

BOLETÍN ENERGÉTICO

37

En Diciembre 2016
#BOL37-16-17



CAREM



Comisión Nacional
de Energía Atómica



Boletín Energético 37

1^{er} Semestre 2016

Año XIX N° 37

Contenido

Situación Mundial sobre el Enriquecimiento de Uranio

“Uranium Enrichment”, redactada por la World Nuclear Association (WNA)

Traducción y síntesis: *Trad^o Andrea Carolina Cruz*

El Proyecto CAREM: la Perseverancia de la Industria Nuclear

Lic. Luciano Turina

- **Síntesis Nuclear**
- **Demanda de Energía Eléctrica**
- **Demanda Máxima de Potencia**
- **Potencia Instalada**
 - **Evolución de la Potencia Instalada**
 - **Incorporaciones Previstas**
- **Generación de Energía Eléctrica**
- **Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles**
- **Costo Variable de Producción**
- **Evolución de los Precios**
- **Demanda Eléctrica Regional: Centro, Cuyo, Comahue, Gran Buenos Aires-Buenos Aires**

Editorial

El primer semestre de 2016 ha traído novedades en materia de generación de energía, tanto en Argentina como en el mundo. A continuación, realizaremos un breve repaso de los sucesos principales de estos seis meses.

En el panorama internacional, el petróleo continuó con un leve ascenso en sus precios, cerrando el semestre con valores cercanos a los 50 US\$/bbl. Cabe recordar que entre 2011 y julio de 2014 su precio se mantuvo estable y con pocas fluctuaciones -entre 100 y 110 US\$/bbl- hasta que la aparición de las cuatro cuencas de Shale descubiertas en Estados Unidos (Bakken, Niobrara, Permian y Eagle Ford) generó un aumento de la producción de petróleo y gas en EEUU. Dicho incremento, a su vez, provocó una disminución en la importación de ese país e hizo que los precios internacionales se desplomaran, durante 2015, hasta llegar a valores cercanos a los 26 US\$/bbl en enero de este año.

Como consecuencia de esta caída, se interrumpieron las inversiones en la extracción no

convencional, provocando que –lentamente– comenzaran a recuperarse los precios. En el caso particular del gas natural, su precio llegó a valores alrededor de 1,6 US\$/MMBTU en marzo de este año –en la bolsa de Nueva York (NYMEX)– mientras que cerró el semestre en valores cercanos a los 2,5 US\$/MMBTU.

En el ámbito nuclear internacional, en los primeros seis meses de este año se pusieron en funcionamiento cinco reactores: tres en China, uno en Corea del Sur, y uno en Estados Unidos. Vale la pena destacar el caso del reactor que se conectó por primera vez a la red eléctrica en EEUU (Watts-Bar-II, de 1165 MW) ya que es el primero que comienza a funcionar en ese país desde 1996.

Este reactor tiene una historia bastante similar a la de la Central Nuclear Atucha II, pues la construcción del reactor estadounidense comenzó en 1973, se interrumpió en 1985, en el año 2007 se decidió continuar el proyecto y tras nueve años de trabajos, comenzó a funcionar en 2016. Atucha II –vale la pena recordarlo– comenzó su obra en 1981, se interrumpió totalmente en 1994, se reactivó el proyecto en el año 2006 y comenzó a funcionar en febrero de 2015.

La diferencia fundamental radica en que, en el caso de Atucha II, desapareció el diseñador original y Argentina debió hacerse cargo como “arquitecto-ingeniero”, mientras que en el caso de la central Watts-Bar-II, el diseñador (Westinghouse) continuó en funciones y sigue siendo uno de los principales constructores de centrales nucleares. A pesar de esta diferencia, Atucha II está funcionando a plena potencia.

En el plano nacional, durante el primer semestre de 2016 se dio un marcado aumento en el precio de los servicios de generación eléctrica y gas natural, acercándose en el caso eléctrico a los costos de generación, con el objetivo de disminuir los subsidios. Con respecto a los proyectos hidroeléctricos del sur, se ha ratificado la construcción de las centrales Jorge Cepernic y Néstor Kirchner –en la provincia de Santa Cruz– a través del convenio con la República de China, con algunas modificaciones respecto del proyecto original.

En materia de generación nuclear local, el Ministro de Energía y Minería Juan José Aranguren firmó el 30 de junio, en Beijing, un memorándum de entendimiento con el Director de la Administración Nacional de Energía China, Nur Bekri, reafirmando la voluntad de ambas partes de construir dos centrales nucleares en el país con financiamiento de bancos chinos. La primera será una tecnología de reactor tipo Canadian Uranium Deuterium (CANDU) de agua pesada, que es la misma que posee la Central Nuclear Embalse, mientras que la otra será un PWR con tecnología de uranio enriquecido y agua liviana, lo que representará sin duda un salto tecnológico y de calidad. Según el documento firmado, tanto Argentina como China se comprometen a acelerar las negociaciones para poder comenzar la construcción de la primera central durante el primer trimestre de 2017, y la segunda central en 2019.

Por último, el 31 de marzo el Ministerio de Energía y Minería publicó el Decreto Reglamentario de la nueva Ley N° 27.191 (la cual sustituye a la Ley N° 26.190 de “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”). La misma establece que, para el año 2017, el 8% de la generación del país deberá surgir de electricidad generada por tecnologías eólicas, solares y las pequeñas centrales hidroeléctricas, entre otras que aprovechan los recursos renovables. La norma, además, impulsa que para el 2020 ese porcentaje suba al 20%.

Las inversiones tanto en generación hidráulica como en generación nuclear, y la sanción de la Ley N° 27.191 dan pauta de una continuidad en el tiempo de las políticas de desarrollo energético. Tanto la energía nuclear como la hidráulica y aquella proveniente de Otras Renovables, siguen siendo elementos importantes en nuestra matriz energética y, de cara al futuro, su crecimiento y consolidación serán los mayores desafíos.

Situación Mundial sobre el Enriquecimiento de Uranio

“Uranium Enrichment”, redactada por la World Nuclear Association (WNA) el 15 de junio de 2016

El presente artículo muestra una descripción de los diferentes métodos para enriquecer el uranio que se utiliza como combustible en centrales nucleares y en reactores de investigación; de dónde se obtiene; cuáles son los países que poseen la tecnología del enriquecimiento; y su relación con el impacto ambiental. Los reactores en el mundo funcionan a base de combustible fabricado a partir de uranio. El uranio se encuentra en la naturaleza en dos isótopos: U-235 y U-238; el U-235 en un porcentaje del 0,71% en el uranio natural. La producción de energía en los reactores nucleares deriva de la fisión o de la partición de los átomos de U-235, proceso por el cual se libera energía en forma de calor. El U-235 es el principal isótopo fisible del uranio.

Existen dos tipos de reactores que producen energía eléctrica, los que utilizan uranio natural y los que utilizan uranio enriquecido, con una concentración del isótopo fisible U-235 mayor a la que posee el uranio natural.

Para la obtención del uranio enriquecido se debe desarrollar un proceso de enriquecimiento del uranio natural para incrementar la concentración del U-235 por unidad de masa. El isótopo útil para producir energía es el U-235 y es por esto que el uranio natural se enriquece en este isótopo.

Como se mencionó anteriormente, el uranio natural contiene 0,71% del isótopo U-235. El restante 99,29% es mayormente el isótopo U-238 que no contribuye directamente con el proceso de fisión (a pesar de que lo hace indirectamente a través de la formación de isótopos fisibles de plutonio). El enriquecimiento es un proceso físico que concentra o “enriquece” un isótopo en relación con otros.

El U-235 y el U-238 son químicamente idénticos, pero difieren en sus propiedades físicas, particularmente en su masa. El núcleo del átomo U-235 contiene 92 protones y 143 neutrones, que da una masa atómica de 235 unidades. El núcleo del U-238 tiene 92 protones y 146 neutrones (tres más que el U-235) y, por lo tanto, tiene una masa atómica de 238 unidades.

La diferencia en la masa entre el U-235 y el U-238 posibilita que los isótopos sean separados y que se incremente o “enriquezca” el porcentaje de U-235. Todos los procesos de enriquecimiento históricos y presentes, ya sea directa o indirectamente, utilizan esta pequeña diferencia de masa.

En los procesos de enriquecimiento de uranio, el uranio tiene que estar en forma gaseosa a una temperatura relativamente baja, por lo que el óxido de uranio extraído de la mina se convierte a hexafluoruro de uranio gaseoso (UF_6) en un proceso preliminar en una planta de conversión separada.

La magnitud del enriquecimiento del U-235 varía según sea su utilización en reactores de potencia o investigación. Se considera que las plantas de enriquecimiento son una tecnología sensible en cuanto a la prevención de la proliferación de armas, y es por esto que están estrictamente controladas a través de acuerdos internacionales, entre los que figuran: el Tratado de No Proliferación y de acuerdos de salvaguardias impulsados y supervisados por el Organismo Internacional de Energía Atómica y las Naciones Unidas.

Los tres tipos principales de tecnologías de enriquecimiento son: el enriquecimiento por difusión gaseosa, la tecnología láser y la tecnología centrífuga; los tres procesos se desarrollarán en detalle a lo largo del artículo.

La Unidad de Trabajo de Separación (UTS o SWU por sus siglas en inglés) es una unidad de medida compleja que está en función de la masa de uranio procesado y el grado al cual va a ser enriquecido, es decir, el alcance del incremento en la concentración del isótopo U-235, con relación al resto.

El trabajo de separación se expresa en SWUs, kg SW, o kg UTA (del alemán *Urantrennarbeit*) es decir: 1 SWU = 1 kg SW = 1 kg UTA. La unidad, estrictamente, es: kilogramo de Separative Work Unit y mide

la cantidad de trabajo utilizado (energía usada en el enriquecimiento) para separar de una masa de materia prima tratada en una masa de producto elaborado (producto enriquecido) y en una masa de los residuos (colas).

Si, por ejemplo, se empieza con 100 kg de uranio natural (UN), se requieren alrededor de 60 SWU para producir 10 kg de uranio de bajo enriquecimiento con un contenido en U-235 del 4,5%, con unas colas de ensayo de 0,3 %.

El número de unidades de trabajo separativo proporcionado por un equipo de enriquecimiento es directamente proporcional a la cantidad de energía que el equipo consume. Las plantas modernas de difusión gaseosa normalmente requieren de 2.400 a 2.500 kWh de electricidad por SWU, mientras que las plantas de gas centrifugado sólo precisan de 50 a 60 kWh por SWU.

Por ejemplo una planta de energía nuclear con una capacidad de generación eléctrica neta de 1.300 MW requiere anualmente cerca de 25 t de LEU con una concentración de U-235 de 3,75%. Esta cantidad se produce a partir de 210 t de uranio natural y utilizando alrededor de 120.000 SWU. Por tanto, una planta de enriquecimiento con una capacidad de 1.000 kSWU/año, es capaz de enriquecer el uranio necesario para alimentar ocho grandes centrales nucleares.

En la Figura 1 se presenta lo que se puede obtener a partir de una tonelada de uranio natural: 120 kg a 130 kg de uranio enriquecido al 4% para combustible utilizado en un reactor de potencia; 26 kg de combustible para un reactor de investigación enriquecido al 20%. En el gráfico, figura el aumento del esfuerzo necesario para lograr el aumento del porcentaje de U-235.

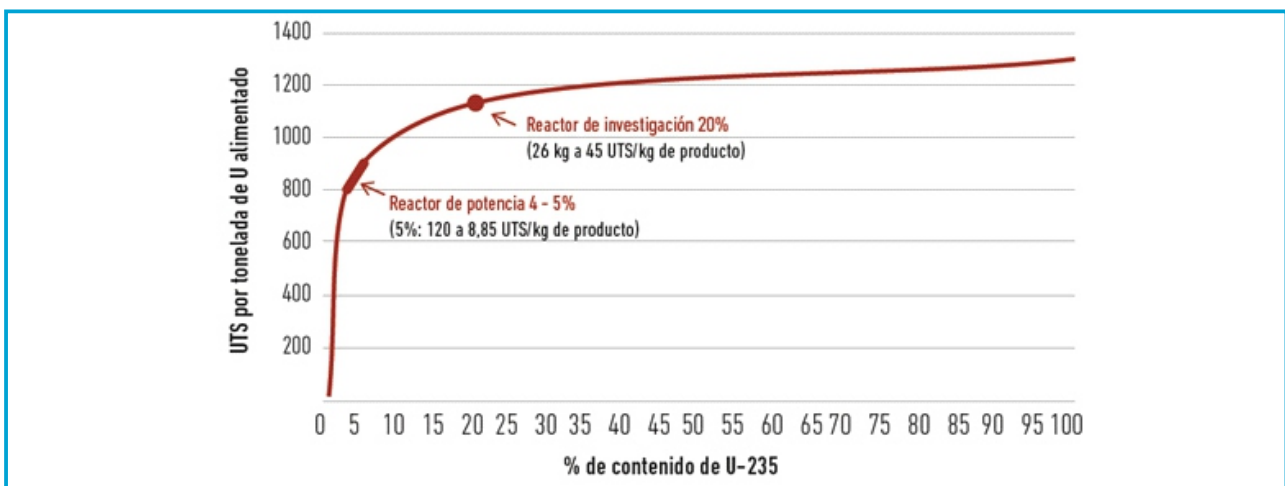


Figura 1. Esfuerzo necesario por tonelada de uranio alimentado para diferentes porcentajes de U-235 producido
En la Figura 2 se presenta el valor de las UTS por unidad de producto obtenido.

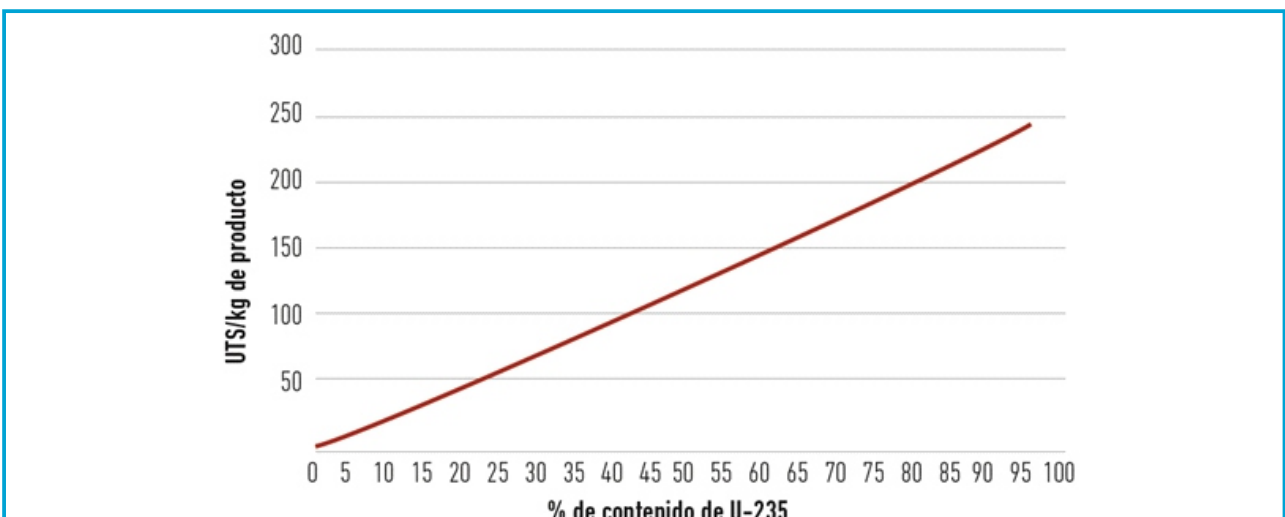


Figura 2. Esfuerzo necesario por porcentaje de U-235 producido

Los costos del enriquecimiento están considerablemente relacionados con la energía eléctrica utilizada. De esta manera, el proceso de difusión gaseosa consume alrededor de 2.500 kWh (9.000 MJ) por UTS, mientras que las plantas centrífugas solo precisan de unos 50 kWh (180 MJ) por UTS.

Actualmente la mayoría de los reactores nucleares en operación (un 90% aproximadamente) o en construcción utilizan uranio enriquecido del isótopo U-235. Los reactores de agua presurizada PWR (pressurized water reactors) y los reactores de agua en ebullición BWR (boiling water reactors) se refrigeran con agua liviana y funcionan con combustibles a base de uranio enriquecido en U-235 entre el 1% y el 3% y 5%.

Sólo los siguientes países tienen la capacidad de enriquecer uranio de manera operativa o planificada: Francia, Alemania, los Países Bajos, el Reino Unido, Japón, los Estados Unidos, Rusia, China, Argentina, Brasil, la India, Pakistán e Irán. Si bien Argentina es uno de los países que tiene la capacidad, actualmente no está enriqueciendo uranio a nivel industrial.

Se están construyendo nuevas plantas de enriquecimiento en Francia y en los Estados Unidos. La capacidad de China está en plena expansión cumpliendo con los requerimientos nacionales. Gracias a capacidad de enriquecimiento en exceso, las plantas rusas operan con colas de enriquecimiento de bajo porcentaje (subalimentación) para producir uranio de bajo enriquecimiento que se destina a la venta.

Procesos de Enriquecimiento

A lo largo de la historia, hubo diversas metodologías de enriquecimiento de uranio que se probaron o realizaron en laboratorio; sin embargo, sólo dos —es decir, el proceso de difusión gaseosa y de centrifugación— se aplicaron a escala comercial. En el caso de estas dos tecnologías, la molécula de gas UF_6 con átomos de U-235 es alrededor de 1% más liviana que las demás, y esta diferencia de masa es la base de ambos procesos; es decir, una separación isotópica que es un proceso físico.

País	Empresa y central	2013	2015	2020
Francia	Areva, Georges Besse I y II	5.500	7.000	7.500
Alemania - Países Bajos - Reino Unido	Urenco: Gronau, Alemania; Almelo, Países Bajos; Capenhurst, Reino Unido	14.200	14.400	14.900
Japón	JNFL, Rokkaasho	75	75	75
Estados Unidos	USEC, Piketon	0	0	0
Estados Unidos	Urenco, Nuevo México	3.500	4.700	4.700
Estados Unidos	Areva, Idaho Falls	0	0	0
Estados Unidos	Global Laser Enrichment, Paducah	0	0	0
Rusia	Tenex: Angarsk, Novouralsk, Zelenogorsk, Seversk	26.000	26.578	28.663
China	CNNC, Hanzhun y Lanzhou	2200	5760	10.700+
Otros	Diferentes empresas y centrales: Argentina, Brasil, India, Pakistán, Irán	75	100	170
	Total UTS/año aproximadamente	51.550	58.613	66.708
	Requisitos (escenario de referencia de la World Nuclear Association)	49.154	47.285	57.456

Capacidad de enriquecimiento a nivel mundial – en operación y planificada (en miles de UTS/hora)

La materia prima consiste en UF_6 proveniente de la planta de conversión. Después del enriquecimiento, se forman dos corrientes de UF_6 : el “producto” enriquecido que contiene una concentración más alta de U-235 que se utilizará para fabricar combustible nuclear y las “colas” que contienen una concentración menor de U-235 y que se conoce como uranio empobrecido. La concentración de U-235 en las colas es una cifra importante que determina la cantidad de trabajo que se necesita hacer sobre una cantidad particular de uranio para producir una concentración determinada de U-235. Dependiendo de la fuente, la materia prima (es decir, uranio natural) puede tener una concentración variable de U-235. El uranio natural tiene una concentración de U-235 de aproximadamente 0,71% mientras que la del uranio reciclado es de alrededor de 1% y las colas destinadas al re-enriquecimiento son de alrededor de 0,25% a 0,30%.

