo a otras formas de producción de energía tales como la proveniente de biomasa, o biocombustibles, pero siempre con espíritu crítico, haciendo un estudio completo y teniendo claro que la necesidad de generar cantidades crecientes de energía y el cuidado del ambiente son algunos de los temas más serios que enfrenta nuestra civilización.

### Referencias

1. N. Funahashi. Advances in Steam Turbines for Modern Power Plants. Thermal and Nuclear Power Engineering Society. Japan
2. Universidad de Sevilla. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5116/fichero/Cap%C3%ADtulo+2.pdf>
3. <https://www.next-kraftwerke.es/enciclopedia/despacho-redespacho>
4. Mercado Eléctrico Mayorista. Ministerio de Energía de la Nación. [https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos\\_didacticos/publicaciones/mercado\\_electrico\\_mayorista.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/mercado_electrico_mayorista.pdf)
5. Wolfgang Müller. General Secretary European Institute for Climate and Energy. 10th International Conference on Climate Change Washington, DC July 11, 2015

6. US Energy Information Administration (EIA)
7. Renovables verdes  
<https://www.renovablesverdes.com/vida-util-de-la-tecnologia-para-produccion-de-energia/>
8. ResearchGate.  
[https://www.researchgate.net/figure/Evolution-of-wind-turbine-size-and-power-output-from-Bloomberg-New-Energy-Finance\\_fig1\\_335812782](https://www.researchgate.net/figure/Evolution-of-wind-turbine-size-and-power-output-from-Bloomberg-New-Energy-Finance_fig1_335812782)
9. Ciencia Hoy  
(<http://cienciahoy.org.ar/2016/01/energia-eolica-en-la-argentina/>)
10. [https://www.researchgate.net/figure/Annual-additions-and-global-capacity-of-wind-power-during-2009-20195\\_fig1\\_359150513](https://www.researchgate.net/figure/Annual-additions-and-global-capacity-of-wind-power-during-2009-20195_fig1_359150513)  
<https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/>
11. La política on line  
<https://www.lapoliticaonline.com/nota/116451-ex-secretarios-de-energia-piden-a-macri-no-avanzar-con-las-centrales-nucleares-chinas/>
12. Estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia considerando generación no inercial. Paúl Santiago Sánchez Oñate. Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020. Ingeniería Eléctrica
13. Wind Energy Opposition and Action Groups. <https://www.wind-watch.org/allies.php>
14. Sources of opposition to renewable energy projects in the United States. Energy Policy Volume 165, June 2022, 112922
15. Reuters. Special Report: U.S. solar expansion stalled by rural land-use protests. April 7th, 2022.  
<https://www.reuters.com/world/us/us-solar-expansion-stalled-by-rural-land-use-protests-2022-04-07/>
16. Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la República Argentina. AÑO XXII N° 258. CNEA. Junio 2022  
[http://www.melectrico.com.ar/web/pdfs/SINTESIS\\_MEM\\_2022\\_JUNIO.pdf](http://www.melectrico.com.ar/web/pdfs/SINTESIS_MEM_2022_JUNIO.pdf)
17. VAISALA 3TIER [www.3tier.com](http://www.3tier.com)
18. La transición energética en Alemania, el gran fracaso de Angela Merkel. El Periódico de la energía. 10-12-18.  
<https://elperiodicodelaenergia.com/la-transicion-energetica-en-alemania-el-gran-fracaso-de-angela-merkel/>
19. CAMMESA  
<https://cammesaweb.cammesa.com/>
20. Fundamentals of boiling water reactors (BWR). Bozzola AMN Ansaldo Impianti, Genoa Italy.  
[https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/15/025/15025513.pdf](https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/15/025/15025513.pdf)
21. Nuclear NewsWire  
<https://www.ans.org/news/article-1264/responding-to-system-demand/>
22. Silicon Investor  
<http://www.siliconinvestor.com>

# Energía solar en la Antártida: CNEA y la instalación de paneles solares

Por Lic. Diego Coppari - Departamento Planificación Estratégica CNEA



A través del Departamento de Energía Solar, la Comisión Nacional de Energía Atómica emplaza y monitorea instalaciones piloto de sistemas fotovoltaicos en la Antártida. El primer viaje se dio en el año 2014, donde se instalaron paneles solares interconectados a la red eléctrica de la Base Marambio, que alcanzaron grandes niveles de desempeño en comparación con instalaciones similares en centros urbanos a lo largo de un año, llegando a producir cerca del 60% de lo que se genera en lugares como Buenos Aires, por citar un ejemplo.

Luego, en 2020, se reemplazó un generador a combustible utilizado en el Refugio Elefante, a 2.6 kilómetros de la Base Carlini, una estación científica ubicada en la península Potter dentro de la isla 25 de mayo, que pertenece al archipiélago de islas Shetland del Sur. Dicho trabajo resultó un gran logro para los científicos ya que no solo colaboró en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente, sino que también contribuyó al limitar el ruido producido por dicho generador, que complicaba a la fauna del lugar.

A fines de 2022, el equipo de trabajo del DES, compuesto por Hernán Socolovsky –jefe de

Departamento-, Javier Fernández Vázquez y Carlos Rinaldi se embarcó en un tercer viaje, nuevamente hacia la Base Carlini. Hablamos con ellos para saber más sobre el trabajo realizado y sus experiencias en la Antártida.

**-¿Cómo comenzó el proyecto de instalación de paneles en la Antártida?**

**HS:** Comenzó en 2014 con la instalación en la Base Marambio. En esa primera ocasión se pudo realizar gracias a un contacto obtenido a través de Fuerza Aérea. Para las dos instalaciones que se hicieron posteriormente, en la Base Carlini en 2020 y ahora, se institucionalizó todo a través de la Dirección Nacional del Antártico (DNA).

**-¿En qué consistió el viaje realizado en 2022?**

**HS:** En esta ocasión fuimos a hacer una instalación que está conectada a la red de baja tensión de la Base Carlini. Esta es una instalación piloto, de ocho paneles, cuyo objetivo básico es mostrar que la producción de energía de una instalación de este tipo es comparable a lo que puede producir, por ejemplo, en Buenos Aires. Esto, por supuesto, salvando las distancias en lo que es el recurso solar, que en Antártida es más escaso. La idea es evaluar su rendimiento.



Instalación de paneles solares en la Base Carlini.

**-¿Y qué es lo que se espera de la instalación?**

**HS:** El objetivo primordial es validar la tecnología en latitudes polares para, posteriormente, dando un salto en la escala de la instalación que habría que hacer, ahí sí contribuir con el ahorro de combustible. A nosotros nos interesa ver cuál es el rendimiento de la instalación en esas zonas, pero comparada con sí misma. Nosotros vemos que una instalación de 2 kW acá en Buenos Aires genera una determinada cantidad de energía, y nos interesa saber cuánto va a generar esa misma instalación en un ambiente antártico.

**-¿No se busca entonces un aporte energético?**

**HS:** El espíritu de la instalación no es aportar o hacer un gran aporte energético, sino evaluar su desempeño para, más adelante, decir "bueno esto ya se probó en la Antártida, funciona, entonces se puede

dar un salto de escala". Son instalaciones piloto y es algo que se presta a confusión: La instalación no supe la energía de la base Antártica en un porcentaje relevante porque su consumo es equivalente al de un pueblo o un barrio de Buenos Aires, mientras que la instalación fotovoltaica de ocho paneles genera una energía similar a la demanda que tiene una vivienda promedio del AMBA de tres o cuatro personas.

**-Y aunque menor ¿Cuál es el aporte con respecto al consumo de la base?**

**HS:** En la Base Marambio el aporte de la instalación es del 0,1% de la energía anual que consume la base. En este caso, como se trata de una base más chica – en la Base Carlini se consume cerca de un tercio de lo que se consume en Marambio– ese factor va a pasar a ser tres veces mayor.

*"La instalación fotovoltaica de ocho paneles genera una energía similar a la demanda que tiene una vivienda promedio del AMBA de tres o cuatro personas"*

*"El objetivo primordial es validar la tecnología en latitudes polares para, posteriormente, dando un salto en la escala de la instalación que habría que hacer, y ahí sí contribuir con el ahorro de combustible"*



El grupo de trabajo del DES junto a la instalación de paneles solares realizada en el Refugio Elefante en el año 2020.

**-¿Cómo se comportan los paneles en temperaturas tan extremas? ¿Requieren alguna instalación especial a comparación de los que se instalan, por ejemplo, en el Centro Atómico Constituyentes?**

**HS:** Desde el punto de vista eléctrico, el frío no afecta en lo más mínimo la generación de los paneles, sino que ocurre lo contrario. Las celdas solares son ligeramente más eficientes cuando trabajan a bajas temperaturas debido a un principio de funcionamiento de la celda solar. Esto tiene que ver con cuestiones de estado sólido y física cuántica, pero digamos que básicamente el dispositivo es más eficiente a temperaturas más bajas.

**CR:** Con respecto a lo mecánico y al emplazamiento de las instalaciones, el territorio juega un papel fundamental siempre, y hay que llevar un as en la manga e ir resolviendo. Por ejemplo, la primera vez que fuimos a colocar la instalación en el techo del refugio, nos dijeron que los elefantes marinos probablemente se deslizaran por dicho techo, y como son animales que pesan casi 4.500 kilos la ubicación no era viable, por lo que decidimos ubicarlos en una pared lateral del refugio. En este viaje pasó algo similar: íbamos a colocar los paneles en un edificio, pero las estimaciones indican que este a la larga va a ser invadido por el agua, ya que se están aflojando las estructuras y demás, entonces se decidió colocarlo en un edificio lindero. Hubo que evaluar nuevamente, además, la manera de fijar los paneles. Entonces, no es que uno va y dice "bueno lo vamos a colocar en este lugar" y listo.

**-En el caso de una instalación en un lugar con condiciones climáticas tan extremas, me imagino que más allá de la planificación que pueda haber es necesario tomar decisiones en base a lo que uno se encuentra cuando llega...**

**CR:** Sí, en este viaje la idea nuestra era poder realizar la instalación cuanto antes, porque sabíamos que el clima es muy hostil. Tenés lluvia, nieve, granizo, es muy complicado si uno no toma en cuenta esto. No te podés relajar, porque no sabés si en el resto de los quince días vas a poder trabajar. De hecho estuvimos trabajando con lluvia y también con nieve, para poder resolver la instalación en el menor tiempo posible. Otra cosa que te juega en contra es cuando no prevés los materiales que vas a necesitar. Lógicamente allá no existe ir a la ferretería a comprar un tornillo si te lo olvidaste, cualquier cosa que no se haya tenido en cuenta hace más complicado resolver la instalación.

En nuestro caso, por suerte, llevamos muchas cosas de más y pudimos realizar el trabajo sin problemas.

**-¿Y cómo es el proceso de trabajo propiamente dicho? Es decir, el momento en el que hay que ir y ejecutar, porque imagino que 2.6 kilómetros en la Antártida no son lo mismo que 2.6 kilómetros acá.**

**CR:** La logística es muy complicada y siempre puede ser que el clima te juegue en contra. Llevar todo el equipamiento al refugio fue bastante complicado porque se lleva con gomón, los paneles se llevaron en gomón, y algunas de las estructuras las llevamos caminando esos dos kilómetros y pico con nieve, con llovizna, etc. Pero como decía, ahí no termina, porque una vez que tenés toda la parte de estructura para hacer la instalación en el lugar, tenés que contar también con que el clima te sea favorable. No es como en Buenos Aires o en algún lugar tranquilo, que uno dice voy e instalo. También hay que coordinar la disponibilidad de los buzos, que son los que nos acercan a nosotros las estructuras y los paneles, porque no siempre ellos pueden hacerlo. Allá se elige un día, un horario, uno accede a eso, y si cuando llega el momento no se está preparado se pierde el día, lo que lleva a una nueva logística y las consecuentes complicaciones.

**-¿Cómo se articula el trabajo con los técnicos y buzos que residen en la Antártida?**

**CR:** Es impresionante cómo trabajan, y lo que logran con la poca infraestructura que tienen. Es impresionante, también, cómo resuelven. Uno dice quiero tomar una muestra de determinado pez, o de determinada alga, a 30 metros de profundidad, pero el científico no es quien toma la muestra, sino que es trabajo de los buzos. Ante la falta de infraestructura en algunos casos, hay técnicos especializados que lo resuelven y siempre con buena predisposición.

**JFV:** Lo que siempre hay que tener en cuenta es que lo que condiciona en la Antártida es el clima, y esto significa que no hay horarios. Si a las diez de la noche es el mejor horario para bajar a llevar esa muestra, se baja a esa hora. Si el clima te deja, vos lo podés hacer, y tenés que estar dispuesto a cualquier horario para cuando el clima te deja hacer eso. Es complicado, no son fáciles las condiciones para poder realizar los trabajos, y aun en ese contexto todo el mundo está bien predisposto, todos empujan para el mismo lado. Es una experiencia muy hermosa en cuanto a lo humano y a lo que se puede hacer cuando realmente se tiene la voluntad para hacerlo.



Buzos y científicos permanentes de la Antártida. Por el DES de CNEA acompaña Javier Fernández Vazquez.

**-¿Por qué es CNEA quien termina instalándolos y no, quizá, una empresa privada?**

**HS:** La respuesta viene de la mano de dos motivos. Por un lado hay que tener en cuenta la dimensión interinstitucional, todo lo que tiene que ver con acceso a la Antártida se hace a través de la DNA, y la buena comunicación entre CNEA y la DNA hizo que lleguemos a este acuerdo de colaboración mediante un contacto que teníamos. Por otro lado, a nosotros también nos interesa tener instalaciones en lugares y latitudes relativamente polares, para saber justamente cómo se desempeñan dichos paneles, y poder sacar alguna conclusión científica, porque no tenemos fácilmente oportunidad de evaluar el desempeño de un sistema fotovoltaico en esas regiones, entonces para nosotros resulta de interés, más allá del beneficio que pueda generar la instalación a los usuarios. Y al mismo tiempo también el hecho de que hagamos nosotros las primeras instalaciones en la Antártida marca un poco el camino en lo que es cómo se debe afrontar una instalación en un ambiente donde los vientos son tan fuertes.

**-¿El Departamento de Energía Solar tiene entre sus tareas la instalación de paneles solares?**

**HS:** No somos instaladores, nuestro oficio excede al de un instalador, pero tenemos el conocimiento y manejamos las reglas del buen arte para hacer instalaciones seguras, y que sean realmente duraderas. Si se escapa un panel volando en la Antártida puede ocasionar un accidente importante, por lo que las primeras instalaciones tienen que ser necesariamente hechas por gente experta. En este

sentido, en el Departamento tenemos ingenieros mecánicos, ingenieros aeronáuticos, expertos que pueden calcular las cargas de viento que se generan sobre los paneles para distintas velocidades, buscando que la instalación, más allá del beneficio que genera, también sea un componente confiable.

**-¿Cómo sigue el proyecto, hay nuevas instalaciones a futuro en carpeta?**

**CR:** Hicimos relevamientos de otros edificios en los que sabemos que se van a poder emplazar más instalaciones, edificios que están muy bien como para soportar otros ocho, diez, quince o veinte paneles. La idea es sumar estos proyectos para lograr que haya un consumo menor de combustible. Esto no quiere decir que le vamos a sumar mucha energía a lo que es la Base, no vamos a igualar la generación de los generadores, pero si estos proyectos funcionan, habrá posibilidades de que a futuro otras empresas puedan hacer instalaciones y entonces, ahí, comenzar a mitigar la contaminación y proteger un poco más el ambiente con menos emanaciones y menos combustible.

**-¿Cómo es el manejo del combustible en la Antártida?**

**CR:** El combustible es un asunto muy engorroso porque se lleva en cisternas, en tanques, y la maniobra de bajar el combustible en la base es compleja. Bajamos tanques, se llenan tanques, vuelven a los buques. Es una maniobra muy complicada, entonces a futuro, cuanto más generemos con fotovoltaico, menos cantidad vamos a generar con combustible.



Grupo de trabajo del DES de CNEA en la Antártida.

*“A nosotros también nos interesa tener instalaciones en lugares y latitudes relativamente polares, para saber justamente cómo se desempeñan dichos paneles, y poder sacar alguna conclusión científica”*

**-¿Qué experiencias personales se llevaron de la actividad y del viaje?**

**JFV:** La experiencia es única porque no tenés forma de ir a la Antártida de no ser así, es decir por un convenio con la DNA, y los paisajes son únicos. Lo que más se destaca, sin dudas, son las relaciones humanas. Estás en un mismo ámbito, encerrado con las mismas personas durante mucho tiempo, y ahí es donde realmente compartís y tenés un contacto distinto al que tenés en tu vida cotidiana, donde vas un rato a trabajar, estás con tu familia, y hacés otras cosas. Acá tu familia pasan a ser esas personas que no conocías (en nuestro caso fueron 69) y compartís la vivencia de toda la comunidad, sin tener contacto con nada más. Desaparecen los horarios, en la Antártida es todo el día de día, excepto por tres horas, y lo que más importa son las relaciones humanas.

**CR:** Hay que tener en cuenta que por ejemplo el Refugio Elefante es una zona protegida y no hay ingreso de gente, ni siquiera nosotros estamos autorizados, salvo para ir a hacer alguna actividad. Hay zonas protegidas de la Antártida por la fauna y la flora, es importante recalcar eso: no todo el mundo puede acceder a cualquier lugar de la Antártida, y nosotros pudimos. Es algo único y muy distinto a lo que se vive acá. A nosotros nos dieron un día de viaje, nos dijeron “salimos mañana” y resultó que el mañana no existía porque se complicó. En Río Gallegos el vuelo no salió, se pasó al día siguiente, y luego al otro. Estuvimos tres días esperando que el clima favorezca la salida del Hércules, y terminamos saliendo a la madrugada porque era el mejor momento para volar. El clima es quien maneja todo.

“Hay zonas protegidas de la Antártida por la fauna y la flora, es importante recalcar eso: no todo el mundo puede acceder a cualquier lugar de la Antártida, y nosotros pudimos. Es algo único y muy distinto a lo que se vive acá”

**JFV:** Es completamente distinto, es encerrarse en un mundo distinto a vivir una experiencia distinta. Como experiencia es hermoso en ese sentido, y mucho más si encima podés aportar tu granito de arena para que las cosas funcionen, o intentar que funcionen mejor. **Es impagable ir a la Antártida, no le podemos poner un precio.** Es otra cosa, es distinto, pasa por otro lado.

• **Hernan Socolovsky.** Ingeniero electrónico. Trabaja desde el año 2005 en el Departamento Energía Solar en el Centro Atómico Constituyentes. Desde el año 2018 es Jefe de Departamento.

• **Carlos Alberto Rinaldi.** Ingeniero en energía. Trabaja en el Departamento Energía Solar desde el año 2007.

• **Javier Fernández Vázquez:** Técnico electrónico. Trabaja en el Departamento Energía Solar desde el año 2000.

## Sección Fija

## Síntesis Nuclear

### Novedades Nucleares Internacionales

#### **Bélgica aprueba la operación a largo plazo de dos de sus centrales nucleares**

Los reactores belgas Doel 4 y Tihange 3 seguirán funcionando hasta 2036, diez años más de lo inicialmente previsto.

El primer ministro de Bélgica, Alexander De Croo, confirmó en rueda de prensa el 9 de enero el acuerdo alcanzado con la compañía eléctrica francesa Engie y su filial belga Electrabel -de la que posee el 100% de su accionariado- para la extensión de la operación de los reactores Doel 4 y Tihange 3 durante diez años adicionales (hasta 2036).

Esta decisión de operar a largo plazo sus reactores revierte el anterior plan del Gobierno belga para el cierre de todas sus centrales entre los años 2022 y 2025. Con esta nueva decisión, se establecen mecanismos para garantizar el abastecimiento energético con fuentes fiables en la situación de aumentos exponenciales de los precios de la energía provocada por la invasión de Ucrania por Rusia en febrero de 2022.

El parque nuclear belga, que actualmente está formado por seis unidades tras el cierre definitivo del reactor 3 de la central de Doel en septiembre de 2022 en el marco de una ley aprobada en 2003, ha producido históricamente alrededor del 50% de la electricidad consumida en el país. Concretamente, en 2021 (últimos datos disponibles), el parque nuclear aportó el 50,8% de la electricidad belga.

La operación a largo plazo de dos de los seis reactores nucleares operativos en Bélgica corresponde a la necesidad de garantizar el suministro eléctrico del país.