Como ya se mencionó, la capacidad de las plantas de enriquecimiento se mide en términos de unidades de trabajo de separación o UTS. También se utiliza la unidad “UTS toneladas”. Tal como se observa en la tabla, al año 2020, se espera que haya 66.700 UTS/año como capacidad instalada de enriquecimiento.

A continuación, se describirán los tres tipos de enriquecimiento mencionados.

Proceso por Difusión Gaseosa

El proceso de difusión se basa en forzar UF_6 en estado gaseoso bajo presión a través de una serie de membranas porosas o de diafragmas. Dado que las moléculas de U-235 son más livianas que las de U-238, se mueven con mayor rapidez y tienen más posibilidad de atravesar los poros de la membrana. El UF_6 que se difunde a través de la membrana se enriquece levemente, mientras que el gas que no atravesó se empobrece en U-235.

El proceso de difusión es flexible como respuesta a las variaciones en la demanda y a los costos de energía, pero es altamente intensivo en lo que respecta a la energía. El proceso se repite numerosas veces en una serie de etapas de difusión llamadas cascadas. Cada etapa consiste de un compresor, un difusor y un intercambiador de calor que elimina el calor de la compresión. El producto de UF_6 enriquecido se extrae de un extremo de la cascada y el UF_6 empobrecido se elimina por el otro extremo. El gas debe procesarse a través de 1.400 etapas para obtener un producto cuya concentración sea del 3 al 4% de U-235. Las plantas de difusión tienen por etapa una pequeña cantidad de separación (por lo tanto mayor número de etapas) pero son capaces de manejar grandes volúmenes de gas.

El enriquecimiento de uranio a escala comercial comenzó a operar en 1945 a través del proceso de difusión en los Estados Unidos y luego se utilizó en Rusia, el Reino Unido, Francia, China y la Argentina. Es un proceso altamente intensivo en cuanto a la energía y requiere alrededor de 2.400 kWh por UTS.

En los últimos años, el proceso por difusión gaseosa representó sólo el 25% de la capacidad mundial de enriquecimiento, a pesar de que probó ser duradero y confiable, debido a que el foco pasó a estar en la tecnología de enriquecimiento por centrifugación.

Proceso de Centrifugación

Al igual que en el proceso de difusión, en el proceso de centrifugación se utiliza UF_6 en estado gaseoso como alimentación así como también la diferencia mínima de masa entre U-235 y U-238.

Una vez que se obtiene el gas enriquecido, éste forma parte de la alimentación para las próximas etapas, al mismo tiempo que el UF_6 gaseoso empobrecido vuelve a la etapa previa. El uranio enriquecido y el empobrecido se extraen en ambos extremos de la cascada.

Para obtener la separación eficaz de los dos isótopos, las centrifugadoras giran a niveles altísimos de velocidad; la pared externa del cilindro se mueve a unos 400 a 500 m/s por segundo para incrementar en un millón de veces la aceleración de la gravedad.

A pesar de que la capacidad del volumen de una sola centrífuga es mucho menor que la de una etapa

de difusión, la capacidad para separar isótopos es mucho mayor. Las etapas de centrifugación consisten en un gran número de centrífugas en paralelo. Dichas etapas se ordenan en cascada de manera similar a las de la difusión. Las centrífugas están diseñadas para operar durante 25 años consecutivos y no pueden simplemente desacelerarse o detenerse y recomenzar su operación según la demanda.

El proceso de centrifugación (por gas) fue puesto a prueba en la década de 1940 para luego ser reemplazado por una tecnología de difusión más simple. Esta tecnología fue posteriormente desarrollada en la década de 1960 como tecnología de enriquecimiento de segunda generación; resulta económica a una escala menor —por ejemplo, por debajo de los dos millones de UTS/año— lo que posibilita un desarrollo por etapas en plantas de mayor envergadura. Es mucho más eficiente desde un punto de vista energético que la difusión, pues requiere sólo entre 40 y 50 kWh por UTS.

Procesos por Láser

El proceso de enriquecimiento por láser fue el foco de interés durante un tiempo. Posiblemente será una tecnología de tercera generación que prometa utilizar menores niveles de energía, menores costos de capital y menor concentración en colas, por lo que presenta ventajas económicas significativas. Los procesos de láser se dividen en dos categorías: atómica y molecular; uno de estos procesos está casi listo para su uso comercial.

Los procesos de vapor atómico funcionan a partir del principio de foto ionización por el que se utiliza un láser para ionizar los átomos particulares que están presentes en vapor de uranio metálico. Cabe mencionar que un electrón puede ser expulsado de un átomo por medio de la luz a una determinada frecuencia. Las técnicas de láser para el caso del uranio utilizan frecuencias que se sintonizan para ionizar un átomo de U-235, pero no un átomo de U-238. Los iones de U-235 de carga positiva se atraen a una placa con carga negativa y se recolectan. Además las técnicas de láser atómicas pueden separar isótopos de plutonio.

Un segundo método de separación por láser se conoce como Separación Molecular de Isótopos por Láser: MLIS (del inglés Molecular Laser Isotope Separation). En este método, un láser de infrarrojos es dirigido al gas de hexafluoruro de uranio diluido en helio, excitando las moléculas que contienen un átomo de U-235. Un segundo láser libera un átomo de flúor, extrayendo el pentafluoruro de uranio ionizado que precipita desde el gas, separando así los isótopos U-235 del U-238.

Actualmente, en los Estados Unidos, se está desarrollando un proceso australiano basado en la excitación por láser. Con respecto a las diferentes tecnologías, la tecnología láser puede reducir la concentración de colas de niveles muy bajos.

Colas de Uranio Empobrecido Provenientes del Enriquecimiento

Las actividades de enriquecimiento a menudo dejan las colas de 0,30% de U-235 y hubo decenas de miles de toneladas de colas que fueron propiedad de las empresas de enriquecimiento. Con el desmantelamiento de plantas de enriquecimiento de uranio, particularmente en Rusia hubo mucha capacidad sobrante que no se utilizó. En consecuencia, desde mediados de 1990, Areva y Urenco enviaron a Rusia algunas de las principales colas para que fueran enriquecidas por la empresa Tenex. Estos arreglos finalizaron en 2010, a pesar de que Tenex pueda continuar enriqueciendo colas provenientes de Rusia.

Después del Enriquecimiento

El UF_6 enriquecido se convierte en UO_2 y a partir de este último se fabrican pastillas de combustible, que es, en última instancia, un producto cerámico sinterizado; estas pastillas están encapsuladas en tubos metálicos que forman barras de combustible, que, por lo general, tienen un tamaño de hasta cuatro metros de longitud. Con una cantidad determinada de barras de combustible se forma el

elemento combustible, que está listo para ser incorporado al núcleo del reactor nuclear.

Cuestiones Ambientales

Cabe destacar que el enriquecimiento de uranio sólo utiliza materiales radioactivos naturales de vida larga. No existe ni formación de productos de fisión ni irradiación de materiales como sucede en un reactor. La alimentación, el producto y el material empobrecido se presentan en forma de UF_6 a pesar de que el uranio empobrecido puede almacenarse a largo plazo como U_3O_8 más estable.

El uranio tiene una radiación débil y su toxicidad química, especialmente como UF_6 , es más significativa que su toxicidad radiológica. Las medidas de protección que son necesariamente implementadas en una planta de enriquecimiento son similares a aquellas medidas tomadas por otras industrias químicas que producen o utilizan químicos fluorinados.

El hexafluoruro de uranio puede formar un material muy corrosivo (ácido fluorhídrico) cuando se expone a la humedad y, por lo tanto, cualquier pérdida es indeseable. Por lo tanto:

- En casi todas las áreas de una planta de centrifugación, la presión de gas UF_6 se mantiene por debajo de la presión atmosférica.
- Se proporciona una doble contención para aquellas áreas en las que son necesarias presiones más altas.
- Se juntan gases de venteo y efluentes que reciben el tratamiento indicado.

Fuente

Para acceder al artículo original en idioma inglés visitar el siguiente enlace:

<http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/uranium-enrichment.aspx>

El Proyecto CAREM: la Perseverancia de la Industria Nuclear

Lic. Luciano Turina



Futuras instalaciones de la Central Nuclear CAREM-25

Con paciencia y versatilidad, la industria nuclear nacional supo sostenerse hasta en los peores escenarios políticos y económicos. La supervivencia de los más destacados proyectos que el país viene desarrollando reposiciona a la Argentina en la vanguardia del mercado nuclear internacional.

Tiempo atrás el Boletín Energético N° 25, del primer semestre de 2010, publicaba un artículo sobre la llamada Central Argentina de Elementos Modulares, más conocida en el ámbito nuclear sencillamente como CAREM. En rigor, aquel artículo (titulado "Reactor CAREM: otra apuesta argentina al desarrollo de la tecnología nuclear") fue escrito poco tiempo después de que el proyecto fuera relanzado, y básicamente resumía las principales características técnicas de esta clase de reactor, que se presenta como una opción segura y económica para la generación nucleoelectrónica de las próximas décadas.

El principal objetivo de dicha publicación fue, por aquel entonces, poner en conocimiento a toda una generación de profesionales vinculados a las distintas tecnologías para la generación de energía eléctrica acerca de un ambicioso proyecto de la industria nuclear argentina: la construcción del primer reactor de potencia completamente diseñado en el país. Así, el foco de aquel artículo fue presentarlo "en sociedad", sobre todo para quienes no lo conocían (al menos, no en forma detallada).

Al día de hoy, el proyecto CAREM -que implica en líneas generales la consolidación del diseño, la construcción y la puesta en marcha del primer prototipo de 27 MWe netos y 32 MWe brutos- presenta una muy importante evolución, más aún en comparación con la publicación realizada hace seis años. Sin embargo, el objetivo de este nuevo artículo no es simplemente ofrecer una actualización del estado de situación del CAREM (aunque se brindarán detalles de relevancia en tal sentido), sino aportar algunos datos interesantes sobre los orígenes y la evolución del proyecto, de manera que se pueda comprender mejor la importancia estratégica que este desarrollo representa para la Argentina.

Los Proyectos Nucleares y su Evolución

Puede resultar difícil para un analista que no esté familiarizado con las particularidades de la industria nuclear comprender y avalar la conveniencia de sostener proyectos que llevan varias décadas de estudio e investigación, entender la importancia que tienen para el presente y el futuro del país, y encontrar las razones de esa continuidad como punto de partida de algo superador.

Además, tanto la necesidad de obtener réditos inmediatos, como la ansiedad por conseguir que los números cierren –características comunes del mundo en que vivimos– frecuentemente atentan contra el desarrollo científico, el cual debido a los abruptos cambios de rumbo que suelen darse en la búsqueda de resultados, no siempre encuentra las condiciones más adecuadas para su evolución. La investigación es subvalorada, los tiempos no siempre acompañan y el aprendizaje está supeditado a la necesidad de mostrar logros que se exigen como avales de una buena gestión. En ese contexto, suele ser complicado llevar esas investigaciones a buen puerto, situación aún más significativa en el ámbito nuclear, donde las exigencias -sobre todo en términos de seguridad- son mayores y demandan tiempos mucho más prolongados de investigación y desarrollo.

En este contexto, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) se ha constituido como un ejemplo de perseverancia en el ámbito científico-tecnológico, sosteniendo sus iniciativas y actividades incluso en los contextos menos favorables, con el convencimiento de seguir el camino correcto para la obtención de logros verdaderos.

La capacidad intelectual de nuestros "cerebros", unida a una particular persistencia para desarrollarse en un país con los vaivenes mencionados anteriormente, han hecho que la Argentina se constituya como un histórico referente en el mundo en lo relacionado con usos y aplicaciones pacíficas de la energía nuclear.

La rica y extensa trayectoria del país en la materia, que comienza a consolidarse a partir de la fundación de CNEA en 1950, se ve reflejada en los numerosos logros obtenidos a nivel nacional e internacional, desarrollando varias y diversas especialidades vinculadas a esta clase de tecnología, como el diseño y la producción de combustibles nucleares; el desarrollo de materiales y aleaciones especiales; la producción de radioisótopos y otros destacados avances en materia de aplicaciones medicinales; y una extensa lista de logros, entre los cuales sobresale la capacidad de diseñar y construir reactores de investigación, que ubicó a la Argentina a la vanguardia del mercado nuclear.

Gracias a estos logros, nuestro país integra un selecto y acotado grupo de naciones capaces de dominar el llamado "ciclo del combustible nuclear", nombre con el que es denominado el proceso que va desde: el cateo, la prospección y la extracción del mineral de uranio; la fabricación del combustible para distintos tipos de reactores; como así también el diseño, la construcción, y la operación de centrales nucleares e incluso su desmantelamiento.

En algunos casos -como los mencionados- el proceso se realiza con probada experiencia. En otros, en cambio, éste se da comenzando a volcar los años de estudio y el conocimiento adquirido en soluciones prácticas concretas, como el enriquecimiento de uranio o el diseño y construcción de reactores de potencia y, en rigor, de centrales nucleoelectricas integrales.

En este encuadre se ubica el CAREM, un proyecto que abarca el diseño, la construcción, la puesta en marcha y la operación de la primera central nucleoelectrica de diseño nacional, es decir, el primer reactor de potencia 100% argentino.

Los Inicios del CAREM

Como mencionábamos líneas arriba, CNEA ha mostrado a lo largo de su historia la capacidad para "seguir adelante", incluso cuando el contexto político y económico del país se ha revelado desfavorable al generar desinversión, fuga de cerebros, inestabilidad y otros factores que atentan contra el normal desenvolvimiento de un proyecto de largo plazo (como suelen ser aquellos ligados al desarrollo nuclear).

El CAREM aparece, entonces, como un ejemplo de aquella perseverancia. Con un origen que se remonta a los comienzos de la década de 1980, el ambicioso proyecto que busca poner en marcha la primera central nucleoelectrica argentina debió atravesar todos los contratiempos imaginables: desfinanciación; desinterés; falta de recursos humanos; Chernobyl y el posterior rechazo de la sociedad a la tecnología nuclear; la fragmentación de CNEA y la creación de algunas empresas dedicadas a sus (pocas) actividades rentables. Sin embargo, a pesar de todo, el prototipo CAREM-25 es hoy en día el primer SMR (Small and Medium Reactor, por sus siglas en inglés) de nueva generación que se encuentra oficialmente en construcción en todo el mundo, lo que constituye de por sí un hito significativo para la industria nuclear argentina, como también para toda una gama de actividades productivas estrechamente relacionadas.

En la evolución nuclear del país, el CAREM es la continuidad lógica. Habiendo consolidado su posición como referente mundial en esta industria, luego de haber diseñado (en base al reactor Argonaut, de Estados Unidos) y construido el primer reactor de investigación en América Latina (el RA-1, el cual comenzó a operar en 1958) y varios reactores de investigación más (incluso exportados, como el RP-0 de Perú en 1978), y de haber participado de la construcción y operación de la primera central nucleoelectrica de Latinoamérica (Atucha I, puesta en marcha en 1974), en los tempranos '80 comenzó a elaborarse el primer boceto conceptual de lo que finalmente sería el CAREM: un reactor integrado, con algunas soluciones de ingeniería novedosas, provenientes de la experiencia que el país y el mundo venían recopilando en los sucesivos proyectos nucleares desplegados desde mediados del siglo XX.

Los primeros avances del diseño conceptual permitieron consolidar el ambicioso objetivo de construir un reactor de potencia ideal para la generación de electricidad en cantidades limitadas (al menos en relación a las megacentrales que comenzaban a ponerse de moda en el mundo). Según la clasificación actual de OIEA, el CAREM-25 es un SMR diseñado para incorporar desde su base de diseño algunas soluciones y medidas de seguridad derivadas de la experiencia concreta de más de tres décadas de desarrollo a nivel mundial que ya venía recogiendo la industria nuclear.

Entre estas experiencias se tomaron como referencia algunos avances de ingeniería de otros reactores que ya existían en el mundo, que inspiraron el diseño que finalmente tendrían los distintos componentes del CAREM. Y también sirvió, a los efectos de lograr un diseño que incorporara las más importantes medidas de seguridad desde su génesis (lo que se llama "seguridad inherente"), haber aprendido las lecciones que dejaron algunos incidentes e inconvenientes que fue mostrando la operación cotidiana de las centrales nucleares del mundo. Esto se refiere especialmente a los incidentes menores y recurrentes, cuestiones que fue mostrando el día a día de la actividad y que permitieron optimizar la operatoria. Además, se tomaron datos significativos de otros contratiempos más relevantes que se registraban hasta ese momento (sobre todo el que se considera el primer accidente grave de la industria nuclear, que fue el de Three Mile Island, EEUU, en 1979), ante los cuales -y sin ánimo de minimizar las consecuencias negativas que generaron- la industria reaccionó absorbiendo muchas enseñanzas que permitieron mejorar los diseños y las medidas de seguridad de todos los reactores del mundo.

Vaivenes de un País Particular

El proyecto fue oficialmente presentado ante la comunidad nuclear internacional en marzo de 1984, en una conferencia sobre reactores pequeños y medianos que el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) celebró en Lima, Perú.

Desde entonces, y en un contexto en el que los avances se registraban en cuentagotas y pocos especialistas se mantenían activamente vinculados al proyecto, CNEA estimuló una alta exposición nacional e internacional del CAREM, logrando la aceptación de sus aspectos conceptuales más relevantes por parte de la comunidad nuclear internacional, siendo además objeto de evaluación del OIEA en el marco del Programa INPRO (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles, es decir Proyecto Internacional sobre Reactores Nucleares Innovativos y Ciclos de

Combustible), lo que dio origen a una nueva generación de reactores pequeños e innovadores identificados como "de generación III+"¹.

Volviendo al CAREM vale mencionar que, a pesar de la excelente aceptación internacional que siempre recibió, el proyecto sufrió las idas y vueltas propias de la inestabilidad política y económica. Así, el principal contratista que CNEA tuvo en sus inicios para desarrollar el CAREM (la empresa rionegrina INVAP) debió relegar este desarrollo y reasignar los recursos humanos calificados que poseía por aquellos años hacia otros proyectos que, por diversos motivos comerciales y políticos, recibieron un tratamiento prioritario, como los reactores exportados a Perú (RP-10, inaugurado en el año 1988), Argelia (NUR, 1989), Egipto (EETR, 1998) y Australia (OPAL, 2007), todos ellos con una alta participación de profesionales de CNEA. Si bien todas estas operaciones constituyen indudables logros para la industria nuclear argentina en su conjunto, en lo que respecta al CAREM fueron factores que incidieron en las sucesivas postergaciones que fue sufriendo el proyecto.