La unidad 4 de Doel y la unidad 3 de Tihange están equipadas con reactores de agua a presión PWR de 1.038 MWe de potencia neta instalada que comenzaron su operación comercial en julio y septiembre de 1985 respectivamente, por lo que estarán en funcionamiento durante 50 años.

Desde marzo de 2022, en que se decidió la prolongación de la operación para garantizar el abastecimiento energético del país, ambas partes han estado negociando las condiciones del acuerdo. Una de las principales es la creación de una empresa conjunta 50%/50% entre el estado belga y Engie para la gestión futura de ambas unidades.

Muchos países apuestan por la operación a largo plazo de sus centrales nucleares para ofrecer estabilidad al sistema eléctrico y garantía de suministro.

Estos dos reactores belgas se unen, así, a los 190 reactores nucleares a los que los distintos organismos reguladores de 18 países del mundo les han concedido autorización para la continuidad de su operación a largo plazo.

### **Alemania mantendrá activas sus tres centrales nucleares para afrontar el invierno**

El Gobierno había acordado mantener abiertas solo dos de las tres plantas después del 31 de diciembre: ahora serán 3.

Alemania creará las "bases legales" necesarias para mantener abiertas las tres centrales nucleares en funcionamiento hasta mediados de abril de 2023 ante la crisis energética que enfrenta de cara al invierno boreal, agravada por la guerra en Ucrania, informó el canciller Olaf Scholz.

"Se crearán las bases legales para permitir el funcionamiento de las plantas de energía nuclear Isar 2, Neckarwestheim 2 y Emsland más allá del 31 de diciembre de 2022 hasta el 15 de abril de 2023", refirió el canciller en una carta a la que tuvo acceso la agencia de noticias AFP.

El Gobierno había acordado previamente mantener abiertas solo dos de las tres plantas más allá de la fecha de cierre planeada.

La primera economía europea se esfuerza en reducir su dependencia de las importaciones energéticas rusas luego de la guerra en Ucrania.

La suerte de la central de Emsland había generado fricciones en el gobierno de coalición de Scholz, entre el partido ecologista Los Verdes y el liberal FDP.

Pero el canciller tomó finalmente una decisión, sin que se hubiera logrado antes un consenso.

De hecho, Los Verdes celebraron el fin de semana un congreso en el que, tras un duro debate interno, decidieron respaldar la prórroga para el funcionamiento de las centrales Isar 2 y Neckarwestheim 2, pero se oponen a que Emsland se mantenga abierta después de este año.

Alemania, principal economía dentro de la Unión Europea, tenía inicialmente por objetivo salir de la energía nuclear antes del fin de 2022, pero la guerra en Ucrania cambió los planes.

El Gobierno decidió también prolongar la actividad de varias centrales de carbón hasta la primavera de 2024, aunque se fijó como meta abandonar esta energía en 2030.

### **Reino Unido "clasificará la energía nuclear como ambientalmente sostenible"**

El canciller del Reino Unido, Jeremy Hunt, ha anunciado que la energía nuclear "sujeta a consulta, se clasificará como ambientalmente sostenible en nuestra taxonomía verde". pequeños reactores modulares (SMR).

En su discurso ante la Cámara de los Comunes en el que describió los planes de gastos e impuestos del gobierno, Hunt dijo que "aumentar la capacidad nuclear es vital para cumplir con nuestras obligaciones de cero emisiones netas... así que para alentar la inversión del sector privado en nuestro programa nuclear, previa consulta, la energía nuclear se clasificará como ambientalmente sostenible en nuestra taxonomía verde, lo que le dará acceso a los mismos incentivos de inversión que las energías renovables".

Agregó: "Hoy puedo anunciar dos compromisos más para lograr nuestras ambiciones nucleares. En primer lugar... estoy anunciando el lanzamiento de Great British Nuclear, que reducirá los costos y brindará oportunidades en toda la cadena de suministro nuclear para ayudar a proporcionar

hasta una cuarta parte de nuestra electricidad para 2050. Y en segundo lugar, estoy lanzando la primera competencia para pequeños reactores modulares. Se completará a fines de este año y, si se demuestra que es viable, cofinanciamos esta nueva y emocionante tecnología".

No hubo más detalles sobre la consulta proporcionada entre los documentos del Presupuesto publicados en línea.

El tema de incluir la energía nuclear como una inversión sostenible para las taxonomías verdes de los países ha sido clave en los últimos años, ya que los gobiernos buscan orientar el gasto y la inversión en áreas que pueden ayudar a alcanzar los objetivos de cero emisiones netas. La Unión Europea incluyó la energía nuclear -con condiciones y solo de forma transitoria- dentro de su taxonomía verde el año pasado.

Los documentos presupuestarios describen el plan de competencia SMR y dicen que Great British Nuclear "lanzará la primera competencia por etapas para pequeños reactores modulares, que se espera atraiga los mejores diseños de proveedores nacionales e internacionales. La ambición del gobierno es seleccionar las tecnologías líderes a finales de este año y, si se demuestra que es viable, cofinanciar esta nueva y emocionante tecnología en el Reino Unido".

Hay docenas de diseños diferentes para pequeños reactores modulares, con proyectos en diferentes etapas en varios países diferentes y existe la perspectiva de un gran mercado global en los próximos años.

En el Reino Unido, la Oficina de Regulación Nuclear inició una Evaluación de Diseño Genérico del Rolls-Royce SMR en abril de 2022 y dijo que el proceso, que analiza el diseño de una central nuclear genérica y no es específico del sitio, podría tomar entre cuatro y cinco años. Rolls-Royce SMR, que en noviembre de 2021 recibió GBP 210 millones (US\$ 285 millones) de fondos de contrapartida del gobierno del Reino Unido, seleccionó una lista de tres sitios para su primera fábrica que produce componentes para una flota de sus SMR e identificó una variedad de sitios en el Reino Unido que potencialmente podrían albergar sus SMR.

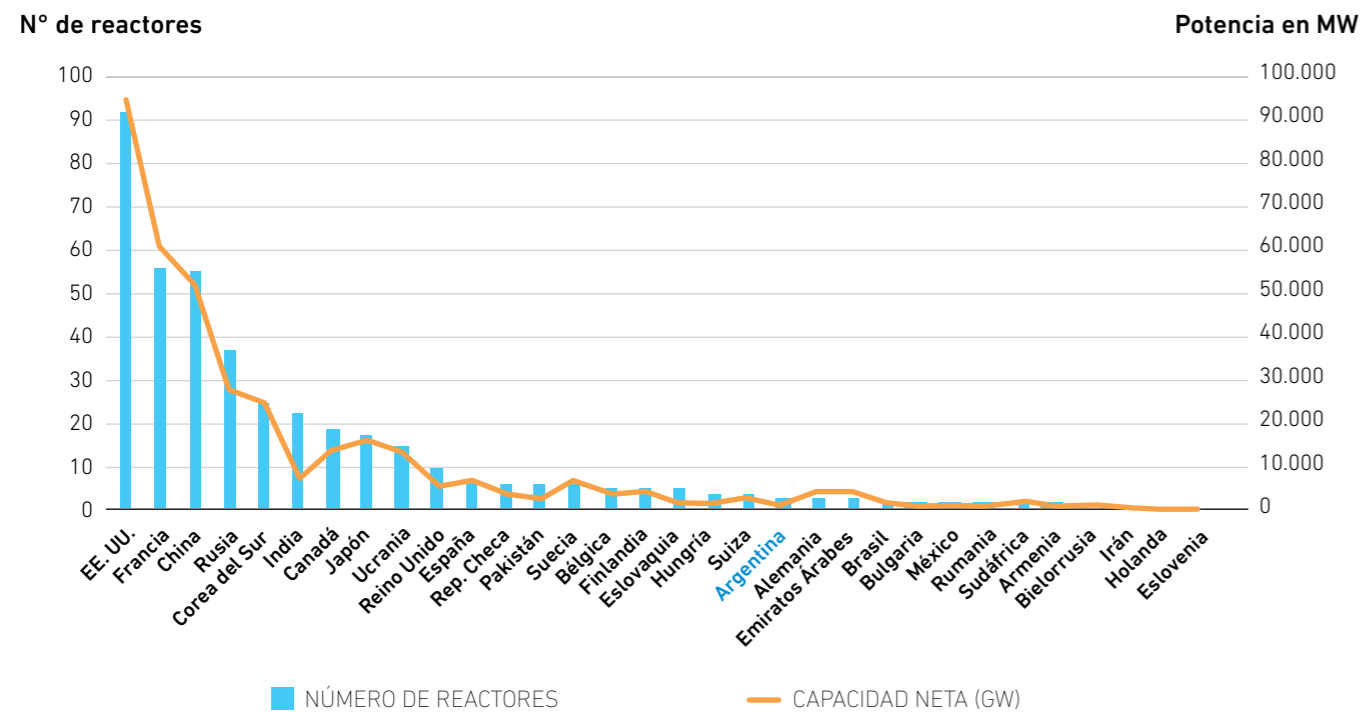
El director ejecutivo de la Asociación de la Industria Nuclear del Reino Unido, Tom Greatrex, acogió con satisfacción los anuncios del canciller y dijo: "Este es un gran paso adelante para la seguridad energética del Reino Unido y el cero neto. La inclusión de la energía nuclear en la taxonomía verde del Reino Unido es un movimiento vital, siguiendo el ejemplo establecido por otras naciones nucleares líderes, e impulsará inversiones cruciales en nuevos proyectos, haciendo que sea más barato y más fácil financiar nuevos reactores.

"El lanzamiento de Great British Nuclear con poderes para seleccionar sitios para nuevos proyectos hará que el despliegue nuclear sea mucho más eficiente y le dará a la cadena de suministro un canal claro para trabajar. La selección de SMR nos colocará nuevamente en la carrera global, creando oportunidades para el hogar. -tecnología cultivada y otros para traer empleos e inversiones al Reino Unido y ayudarnos a capitalizar las oportunidades de exportación en un mercado global masivo".

### **Reactores nucleares en operación**

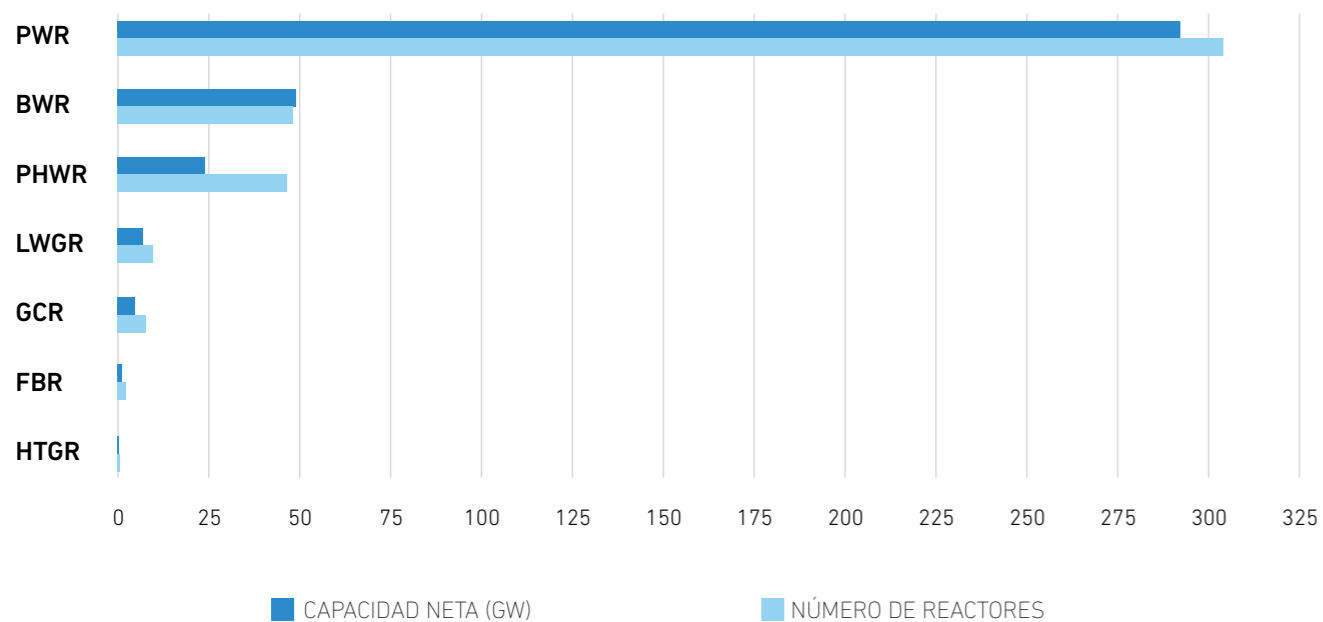
A marzo de 2023 se encuentran operables 419 reactores de generación nucleoelectrónica en 32 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 374.998 MW. A continuación se muestra la cantidad de reactores en operación y la potencia instalada nucleoelectrónica por país.

## Reactores en operación y Potencia instalada



Nota: Datos actualizados a marzo de 2023.

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



Nota: Datos actualizados a marzo de 2023.

## Nuevas Conexiones a la Red

En el segundo semestre del año 2022 a nivel mundial comenzó a operar un único reactor que **añadió 1.345 MWe** de potencia instalada, siendo su dueño Emirates Nuclear Energy Corporation y su operador Nawah Energy Company.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
<b>BARAKAH-3</b>	1.345	PWR	APR-1400	EMIRATOS ÁRABES UNIDOS	08/10/2022

## Centrales Cerradas

En relación con los cierres de instalaciones nucleoelectricas, durante el segundo semestre de 2022, se detuvo definitivamente la operación de tres unidades. De ellas, dos corresponden a Reino Unido y la otra a Bélgica, **resultando en un total de 1.971 MWe** de potencia que salió de servicio.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
<b>DOEL-3</b>	1.006	PWR	WH 3LP	BÉLGICA	23/09/2022
<b>HINKLEY POINT B-1</b>	485	CGR	AGR	REINO UNIDO	01/08/2022
<b>HINKLEY POINT B-2</b>	480	CGR	AGR	REINO UNIDO	06/07/2022

## Nuevos Inicios de Construcción

A nivel mundial, **se comenzaron en el segundo semestre del año 2022 las obras de cinco nuevas unidades**, dos ubicadas en China y dos en Egipto. **Con estos reactores se espera adicionar 5.779 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
<b>EL DABAA-2</b>	1.194	PWR	VVER-1200	EGIPTO	19/11/2022
<b>LUFENG-5</b>	1.116	PWR	HPR1000	CHINA	8/09/2022
<b>AKKUYU-4</b>	1.114	PWR	VVER V-509	TURQUIA	21/07/2022
<b>ELDABAA-1</b>	1.194	PWR	VVER-1200	EGIPTO	20/07/2022
<b>HAIYANG-3</b>	1.161	PWR	CAP1000	CHINA	07/07/2022

# 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.

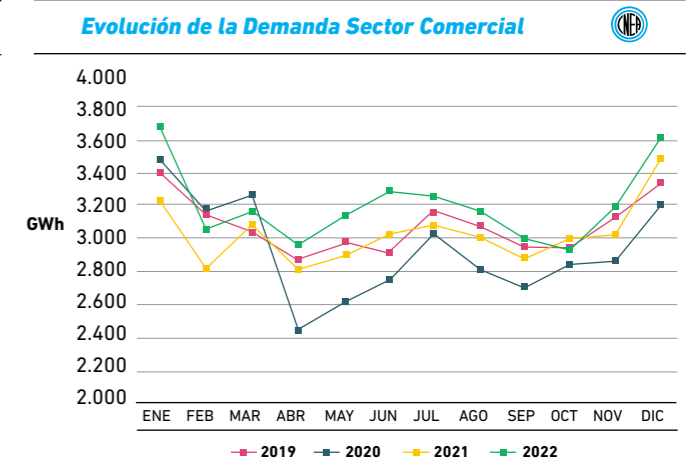
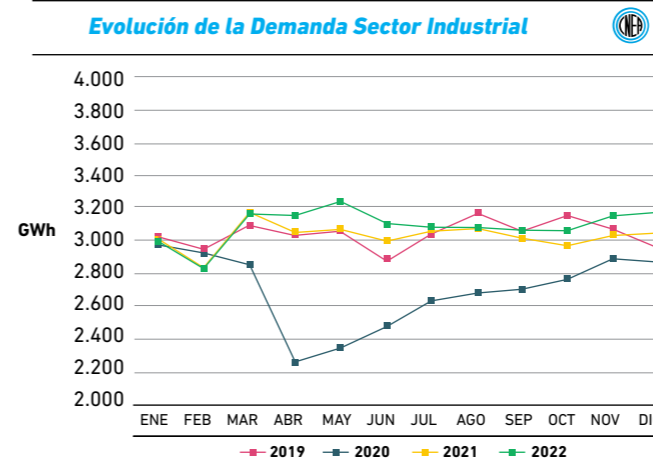
Año	Central Nuclear CNA I Factor Disp. %	Central Nuclear CNE Factor Disp. %	Central Nuclear CNA II Factor Disp. %	Energía Bruta generada por CNA I MWh	Energía Bruta generada por CNE MWh	Energía Bruta generada por CNA II MWh	Energía Bruta generada por CNA I - CNA II - CNE MWh	Total en el SADI CNA I - 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	<b>69,00</b>	<b>78,12</b>	<b>21,99**</b>	<b>2.188.118</b>	<b>4.489.280</b>	<b>1.435.190</b>	<b>8.112.588</b>	<b>52,53</b>

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

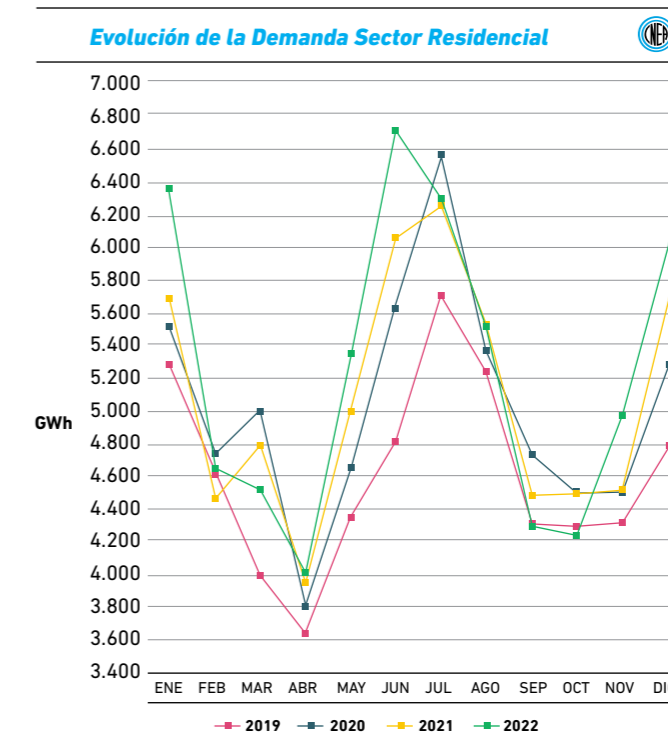
**\*\*Nota II:** El valor de la central Atucha II es bajo debido a que la central trabajó a baja potencia debido a tareas de mantenimiento forzado.

# Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del país del año 2022 es 3,6% 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 2022 y de los últimos cuatro años.

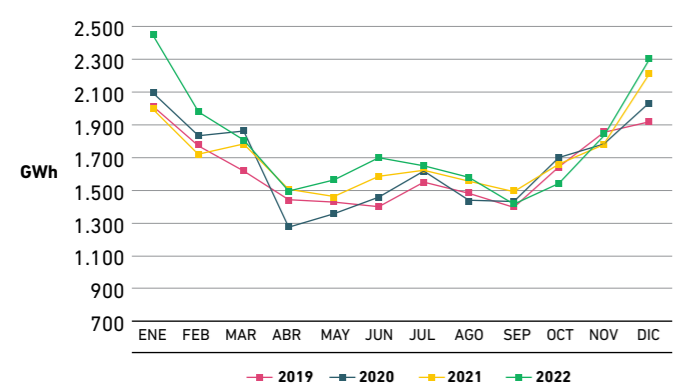


Como puede apreciarse en las figuras la demanda del sector industrial mantiene la tendencia estacional, presentando además valores superiores a los del 2021. Por su parte la demanda comercial comienza desde el mes de abril a obtener valores más altos de los últimos cuatro años, salvo en el mes de octubre, manteniendo la forma estacional. La demanda residencial en cambio, presentó su tendencia estacional característica, registrando en algunos meses valores superiores al año anterior.

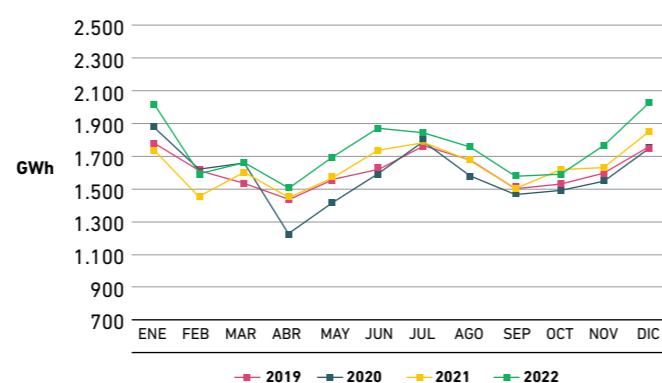


A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas del año 2022 y de los tres últimos años. Todas las regiones presentaron un incremento de demanda con respecto al año anterior, siendo en el caso de NOA-NEA de 3,8%, CUY-CEN 6,8%, COM-PAT 0,8% y GBA-BA-LIT 3,2%.

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



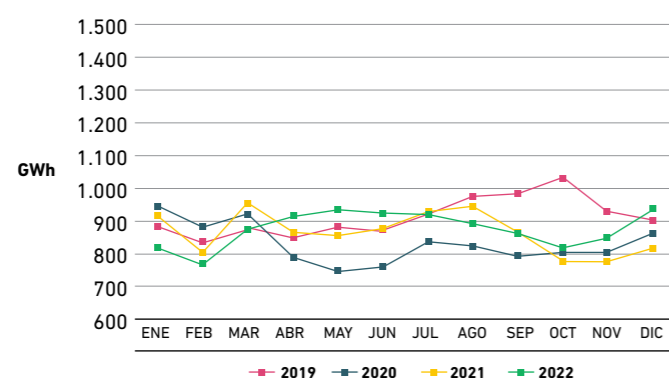
**Evolución de la Demanda Regiones CUY-CEN**



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

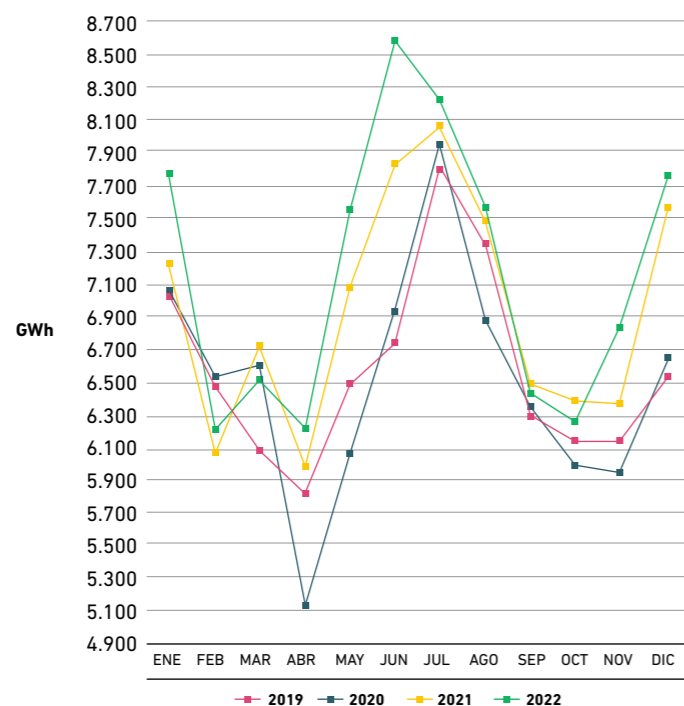
**Nota: CUY:** Cuyo; **CEN:** Centro.

**Evolución de la Demanda Regiones COM-PAT**



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

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



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

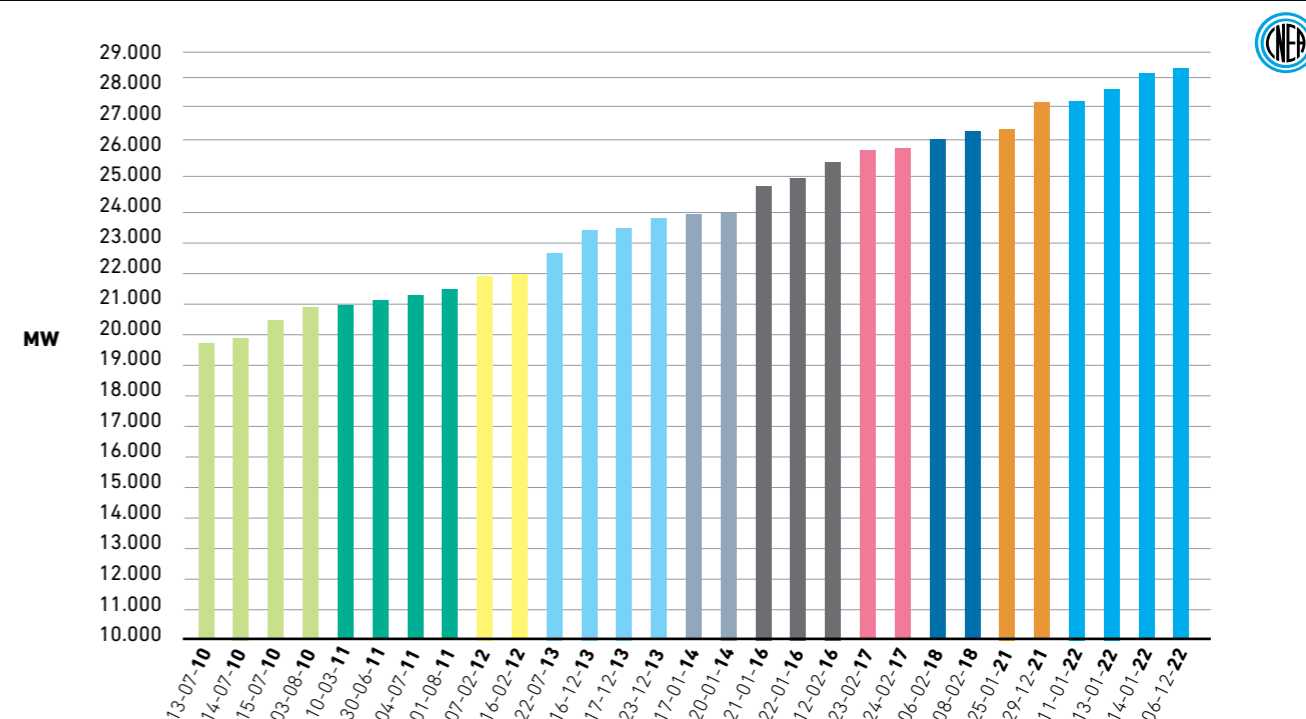
## Demanda Máxima de Potencia



Durante el segundo semestre se registró un récord de pico de potencia para un día hábil de verano, registrado el día martes 6 de diciembre a las 14:43 hs. Esto se debe al uso de aire acondicionado que en su mayoría hizo que la demanda de energía eléctrica se eleve considerablemente, ya que la temperatura promedio para la zona de GBA+LITORAL fue de 36,9 °C.

### Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2010.



**RPF:** Reserva Primaria de Frecuencia **RSF:** Regulación Secundaria de Frecuencia **RRO:** Reserva Rotante Operativa

El pico fue abastecido de la siguiente manera según información de CAMMESA.

### Cubrimiento del Pico Máximo de potencia

6 de diciembre a las 14:43 hs. de 2022	MW
Generación Nuclear	179
Generación Térmica	15.714
Generación Hidroeléctrica	8.376
Generación Renovable	2.179
Generación Total	26.448
Importación de Chile	0
Importación de Paraguay	28
Importación de Brasil	1.671
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	136
Exportación a Uruguay	0
<b>Demanda Total SADI</b>	<b>28.283</b>
Reserva Rotante (RPF+RSF+RRO)	2.036

Temperatura Promedio GBA + Litoral **36,9 °C**

### Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	0	0	0
TG	0	0	0
CC	0	71	71
DI	0	0	0
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]

Tipo	Por Combustible	Máquinas F/S por Mapros*	Por Problemas Técnicos		Total
			en Máq. F/S**	en Máq. E/S***	
TV	271	0	2.228	556	3.055
TG	122	498	2.194	668	3.482
CC	106	913	117	636	1.772
DI	32	17	548	168	765
<b>Total</b>	<b>531</b>	<b>1.428</b>	<b>5.087</b>	<b>2.028</b>	<b>9.074</b>

\* Mantenimientos Programados.

\*\* Fuera de Servicio.

\*\*\* Entrada en Servicio.

F/S: Fuera de servicio

E/S: Entrada y Salida de servicio

### Generación Hidroeléctrica

F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
C. Salto Grande	-	C. Salto Grande	135
C. Cabra Corral	-	C. Río Grande	380
C. Los Reyunos	-	C. Nihuil	36
C. Ullum	-	C. Agua de Toro	75
C. F. Ameghino	-	C. Quebrada Ullum	45
<b>Total</b>	<b>0</b>	C. Yacyretá	270
		<b>Total</b>	<b>941</b>

### Generación Nuclear

F/S Disponible [MW]		Limitada o Indisponible [MW]	
		C.N. Atucha II	745
<b>Total</b>	<b>0</b>	C.N. Embalse	656
		C.N. Atucha I	181
		<b>Total</b>	<b>1.582</b>

F/S: Fuera de servicio

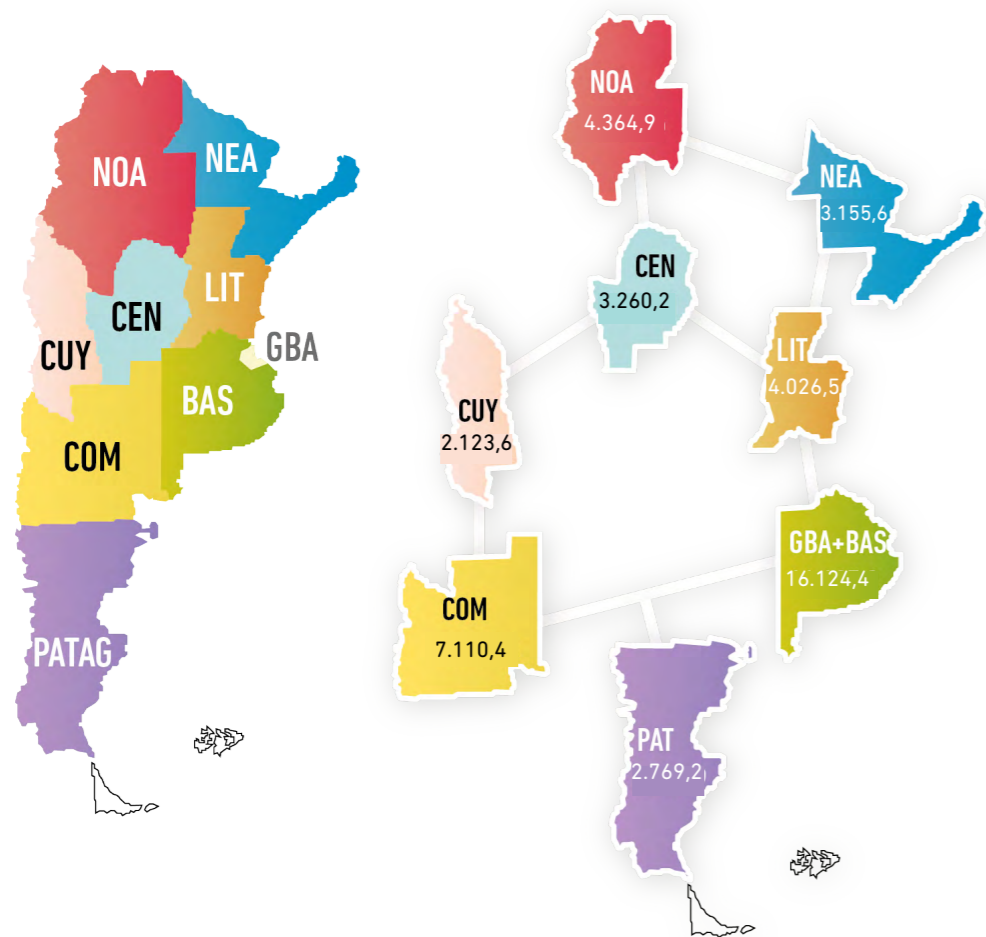
E/S: Entrada y Salida de servicio

## 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 diciembre del 2022.



La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre del año 2022 en el SADI es de **42.934,7 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 31 de diciembre del año 2022 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	311,5	-	-	-	2.123,6
COM	-	500,9	1.489,6	96,0	2.086,5	-	4.768,7	-	253,2	2,0	-	7.110,4
NOA	261,0	724,6	1.944,7	348,6	3.278,9	-	219,7	703,1	158,2	3,0	2,0	4.364,9
CEN	-	626,0	789,2	50,6	1.465,8	656,0	919,0	71,2	127,8	19,9	0,6	3.260,2
GBA	2.110,0	1.438,1	4.106,0	254,0	7.908,1	-	-	-	-	27,0	-	7.935,1
BAS	1.543,2	1.846,4	2.229,1	260,8	5.879,5	1.107,0	-	-	1.194,9	7,9	-	8.189,3
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	-	-	3,0	67,7	3.155,6
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.575,3	-	-	2.769,2
<b>TOTAL SADI</b>	<b>4.251,2</b>	<b>5.827,8</b>	<b>13.499,5</b>	<b>1.696,4</b>	<b>25.275,0</b>	<b>1.763,0</b>	<b>11.358,7</b>	<b>1.085,8</b>	<b>3.309,3</b>	<b>72,6</b>	<b>70,3</b>	<b>42.934,7</b>
<b>Porcentaje</b>					<b>58,87</b>	<b>4,11</b>	<b>26,46</b>	<b>2,53</b>	<b>7,70</b>	<b>0,17</b>	<b>0,16</b>	
<b>ACUMULADO 2022</b>	<b>-</b>	<b>-128,0</b>	<b>-3,3</b>	<b>8,7</b>	<b>-122,6</b>	<b>-</b>	<b>13,2</b>	<b>25,6</b>	<b>18</b>	<b>3,6</b>	<b>-</b>	<b>-62,2</b>

En el segundo semestre de 2022 se incorporaron al SADI 44,9 MW. Las principales diferencias respecto a junio de 2022 son:

### BAS:

- Ingresó en servicio la CTBG General Villegas Ren2, adicionando 1,2 MW de tecnología biogás a la red.
- Se produjo la entrada en servicio del Parque Eólico Pampa Energía III de 18 MW en Bahía Blanca.

### CEN:

- La central de biogás Pollos San Mateo ingresó a la red, adicionando así 2,4 MW de tipo renovable en la provincia de Córdoba.
- Se produjo el ingreso del Parque Fotovoltaico La Cumbre 3, lo que significó la incorporación de 10 MW de tipo renovable en la provincia de San Luis.

### CUY:

- En la provincia de Mendoza, se repotenció la central hidroeléctrica renovable Nihuil IV (Emse SE) en 12 MW, alcanzando así una potencia total de 30 MW eléctricos.

**NOA:**

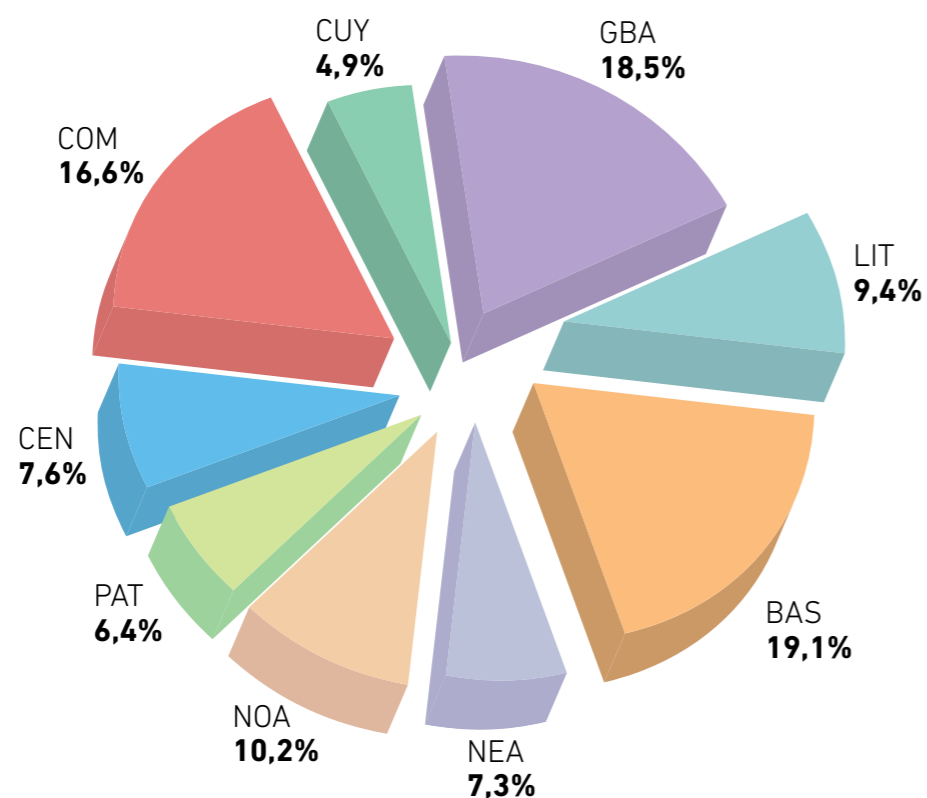
- Se produjo el ingreso de los parques solares Altos de Tinogasta II y III, de 0,3 MW cada uno, en la provincia de Catamarca.

**NEA:**

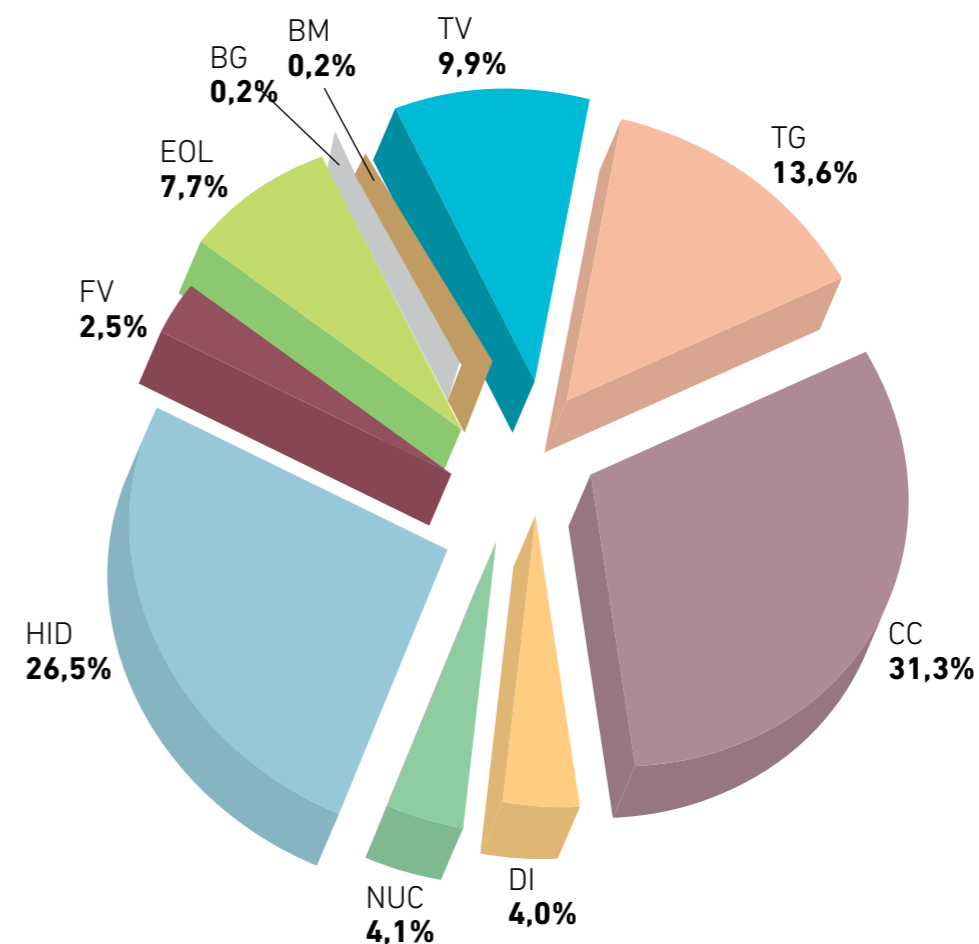
- En Misiones, se repotenció un motor diésel de EMSA Generación en 0,7 MW, lo que llevó la potencia total de la máquina a 3,1 MW.