Mientras tanto, el mundo comenzaba a desconfiar de aquella moda de construir *megacentrales*, que además de los temores que se generalizaron pos-Chernobyl, resultaron ser sumamente caras y difíciles de construir y financiar, y se empezó a ver con buenos ojos el mercado de los SMR que el CAREM había ayudado a iluminar. Si bien en esa época otros países comenzaron a desarrollar proyectos similares, Argentina se encontraba comenzando una etapa de atenuación de sus actividades nucleares.

Relanzamiento del CAREM en el Marco de un Renovado Plan Nuclear



Corte de la Instalación Nuclear

¹ ¿Por qué "III+" y no directamente "IV"? Porque en rigor, los reactores de generación 'tres plus' son versiones mejoradas de los reactores de tercera generación ya existentes (principalmente del tipo PWR, 'Pressurized Water Reactor' -Reactores de Agua Presurizada-, que representan casi el 70% de las centrales en operación en todo el mundo), mientras que los de cuarta generación aún se encuentran en etapa conceptual, y se supone que estarían basados en tecnologías, elementos y materiales diferentes a los habituales. Es decir que, en definitiva, aún no han salido de los bocetos.

La situación de incertidumbre que sufrió CNEA durante una docena de años comenzó a cambiar hacia mediados de 2006, cuando el gobierno de aquel entonces decidió poner en marcha un proceso que se denominó "Relanzamiento del Plan Nuclear Argentino". En la práctica implicó básicamente la reactivación de una serie de proyectos nucleares de gran magnitud que habían sido cancelados, pospuestos u olvidados por los gobiernos anteriores y sus decisiones en relación a este tipo de emprendimientos. Así es como reaparece en escena el CAREM.

Quizá el más relevante de los proyectos reiniciados fue la finalización de la Central Nuclear Atucha II, que llevaba más de una década de abandono desde que se paralizara definitivamente su construcción en 1994. Para esto se creó una Unidad de Gestión a cargo de la empresa Nucleoeléctrica Argentina S.A. que estuvo a cargo de todo el proceso de reactivación de la que ha sido hasta el día de hoy la obra más importante y ambiciosa de la industria nuclear argentina. No sólo por las dimensiones en sí mismas de la central (cuya potencia es de 745 MWe), sino porque su reactivación implicó un exhaustivo proceso de revisión del diseño de la planta, cuyo diseñador original (la empresa alemana Siemens) había abandonado su participación en el mercado nuclear muchos años atrás. Además, con el paso de los años la industria fue desarrollando nuevos y más rígidos estándares de seguridad, por lo que fue necesario revisar y en muchos casos volver a desarrollar la ingeniería de los distintos sistemas y componentes.

La decisión de reactivar Atucha II fue estratégica: hacerlo con nuestros propios medios, desarrollando para eso los recursos humanos y materiales que fuesen necesarios: capacitando personal, calificando distintos proveedores, desarrollando nuevos procesos productivos asociados a la industria nuclear y sus exigentes estándares de seguridad. Es decir, una decisión que se tradujo en un fuerte impulso a la industria nuclear, generando, entre otras cosas, mano de obra calificada y reactivando empresas especializadas capaces de construir los diversos componentes de una central nuclear, ni más ni menos.

En ese contexto, y con un sentido similar, la reactivación del proyecto CAREM implicó generar las condiciones para que esta institución fuese capaz de volver a "pilotear" un proyecto de gran magnitud. Si bien CNEA tuvo una importante participación en el proceso de finalización y puesta en marcha de Atucha II, el proyecto para completar el diseño, construir y poner en marcha la primera central nucleoeleéctrica argentina sería el primer proyecto integral en quedar bajo su exclusiva responsabilidad, convirtiéndose en la "locomotora" que comenzó a arriar a una renovada institución, y sobre la que fueron acoplándose los "vagones" de otros proyectos de relevancia (con el enriquecimiento de uranio y la construcción del reactor multipropósito RA10 como principales exponentes), a la vez que CNEA iba rearmándose, reorganizándose, incorporando personal y diagramando un nuevo esquema de funcionamiento acorde a las flamantes exigencias que se le presentaban a partir de esta serie de oportunidades.



Vista aérea del predio CAREM-25

Lo que comenzó en agosto de 2006 con una declaración de Interés Nacional en relación a “la construcción y puesta en marcha del Prototipo de Reactor CAREM para la generación nucleoelectrica de energía” (Decreto PEN 1.107 / 2006) dio pie a la creación, por primera vez dentro de la estructura de la CNEA, de la Gerencia CAREM, una dependencia exclusivamente dedicada a desarrollar este proyecto. Primero fue dentro de la órbita de la Gerencia de Área Energía Nuclear, pero posteriormente, a mediados de 2008, la Presidencia de CNEA reafirmó su apoyo al CAREM trasladando la Gerencia del proyecto bajo su órbita directa (acción que años después reforzaría aún más otorgándole el rango de Gerencia de Área, que sería equivalente a una Subsecretaría en el ámbito nacional).

EL PROYECTO CAREM POST RELANZAMIENTO

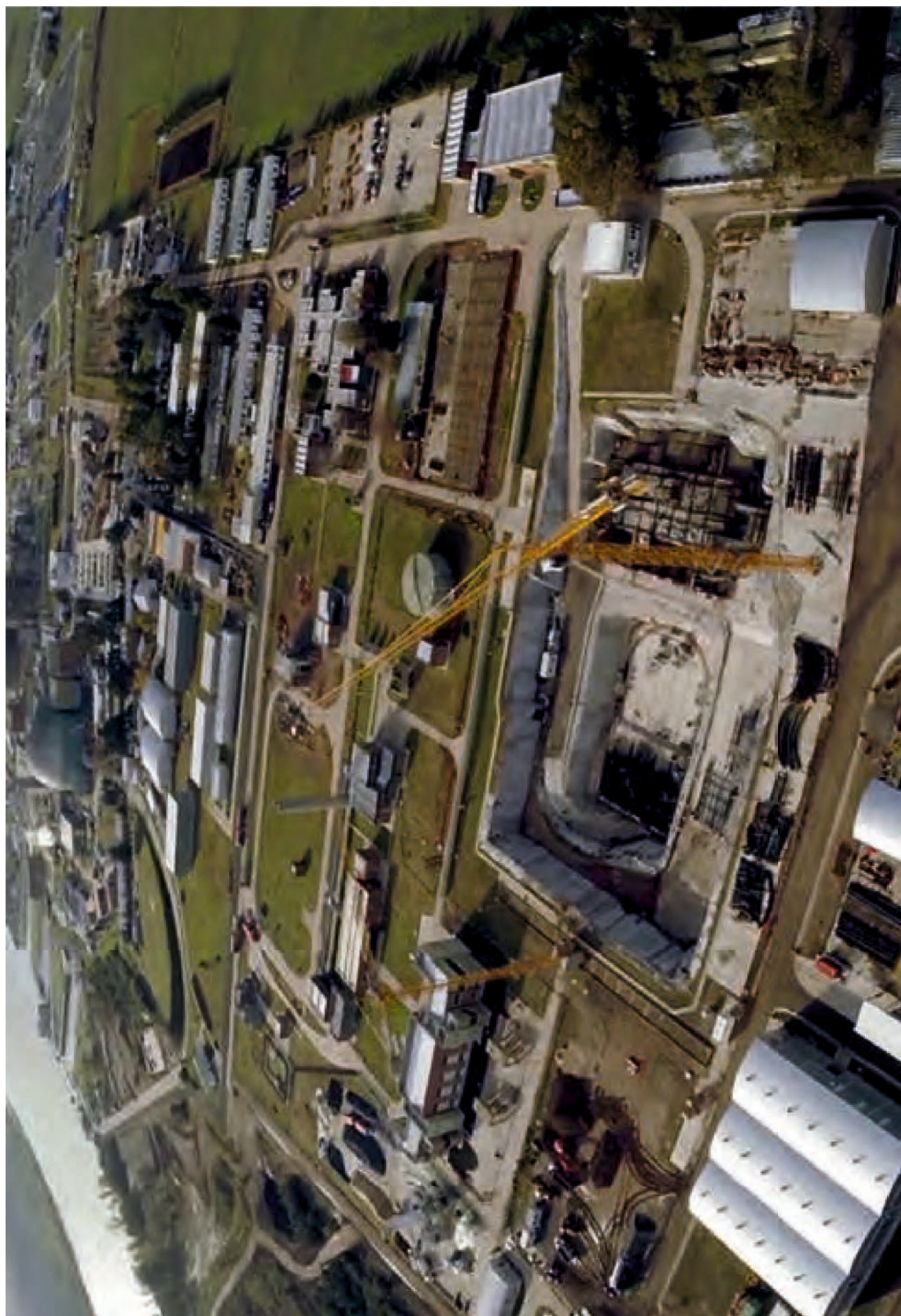
Durante todo el proceso descrito, el proyecto CAREM pasó de contar con una muy escasa dotación de personal (a fines de 2007 el plantel de la Gerencia CAREM no llegaba a 20 personas) a convertirse hoy en un equipo de trabajo con más de 300 personas dedicadas en forma directa y más de 200 pertenecientes a otras gerencias de CNEA que prestan servicios al proyecto CAREM en forma full o part time. Estas tareas, a su vez, se realizan dentro de un esquema matricial según el cual las diversas especialidades técnicas con las que cuenta la institución realizan los trabajos específicos que le son requeridos para este proyecto, decisión que se tomó oportunamente ante la alternativa de armar grupos replicados que luego deberían dispersarse. A estos efectos, el CAREM colaboró con el resurgimiento e incluso la creación de diferentes grupos técnicos especializados (Termohidráulica, Neutrónica, Combustibles, Dinámica de Plantas, Robótica y otros) mediante la adquisición de equipamiento, la incorporación de personal y la construcción de instalaciones. La premisa inicial de dicha acción fue la de prestar servicios al propio proyecto CAREM, pero dejando luego de aquella prestación grupos especializados y fortalecidos disponibles para brindar su conocimiento a otros proyectos de la institución.

La opción de replicar ciertas dependencias de CNEA sí fue aplicada al CAREM en determinadas áreas, sobre todo administrativas (como las áreas de Compras, Finanzas, Recursos Humanos y otras), como una manera de no saturar los circuitos tradicionales de CNEA con las demandas crecientes del CAREM, pero también teniendo en cuenta que el financiamiento del proyecto se realiza desde el año 2012 a través de un Fideicomiso de Administración a cargo del Banco Nación, una prerrogativa que se le otorgó a la institución a través de la Ley N° 26.566 del 2009.

Así, con este esquema de funcionamiento que -aún consolidándose y perfeccionándose sobre la marcha- en esencia se mantiene, el CAREM fue dando importantes pasos hacia su tan ansiada concreción.

Por ejemplo, se logró recuperar un predio ubicado junto a la central nuclear Atucha I, que en el pasado había sido sitio de construcción de la ex Planta Experimental de Agua Pesada (PEAP), un proyecto de planta prototipo para la producción de ese insumo fundamental en las centrales que operan en nuestro país que fuera luego desactivado y reemplazado por la actual Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP) que se encuentra en Arroyito, provincia de Neuquén. Este predio fue asignado al proyecto CAREM como sitio de emplazamiento de la central, pero a la vez como sede formal de CNEA en lo que hoy se conoce como “Polo Nuclear Atucha”. Por las responsabilidades que la institución tiene como organismo rector de la actividad a nivel nacional, su presencia 'física' en el corazón de este complejo en el que operan las centrales nucleares Atucha I y II (y, posiblemente, la futura Atucha III) tiene una importancia estratégica.

En lo que respecta al licenciamiento de la central, luego de elaborar y presentar un Informe Preliminar de Seguridad, similar a los de cualquier central nucleoelectrica tradicional, el organismo regulador (la Autoridad Regulatoria Nuclear, o ARN) estableció que no era conveniente licenciar al CAREM como a cualquier otra central, ya que al ser un diseño original no se contaba con antecedentes en el mundo con los que se pudiese cotejar el diseño de este reactor. En rigor: mientras el regulado (CNEA) terminaba de definir el diseño con toda su especificidad, el regulador (ARN) debía “aprender” todo sobre él para poder explayarse al respecto. Por eso, se modificó el sistema de licenciamiento para



Estado de avance del proyecto CAREM.

establecer lo que se denomina “práctica no rutinaria”, y que sería un esquema en etapas, mediante el cual CNEA va presentando la documentación referida a una etapa específica, ARN la analiza y la aprueba o solicita más información; y una vez aprobada se pasa a la etapa siguiente, mientras la ya aprobada comienza a ser ejecutada. Las etapas principales serían: construcción del edificio civil, ensayos sin combustible, ensayos a potencia, puesta en marcha, y otras más específicas.

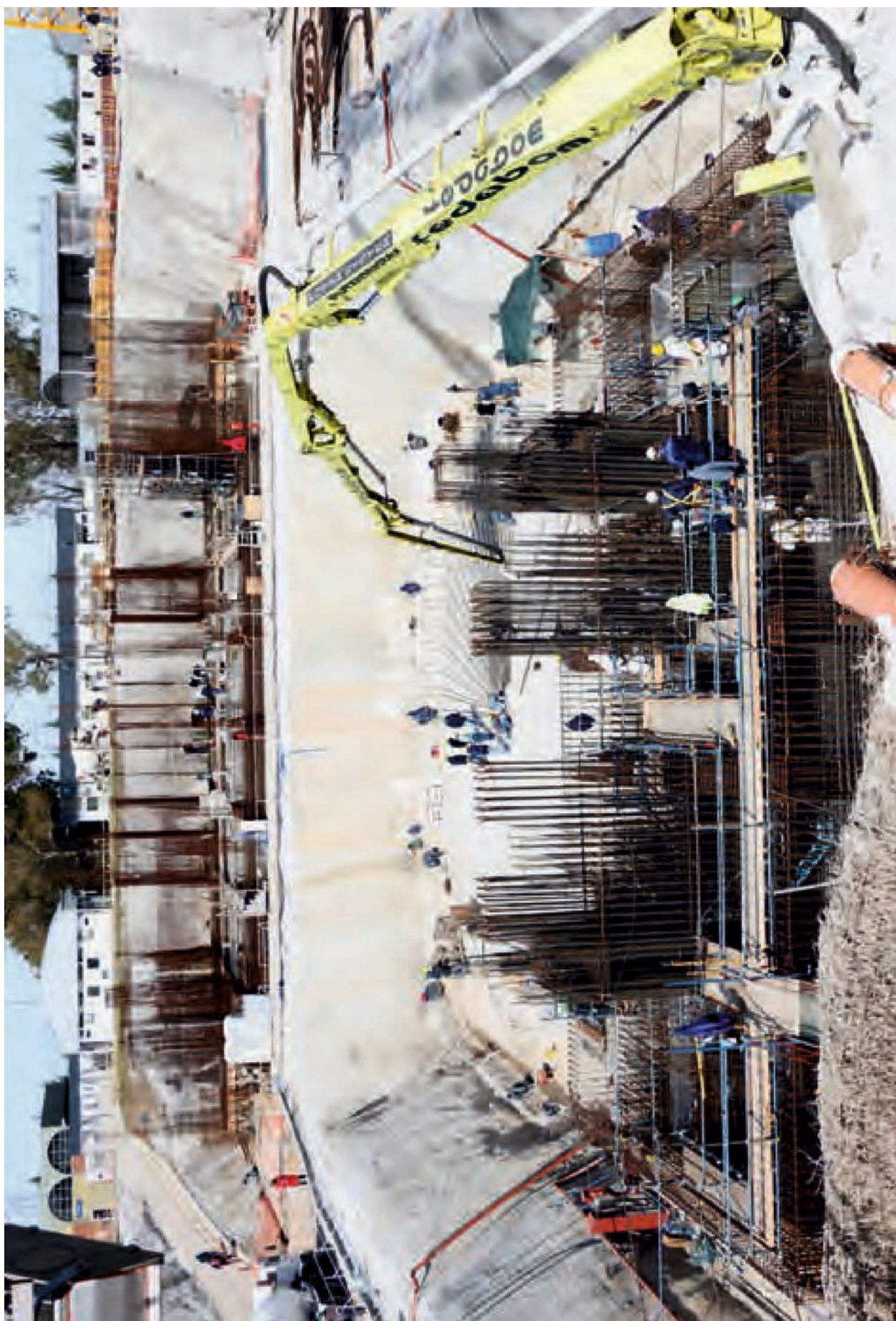
Así, el 13 de septiembre de 2013 ARN emitió la primera de estas autorizaciones parciales, denominada “Autorización para la utilización del sitio y construcción del Reactor CAREM”, que permitió a CNEA dar inicio formal a la construcción del edificio civil del reactor (que, por otro lado, representa un destacado logro de la ingeniería civil nacional, ya que se trata del primer edificio de una central nuclear diseñado en el país).