A continuación en las siguientes figuras se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías a diciembre del 2022.

**Potencia Instalada por Regiones**



**Potencia Instalada por Tecnologías**



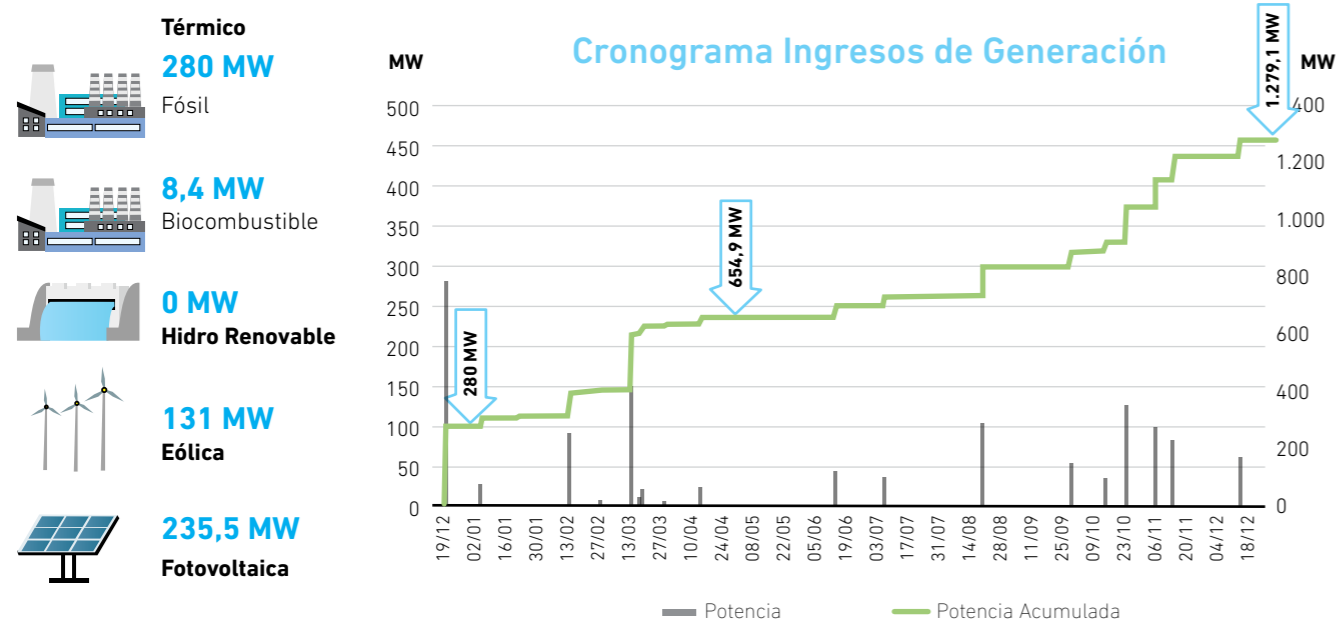
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema 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:

- Ingreso de generación térmica de 52 MW hasta fines de octubre de 2023 de la Turbina de gas EZEITG04.
- Energías Renovables: Ingresos hasta octubre 2023 de 582,7 MW Eólico 315,3 MW, Solares 218,8 MW, Biocombustibles 48,6 MW, Hidráulica 0 MW.

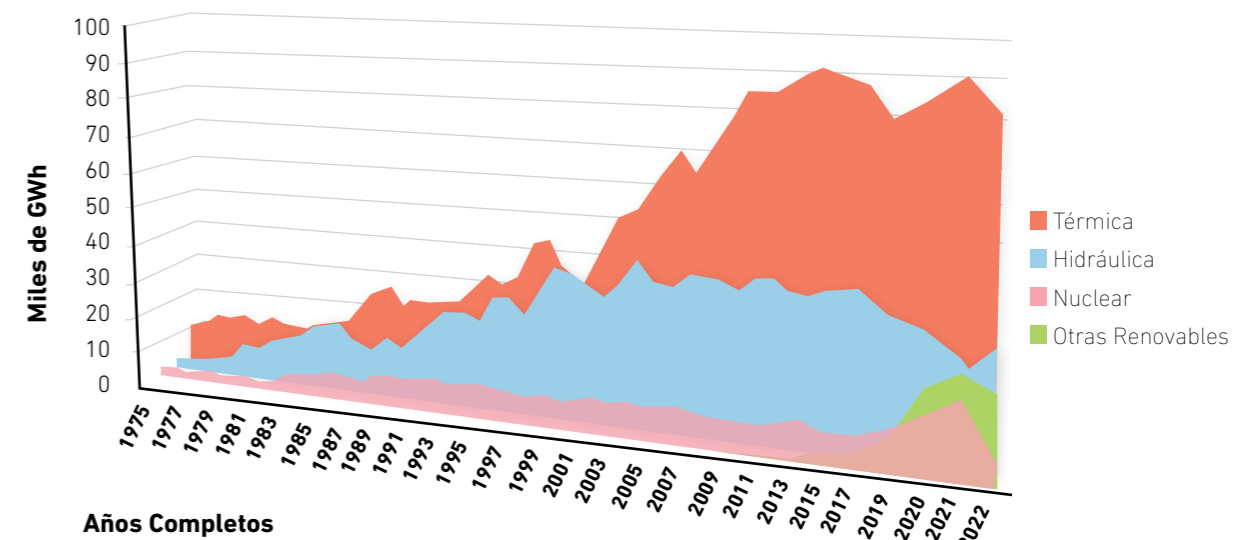
### Ingresos Previstos 2022-2023



### Ingresos Previstos 2022-2023

Fuente: CAMMESA.

## Generación de Energía Eléctrica



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

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

Año	Térmica 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



## Otras Energías Renovables

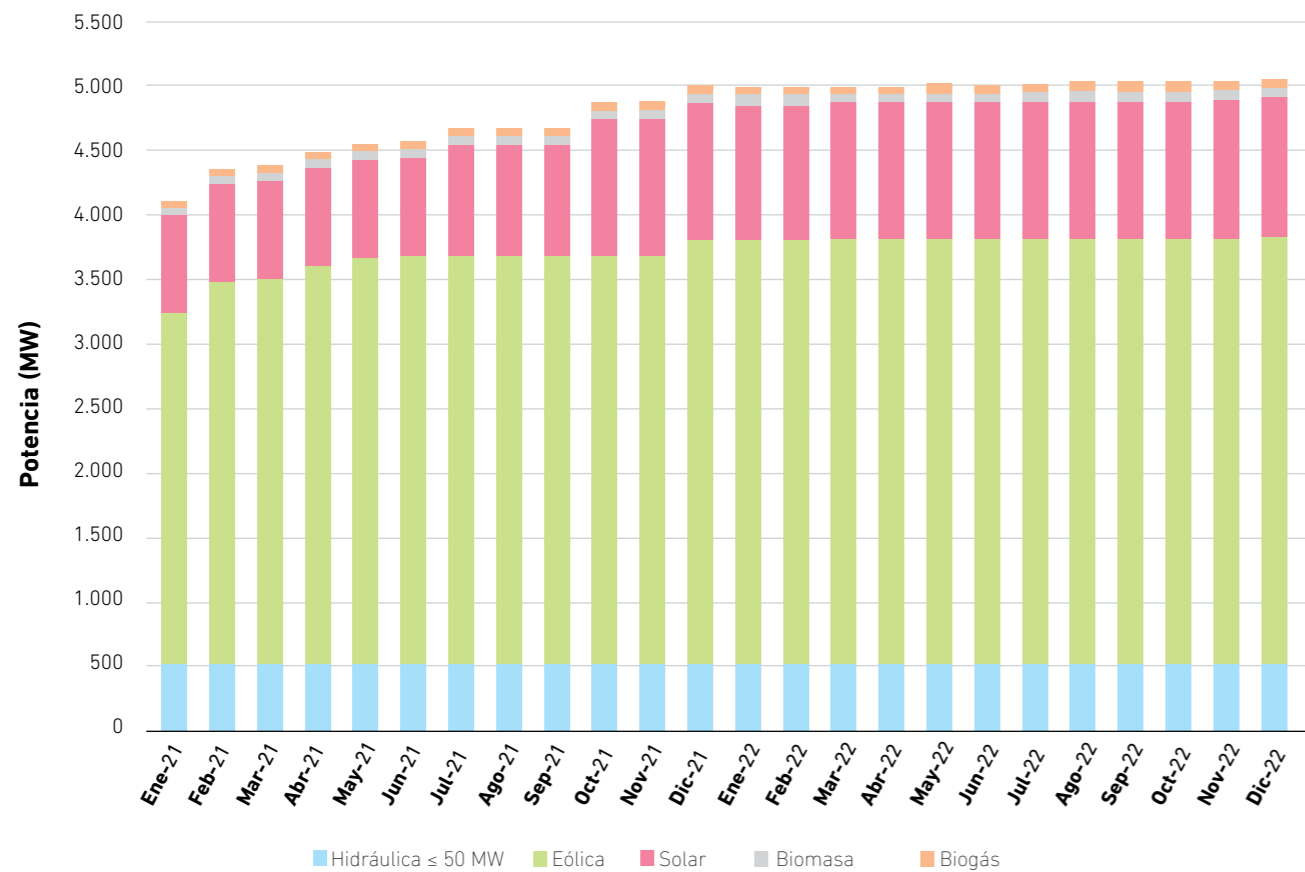
En nuestro país, históricamente la generación de tipo renovable, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, había operado de manera aislada en el sistema eléctrico nacional. A partir de la Ley N° 26.190 del año 2007 y de la Ley N° 27.191 derivada de esta, sancionada el 23 de septiembre del 2015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

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

Durante el año 2022 se incorporaron 60,4 MW de tecnología renovable contando para el mes de diciembre con un total de 5.062,3 MW. La misma se descompone en 3.309,3 MW de parques eólicos; 1.085,8 MW de parques fotovoltaicos; 70,3 MW de tecnología de biomasa; 72,6 MW de generación mediante biogás y 524,3 MW de centrales hidráulicas de hasta 50 MW.

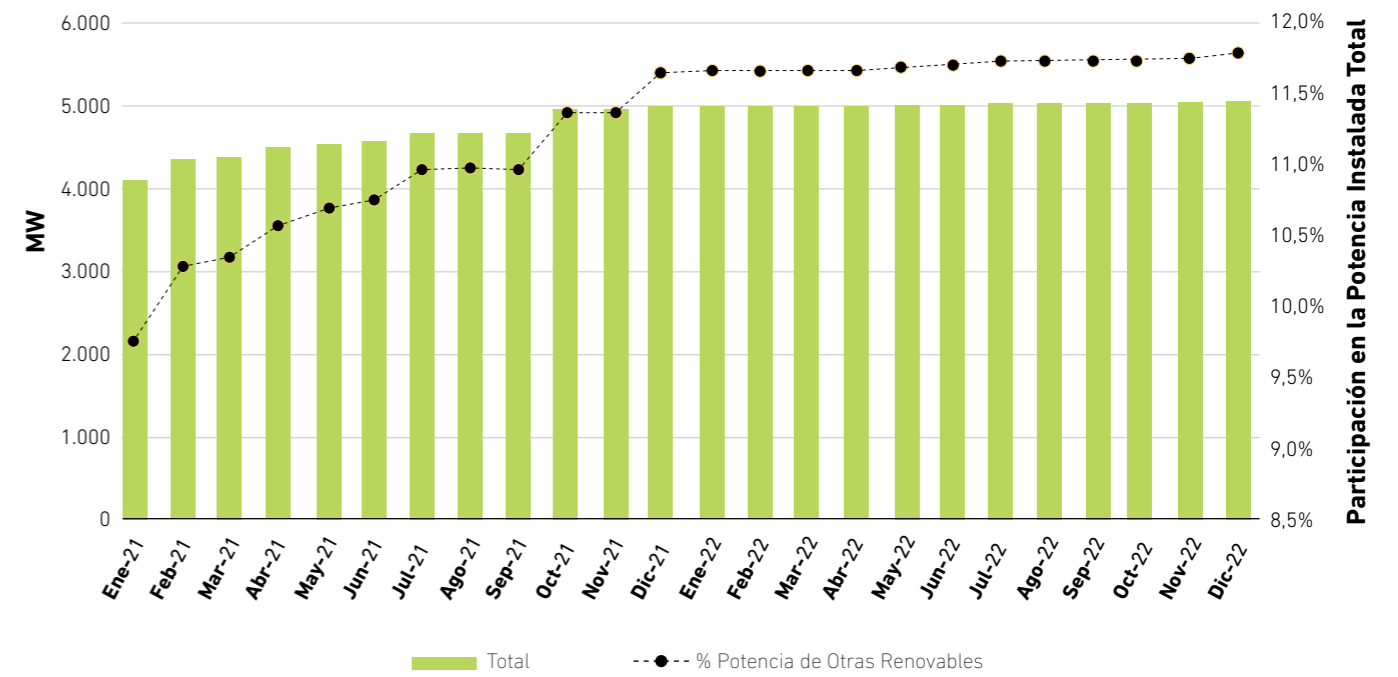
A continuación, se muestra la evolución de la potencia instalada en el período comprendido de los últimos 24 meses de todas las tecnologías pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Para diciembre de 2022 la potencia instalada de energías renovables representa el 11,8% respecto de la potencia instalada total.

### Potencia Instalada 2021-2022



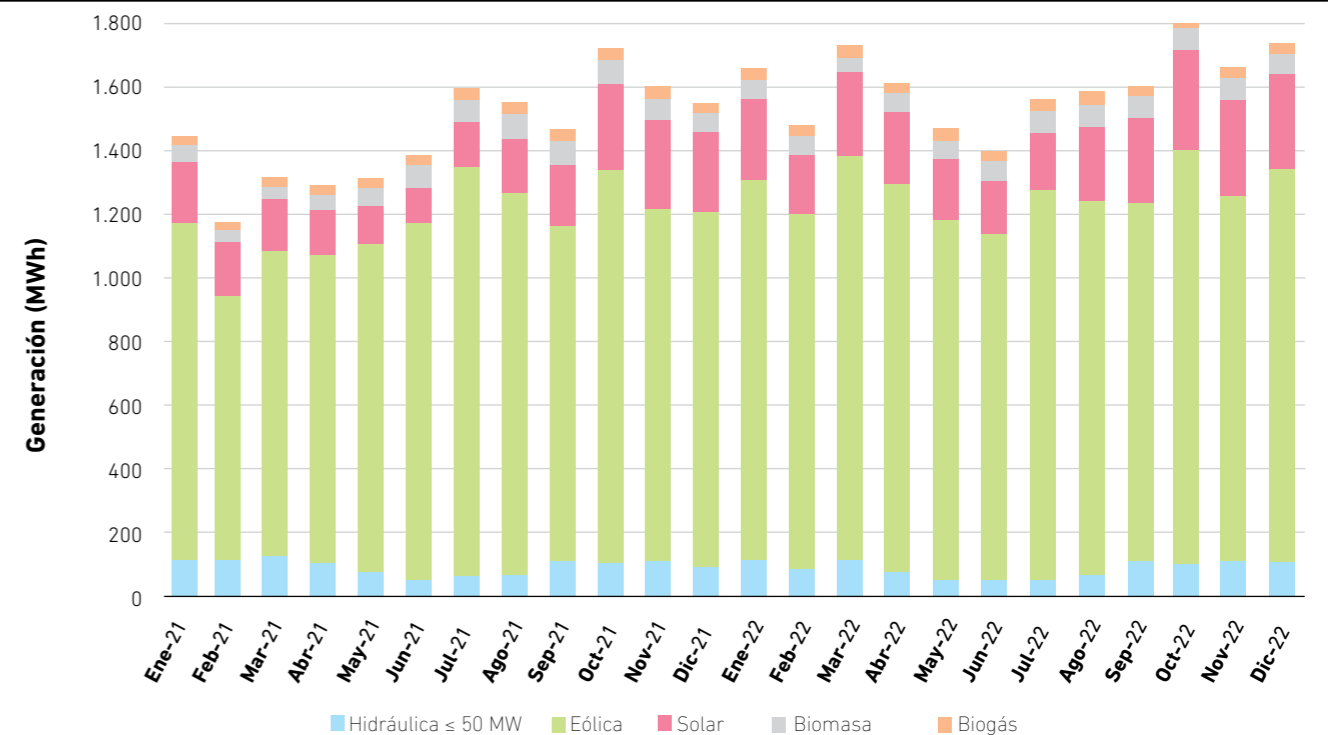
En la figura siguiente se observa la potencia instalada renovable de los últimos 24 meses y la participación en la potencia instalada total.

### Potencia Instalada de Otras Renovables y su Participación en el MEM 2021-2022



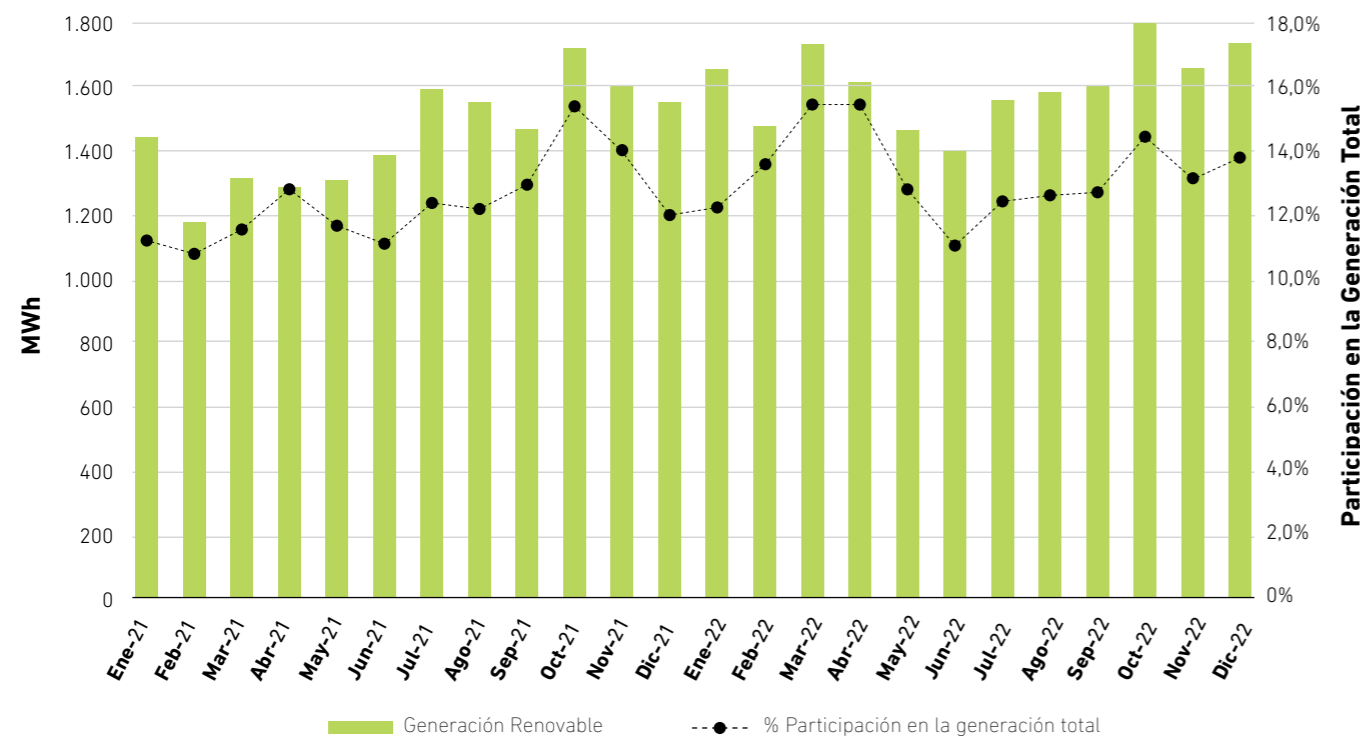
La generación renovable registró durante el año 2022, un valor de 19.340,2 MWh representando un crecimiento del 10,9% respecto al 2021. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos 24 meses.