EL CAREM HOY

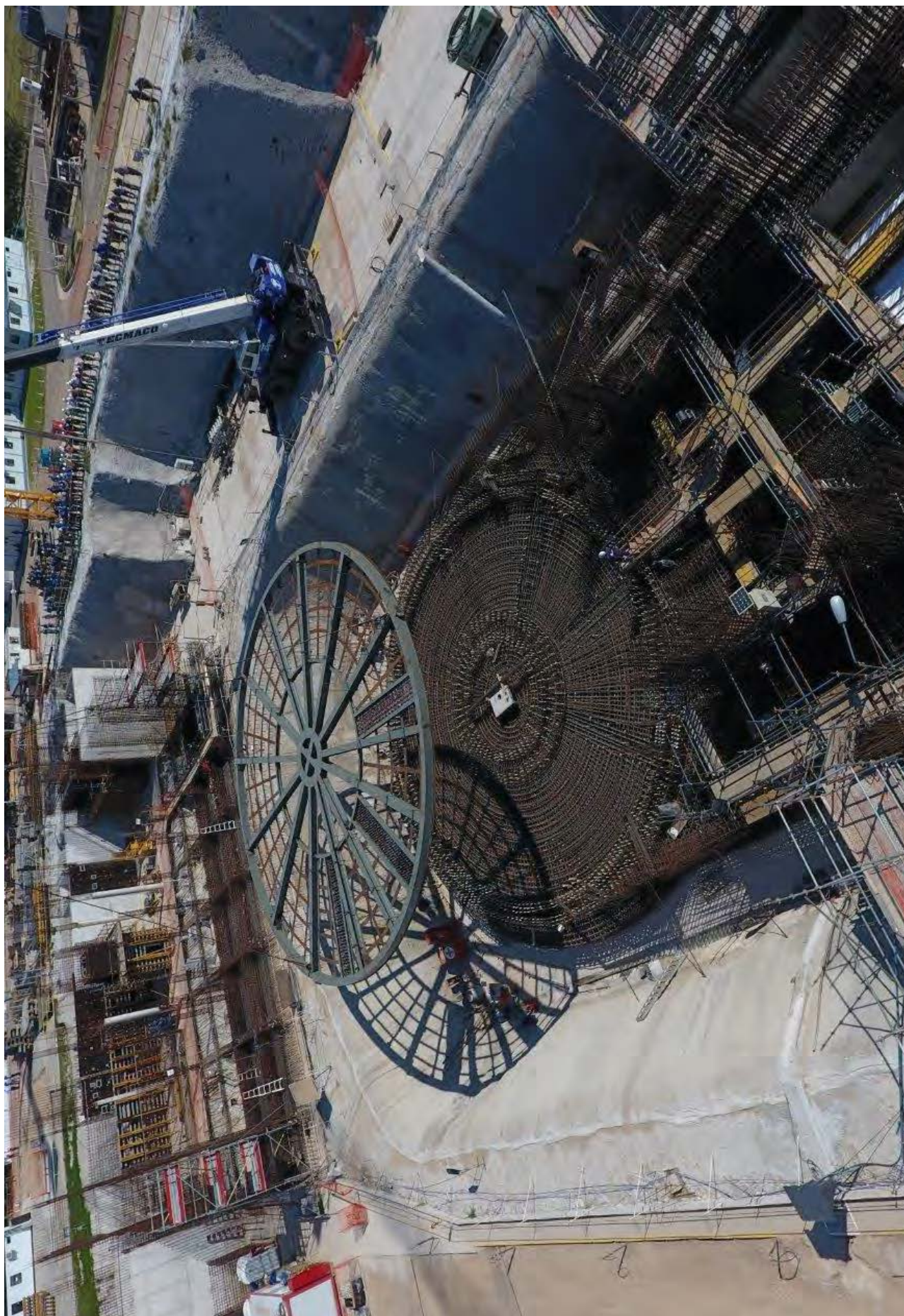
La inauguración de la obra tuvo lugar el 8 de febrero de 2014, cuando se volcó la primera colada de hormigón en el sector convencional del edificio, lo que convirtió al CAREM en el primer SMR del mundo en estar formalmente “en construcción”, tal como establecen los protocolos del OIEA. El llamado 'módulo nuclear', que es en rigor el corazón de este edificio ya que abarca al propio reactor, su contención y todos los equipos vinculados a la operación estrictamente nuclear (por su complejidad, es prácticamente un edificio dentro de otro), requirió la presentación de una amplia cantidad de documentación adicional, para finalmente recibir otra autorización por parte del organismo regulador hacia fines de ese mismo 2014, lo que permitió comenzar a trabajar en esta zona de más de 14.000 metros cuadrados cuyo hormigonado comenzó en agosto de 2015.



Hormigonado de la CN CAREM-25



Estado de avance del proyecto CAREM.



Estado de avance del proyecto CAREM.

Mientras tanto, con la mayor parte de las ingenierías finalizadas y en ejecución; con el Balance de Planta (Balance of Plant), es decir el edificio de turbinas y todos los sistemas asociados, a punto de ser adjudicado tras un complejo proceso de licitación; con el Recipiente de Presión en plena ejecución (por parte de Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.), habiendo incluso recibido las especificaciones técnicas elaboradas por CNEA una de las más exhaustivas certificaciones de calidad, otorgada por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME, según las siglas en inglés); con los combustibles desarrollados por CNEA y en proceso de construcción por parte de la empresa CONUAR, también desarrollando los generadores de vapor (siempre bajo la supervisión de la institución); habiendo incluso cumplido el año pasado con todos los requerimientos exigidos por la Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación, Inversión Pública y Servicios, para que la Central Nuclear CAREM 25 sea reconocida como generador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), lo que implica pasar a formar parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En líneas generales, con todos los frentes en plena ejecución, aquel viejo anhelo de principios de los años '80 se encamina firmemente hacia su concreción, lo que consolidará a la Argentina como un referente mundial ineludible en el mercado de las pequeñas y medianas centrales nucleares.

Síntesis Nuclear

Novedades Nucleares

Como fue mencionado previamente en el Editorial, durante el primer semestre de 2016 comenzaron sus operaciones cinco nuevos reactores nucleares en el mundo. Estos ingresos están conformados por tres reactores en China, uno en Corea del Sur y uno en EE.UU.

En el último caso, el reactor estadounidense llamado Watts Bar-2 es además el primero en conectarse a la red del país norteamericano desde 1996, momento en que el Watts Bar-1 entró en servicio. Cabe destacar que EE.UU. actualmente tiene cuatro centrales nucleares en construcción.

Su construcción se inició en 1973, para luego ser interrumpida en 1985. El proyecto se mantuvo detenido hasta octubre de 2007, año en que se decidió reiniciar la construcción y puesta en marcha de la central. Finalmente se realizó la conexión a la red en el mes de junio de 2016. Lo destacable es la similitud de su historia con la de la central Atucha II, “Presidente Dr. Néstor Carlos Kirchner”, cuya construcción comenzó en 1982, pero debido a dificultades económicas la obra se fue demorando hasta su interrupción total en 1994. Luego, en 2006 se decidió terminar la construcción, conectándose finalmente a la red en febrero de 2015.

Este es un claro ejemplo del gran esfuerzo y tiempo que requiere la terminación de proyectos que se encontraban detenidos por largos períodos de tiempo, y cómo para la tecnología nuclear (que requiere una gran inversión inicial) siempre será más favorable la finalización de los proyectos una vez que hayan sido comenzados.

La ventaja que tuvo el reactor Watts Bar-2 sobre Atucha II al reiniciar su construcción y puesta en marcha es que conservó a su diseñador original, Westinghouse, lo que facilitó considerablemente su terminación.

Participación Nuclear Mundial

A junio de 2016 se encuentran operables 446 reactores de generación nucleoelectrónica en 31 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 386.718 MW.

En la figura de la página siguiente, las barras azules indican el porcentaje de generación que aporta la energía nuclear en la matriz de cada país, mientras que las barras rojas representan el número de reactores en operación de cada uno de ellos.

Como puede observarse, el país con mayor cantidad de reactores en operación es EE.UU. con 100 unidades operativas. Sin embargo, la participación de la energía nuclear en la generación es sólo de un 19,5% (debido a su gran demanda de energía eléctrica), colocándolo a mitad de la tabla respecto de los demás países.

Por otra parte, Francia es el país con mayor participación nuclear (76,3%) en la matriz eléctrica con un total de 58 reactores en operación.

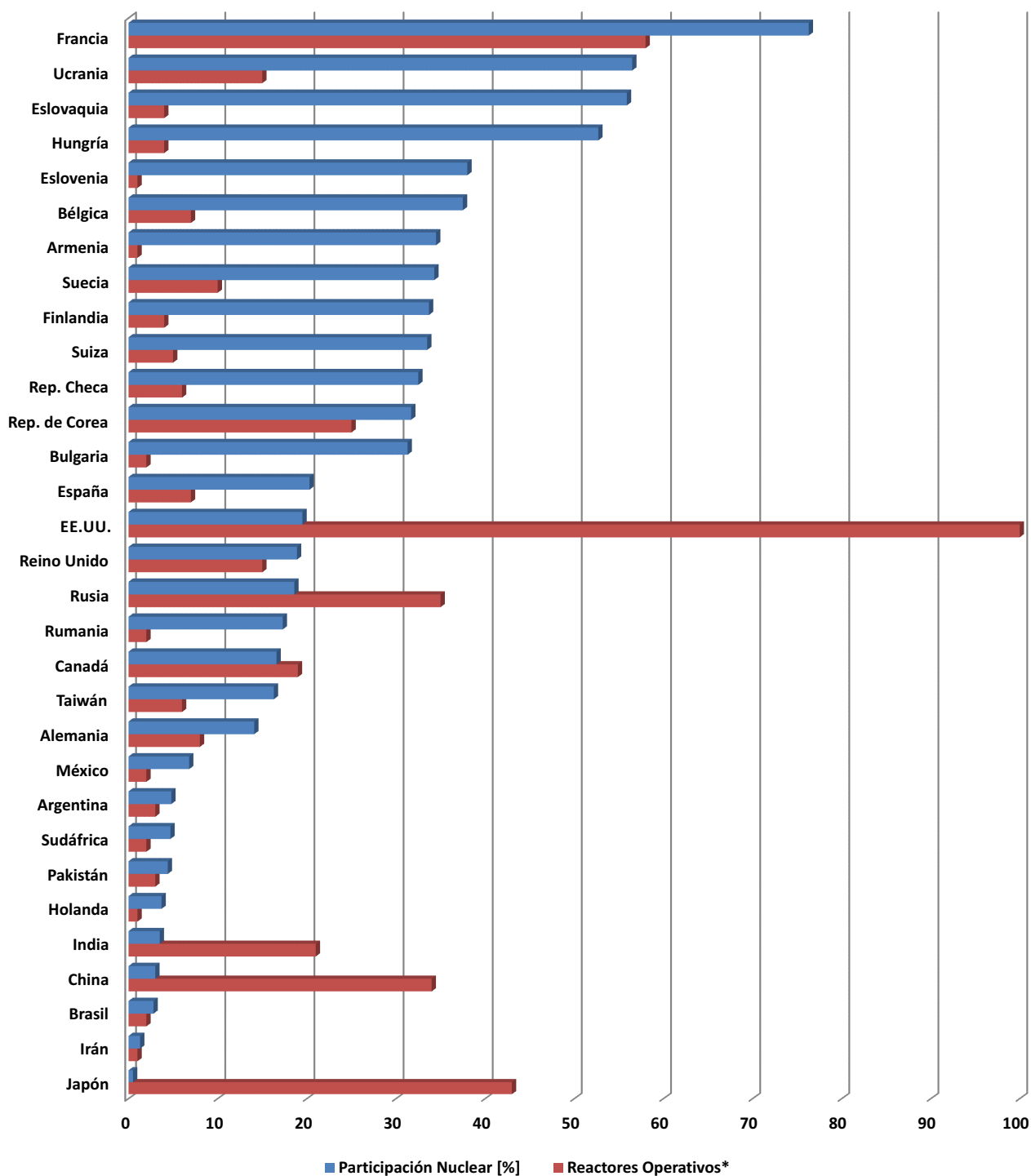
En el caso de Japón, cabe destacar que luego del accidente ocurrido en Fukushima en marzo de 2011, se detuvo la operación de la totalidad de las centrales nucleares del país, para someterlas a un proceso de evaluación estricto de la seguridad por parte del ente regulador japonés de la actividad nuclear. A partir de 2013, este organismo comenzó a autorizar el reinicio de la actividad en algunas centrales, que recién a fines de 2015 comenzaron a operar. Es por esto que a pesar de tener 43 centrales nucleares operables, este país tiene en operación dos centrales nucleares, resultando en una participación nuclear del 0,52% respecto a la generación total.

Seguido de Japón se encuentran Rusia y China con 35 y 34 reactores en operación, respectivamente. La participación nuclear en el caso de Rusia es del 18,6%, mientras que en China es del 3% (debido al alto consumo energético del país, que lo posiciona como el mayor demandante de energía eléctrica a nivel mundial¹, el elevado número de reactores en operación no simboliza un alto porcentaje de generación). Este porcentaje planea elevarse considerablemente dado que actualmente China tiene 21 centrales nucleares en construcción.

Por otra parte, el resto de los países del mundo con generación nucleoelectrónica poseen menos de 30 reactores en operación y la participación nuclear en su generación es menor al 40%, exceptuando los casos de Ucrania, Eslovaquia y Hungría, donde más de la mitad de su generación proviene de fuentes nucleoelectrificadas.

A continuación se muestra la participación nuclear y el número de reactores en operación en cada uno de dichos países.

¹ Fuente: U.S. Energy Information Administration



Nota: Datos actualizados a junio de 2016.

* Japón sólo posee 2 reactores en operación

Participación Nuclear Mundial

Generación Nuclear Futura

La energía nuclear se encuentra en constante crecimiento y constituye un papel importante en la matriz energética mundial. Es por esto que la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA) realizó un estudio de proyección de la potencia instalada nuclear mundial hasta el año 2050, tomando en consideración tanto proyectos aprobados futuros como estimaciones de crecimiento en cada país que contenga un plan nuclear. En la página siguiente se presenta una tabla mostrando las proyecciones esperadas para la capacidad instalada nuclear mundial (en GWe) separada por zonas geográficas.

Como puede observarse en la tabla, los resultados de las proyecciones para Norteamérica a 2050 presentan un aumento de un 1,2% para la participación nuclear como estimación máxima y una disminución al 4,0% como estimación mínima. Cabe destacar que en el primer caso aumentaría la capacidad nucleoelectrónica instalada, mientras que en el escenario de mínima penetración se retirarían de servicio centrales equivalentes a una potencia de 52,6 GW.

Con respecto a Latinoamérica, tanto para el escenario de mínima como para el de máxima penetración nucleoelectrónica se estima un aumento en la capacidad instalada. Sin embargo, en el primer caso la participación disminuirá de un 1,2% a un 0,7%, dado que el aumento de capacidad instalada para el resto de las tecnologías estimado sería muy grande en comparación con la nuclear. Para el escenario de máxima la participación aumentaría a un 3,1%.

En el caso de Europa Occidental se estima una disminución en la participación nuclear tanto en el escenario de máxima como el de mínima. En la estimación máxima se agrega potencia instalada de esta fuente, sin embargo no crece en la misma relación que la de otras fuentes por lo que la participación a 2050 resultaría de un 8,2%. En cambio, para el mínimo proyectado se estimó el retiro de una capacidad nuclear instalada equivalente a 80,2 GW, resultando una participación del 2,1%.

Para Europa Oriental tanto el escenario de máxima como el de mínima penetración estiman un aumento de la potencia nuclear instalada. En el primer caso la participación aumentaría casi en un 50% (de un 10,2% a un 15%) mientras que en el escenario de mínima penetración esta no acompañaría el aumento de potencia instalada general del área, la cual se duplica, resultando así una participación del 7,0%.

Por su parte, para África se estiman grandes modificaciones en su potencia instalada total (aumenta más de diez veces su valor) y, acompañado a esto, se espera también un aumento en la capacidad nucleoelectrónica instalada, siendo ésta a 2050 de 7,0 GW y una participación del 0,4% en el escenario de mínima y de 42,4 GW y un 1,5% de participación en el escenario de máxima penetración.

El caso de Medio Oriente y sur de Asia es similar al de África, con una potencia instalada a 2050 estimada de diez veces su valor actual y un aumento del mismo orden en el área nuclear. Las participaciones nucleares estimadas a 2050 máxima y mínima resultarían de 2,5% y 0,8%.

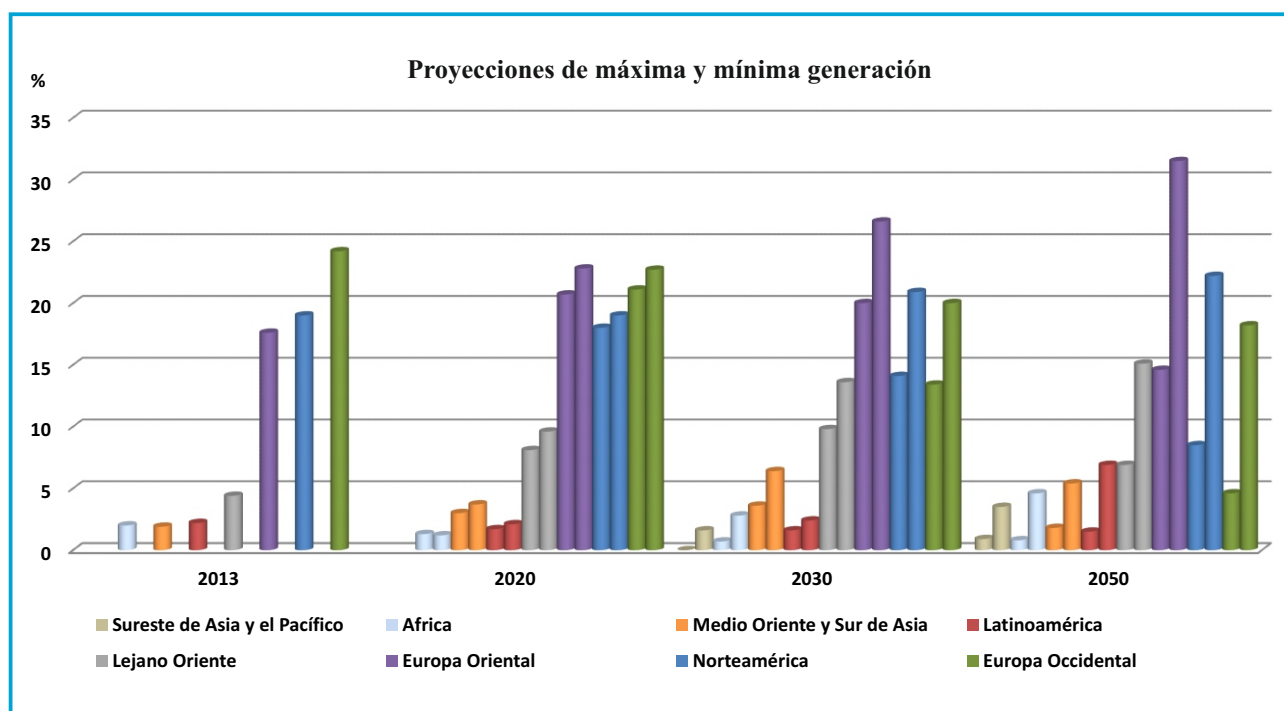
Como el sureste de Asia y el Pacífico no contiene un plan nuclear, recién al año 2030 se espera la inclusión de la tecnología nuclear en la región, estimando así a 2050 un 0,4% de penetración nucleoelectrónica (5 GW) como mínimo y 1,5% como máximo (20 GW).

Finalmente, para el Lejano Oriente se estima una incorporación de capacidad instalada nuclear tanto en el escenario de mínima como el de máxima. En el primer caso, la participación nuclear sufriría, sin embargo, una disminución de un 4,6% a un 3,3% para el año 2050. Por otra parte, en el escenario de máxima penetración se estima un aumento de dicha participación a un 7,3%.