### Generación de Otras Energías Renovables 2021-2022



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

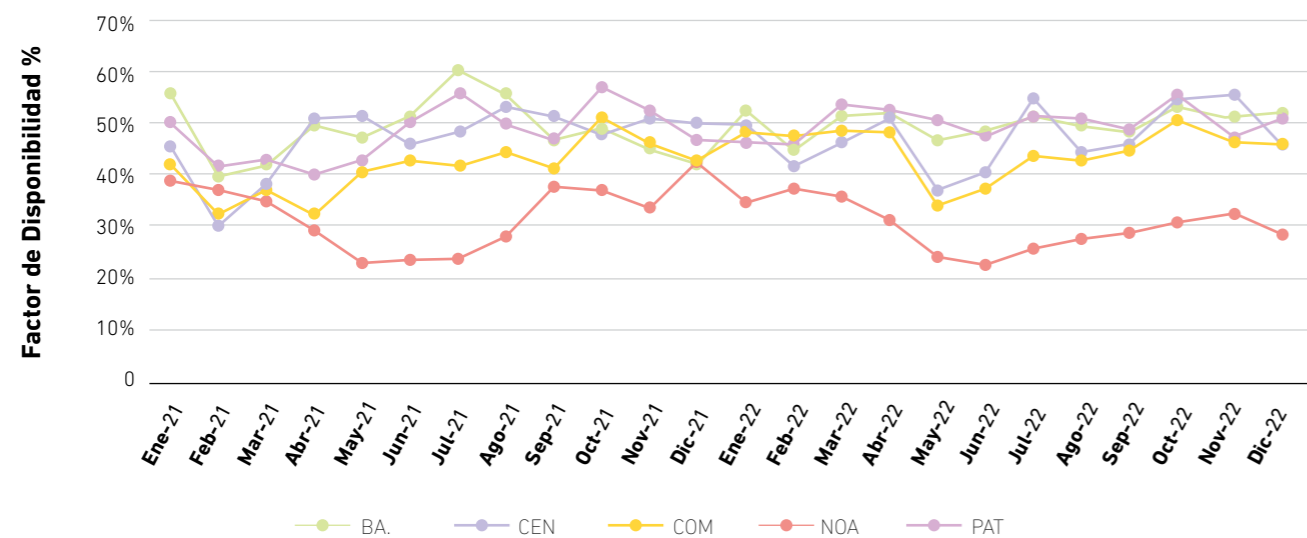
### Generación Renovable y su Participación en el MEM 2021-2022



### Energía Eólica

Para diciembre de 2022, se contaba con 3.309,3 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 65,4% 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 24 meses. El factor de disponibilidad promedio de esta tecnología en los últimos doce meses fue de 44,9% a nivel nacional.

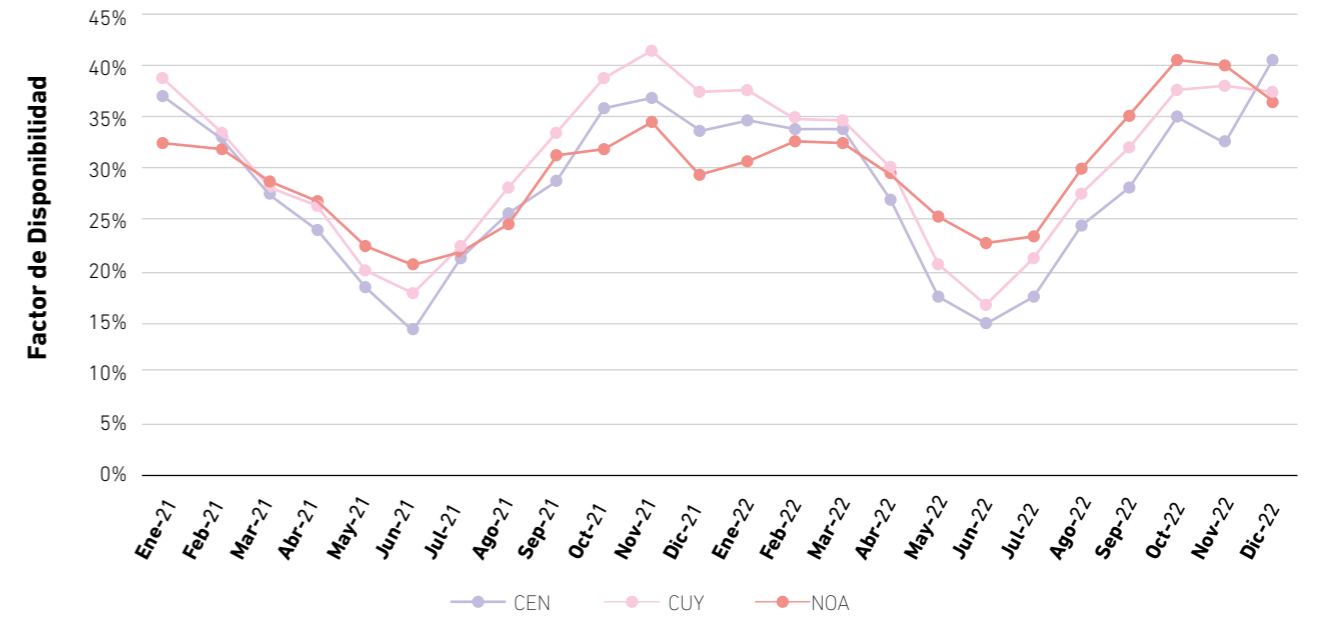
### Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica 2021-2022



### Energía Fotovoltaica

En nuestro país, para diciembre de 2022, se encuentran conectados 1085,8 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 21,4% 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 24 meses fue de 30,1%.

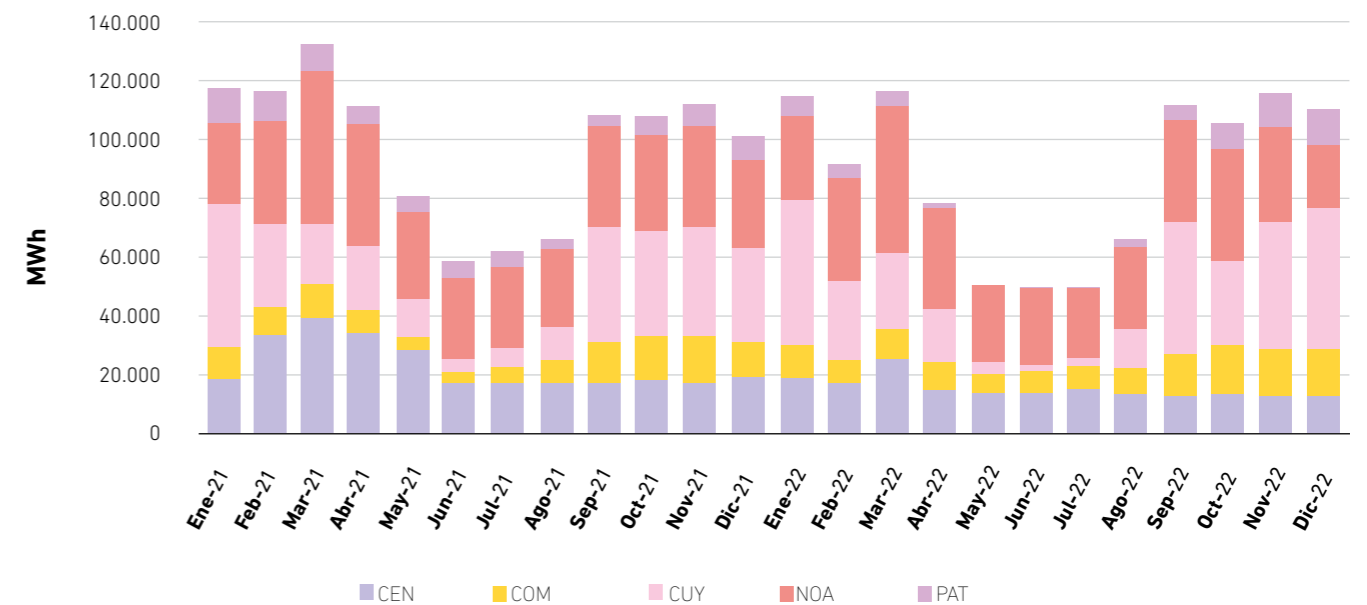
### Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica



### 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.

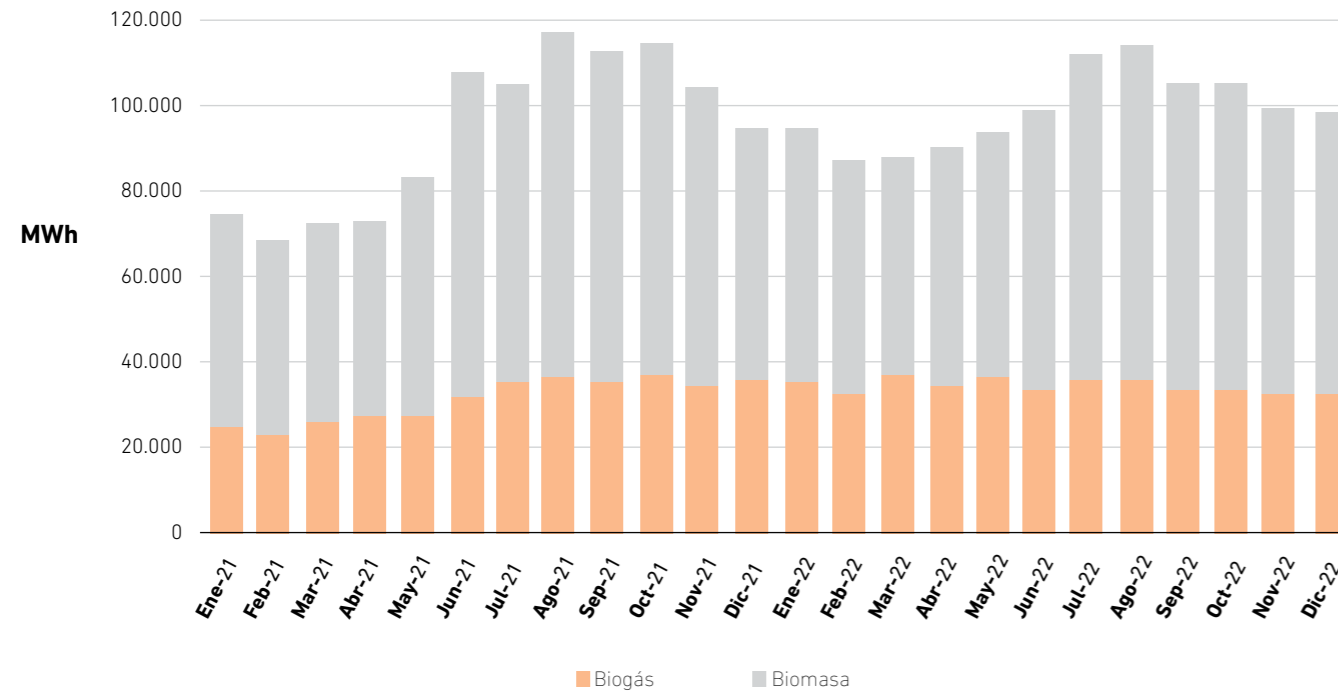
### Generación de Hidroeléctricas < 50 MW por Regiones



### Biomasa y Biogás

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, para diciembre de 2022, se encuentran instalados 142,9 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 70,3 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 72,6 MW. Su generación mensual durante los últimos 24 meses se comportó de la siguiente manera:

#### Generación de Biomasa y Biogás mensual 2021-2022



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

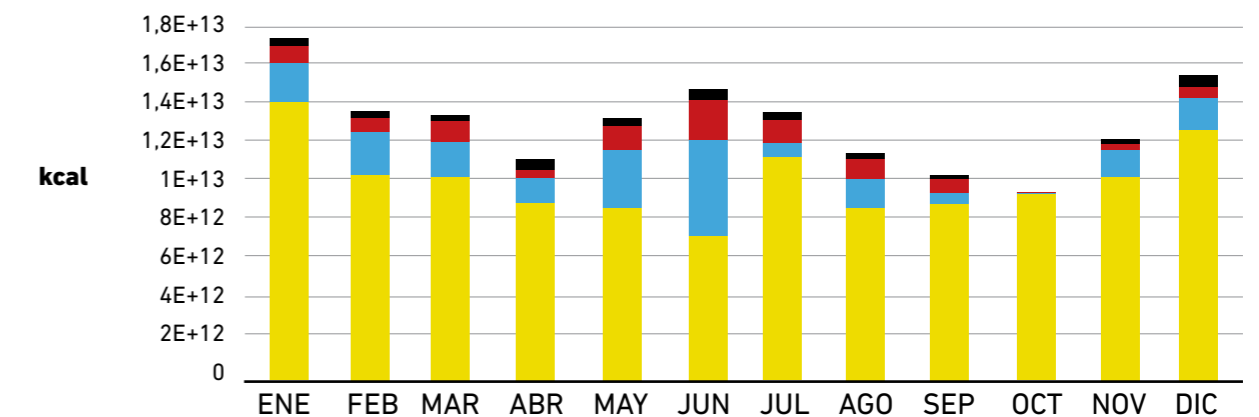


El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el segundo semestre del 2022 resultó un 14,3% inferior al mismo semestre del año anterior. En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles y el porcentaje de diferencia respecto al semestre anterior.

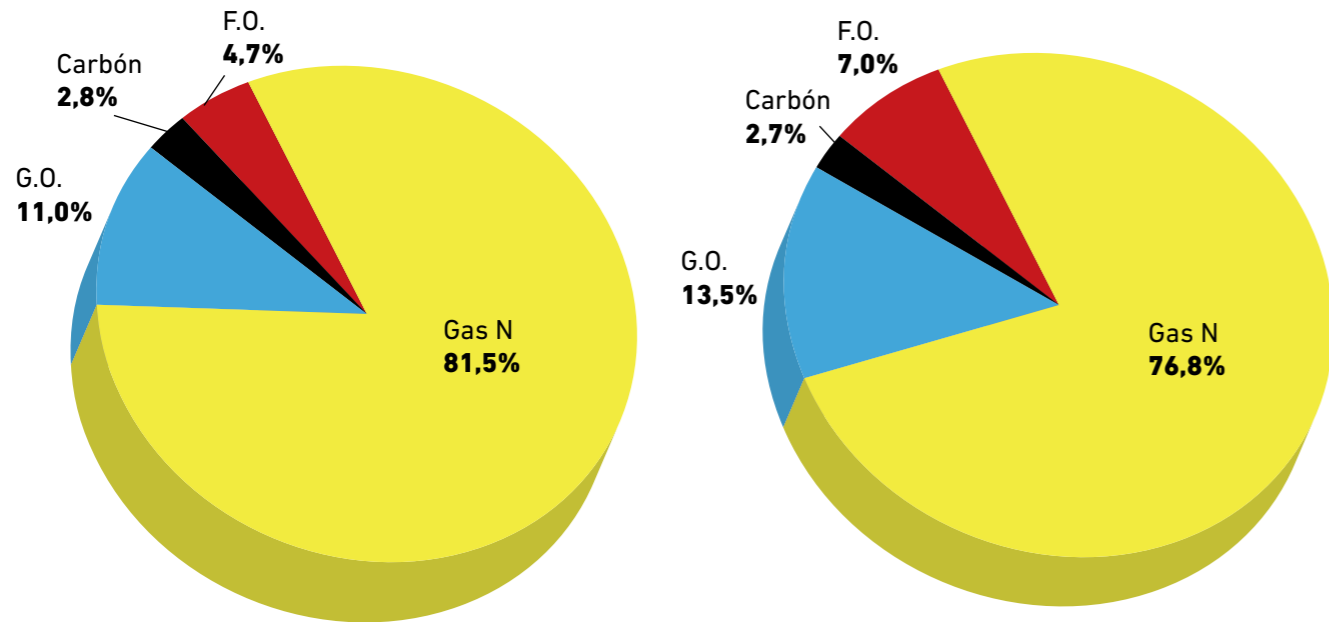
Combustible	Segundo Semestre 2021	Segundo Semestre 2022	Dif %
<b>GO [m<sup>3</sup>]</b>	969.085	695.074	-28,3
<b>Gas N [dam<sup>3</sup>]</b>	8.324.574	7.166.263	-13,9
<b>FO [t]</b>	319.521	426.716	33,5
<b>Carbón [t]</b>	468.680	287.129	-38,7

A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el año 2022. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas. Como puede observarse salvo para el mes de octubre hubo consumo de combustibles líquidos y carbón.

#### Consumo de Combustibles en el MEM 2022



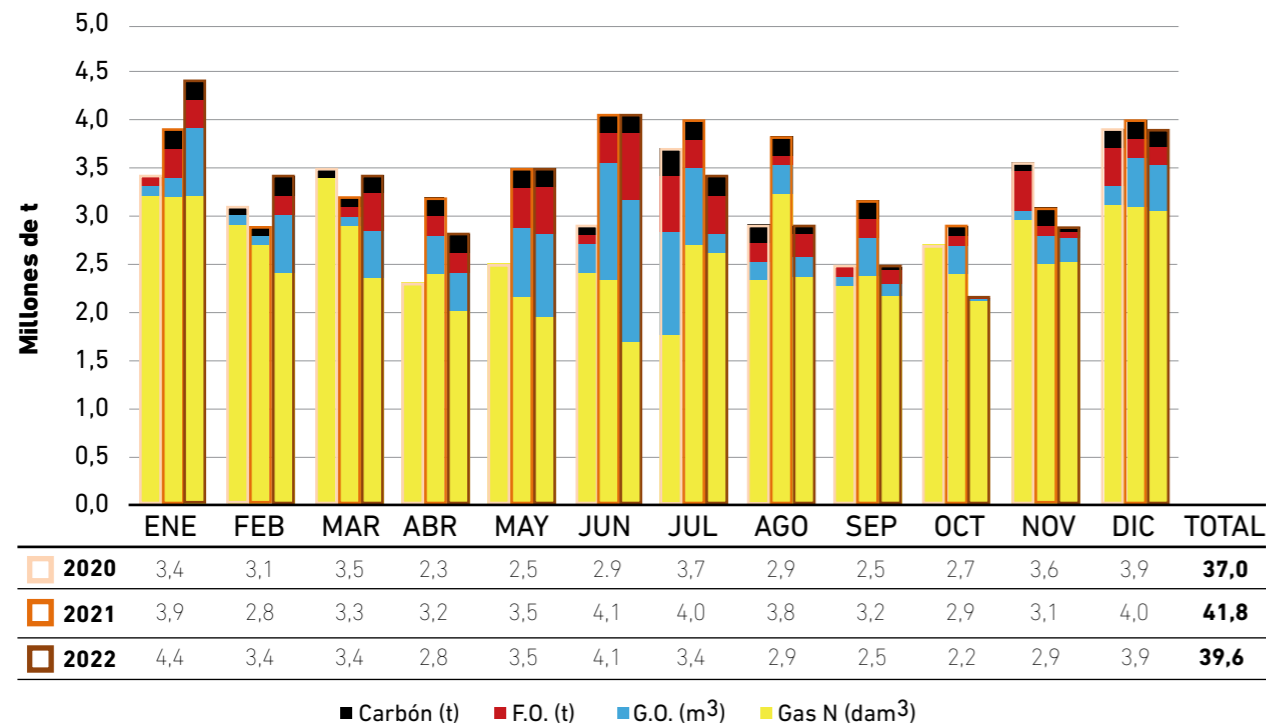
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
<b>■ Carbón (t)</b>	85.994	72.957	72.986	83.531	70.469	103.960	86.540	60.623	31.415	0	27.760	80.792
<b>■ F.O. (t)</b>	94.023	73.328	115.668	52.604	143.567	206.333	130.087	107.217	81.895	1.684	31.504	74.329
<b>■ G.O. (m<sup>3</sup>)</b>	251.239	242.761	202.636	144.616	331.556	567.301	70.246	184.155	69.053	12.042	161.592	197.986
<b>■ Gas N (dam<sup>3</sup>)</b>	1.657.962	1.227.471	1.212.229	1.043.272	1.038.473	859.060	1.330.461	1.015.707	1.032.874	1.085.324	1.204.911	1.496.986



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

Este semestre disminuyeron un 14,7% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior, debido principalmente a la menor generación térmica y al menor uso de gas oil y carbón. A continuación se presentan las emisiones de los últimos tres años.

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



## Síntesis del Mercado del Gas Natural

### Resumen

Durante el 2022, la producción total de gas fue de 48,4 mil MMm<sup>3</sup>, este valor fue un 6,9% superior al registrado durante el mismo periodo del 2021. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 68,1% promedio de participación. La producción no convencional de gas contabilizó 26,28 mil MMm<sup>3</sup>, representando un 54,3% de la producción total.