Zona Geográfica	2013				2020				2030				2050			
	Eléctrica		Nuclear		Eléctrica		Nuclear		Eléctrica		Nuclear		Eléctrica		Nuclear	
	Total	[GW]	[GW]	%	Total [GW]	[GW]	[GW]	%	Total [GW]	[GW]	[GW]	%	Total [GW]	[GW]	[GW]	%
Norteamérica																
Mín. Estimado					1288	111,9	8,7		1361	92,4	6,8		1485	60,0	4,0	
Máx. Estimado	1210	112,6	9,3		1314	118,7	9,0		1530	138,9	9,1			156,6	10,5	
Latinoamérica																
Mín. Estimado					455	4,5	1,0		978	6,9	0,7		1881	13,0	0,7	
Máx. Estimado	351	4,1	1,2		537	5,8	1,1		1283	14,5	1,1			58,9	3,1	
Europa Occidental																
Mín. Estimado					1024	100,5	9,8		1151	68,3	5,9		1600	33,3	2,1	
Máx. Estimado	905	113,5	12,5		1059	112,4	10,6		1391	119,9	8,6			131,0	8,2	
Europa Oriental																
Mín. Estimado					606	59,5	9,8		663	63,9	9,6		946	65,7	7,0	
Máx. Estimado	476	48,6	10,2		606	67,6	11,2		838	102,6	12,2			142,3	15,0	
África																
Mín. Estimado					298	1,9	0,6		606	1,9	0,3		1989	7,0	0,4	
Máx. Estimado	147	1,9	1,3		315	1,9	0,6		816	9,9	1,2			42,4	2,1	
Medio Oriente y Sur de Asia																
Mín. Estimado					650	12,0	1,8		1707	28,2	1,7		5639	47,8	0,8	
Máx. Estimado	546	6,9	1,3		945	17,4	1,8		1868	54,5	2,9			141,8	2,5	
Sureste de Asia y el Pacífico																
Mín. Estimado					315				509	0,0	0,0		1320	5,0	0,4	
Máx. Estimado	221				329				554	4,0	0,7			20,0	1,5	
Lejano Oriente																
Mín. Estimado					2353	99,9	4,2		2983	139,0	4,7		5442	181,0	3,3	
Máx. Estimado	1849	84,1	4,6		2482	139,7	5,6		3487	254,9	7,3			398,7	7,3	

Proyecciones de Potencia Eléctrica y Nuclear en el mundo.

En la figura a continuación se presenta la participación porcentual para las proyecciones de máxima y mínima generación obtenidas para el mismo estudio. Para esta proyección, los resultados obtenidos son similares a los del análisis de la capacidad instalada.



Participación Nuclear Proyectada en la Generación

En resumen, al igual que las proyecciones de capacidad instalada, este estudio arroja resultados que esperan: una inserción de un plan nuclear en las zonas del Sureste de Asia y el Pacífico; una posibilidad de aumento de participación nucleoelectrica en el escenario de alta penetración y de disminución en el de baja para las zonas de África, Norte y Latinoamérica; un aumento de la participación en ambos escenarios hasta 2030, seguido de una disminución repentina para el año 2050 en el escenario de baja y un aumento en el de alta para las zonas de Medio Oriente, Sur de Asia, Lejano Oriente y Europa Oriental; y una disminución tanto en los escenarios de baja como de alta participación para Europa Occidental.

Generación Nucleoelectrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque nucleoelectrico argentino. Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 1990. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

En los últimos dos años la Central Nuclear de Embalse (CNE), al estar cercana a su parada programada de extensión de vida, funcionó a menor potencia y sólo en los periodos críticos del SADI, en donde se podían presentar problemas en el abastecimiento de energía eléctrica en ausencia de la CNE.

El 1 de enero de 2016 comenzó su parada para la realización de la tercera etapa de los trabajos que permitirán su extensión de vida. Esta parada durará aproximadamente dos años.

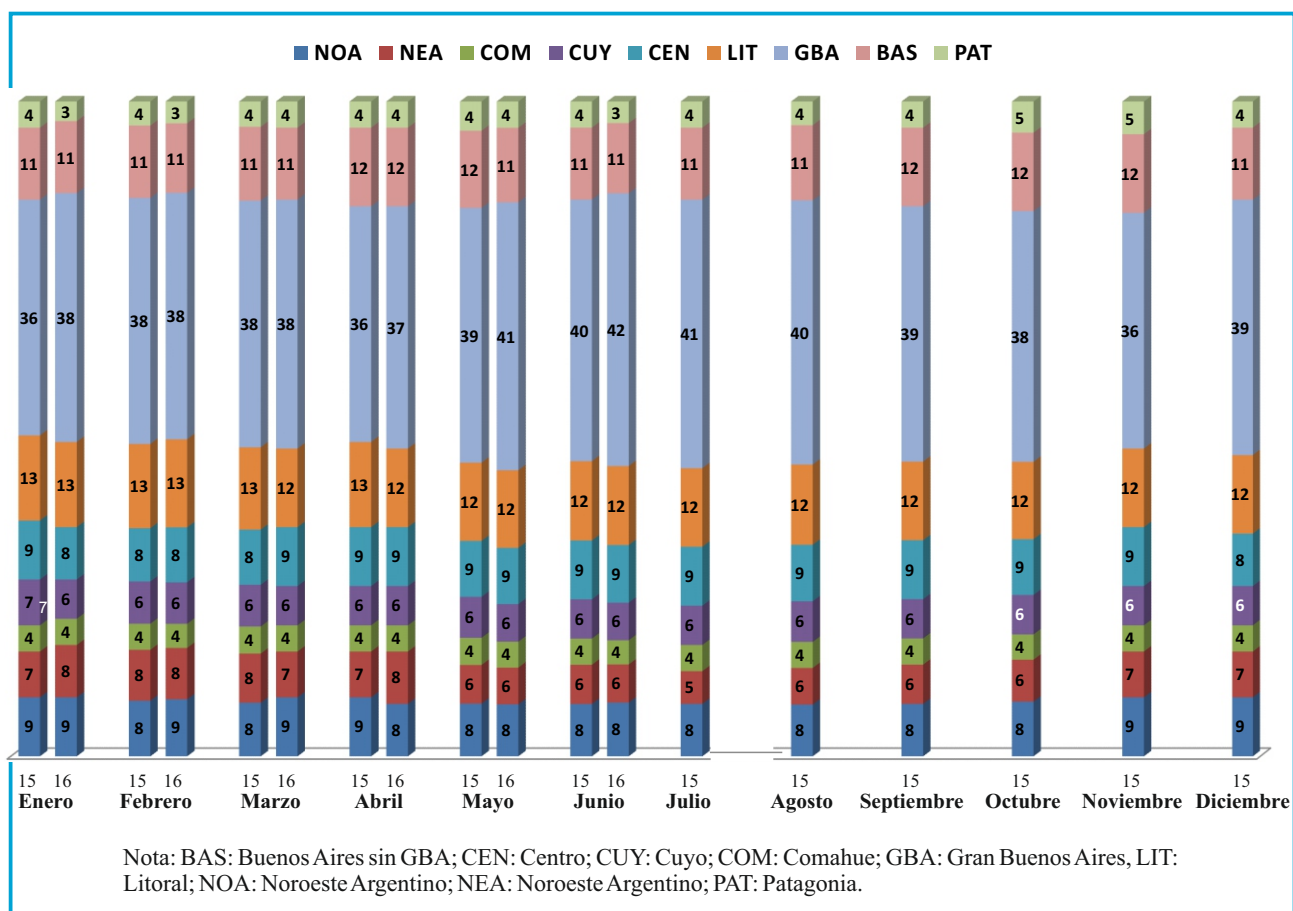
AÑO	CENTRAL NUCLEAR ATUCHA I %	CENTRAL NUCLEAR EMBALSE %	CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II %	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA II MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNE MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I CNA II CNE MWh	FACTOR DE DISPONIBILIDAD TOTAL EN EL SADI CNA I CNA II CNE %
	Disp.	Disp.	Disp.					
1990	59,75	95,69		1.868.571		5.411.627	7.280.198	82,92
1991	92,58	89,37		2.895.226		4.876.010	7.771.236	90,51
1992	75,96	84,24		2.382.000		4.698.633	7.080.633	81,30
1993	81,86	90,43		2.560.205		5.133.946	7.694.151	87,39
1994	86,03	97,68		2.690.435		5.544.518	8.234.953	93,54
1995	91,08	74,32		2.848.210		4.218.529	7.066.739	80,27
1996	69,78	92,60		2.188.238		5.271.070	7.459.308	84,50
1997	92,74	89,14		2.900.396		5.060.203	7.960.599	90,42
1998	80,95	86,72		2.531.503		4.921.325	7.452.828	84,67
1999	47,65	99,07		1.490.158		5.615.818	7.105.976	80,81
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	68,55		2.959.589		4.211.296	7.170.885	81,45
2011	79,30	68,55		2.479.958		3.890.946	6.370.904	72,37
2012	83,76	65,84		2.647.423		3.747.738	6.395.161	72,25
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	1.245.935	1.698.935	5.756.043	70,31
2015	65,94	80,00	66,45	2.090.972	3.638.610	710.996	7.138.848	71,35
2016*	91,73	0**	88,47	1.450.372	2.878.853	0**	4.329.225	89,83

*Nota I: Los valores presentados son a junio de 2016, el valor del año completo se mostrará en el Boletín N° 38.

**Nota II: El valor de la Central Nuclear de Embalse es 0 MWh ya que ésta se encuentra desde el 1 de enero de 2016 fuera de servicio para la realización de su Extensión de Vida.

Demanda de Energía Eléctrica

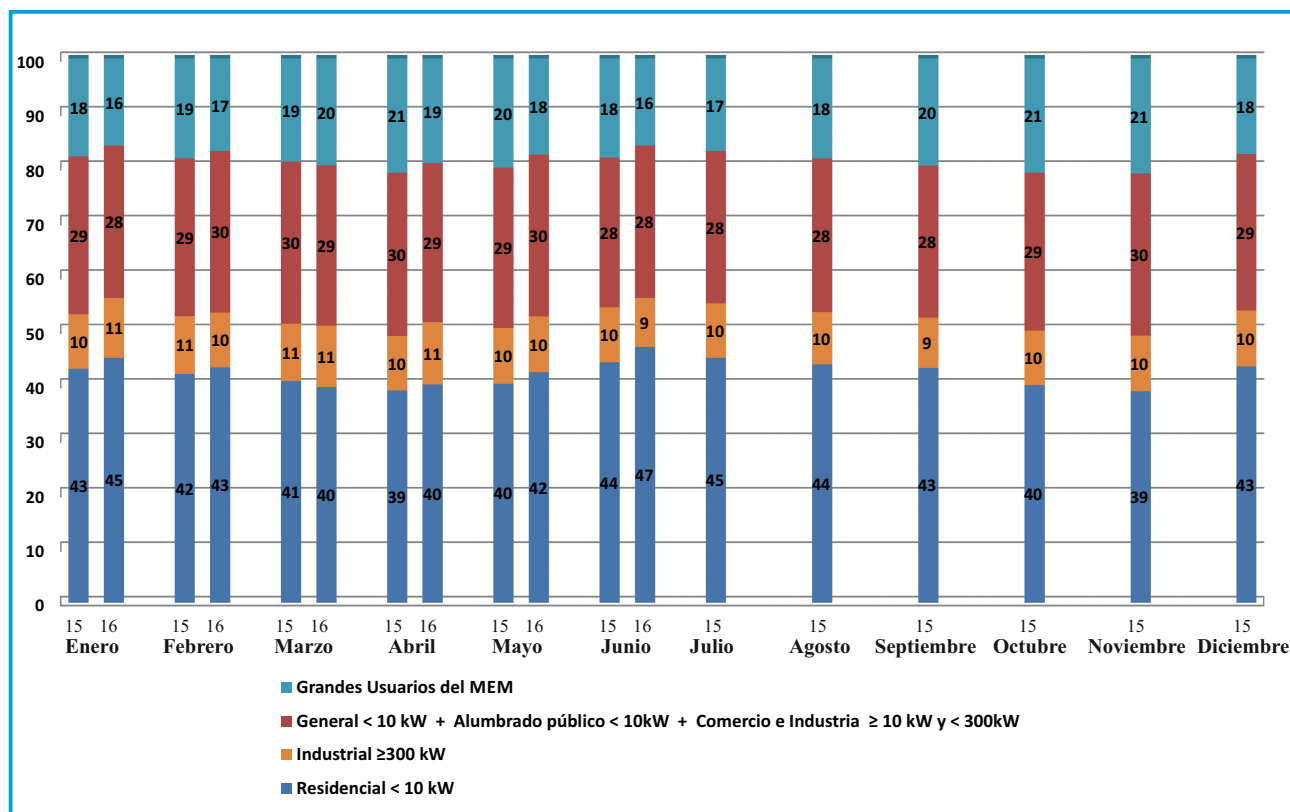
La demanda del primer semestre de 2016 es 3,4% mayor a la de igual periodo del año anterior. A continuación se muestra la relación porcentual de la demanda de energía eléctrica por regiones y sectores de consumo de los meses corridos de 2016 y su comparación con 2015.



Demanda por regiones 2015 - 2016

A continuación se detalla las demandas por región para el primer semestre de los años 2015 y 2016 en GWh.

Región	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
NOA	1.025	1.090	906	1.022	945	908	853	847	841	900	881	969
NEA	815	976	830	922	867	736	665	796	619	637	622	688
COM	463	448	425	433	477	446	414	421	434	450	437	436
CUY	855	760	689	744	736	673	631	607	655	652	692	678
CEN	1.013	1.044	868	987	972	918	863	899	894	975	972	1.040
LIT	1.465	1.665	1.373	1.580	1.452	1.297	1.270	1.236	1.251	1.346	1.366	1.425
GBA	4.283	4.590	4.009	4.422	4.349	3.849	3.713	3.871	4.072	4.643	4.606	4.918
BAS	1.329	1.362	1.180	1.248	1.303	1.202	1.178	1.183	1.233	1.293	1.272	1.267
PAT	432	401	393	393	447	428	440	424	468	457	423	390



Demanda por sector 2015-2016

A continuación se detalla las demandas por sector para el primer semestre de los años 2015 y 2016 en GWh.

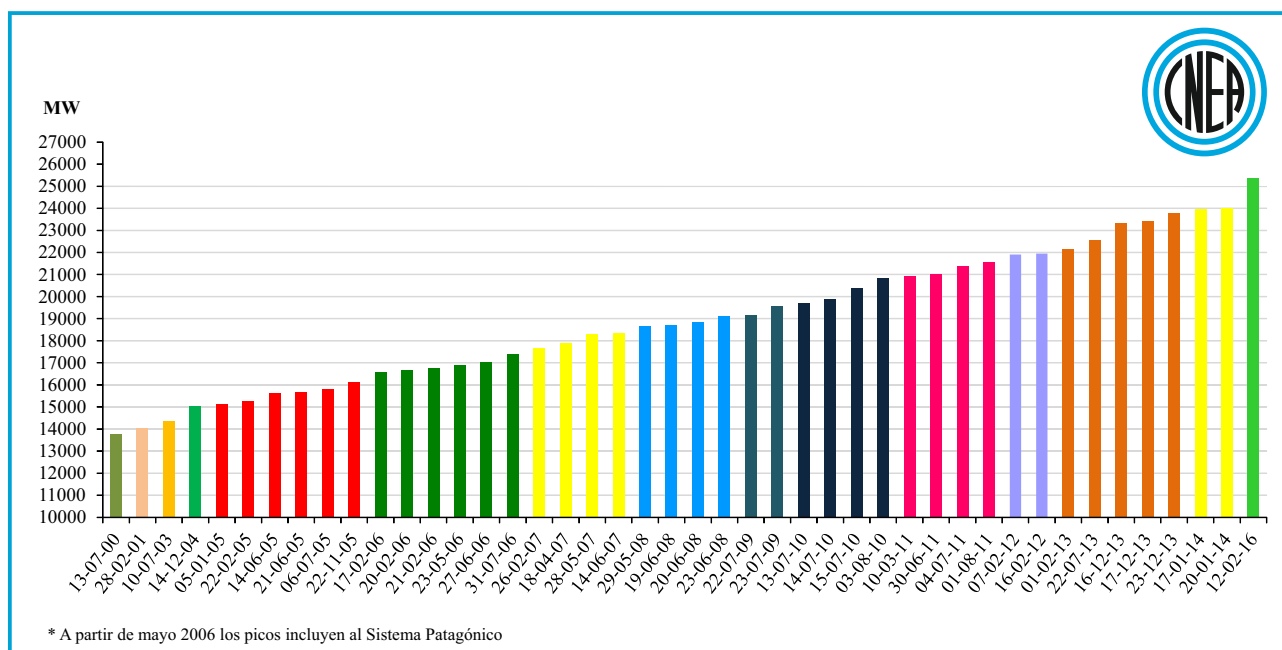
	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Residencial < 10 kW	5.120	5.643	4.478	5.104	4.696	4.159	3.805	4.132	4.201	4.804	4.971	5.548
No Residencial < 300kW	3.394	3.511	3.110	3.503	3.434	3.094	2.972	3.007	3.011	3.367	3.108	3.350
No Residencial ≥ 300 kW	1.115	1.181	1.096	1.187	1.209	1.182	1.127	1.182	1.136	1.162	1.122	1.054
Grandes Usuarios del MEM	2.071	2.016	1.979	2.006	2.186	2.059	2.110	1.983	2.095	2.005	2.047	1.842

Demanda Máxima de Potencia

Durante el primer semestre de 2016, se registró un nuevo pico máximo de potencia de 25.380 MW el día 12 de febrero a las 14:35 hs, superando al del día 20 de enero de 2014 con un valor de 24.034 MW.

Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2000. Desde dicha fecha hasta el 1 de marzo de 2006, los valores corresponden al SADI, sin incluir al Sistema Patagónico aislado. A partir de mayo de 2006, los valores son del nuevo SADI, que incluye al Sistema Patagónico, luego de su vinculación eléctrica.



La forma en el que fue abastecido el pico de demanda en esa oportunidad, según información de CAMMESA, se presenta a continuación.

Cobertura del pico máximo de potencia

12/02/2016 Hora 14:35

Valores en MW

Generación Nuclear	1.031
Generación Térmica	13.484
Generación Hidráulica	8.855
Generación Total	126
Generación Total	23.496
Importación de Paraguay	0
Importación de Brasil	1.567
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	317
Exportación a Uruguay	0
Demanda Total SADI	25.380
Reserva Rotante	280

Temperatura Promedio GBA + Litoral

35,1 °C

Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]

TIPO	Por Combustible	Máquinas F/S por Mapros	Por Problemas Técnicos		Total
			en Máq. F/S	en Máq. E/S	
TV	0	0	1.137	765	1.902
TG	0	60	961	915	1.936
CC	0	205	1.265	655	2.125
Total	0	265	3.363	2.335	5.963

Nota: Mapros: Mantenimientos Programados; F/S: Fuera de Servicio; E/S: Entrada en Servicio

Reserva Térmica Disponible [MW]			
TIPO	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	0	100	100
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	0	0	0
Total	0	100	100

Generación Hidráulica			
F/S Disponible [MW]		Total	0
Indisponible [MW]			
C. Salto Grande			135
C. Los Reyunos			112
C. Yacyretá			270
C. PCIE Banderita			240
		Total	757

Generación Nuclear			
F/S Disponible [MW]		Total	0
Limitada o Indisponible [MW]			
C.N. Embalse			650
C.N. Atucha 2			46
		Total	696

Como consecuencia de las altas temperaturas registradas durante el día viernes 12 de febrero se produjo un nuevo record de potencia y de energía eléctrica demandada en nuestro país, alcanzándose los 25.380 MW a las 14:35 hs con una demanda total de energía eléctrica en el día de 524,5 GWh.

Los valores de demanda indicados en las tablas anteriores son los que se estaban cubriendo, es decir, que no están incluidos aquellos a quienes se le había cortado el suministro o aquellos que aminoran su consumo a pedido de las distribuidoras.

Se puede apreciar en las tablas precedentes la falta de máquinas para incorporar al sistema, principalmente de origen térmico fósil que en su mayoría se encontraban fuera de servicio por problemas técnicos.

Con respecto a las centrales hidroeléctricas, Yacyretá operaba sin dos de sus turbinas que se encontraban en mantenimiento estacional. Lo mismo ocurría con Salto Grande que se encontraba operando con una turbina menos. Además la central Los Reyunos se encontraba indisponible.

En cuanto a la generación nucleoelectrica, la central nuclear Embalse estaba detenida en su parada programada de extensión de vida, y la Central Nuclear Atucha II, Presidente Dr. Néstor Carlos Kirchner aún no se encontraba a plena potencia.

Además, para garantizar la operatividad del sistema eléctrico y la capacidad de respuesta rápida ante una contingencia en el sistema de transporte o en el parque generador, se estima necesario mantener una Reserva Rotante Operativa que debería estar alrededor de los 1.400 MW (6% de la demanda), y en este caso había disminuido a 280 MW, lo cual significa que había menor respuesta del sistema a los aumentos de demanda y provocando una pérdida de calidad en el suministro como menor tensión y baja frecuencia.

Por estas razones se debió recurrir a la compra de energía de países vecinos por aproximadamente 1.900 MW.

Como consecuencia de la alta temperatura y demanda en la red de transporte se registraron numerosos cortes por fallas en media y alta tensión. A continuación se presentan los cortes ocurridos entre las 12:00 y las 20:00 hs.

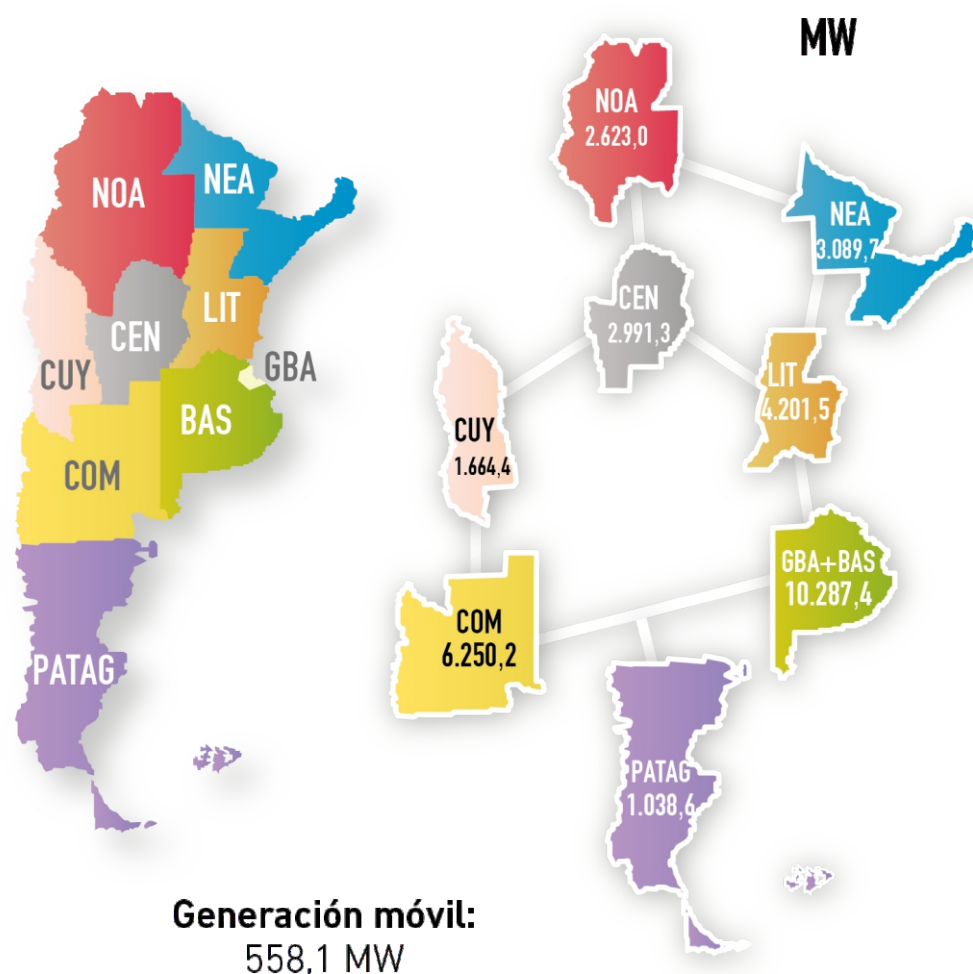
- **12:00 hs:** se desenganchó la línea de 132 KV Bragado- Chivilcoy (TRANSBA), debido a una falla monofásica, además se desengancharon las líneas Morón - Lujan 1 y 2. Se produjeron cortes por un total de 200 MW en Chivilcoy, Mercedes, Lujan y Catonas. A las 12:10 hs Entra en Servicio (E/S) línea Bragado - Chivilcoy y se comenzó a reponer los cortes, para las 13:05 hs se había repuesto el 85% de ellos. A las 15:09 hs en Luján se realizaron corte de 44 MW por sobrecarga en Luján - Morón. A las 16:46 hs se repusieron 20 MW de cortes, finalmente a las 17:00 hs fueron normalizados todos los cortes.
- **13:19 hs:** en Estación Transformadora (E.T.) Cañada de Gómez (EPESF) se desenganchó el Transformador N° 1 (TR1) por máxima corriente. Se produjeron 34,7 MW de cortes, los que quedaron normalizados a las 13:39 hs, con la E/S del TR1.
- **13:39 hs:** en E.T. Casilda (EPESF) se desenganchó el TR1 por máxima corriente. Se produjeron 22 MW de cortes. El TR1 E/S 13:35 hs y los cortes quedaron normalizados a las 13:39hs.
- **14:06 a 18:03 hs:** en E.T. Aguilares (TRANSNOA), se realizaron 8 MW de cortes, para evitar la sobrecarga del transformador TR1.
- **14:45 hs:** en E.T. Azul (TRANSBA) se desenganchó lado de 33kV del transformador TR1. Se produjeron 18 MW de cortes, los que quedaron normalizados a las 15:11 hs, con la E/S del TR1.
- **15:08 a 18:38 hs:** en E.T. Independencia (TRANSNOA), se realizaron 14 MW de cortes, para evitar la sobrecarga en transformadores TR1 y TR2
- **15:34 hs:** se desenganchó la línea de 500 KV Colonia Elía - Campana (TRANSENER), debido a una falla monofásica. Simultáneamente en áreas NEA y Norte de EPESF, se produjo un colapso de tensión, que provocó una disminución de la demanda de aproximadamente 1.000 MW, que se recuperó paulatinamente. La línea de 500 KV Colonia Elía - Campana E/S 15:53.
- **15:35 hs:** se desenganchó la línea de 132 kV Romang - Reconquista (EPESF). Se produjeron 120 MW de cortes, los que quedaron normalizados a las 15:41 hs, con la E/S de la línea Romang - Reconquista.
- **15:51 hs:** en la E.T. Almafuerse se desenganchó el interruptor de 132 KV de salida a Reolín 2, se señalizó fase R/tierra; simultáneamente se desengancharon los transformadores TR1 y TR2 de (500/132KV); por variación de tensión se produjo una disminución de demanda de aproximadamente 580 MW en EPEC y EDESAL, que se normalizó paulatinamente. A las 20:37 hs E/S la línea Almafuerse - Reolín 2 (previamente se reparó hilo de guardia cortado próximo a Almafuerse).
- **16:17 hs:** se desenganchó la línea de 500 KV Almafuerse – Embalse (TRANSENER), debido a una falla monofásica (fase R). Por DAG se desenganchan dos grupos en Alicurá y un grupo en Río Grande. Por actuación de automatismo se abren las líneas de 132 KV: San Luis - La Toma y Villa Mercedes Sur – Villa Mercedes Norte (sin consecuencias en San Luis). La frecuencia en el SADI varió de 50,00 a 49,79 Hz (sin afección a la demanda). A partir de las 16:20 hs E/S nuevamente un grupo de la C.H. Río Grande y los dos grupos de la C.H. Alicurá. La línea Almafuerse – Embalse E/S a las 16:57 hs. A las 17:04 hs E/S la línea San Luis - La Toma 132 KV. A las 17:14 hs E/S la línea Villa Mercedes Sur – Villa Mercedes Norte.
- **16:56 hs:** en E.T. Cañada de Gómez (EPESF), se desenganchó el Transformador N° 2. Se produjeron 42,5 MW de cortes, los que quedaron normalizados a las 17:15 hs, con la E/S del TR2.

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: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Gran Buenos Aires/Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). Además la generación móvil es aquella que no tiene una región predeterminada, sino que se desplaza según los requerimientos de la demanda. La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a su potencia instalada en MW a junio de 2016.



La potencia bruta total instalada al 31 de junio del año 2016 en el SADI es de 32.624 MW.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en cinco tipos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC), Hidráulico (HID), Solar (FT) y Eólica (EO). Los térmicos a combustible fósil, a su vez, se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos, de acuerdo con el 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 elevada temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y utilizarlo en una turbina de vapor), los Motores Diesel (MD), ciclo Otto y las máquinas a biogas (BG). El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

La tabla siguiente expone la potencia instalada, en MW, al 31 de junio de 2016 clasificada por región y distintos tipos de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	DI	BG	Total TER	NUC	FV	EO	HID	Total
CUYO	120,0	89,6	374,2			583,8		8,2		1.072,4	1.664,4
COMAHUE		208,9	1.281,5	68,3		1.558,7				4.691,5	6.250,2
NOA	261,0	992,0	829,0	273,4		2.355,4			50,4	217,2	2.623,0
CENTRO	200,0	510,5	534,0	100,8		1.345,3	648,0			918,0	2.911,3
GBA-LIT-BA	3.870,2	1.995,4	6.020,3	533,9	16,6	12.436,4	1.107,0	0,3		945,0	14.488,7
NEA		46,0		298,7		344,7				2.745,0	3.089,7
PAT		195,0	188,1			383,1			136,7	518,8	1.038,6
Generación móvil				558,1		558,1					558,1
SIN Total	4.451,2	4.037,4	9.227,1	1.833,2	16,6	19.565,5	1.755,0	8,2	187,4	11.107,9	32.624,0
Porcentaje						59,97	5,38	0,03	0,57	34,05	

En el primer semestre de 2016 se incorporaron al SADI 76,2 MW y se dieron de baja 5 MW. Las principales diferencias respecto a diciembre de 2015 son:

GBA: a partir del 23 de enero se produjo la habilitación en operación precaria en el MEM de 4 motogeneradores de 8,9 MW cada uno, ubicados en la Central Costanera, totalizando una potencia adicional de 35,6 MW.

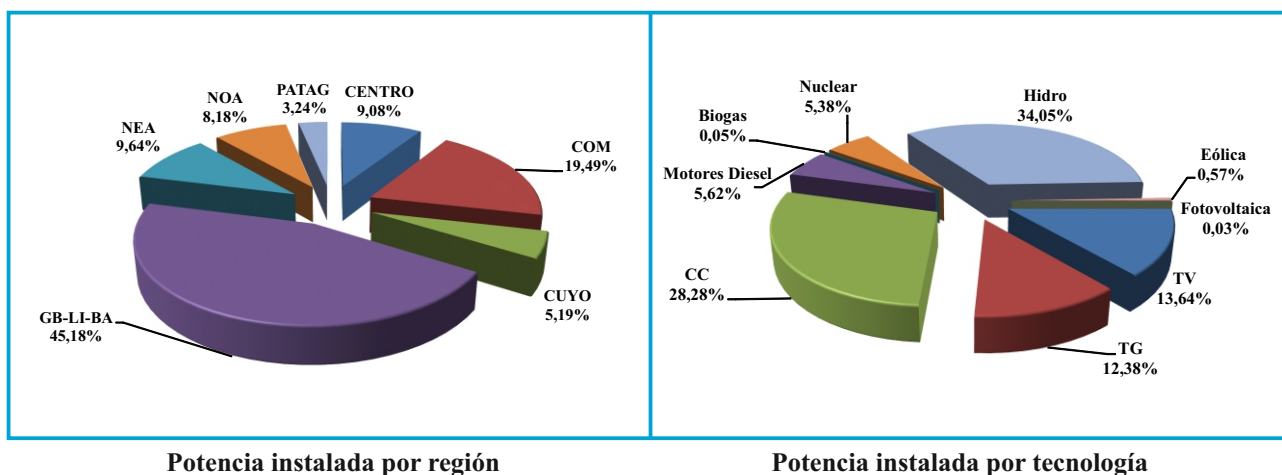
BAS: a partir del 13 de enero se produjo la habilitación en operación precaria de 4 MW adicionales en la Central Térmica Lobos, totalizando una potencia de 19,68 MW.

NOA: a partir del 18 de febrero se produjo la habilitación en operación precaria en el MEM de la C.T. Humahuaca que posee 2 motogeneradores, totalizando una potencia de 1,6 MW.

PAT: a partir del 6 de febrero se produjo la habilitación en operación precaria en el MEM de la C.T. Río Chico con turbinas de gas por una potencia de 35 MW.

COM: se produjo la desvinculación del MEM de la Central Térmica Villa Regina de 5 MW.

Potencia Instalada por Región y por Fuente



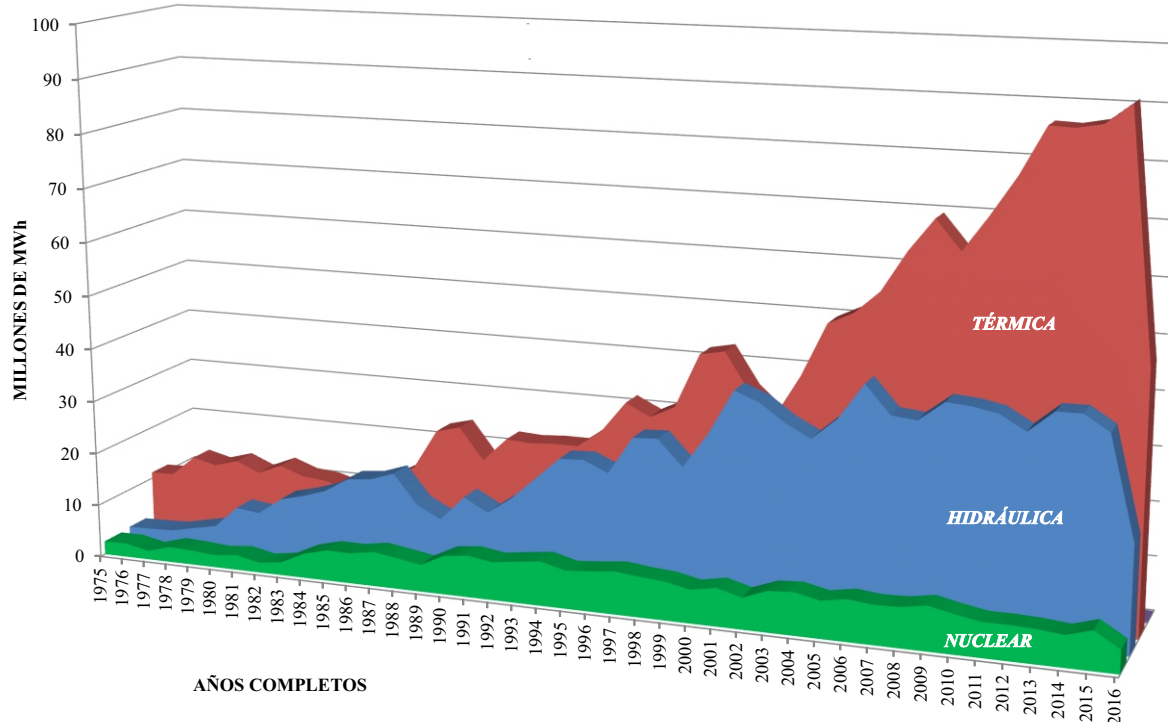
También existen en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer parte de su demanda de energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están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

Incorporaciones Previstas

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

- ❖ LOMA de la LATA TG04 (100 MW) considerada disponible para el mes de julio.
- ❖ CH Punta Negra (62 MW) considerada la entrada en servicio de la 1^{era} y la 2^{da} unidad en el segundo semestre del año en curso.

Generación de Energía Eléctrica



Nota

La generación del año 2016 es hasta el 30 de junio, el valor completo se verá en el Boletín N° 38. La generación de Otras Renovables como ser la eólica y la fotovoltaica que comenzó a partir del año 2011, y hasta junio del 2016, por la magnitud no es visible en el gráfico.

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

Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 1990. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

Año	Térmica MWh	%	Hidráulica MWh	%	Nuclear MWh	%	Otras Renovables MWh	%	Total MWh
1990	20.256.772	46,89	15.659.886	36,25	7.280.198	16,85			43.196.856
1991	24.668.702	54,02	13.228.842	28,97	7.771.236	17,02			45.668.780
1992	24.397.817	50,92	16.432.090	34,30	7.080.633	14,78			47.910.540
1993	24.688.600	46,69	20.497.800	38,76	7.694.151	14,55			52.880.551
1994	24.674.300	42,86	24.659.700	42,84	8.234.953	14,30			57.568.953
1995	27.969.200	46,66	24.902.500	41,55	7.066.739	11,79			59.938.439
1996	33.618.300	52,52	22.933.300	35,83	7.459.308	11,65			64.010.908
1997	31.418.700	45,37	29.863.500	43,13	7.960.599	11,50			69.242.799
1998	33.651.400	47,26	30.100.700	42,27	7.452.828	10,47			71.204.928
1999	43.685.900	57,35	25.382.500	33,32	7.105.976	9,33			76.174.376
2000	44.611.900	53,98	31.863.200	38,55	6.177.090	7,47			82.652.190
2001	37.601.700	44,38	40.057.500	47,28	7.058.638	8,33			84.717.838
2002	33.629.400	43,28	38.259.800	49,23	5.820.814	7,49			77.710.014
2003	41.334.200	49,26	35.014.100	41,73	7.566.289	9,02			83.914.589
2004	51.060.700	55,74	32.674.000	35,67	7.868.603	8,59			91.603.303
2005	53.280.500	55,02	36.699.700	37,90	6.857.026	7,08			96.837.226
2006	57.400.800	53,00	43.212.600	39,90	7.690.909	7,10			108.304.309
2007	64.785.200	58,85	38.080.700	34,59	7.217.228	6,56			110.083.128
2008	70.734.000	61,13	37.622.300	32,51	7.360.388	6,36			115.716.688
2009	65.360.400	56,97	41.211.700	35,9	8.161.669	7,11			114.733.769
2010	71.819.800	59,92	40.874.400	34,10	7.170.885	5,98			119.865.085
2011	78.876.400	62,98	39.977.700	31,92	6.370.904	5,09	13.100		125.238.104
2012	87.538.100	66,54	37.307.200	28,36	6.361.168	4,84	350.100	0,27	131.556.568
2013	87.362.400	64,58	41.234.800	30,48	6.206.899	4,58	456.800	0,33	135.260.899
2014	88.246.800	64,93	41.298.000	30,39	5.756.043	4,24	614.010	0,45	135.914.853
2015	91.853.400	66,50	38.492.900	27,87	7.138.848	5,17	650.400	0,47	138.135.548
2016*	47.890.400	66,14	19.903.900	27,49	4.329.225	5,98	286.700	0,40	72.410.225
Total	1.598.370.143	55,97	1.008.289.434	35,31	246.565.342	8,63	2.371.110	0,08	2.855.596.029

*Nota: Los valores son a Junio del año 2016. El valor del año completo se informará en el Boletín 38.