En 2022 la demanda de los diferentes sectores representó un consumo de 41,11 mil MMm<sup>3</sup>. Significando una disminución de 3,6% respecto del año 2021.

Las importaciones durante 2022 representaron un volumen de 6,1 mil MMm<sup>3</sup>, un volumen 25,5% inferior respecto del año 2021. El mayor caudal de gas importado fue de Bolivia con una participación del 62,7% del total.

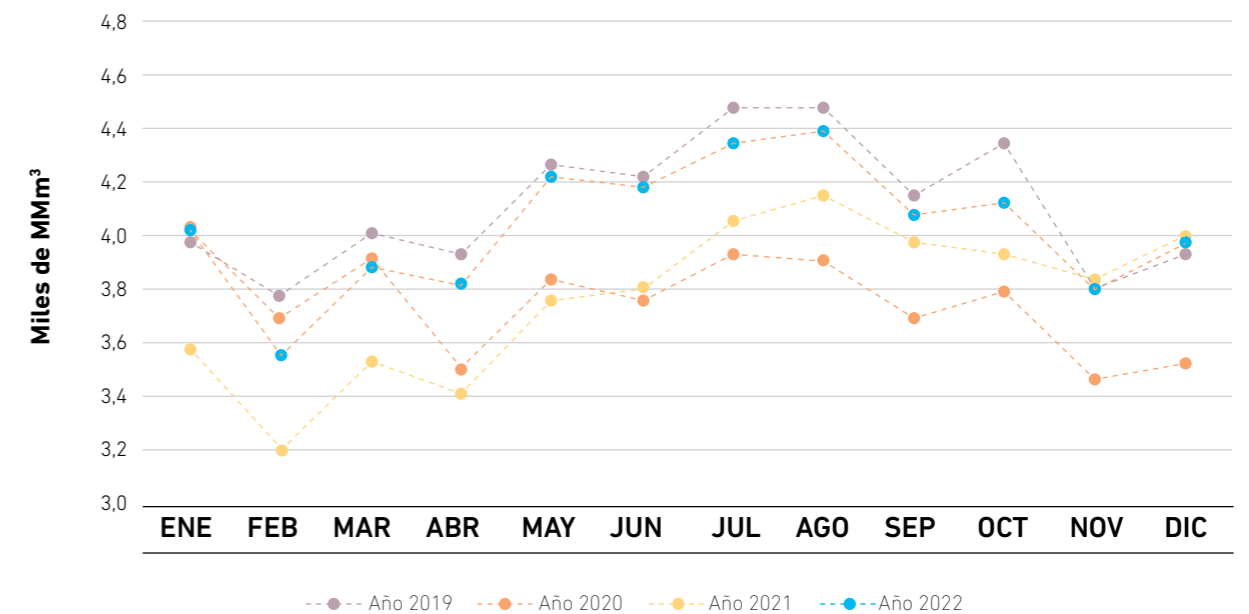
Las exportaciones registradas durante el 2022 evidencian un volumen de 2,46 mil MMm<sup>3</sup> siendo este valor un 147,4% superior al registrado en el año 2021.

### Oferta de Gas Natural

#### Producción total

La producción de gas natural de 2022 arrojó un valor de 48,43 mil MMm<sup>3</sup>, aumentando un 6,9% respecto del año 2021. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años.

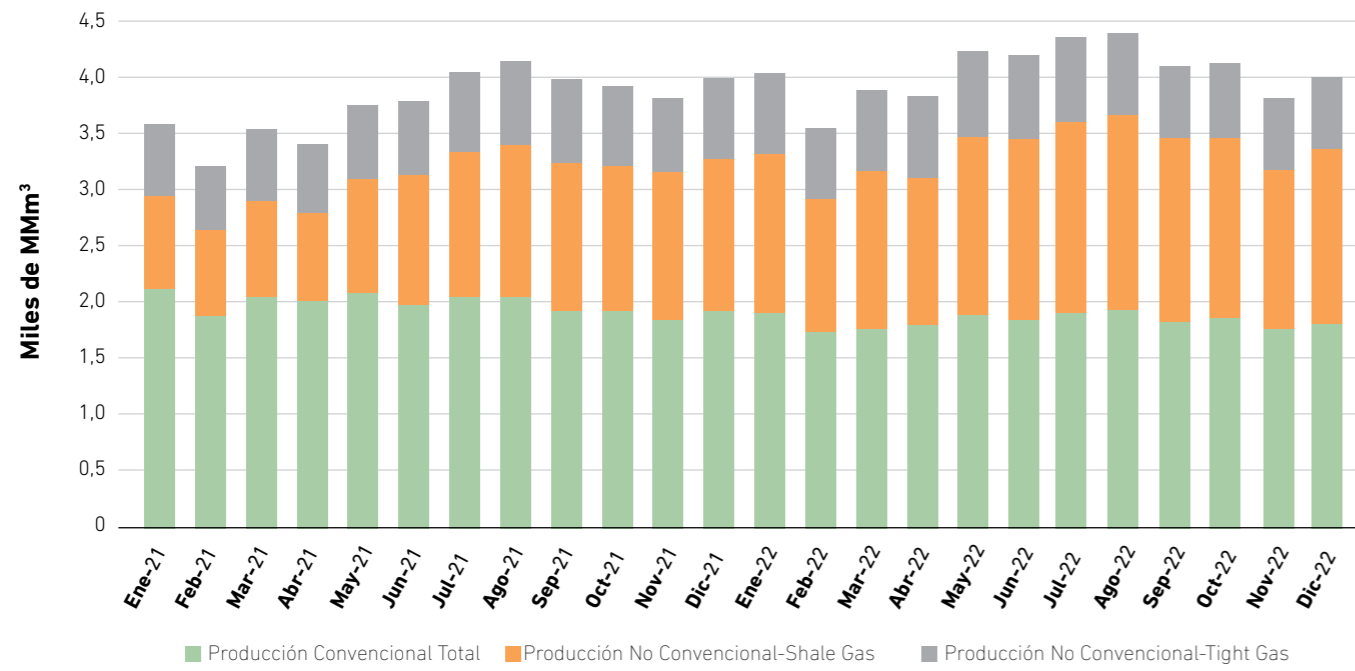
### Producción Mensual de Gas 2019-2022



### Producción convencional y no convencional

En la siguiente figura se observa la composición de gas tanto convencional como no convencional en los últimos 24 meses. Se puede observar que durante el año 2022 la producción de gas convencional disminuyó un 8,3% mientras que la del gas no convencional aumentó un 24,1% respecto del año 2021.

### Producción Convencional y No Convencional 2021-2022

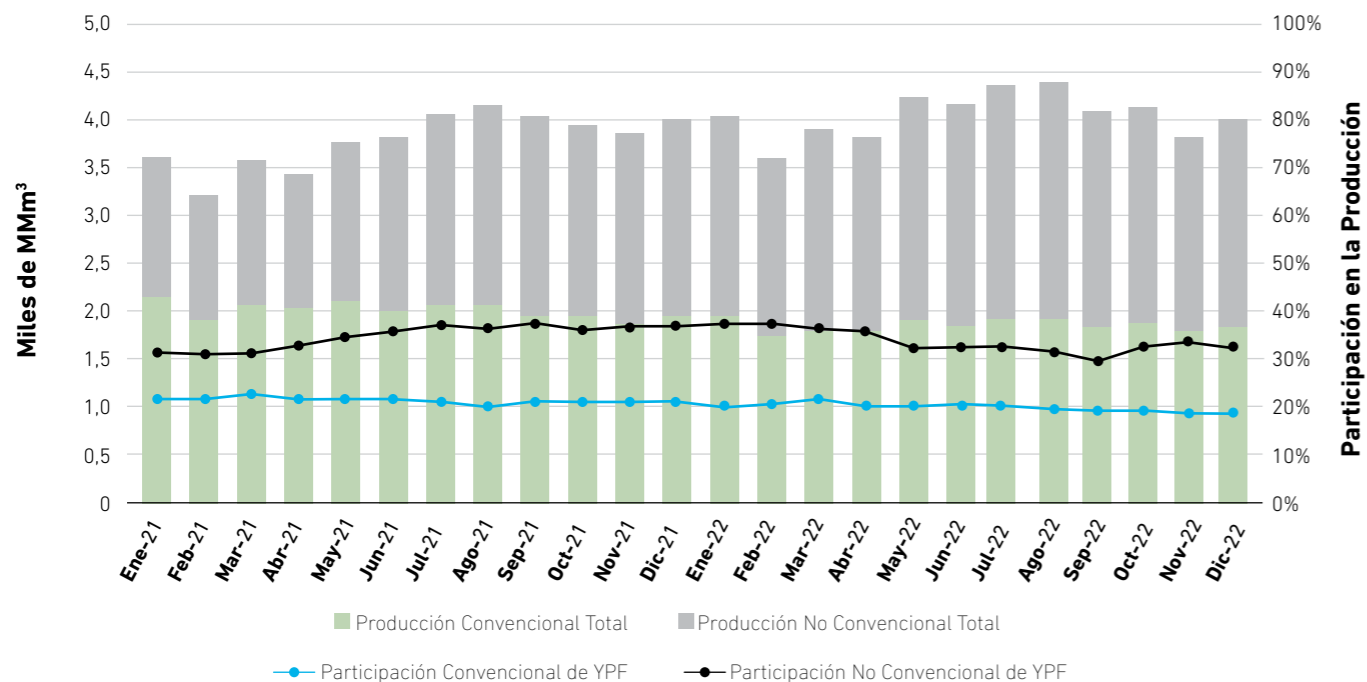


### YPF en la Producción Convencional y No Convencional de gas

Cabe destacar que la empresa con mayor participación en la producción es la estatal YPF, que desde el año 2012, fecha que se sanciona la Ley N° 26.741 que tiene como objetivo impulsar su producción. Durante el año 2022 logró alcanzar un promedio de participación del 20% en la producción convencional total y un 34% en la producción no convencional de gas.

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

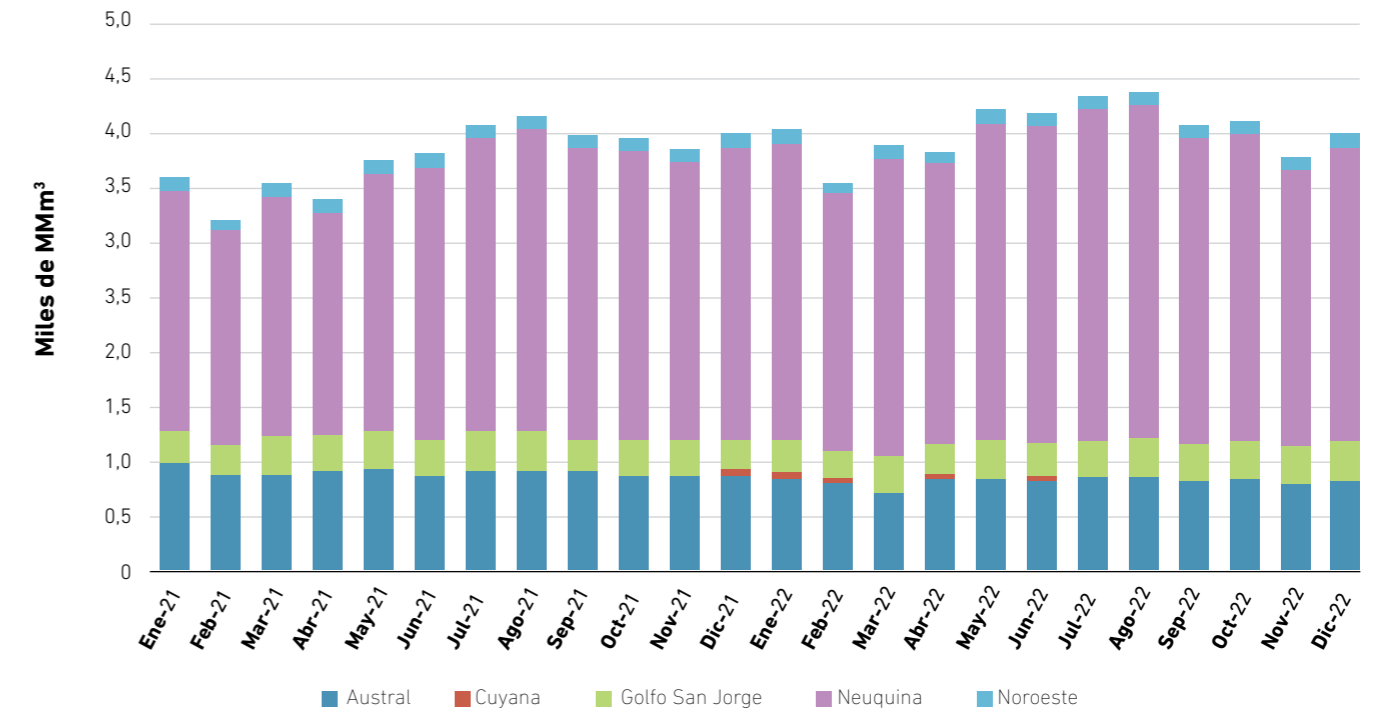
### Producción Total y Participación de YPF



### Producción por cuencas

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

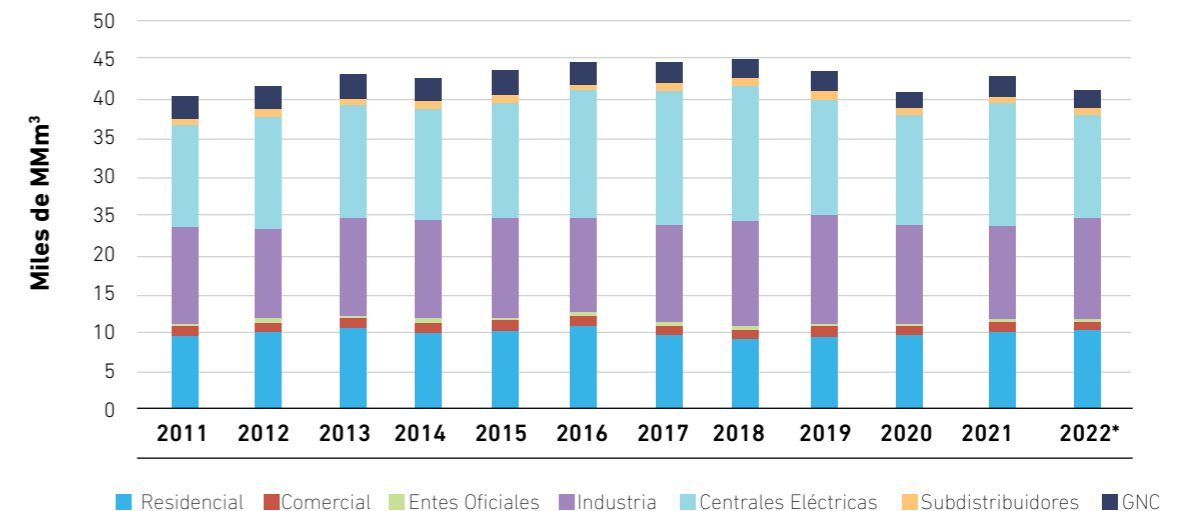
### Producción por Cuencas 2021-2022



### Demanda

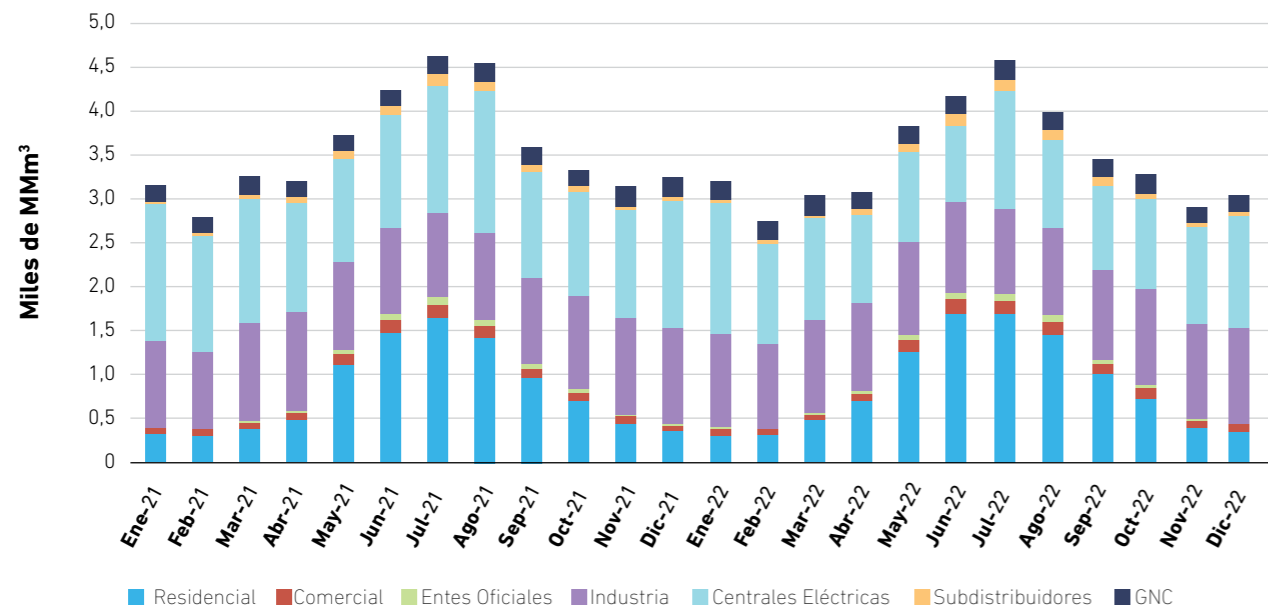
La demanda de gas en nuestro país según los datos suministrados por ENARGAS, se divide en consumidores del tipo Residencial, Comercial, Entes Oficiales, Industria, Centrales de generación eléctrica, Sub-Distribuidores (SDB) y gas natural comprimido (GNC). A continuación, se muestra la evolución de la demanda total de gas de acuerdo con los sectores de consumo mencionados anteriormente desde 2011.

### Demanda Histórica por Sector



\* Durante 2022 la demanda fue de 41,11 mil MMm³, en la siguiente figura se puede observar la demanda mensual de los últimos 24 meses.

### Demanda Mensual de Gas por Sector 2021-2022

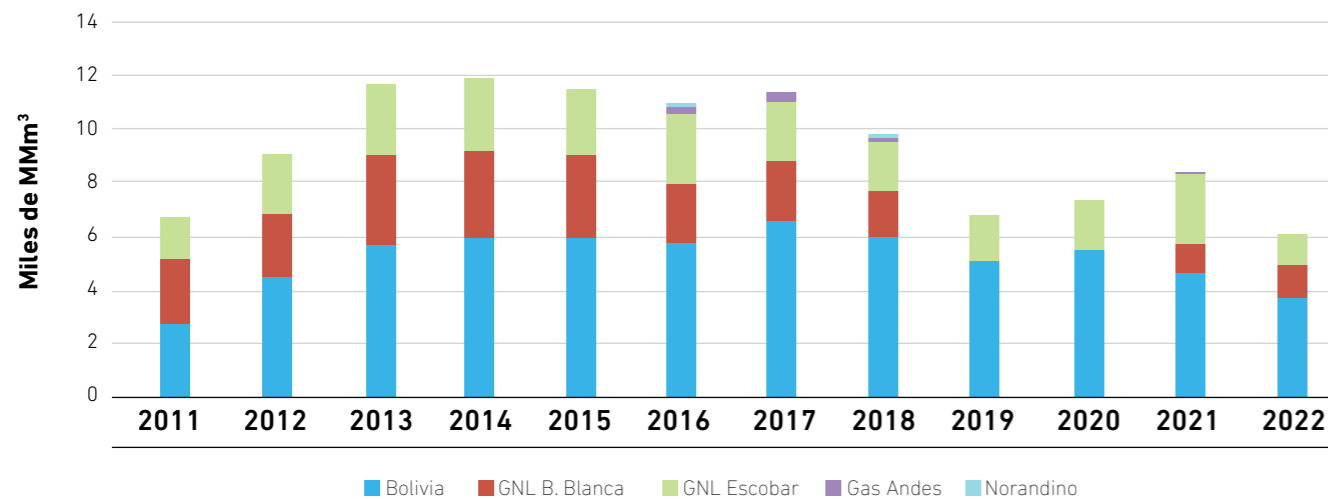


Los tres principales sectores de la demanda son el Industrial, Residencial y las Centrales de generación eléctrica que representan aproximadamente el 87,90% del consumo total. Respecto del año 2021, la demanda del sector residencial evidencio un aumento del 7,02%, por otra parte, el sector industrial presentó un aumento del 1,70%. Finalmente, el consumo de gas por parte de las centrales eléctricas fue un 16,84% inferior respecto del año 2021.