**Nota 2: El total contabiliza los valores desde 1974.

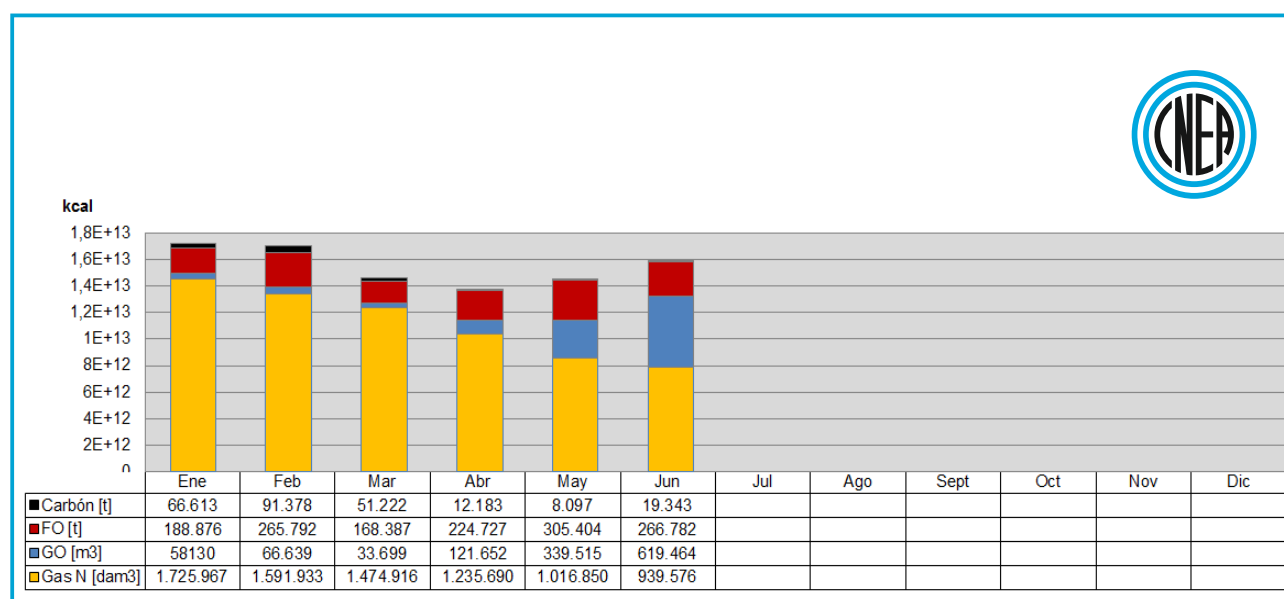
Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el primer semestre del 2016 resultó ser un 3,6% superior al del mismo semestre del año anterior. Este semestre se observa un aumento del gas oil de un 9,5%, y una caída del consumo del 48,4 % para el carbón, un 10,4 % para el fuel oil y un 2,3% para la oferta de gas natural.

En la tabla siguiente se presentan los consumos de estos combustibles, tanto para el primer semestre del año 2015 como para el mismo periodo de 2016.

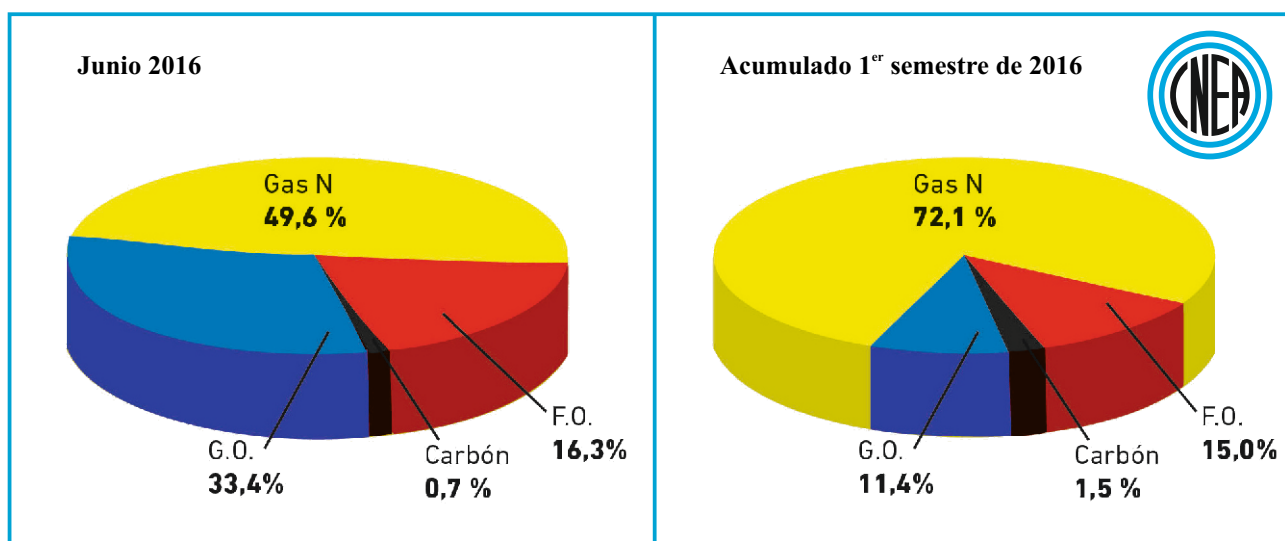
Combustible	Primer Semestre 2015	Primer Semestre 2016
GO [m ³]	1.131.662	1.239.099
Gas N [dam ³]	8.170.534	7.984.932
FO [t]	1.584.936	1.419.968
Carbón [t]	481.950	248.836

A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante el primer semestre del año 2016. En el gráfico se muestra en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas.



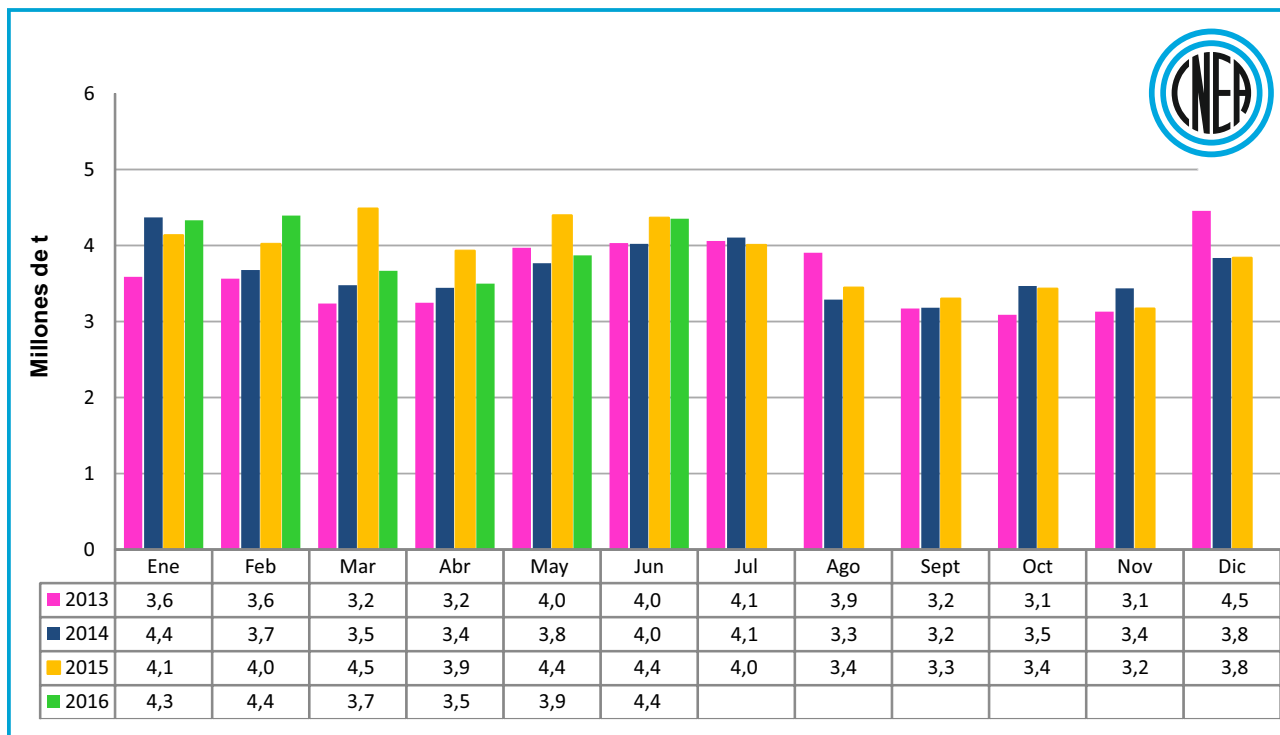
Consumo de combustibles en el MEM. Año 2016

En los siguientes dos gráficos se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en junio de 2016 y el acumulado durante el primer semestre del mismo año, en unidades equivalentes (energía) respectivamente.



Consumo de Combustibles Fósiles

Se puede observar en el gráfico siguiente las emisiones de CO₂ en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM desde el año 2013 a la fecha.



Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Costo Variable de Producción

Debido a que la demanda presenta importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado, teniendo en cuenta: las restricciones de la red de transporte eléctrico modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y demás limitaciones operativas. El objetivo es abastecer la demanda minimizando el costo de producción sumado al de falla o, de resultar el parque térmico generando sin potencia disponible en reserva, el Costo de la Energía No Suministrada.

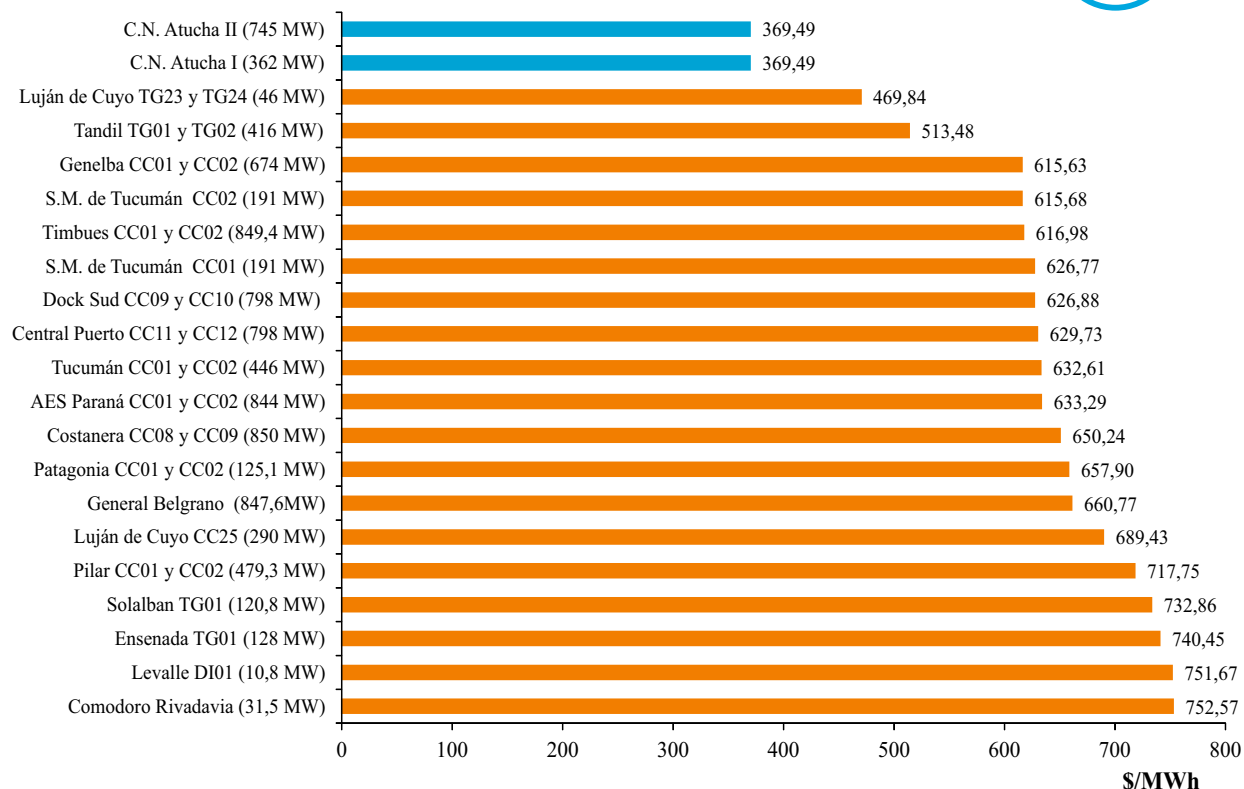
La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta la operatoria del sistema, tanto en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los ciclos combinados, y fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

Esta modificación puede alterar el orden de despacho horario pero no el precio de mercado, ya que para la fijación de este valor se considera como si las máquinas quemaran sólo gas natural.

La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconoce como un sobre costo que se adiciona al precio de la energía, sólo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem “sobre costos transitorios de despacho” es un prorrateo de este sobre costo entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio monómico.

En principio, y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta la tabla con la lista de mérito de las primeras unidades luego de considerar las centrales hidráulicas de base.

Orden de Despacho Térmico Junio 2016



En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA. Es decir que existen generadores que declaran por separado las Turbinas de Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) y luego también los CC por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de lo que es en realidad.

Los valores indicados en el gráfico se obtienen dividiendo los costos variables de producción declarados por los generadores por sus respectivos factores de nodo.

El valor utilizado para el despacho incluye el costo del combustible más los de operación y mantenimiento.

Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA).

Evolución de los Precios

Los precios de referencia estacionales (valor que pagan los distribuidores) están establecidos, a partir del 1º de febrero de 2016, por el Decreto 6/2016 del Ministerio de Energía y Minas y luego ratificados por la Resolución 41/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica. En la tabla siguiente pueden verse dichos valores que además serán válidos hasta el 31 de octubre.

	Más de 300 kW \$/MW	Menos de 300 kW \$/MW
Pico	773,02	321,39
Resto	768,72	317,09
Valle	763,89	312,26

A su vez los usuarios residenciales (menos de 10 kW) que consuman menos que en el mismo periodo del año pasado tendrán los siguientes valores de acuerdo a la magnitud del ahorro.

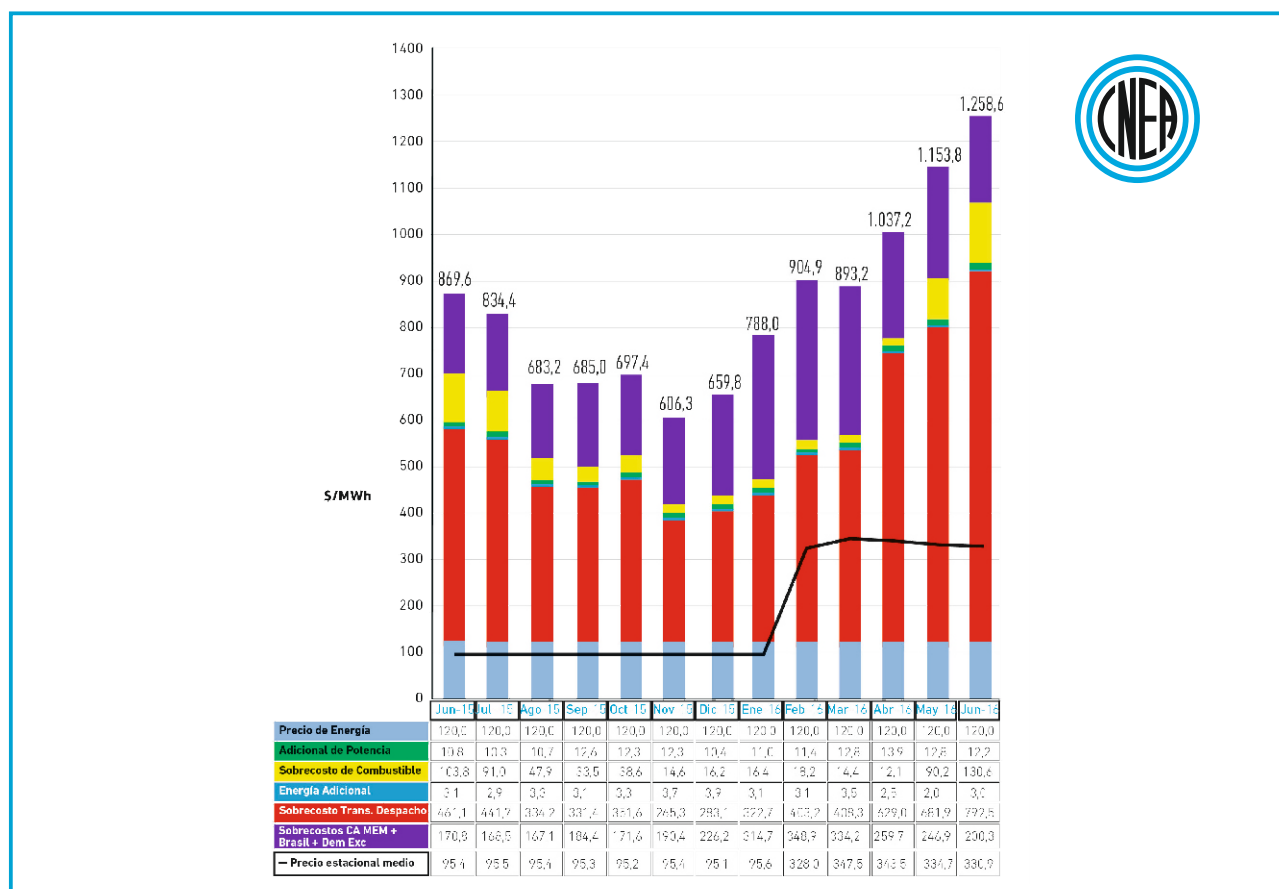
	Más de 10 y menos de 20% \$/MW	Más de 20% \$/MW
Pico	251,39	201,39
Resto	247,09	197,09
Valle	242,26	192,26

Por otra parte a los usuarios residenciales (menos de 10 kW) a los que se les haya otorgado la tarifa social no abonarán los primeros 150 kWh mensuales.