### Importación

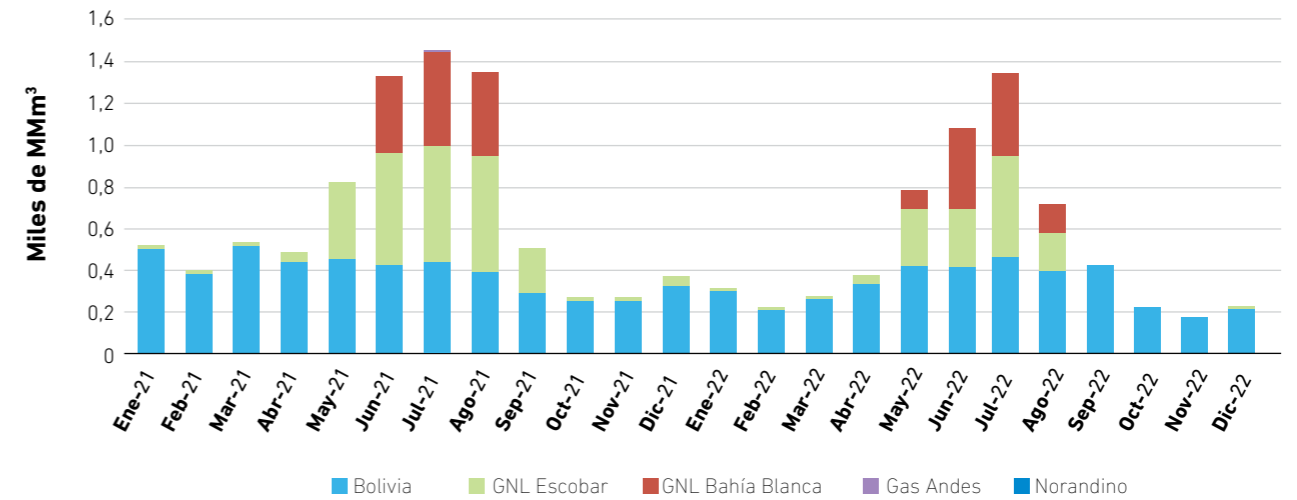
La importación de gas natural en nuestro país proviene de diferentes puntos de conexión al sistema de gas natural, ellos son: Bolivia, gas natural licuado (GNL) de Bahía Blanca, GNL de Escobar, Gas Andes y el Gasoducto Norandino. En la siguiente figura se muestran los últimos 12 años de importaciones de gas.

### Importación de Gas 2011-2022



La importación de gas natural durante el año 2022 registro un valor de 6,1 mil MMm³, siendo un 25,5% inferior respecto del año 2021.

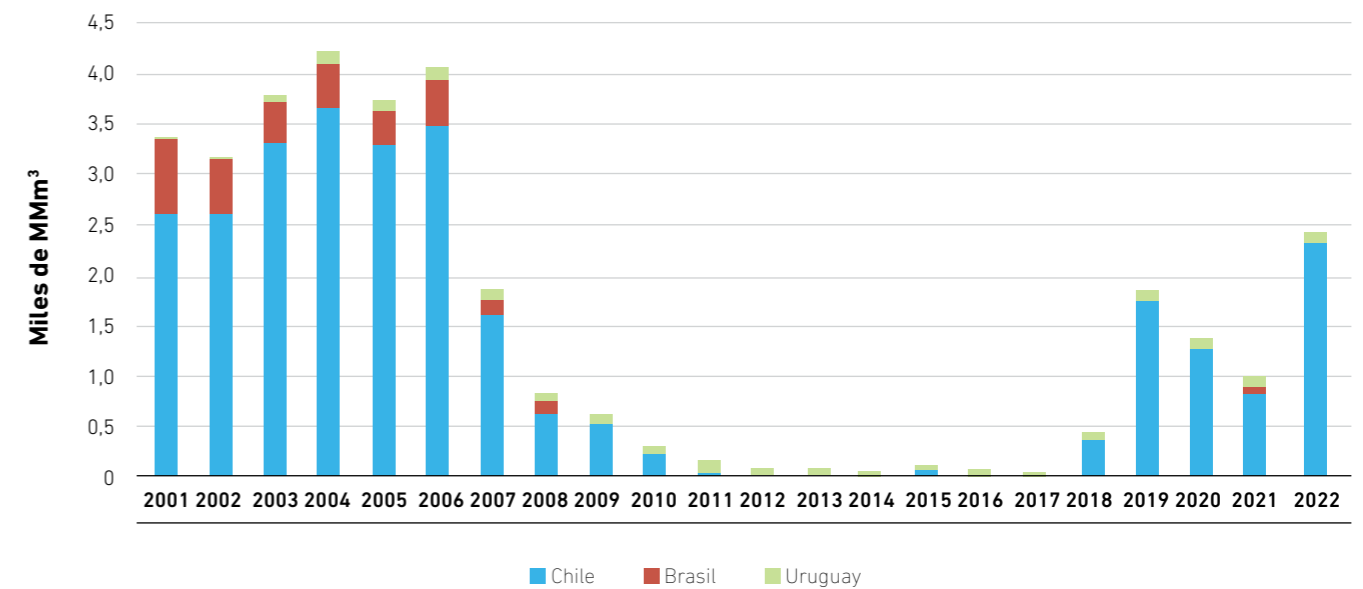
### Importaciones Mensuales 2021-2022



### Exportación

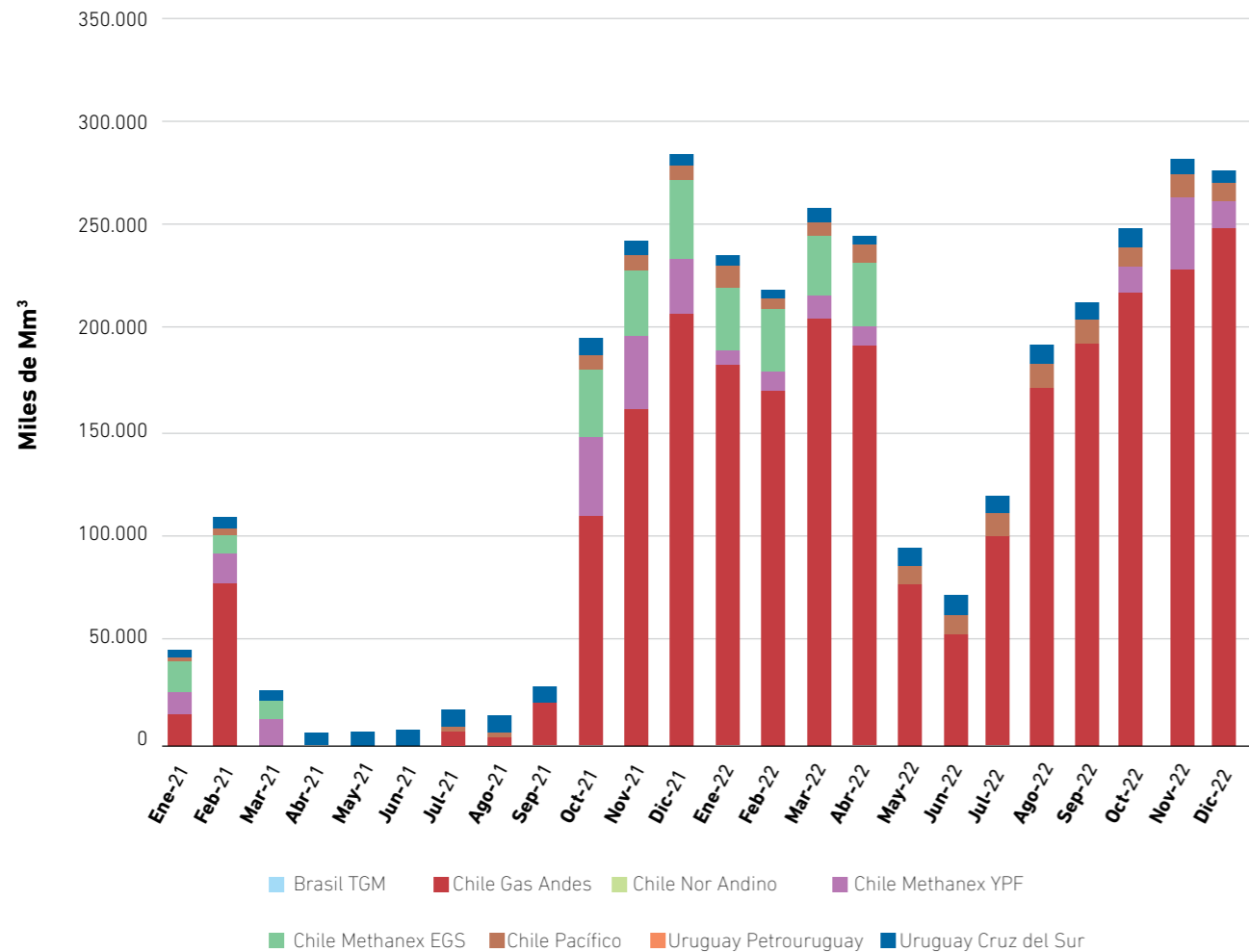
Nuestro país exporta gas natural a tres países fronterizos: Brasil, Chile y Uruguay. El registro histórico del periodo 2001-2022 presenta los siguientes valores expresados en miles de millones de metros cúbicos.

### Exportaciones Históricas por País de Destino 2001-2022



El volumen exportado en el primer semestre de 2022 fue de 2,46 mil MM m<sup>3</sup> siendo un 147% superior en comparación al año 2021. En la siguiente figura se pueden observar las exportaciones realizadas durante los últimos 24 meses a los diferentes países con sus respectivos gasoductos.

### Exportaciones por País y por Punto de Conexión 2021-2022



## 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).

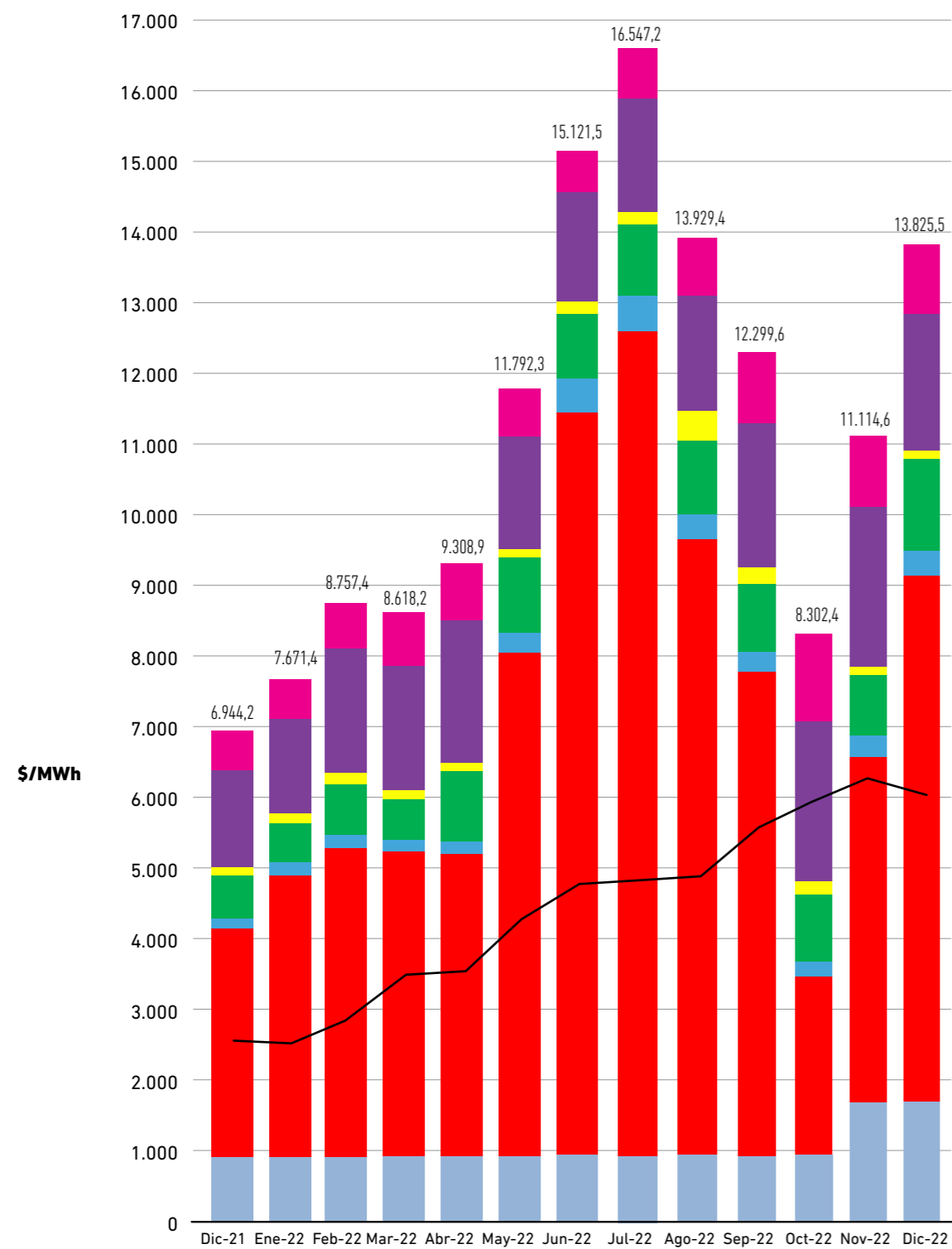
Los valores de los "Sobrecostos Transitorios de Despacho" y el de "Sobrecosto de Combustible" constituyen la incidencia en ese promedio ponderado de lo que perciben exclusivamente los generadores que consumen combustibles líquidos, dado que en la tarifa se considera que todo el sistema térmico consume 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 prorrateo 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 diciembre fue de 13.825,5 \$/MWh, equivalente a 80,0 U\$S/MWh<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Dólar mayorista promedio de diciembre de 2022 del Banco Central de la República Argentina.



13/12/2022

## Científicos de Estados Unidos anunciaron un avance histórico en fusión nuclear

El Laboratorio Nacional Lawrence Livermore, dependiente del Departamento de Energía estadounidense, informó que el experimento en el que venía trabajando "produjo más energía de fusión que la energía láser utilizada" para provocar la reacción. El avance podría revolucionar la producción de energía en la Tierra.

Investigadores estadounidenses lograron un avance histórico en fusión nuclear que podrá revolucionar la producción de energía limpia y segura en el planeta, lo que permitiría romper la dependencia actual de los combustibles fósiles, principal causa de la crisis climática, según se anunció.

Los científicos de todo el mundo llevan décadas trabajando para desarrollar la fusión nuclear, considerada una fuente de energía limpia, abundante y segura que podría permitir a la humanidad romper su dependencia de los combustibles fósiles.

El hecho fue anunciado por el Laboratorio Nacional Lawrence Livermore (LLNL) de California, que depende del Departamento de Energía estadounidense, a través de su cuenta oficial de Twitter.

Actualmente, las centrales nucleares utilizan la fisión, es decir, la división del núcleo de un átomo pesado para producir energía.

Allí, se afirmó que el experimento que se llevó a cabo la semana pasada "produjo más energía de fusión que la energía láser utilizada" para provocar la reacción, un resultado al que arribaron tras décadas de trabajos con el objetivo de desarrollar la fusión nuclear.

En cambio, la fusión nuclear combina dos átomos de hidrógeno para formar un átomo de helio más pesado, liberando una gran cantidad de energía en el proceso.

El Departamento de Energía describió el hallazgo como un "gran avance científico" que conducirá a "progresos en la defensa nacional y el futuro de la energía limpia".

Este proceso es el mismo que se desarrolla dentro de las estrellas, incluido el Sol y, para poder llevarlo a cabo en la Tierra es necesario la ayuda de láseres ultrapotentes.

Durante una conferencia de prensa, la titular de este organismo, Jennifer Granholm, aseguró que este hallazgo se verá "en los libros de historia", según informó la agencia de noticias AFP.

Para alcanzar este logro histórico, el equipo del LLNL instaló en el National Ignition Facility (NIF) 192 láseres que apuntan a un cilindro del tamaño de un dedal, donde se colocan los átomos de hidrógeno ligero que se fusionarán.

De este modo, los científicos produjeron unos 3,5 megajulios de energía usando 2,05 megajulios a través de los láseres, según el comunicado en el que se anunció el avance histórico.

Este resultado proporciona una prueba de principios físicos descritos hace décadas y es que la fusión no presenta riesgo de desastre nuclear, produce menos desechos radiactivos y, en comparación con las centrales eléctricas de carbón o gas, no genera gases de efecto invernadero.

Pese al avance histórico de este logro en materia de fusión nuclear, todavía queda un largo camino por recorrer antes de que la fusión sea viable a escala industrial y comercial.

Probablemente "décadas", dijo Kim Budil, directora del Laboratorio Nacional Lawrence

Livermore, quien destacó que los desafíos son tecnológicos, puesto que hay que poder repetir el experimento muchas veces por minuto.

Hay otros proyectos de fusión nuclear en el mundo, como el llamado ITER, que actualmente se está desarrollando en Francia y que, en lugar de láseres utilizará una técnica conocida como confinamiento magnético: los átomos de hidrógeno se calientan en un inmenso reactor, donde permanecerán confinados con la ayuda de un campo magnético.

**Fuente:** [www.telam.com.ar](http://www.telam.com.ar)

21/12/2022

## Fusión nuclear, ¿qué se investiga en Argentina?

Tras el anuncio del Gobierno estadounidense sobre los avances en fusión nuclear, Télam-Confiar dialogó con tres investigadores en Argentina, que trabajan en diferentes líneas vinculadas a la temática. Alcances y desafíos de este intento de la humanidad por reproducir el mecanismo con el que el Sol produce energía.

Casi como en una escena de ciencia ficción, la semana pasada en una conferencia de prensa desde la Casa Blanca se anunció que por primera vez en la historia se había logrado que la energía liberada en un proceso de fusión nuclear sea superior a la que se había utilizado para iniciar la reacción.

La noticia, que fue tapa de los diarios y portales de todo el mundo, constituye un paso más en el camino hacia la generación de energía a partir de este proceso, en un mundo que busca desesperadamente fuentes de energía diferentes a la de los combustibles fósiles para poder frenar -o al menos mitigar- el cambio climático.

En este contexto, Télam-Confiar dialogó con tres científicos argentinos que trabajan en

investigaciones vinculadas a la fusión nuclear: Ricardo Farengo, jefe del Grupo de Fusión y Fabiana Gennari, jefa del Departamento de Físicoquímica de Materiales, ambos del Centro Atómico Bariloche (CAB), y Horacio Corti, del Departamento de Física de la Materia Condensada del Centro Atómico Constituyentes (CAC), dos instituciones de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

**- ¿Cómo se puede reproducir en la tierra este fenómeno?**

**Fabiana Gennari:** Es muy difícil acercar dos núcleos porque lo que pasa al hacerlo es que se repelen debido a que tienen carga positiva. Para vencer esta repulsión es necesario que los núcleos choquen a alta velocidad y esto se consigue calentando el combustible (mezcla de deuterio y tritio) hasta muy altas temperaturas.

Al calentarlo, los átomos que lo componen se "rompen" (ionizan) separándose en núcleos y electrones. Una mezcla de núcleos (iones) y electrones a alta temperatura constituye un "plasma" (cuarto estado de la materia). Debido a su alta temperatura, el plasma tiende a expandirse y enfriarse. Por lo tanto, el problema fundamental de la fusión es cómo calentar el combustible hasta muy altas temperaturas y mantenerlo durante suficiente tiempo en ese estado.

En las estrellas (incluido el sol) la fuerte atracción gravitatoria impide que el plasma se expanda y enfríe. A escala terrestre existen dos opciones para conseguir las condiciones necesarias para producir suficientes reacciones de fusión.

Una es utilizar láseres de alta energía, como hizo el proyecto del Laboratorio Nacional Lawrence Livermore (LLNL) de California cuyos resultados se anunciaron la semana pasada. La energía del láser se divide en gran cantidad de haces (192 en el experimento de Livermore) que se focalizan en un pequeño blanco de combustible. La energía depositada por el láser comprime y calienta el combustible hasta que se alcanzan la densidad y temperatura necesarias para que se produzcan las reacciones de fusión.

La otra opción es la que se está probando en el proyecto ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor, en español Reactor Termonuclear Experimental Internacional) que utiliza campos magnéticos para confinar el combustible a alta temperatura. En este proyecto se apunta a generar diez veces más energía que la que se utiliza para calentar el combustible.

**-¿Qué ventajas tiene la fusión nuclear sobre la fisión?**

**F.G.:** La generación de energía por fusión es un proceso sustentable, no genera emisiones de gases de efecto invernadero y sólo se produce helio.

Lo que se usa para fusión es deuterio y tritio. El deuterio es abundante en la naturaleza y se lo puede obtener del agua del mar, por ejemplo.

En cambio el tritio no es un elemento natural y puede ser generado como producto secundario de los actuales reactores de fisión. Dado que el tritio se descompone en otros compuestos en pocos años, para asegurar su provisión en los futuros reactores de fusión la idea es producirlo in situ a partir del litio-6, uno de los dos isótopos estables del litio. Como el litio natural está compuesto de dos isótopos, litio-6 (7,4%) y litio-7 (92,6%), los reactores de fusión necesitan contener compuestos con mayores cantidades de litio-6 para generar tritio in situ.

La cantidad de energía que se produce por kilo de combustible (es decir por esa mezcla entre deuterio y tritio) es diez millones de veces mayor de la que se produce con un combustible fósil. Entonces, eso hace que sea una tecnología muy atractiva.

**- Más allá del anuncio de la semana pasada, entiendo que aún falta para poder generar energía por fusión a nivel comercial. Si se llegara a esto, ¿qué lugar tendría frente a las energías renovables?**

**Horacio Corti:** Creo que son complementarias. Los reactores de fusión, si se llegan a convertir en una realidad en la segunda mitad de este siglo, van a ser grandes instalaciones.

Esto implica una energía centralizada para alimentar grandes ciudades; por supuesto que puede llegar a zonas alejadas porque en definitiva lo que estás transmitiendo es energía eléctrica pero, aún cuando la fusión sea un éxito y se obtenga energía limpia, las energías renovables van a seguir cumpliendo un rol importante sobre todo en zonas aisladas y en lugares como nuestra Patagonia que tiene fuentes muy importantes como el viento.

**Fuente:** [www.telam.com.ar](http://www.telam.com.ar)

## La estrategia energética de Bulgaria incluye cuatro nuevos reactores nucleares

El ministro de Energía Rossen Hristov ha establecido una estrategia energética para Bulgaria de 2023 a 2053, que incluye planes para dos nuevos reactores en Kozloduy y dos en Belene.

Hristov -quien ha sido ministro de Energía en el actual gobierno interino- asumió el cargo en agosto. Describió la estrategia en una mesa redonda con el presidente Rumen Radev, el primer ministro Galab Donev y otros.

El objetivo de la estrategia energética es que Bulgaria "siga siendo líder en la producción y exportación de electricidad en la región". En este sentido, Hristov señaló que la industria energética del país había exportado más de 12 teravatios hora de electricidad por alrededor de tres mil millones de euros (USD 3 mil millones) el año pasado. "Esto convierte al sector en uno de los mayores exportadores del país" y, a su vez, ha permitido tomar medidas para limitar los altos precios de la electricidad, demostrando cómo "el sector tiene un gran impacto en el mantenimiento de la competitividad de toda la economía".

Según el Ministro de Energía del país: "La implementación de las políticas y proyectos previstos en la estrategia debe contribuir al logro de los objetivos europeos de descarbonización y aumento de la eficiencia energética. Entre las principales prioridades establecidas en el documento se encuentra la implementación de una transición justa hacia la descarbonización de las regiones afectadas, así como también la protección frente a la pobreza energética".

Los cuatro nuevos reactores garantizarían la continuación de la energía nuclear incluso después de que se desmantelen los dos reactores actuales. Además, Hristov explicó que Bulgaria tenía todos los requisitos previos para

el desarrollo de la energía nuclear con personal capacitado, tradiciones, infraestructura y sitios autorizados.

La estrategia prevé el uso continuado de carbón hasta 2030 antes de reducir su uso a cero para 2038; el cronograma está diseñado para permitir la "preservación de la energía y la seguridad nacional" y se pide a todos los productores que "optimicen sus actividades para reducir las emisiones de carbono, para que el uso prolongado del carbón no entre en conflicto con los objetivos europeos de descarbonización".

La estrategia también incluye la expansión a 7 GW de energía solar y 2 GW de energía eólica para 2030, y 12 GW de energía solar y 4 GW de energía eólica para 2050, además de 870 MW de nuevos proyectos hidroeléctricos para 2030 y 1.270 MW para 2050. También habrá una expansión de la producción de hidrógeno, para reducir las importaciones de gas natural, y se introducirán 600 MW de almacenamiento en baterías para 2030 y 1,5 GW de sistemas de almacenamiento estacional para 2050, según la agencia de noticias BTA. Además, se modernizarán cerca de 2.000 kilómetros de la red de transmisión de energía eléctrica.

Los dos reactores VVER-1000 de diseño ruso en funcionamiento de Bulgaria en Kozloduy -unidades 5 y 6- generan alrededor de un tercio de la electricidad del país. Sus primeras conexiones a la red fueron en 1987 y 1991, respectivamente, y ambos han pasado por programas de renovación y extensión de vida para permitir la extensión de la operación de 30 a 60 años. Los

reactores Kozloduy 1-4 eran modelos VVER-440 que la Comisión Europea había clasificado como no actualizables y Bulgaria acordó cerrarlos durante sus negociaciones para unirse a la Unión Europea en 2007.

El proyecto Belene en el norte de Bulgaria consistió en la construcción de dos unidades de 1000 MWe, utilizando diseños rusos VVER-1000. Los trabajos preliminares en el sitio comenzaron en 2008, y se firmaron contratos con los proveedores para componentes que incluían grandes piezas forjadas y sistemas I&C, pero el proyecto se vio obstaculizado por problemas financieros y se suspendió en 2012. En 2019, el gobierno de aquel entonces anunció que un inversionista estratégico participaría en el proyecto Belene para construir dos grandes reactores, pero dijo que no se ofrecerían garantías de financiación ni contratos de venta de electricidad a largo plazo.

En enero de 2021, el Consejo de Ministros de Bulgaria aprobó los planes para una séptima unidad en Kozloduy y dijo que se habían mantenido conversaciones con la estadounidense Westinghouse sobre el uso máximo del equipo suministrado por Rusia ya comprado para el proyecto Belene, que en ese momento se dijo valdrá alrededor de BGN 1.300 millones (US\$ 810 millones). La semana pasada,

la Asamblea Nacional de Bulgaria votó por 112 a 45, con 39 abstenciones, a favor de un proyecto de decisión que pide a los ministros que negocien con el gobierno de EEUU para la nueva unidad AP 1000 en Kozloduy e instó a tomar medidas antes del 1 de marzo para acelerar el proceso de aprobación y la construcción de la unidad, así como iniciar un procedimiento de evaluación de impacto ambiental y licenciamiento para otro reactor, que sería la unidad 8 en Kozloduy.

El país ha tenido cuatro elecciones en dos años, que hasta ahora no han producido un gobierno permanente. A principios de esta semana se le pidió al BSP -de centro-izquierda- que viera si podía formar una coalición lo suficientemente grande como para formar un gobierno, después de que otros dos partidos fracasaran en sus esfuerzos por hacerlo.

En un discurso esta semana estableciendo el historial de su gobierno interino, el Primer Ministro Galab Donev destacó la política energética y dijo: "En condiciones de una crisis energética... sin un documento estratégico que establezca metas claras para el desarrollo del sector, cada gobierno se parecerá a una persona en un cuarto oscuro buscando la llave de la luz".

**Fuente:** Investigado y escrito por World Nuclear News.

## Reino Unido / El gobierno debe “redoblar” los planes nucleares con nuevas tecnologías de reactores y SMR

El informe “Mission Zero” pide una “hoja de ruta clara” este año y una estrategia de emplazamiento para 2024.

El Reino Unido necesita “redoblar” el logro de su requisito de carga base nuclear acelerando una línea de planes “sin arrepentimientos” que incluyen nuevas tecnologías nucleares y pequeños reactores modulares si quiere cumplir con sus objetivos de emisiones netas de carbono cero, según una revisión independiente establecida para evaluar los planes de descarbonización del Reino Unido.

La necesidad de esquemas acelerados es una de las 129 recomendaciones hechas por el exministro de energía Chris Skidmore en su “revisión cero neto” ordenada por el gobierno y titulada “Mission Zero”.

El informe pide una “hoja de ruta clara en 2023” para llegar a la decisión final de inversión en nuevas plantas nucleares en el próximo parlamento. Insta al gobierno a garantizar que haya fondos disponibles y que se confirmen los planes para un proceso de selección de tecnología.

Como parte de la hoja de ruta, el gobierno debe cumplir con la estrategia de localización para 2024.

El informe pide que la formación de Great British Nuclear (GBN) se “acelere a principios de 2023” para que este año se pueda desarrollar una “hoja de ruta clara” de esquemas futuros para abordar la “creciente demanda de energía”.

El gobierno anunció por primera vez su intención de establecer GBN para desarrollar una cartera de proyectos en su estrategia de seguridad energética publicada en abril del año pasado.

### **La nueva energía nuclear es una “opción sin arrepentimientos”**

Skidmore concluye en que acelerar la formación de GBN abordará las preocupaciones de la industria sobre una “falta de claridad en el camino” para lograr la ambición del gobierno del Reino Unido de que la energía nuclear proporcione una cuarta parte de la energía consumida en el país.

La revisión concluye en que “construir nueva energía nuclear es una opción sin remordimientos, a pesar de los altos costos iniciales y los largos tiempos de construcción.

“En vista de la creciente demanda de energía, la energía nuclear puede proporcionar energía de carga base confiable que no depende del clima y puede brindar otros servicios a las redes de energía”.

Agrega: “Para lograr la asequibilidad y la eficiencia, el gobierno debe comprometerse a financiar una flota de proyectos. Reconociendo los tiempos de inicio para la nueva construcción nuclear, se requiere una hoja de ruta clara para el despliegue nuclear hasta 2035”.

En los últimos años, el Reino Unido ha generado alrededor del 15% de su energía a partir de su flota de centrales nucleares comerciales, pero la mayoría se retirará esta década, y la última -Sizewell B- cerrará en 2035.

Desde el año 2000, el Reino Unido ha visto paradas permanentes de reactores en Hinkley Point A, Bradwell, Calder Hall, Hunterston,

Oldbury, Sizewell, Chapelcross, Dungeness y Wylfa.

### **El informe pide ‘esfuerzos significativos’**

Las únicas plantas operativas restantes son nueve reactores en cuatro sitios en Hartlepool, Heysham, Sizewell B y Torness. Hay dos plantas en construcción en Hinkley Point C y otras dos en proyecto en Sizewell C.

“Por lo tanto, se necesitan esfuerzos significativos no solo para mantener el papel actual de la energía nuclear, sino también para que la energía nuclear ayude a satisfacer la creciente demanda de energía”, concluye el informe.

Las ambiciones de desarrollar una flota de pequeños reactores nucleares también han sido ampliamente apoyadas por el gobierno en los últimos años, con Rolls-Royce pidiendo conversaciones sobre la financiación de los planes para implementar su tecnología SMR.

13/01/2023

## La primera soldadora automática del país opera en el Gasoducto Néstor Kirchner

El sistema, de última generación, comenzó a funcionar en la localidad pampeana de Doblas, en el kilómetro 440 de la traza de “la principal obra de transformación energética en marcha en nuestro país”, indicó Enarsa en un comunicado.

El Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK) fue objeto de la puesta en funcionamiento por primera vez en la Argentina de una soldadora automática con tecnología de última generación, lo que permitirá acelerar las obras y minimizar los errores, informó la empresa Energía Argentina (Enarsa).

La puesta en funcionamiento se realizó en la localidad pampeana de Doblas, en el kilómetro 440 de la traza de “la principal obra de transformación energética en marcha en

El jefe del principal organismo de la industria nuclear del Reino Unido instó recientemente al gobierno a perseguir SMRs con “ritmo y urgencia”, en medio de informes de un retraso en la financiación con los ministros incapaces de ponerse de acuerdo sobre el costo de las ambiciones energéticas del país.

Tom Greatrex, director ejecutivo de la Asociación de la Industria Nuclear con sede en Londres, le dijo al periódico comercial gratuito City A.M. que el Reino Unido necesitaba desarrollar una cartera de proyectos para aumentar la energía nuclear en línea con los proyectos de seguridad energética del gobierno.

**Fuente:** *Rolls-Royce quiere desplegar sus SMR y pide conversaciones con el gobierno sobre financiación.*

*Cortesía de Rolls-Royce SMR.*

nuestro país”, indicó la compañía estatal en un comunicado.

“Se trata de un sistema de soldadura automatizada, de última generación, traído de los Estados Unidos, que permite reducir los tiempos de obra al incrementar la cantidad de tubos que pueden soldarse por día, minimizando los errores y dando previsibilidad al ritmo de producción”, según se explicó en el comunicado oficial.

Ese equipamiento y otro similar se emplean tanto en los tramos 1 y 2 de la obra, que va desde el kilómetro 0 de la traza en Tratayén, Neuquén, hasta el km 440 en La Pampa, los dos más extensos de la obra que lleva adelante la Unión Transitoria de Empresas (UTE) de Techint y Sacde.

Al respecto, la firma Enarsa aclaró que “la ventaja de este sistema es que garantiza producción y calidad constante”.

Asimismo, señaló que la soldadura automática funciona en dos planos: en el interno con un proceso simultáneo de ocho puntos de soldadura en toda la circunferencia, y en el externo con dos unidades, con dos puntos de soldadura cada una, que orbitan el lado externo del tubo para completar el proceso.

Luego las soldaduras se verifican a través de un sistema de ultrasonido, lo que garantiza su calidad.

Estos dispositivos se van moviendo a medida que avanza la obra en cada uno de los tramos, y se suman a las plantas de doble junta que permiten soldar en forma industrial caños de 12 metros de 36 pulgadas de diámetros en una sola pieza de 24 metros de largo, que luego son llevados a la traza donde se sueldan entre sí con el sistema automatizado.

El 16 de noviembre de 2022 se inició la soldadura con el sistema convencional en la localidad bonaerense de Salliqueló, en el tercer tramo de la obra, que se extiende desde el km 440 de la traza en La Pampa, con la unión de los caños de 36 pulgadas de 12 metros de largo, fabricados en la planta de Tenaris-SIAT de Valentín Alsina, que son parte de un total de 48.000 que demandará la obra.

### **Una obra clave que permitirá ahorrar 2.900 millones de dólares al año**

Con una extensión de 573 kilómetros, el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner permitirá ahorrar más de 2.900 millones de dólares al año entre sustitución de importación de combustibles y reducción de subsidios, como también aumentará la disponibilidad de gas a precios competitivos y generará 10.000 puestos de trabajo directos y otros 40.000 indirectos, entre la construcción de la obra y la mayor producción de gas en los yacimientos del área de Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén.

El primer tramo del GPNK tendrá una extensión de 573 kilómetros, y unirá la localidad neuquina de Tratayén hasta Salliqueló, atravesando las provincias de Río Negro y La Pampa.

También incluye obras complementarias como el gasoducto Mercedes-Cardales de 73 kilómetros (de 30 pulgadas), la ampliación de un tramo del Neuba II en la provincia de Buenos Aires de 29 kilómetros (de 30 pulgadas) y una planta compresora en Cardales de 15.000 hp.

Para abastecer los 11 millones de metros cúbicos diarios (MMm3) de gas que requerirá el nuevo gasoducto troncal, el Gobierno nacional lanzó formalmente el plan Gas IV y V, a través del cual las empresas operadoras podrán ofrecer su producción incremental.

A su vez, los trabajos en la segunda etapa permitirán ampliar en un 25% la capacidad del sistema nacional de transporte de gasoductos troncales, poniendo en valor las reservas de Vaca Muerta.

**Fuente:** [www.telam.com.ar](http://www.telam.com.ar)

08/12/2022

## **Arribó a Santa Cruz la primera turbina para la central hidroeléctrica Jorge Cepernic**

Se trata de la primera de tres turbinas provenientes de China. A la central Cepernic se le sumará la represa Néstor Kirchner y entre ambas aportarán 1.310 MW, con lo que la potencia hidroeléctrica instalada en el país aumentará el 11.4%.

Arribó al país la primera de las turbinas que permitirá materializar el Proyecto de Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Santa Cruz, la megaobra que comprende la construcción de las represas Gobernador Jorge Cepernic y Néstor Kirchner en la provincia patagónica, que mejorarán la calidad del suministro eléctrico en 1,1 millón de hogares argentinos.

Proveniente de China arribó a la provincia de Santa Cruz la primera de las tres turbinas tipo Kaplan que potenciarán la Central Hidroeléctrica Gobernador Jorge Cepernic, precisaron en sendos comunicados la empresa estatal Energía Argentina y la empresa firma Eling Energía.

Desde esta empresa que es parte de la Unión Transitoria de Empresas que construyen el proyecto, precisaron que la central hidroeléctrica Gobernador Jorge Cepernic contará con una potencia instalada de 360 MW. En tanto, la central Néstor Kirchner tendrá una potencia de 950 MW, con lo que entre ambas aportarán un total de 1.310 MW.

En promedio anual, ambas generarán 5.282 GWh, por lo que como fuentes renovables y no contaminantes contribuirán a diversificar la matriz nacional. De este modo, con foco en la transición energética, se prevé ampliar en un 11,4 por ciento la potencia hidroeléctrica instalada en el país.

Enarsa, en un comunicado de prensa, precisó que la primera turbina para la Central Hidroeléctrica Gobernador Jorge Cepernic arribó por barco al

puerto santacruceño de Punta Quilla. Y que ya se inició el proceso de descarga para el posterior traslado en camiones y carretones de esta maquinaria considerada fundamental para la obra.

En el puerto de Punta Quilla estuvo presente Mario Metaza, miembro del directorio de Energía Argentina, además de otras autoridades de la empresas estatal y de la UTE constructora, durante el arribo de la turbina.

La gobernadora de Santa Cruz, Alicia Kirchner, dijo que “la llegada de esta turbina es un paso muy importante para la futura generación de energía santacruceña para todo el país, a partir de nuestras represas Jorge Cepernic y Néstor Kirchner”.

La mandataria recordó que “en el gobierno del Pro tuvimos muchos tropiezos pero con voluntad y decisión del actual gobierno nacional el proyecto no se detuvo. Este es el camino del desarrollo y de la soberanía energética para todo un país”.

“Agradezco a Enarsa, a la UTE y a todos los trabajadores que construyen estos hechos concretos que nos permitirán crecer”, concluyó la gobernadora. La turbina tipo Kaplan, construida especialmente para la central Jorge Cepernic según normas internacionales, partió el 2 de octubre desde el puerto de Shanghai. Teniendo en cuenta sus características, la carga fue dividida para su traslado.

Es la primera de las tres con que contará la central, cada una de una potencia de 120 MW. El complejo hidroeléctrico, ubicado en la provincia de Santa Cruz, tendrá una potencia instalada de 1.310 MW, de los cuales corresponden 360 MW a la central Cepernic y 950 MW a la Presidente Néstor Kirchner.

Una vez en marcha, las represas permitirán un ahorro anual de 1.500 millones de dólares por sustitución de importación de combustibles líquidos.

Por el lado de Eling Energía, Juan Manuel Pereyra, presidente de la compañía, dijo que la

obra "permitirá mejorar la calidad y estabilidad del suministro eléctrico en más de 1.100.000 hogares argentinos".

El proyecto, además de las represas y las centrales hidroeléctricas, contempla la construcción de una línea de Extra Alta Tensión de 170 kilómetros de extensión que conectará las represas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En términos generales, la megaobra generará 6.000 nuevos puestos de trabajo directos y 15.000 indirectos.

**Fuente:** [www.telam.com.ar](http://www.telam.com.ar)

## 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 nucleoelectrónica 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 nucleoelectrónica. 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 Dalmaso, 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. Dalmaso, 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. Dalmaso, 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.

---

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de la Secretaría de Energía Eléctrica, CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A., INDEC, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net y Banco Mundial emitidos hasta enero de 2023.

---

Elaborado por Departamento de Planificación Estratégica  
Gerencia Planificación

**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 11-6772-7526/7869

Fax: +54 11-6772-7526

email:

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