Si superan los 150 kWh abonarán el excedente de la siguiente forma dependiendo si el consumo es inferior respecto del mismo mes del año anterior.

	Menor al año anterior \$/MW	Mayor al año anterior \$/MW
Pico	31,39	321,39
Resto	27,26	317,09
Valle	22,26	312,26

En el siguiente gráfico se muestra como fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico y el valor medio del precio estacional durante los últimos 13 meses.



Composición del precio monómico primer semestre año 2016.

Si bien el precio de la energía tiene un mecanismo de precio marginal para su calculo, éste ha alcanzado el valor máximo establecido por la Resolución 61/92, por lo que se mantiene constante en 120 \$/MWh desde hace varios años y lo que excede a este valor se incluye en otros ítems.

Demanda Eléctrica Regional

En esta sección se presentan, en función de la información presentada en boletines anteriores, datos relevantes de la demanda regional de los Informes Eléctricos de la Secretaría de Energía, población del Censo 2010 y líneas de transmisión de ADEERA y CAMMESA.

A continuación se analizan las diferentes regiones eléctricas provincia por provincia.

Región Centro

La región Centro está integrada por las provincias de Córdoba y San Luis; las cuales, según el Censo 2010, poseen aproximadamente 3.736.000 habitantes (9,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 2.242.069 km² (8,7% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2013 se consumieron 8.896.308 MWh, lo que representa un 8,3% del total del país.

Potencia Instalada Centro

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NU) y centrales hidráulicas (HID). La ubicación de las centrales puede encontrarse en mapas, en ediciones anteriores a este boletín.

La potencia instalada unificada al SADI en la región Centro es de 2.911,5 MW, la cual se muestra detallada por tipo de tecnología a continuación.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	200,2
TG	GN	GO	510,5
CC	GN	GO	534,0
DI	GO	-	100,8
NUC	Uranio Natural	-	648,0
HID	-	-	918,0
Total			2.911,5

Fuente: Informe Mensual de junio del 2016. CAMMESA

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EPEC	165.321	13.865	5.456	4.946
EDESAL S.A.	76.148	4.004	7.485	680

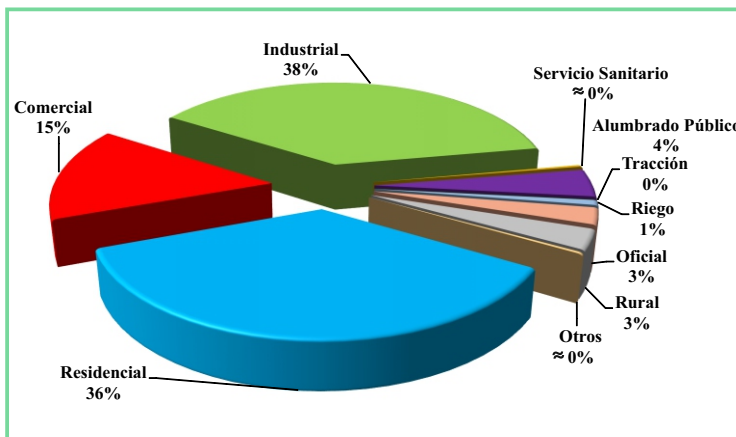
Fuente: Informe Estadístico Anual 2014, ADEERA.

Consumo Eléctrico por Provincias

Córdoba

El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 7.515.659 MWh, que corresponde a un 84,5% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Córdoba según los sectores de consumo.

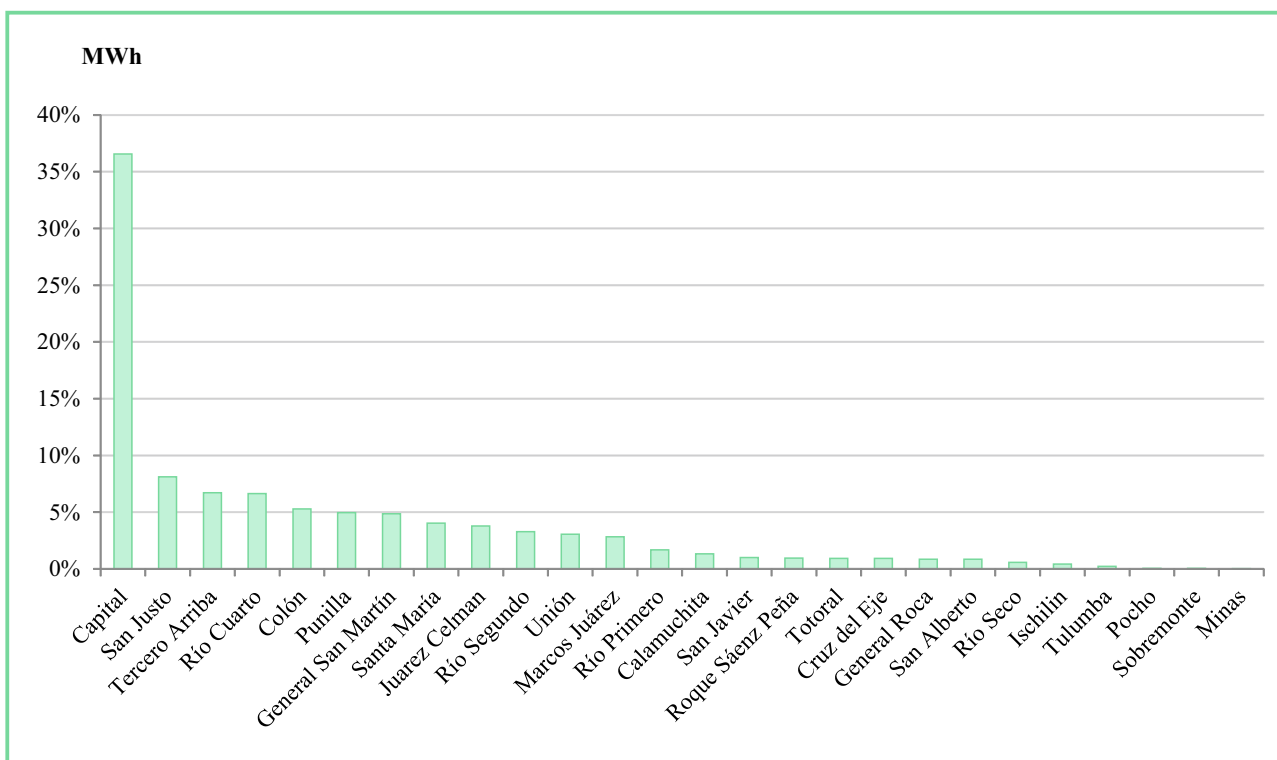
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	2.714.547
Comercial	1.099.913
Industrial	2.861.298
Servicios Sanitarios	21.520
Alumbrado Público	320.935
Tracción	0
Riego	56.253
Oficial	191.606
Rural	230.319
Otros	19.268
Total	7.515.659



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Córdoba.
Año 2013**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Córdoba desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica por partidos de Córdoba. Año 2013.

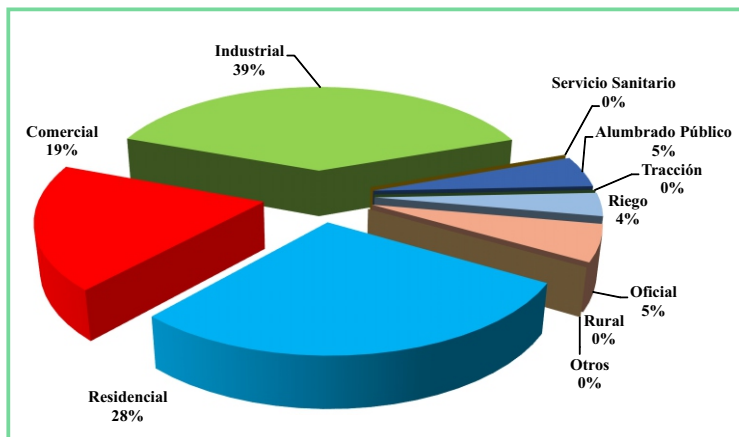
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

El mayor consumo eléctrico de Córdoba corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 36,6%, le sigue el departamento de San Justo con el 8,1%, el departamento Tercero Arriba con el 6,7%, Río Cuarto con el 6,6%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 5,3% de la electricidad generada.

San Luis

El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 1.380.650 MWh, que corresponde a un 15,5% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Luis según los sectores de consumo.

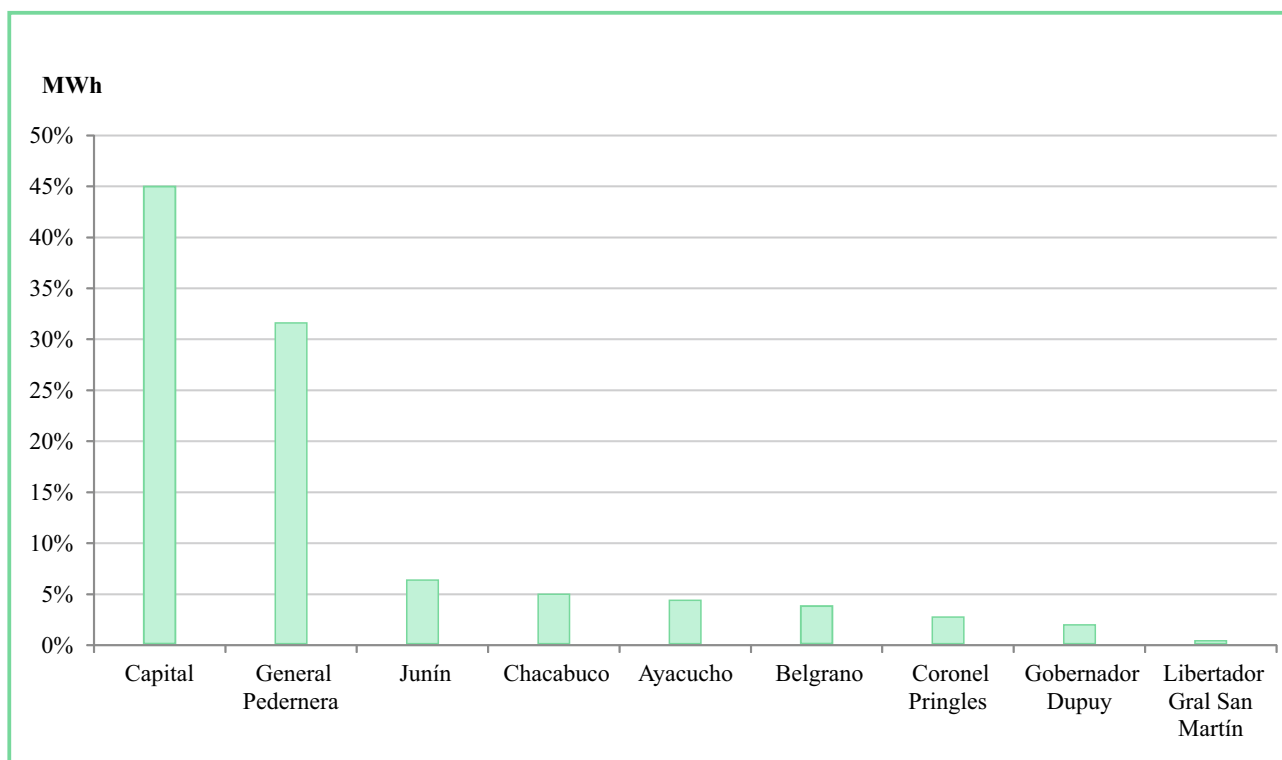
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	391.949
Comercial	261.943
Industrial	535.999
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	65.876
Tracción	0
Riego	48.737
Oficial	76.146
Rural	0
Otros	0
Total	1.380.650



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de San Luis.
Año 2013**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de San Luis desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica por partidos de San Luis. Año 2013.

Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

El mayor consumo eléctrico de San Luis corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 44,8%, le sigue el departamento de General Pedernera con el 31,5%, Junín con el 6,2%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 4,8% de la electricidad generada.

Región Cuyo

La región de Cuyo está integrada por las provincias de Mendoza y San Juan; en las cuales, según el Censo 2010, residen aproximadamente 2.422.037 habitantes (6,2% de la población total de Argentina), distribuidos en 2.238.478 km² (8,6% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2013 se consumieron 7.208.577 MWh, representando un 6,6% del total del país.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor (TV), turbinas de gas (TG), ciclos combinados (CC), instalaciones fotovoltaicas (FV) y centrales hidráulicas (HI). La ubicación de las centrales puede encontrarse en mapas, en ediciones anteriores a este boletín.

La potencia instalada unificada al SADI en la región Cuyo es de 1.664,4 MW, la cual se muestra detallada por tipo de tecnología a continuación.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	120,0
TG	GN	GO	89,6
CC	GN	GO	374,2
HI		-	1.072,4
FV		-	8,2
Total			1.664,4

Fuente: Informe Mensual de Junio del 2016. CAMMESA

Transporte del Polo Energético de la Región y Distribución

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EDEMSA	109.908	7.526	4.697	940
EDESTESA	36.668	949	3.337	345
ESJ SA ⁽¹⁾	85.226	4.465	4.169	53

(1) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2011.

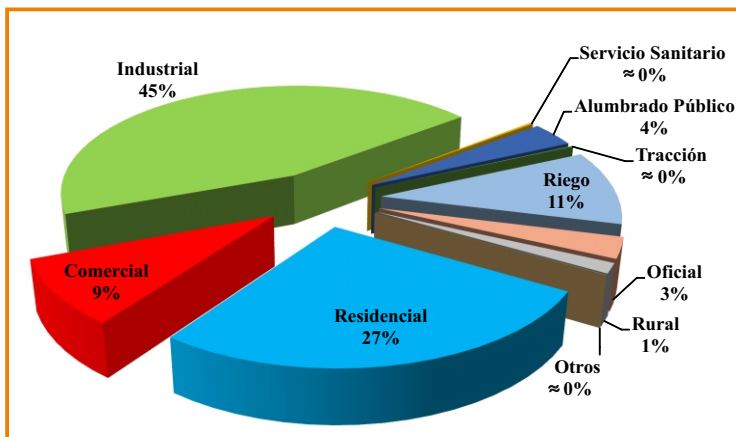
Fuente: Informe Estadístico Anual 2014, ADEERA.

Consumo Eléctrico por Provincias

Mendoza

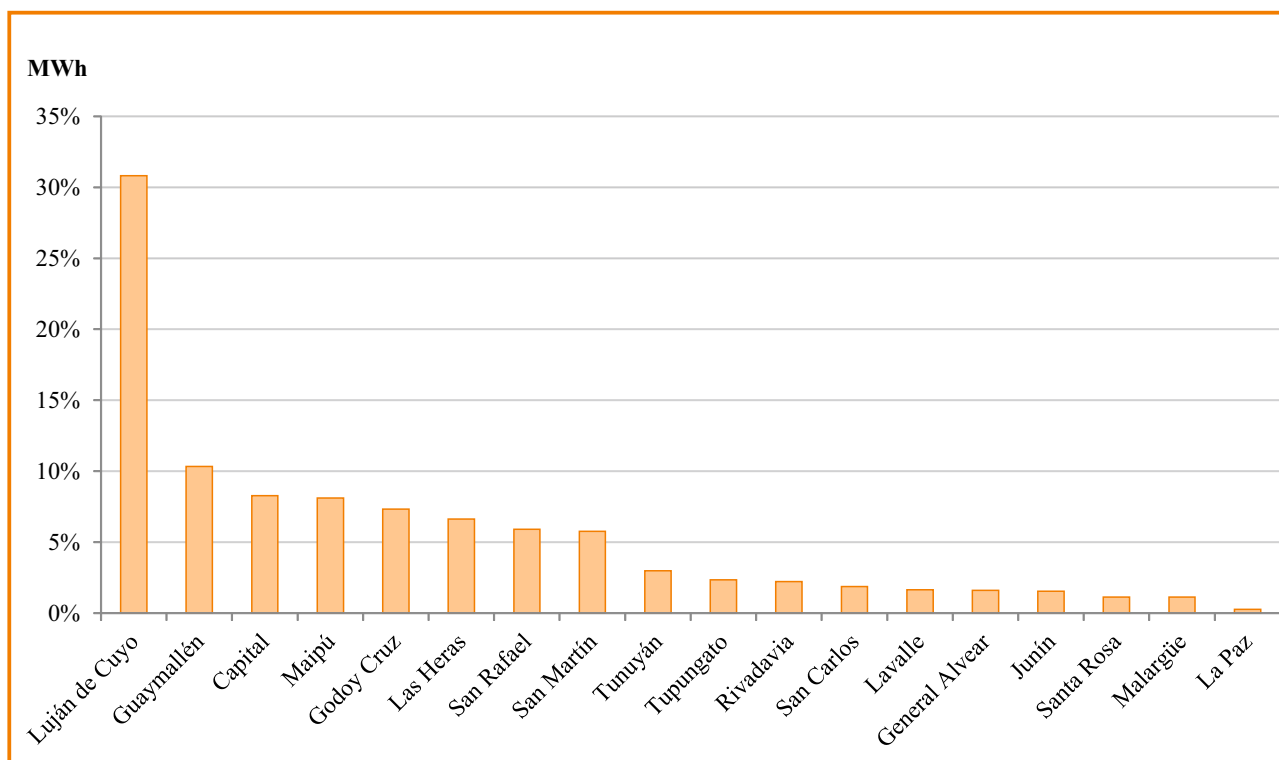
El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 5.337.354 MWh, que corresponde a un 74,5% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Mendoza según los sectores de consumo.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	1.423.914
Comercial	493.406
Industrial	2.407.625
Servicios Sanitarios	13.395
Alumbrado Público	190.263
Tracción	5.957
Riego	567.691
Oficial	158.234
Rural	75.937
Otros	932
Total	5.337.354



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Mendoza.
Año 2013
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Mendoza desagregado por departamentos.



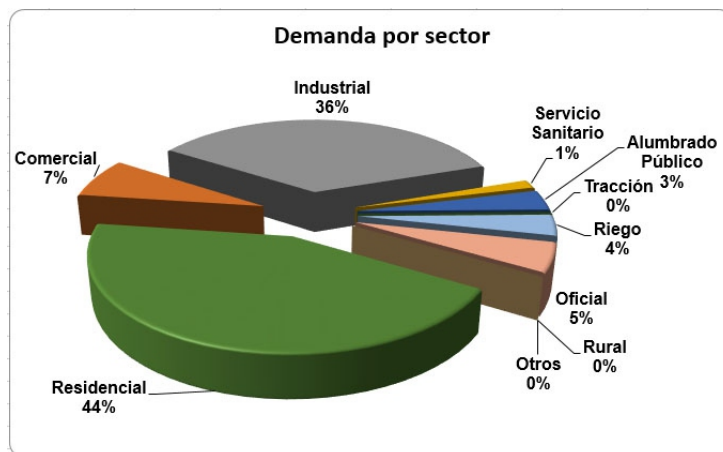
Demanda eléctrica por partidos de Mendoza. Año 2013.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

El mayor consumo eléctrico de Mendoza corresponde a lo demandado por el departamento de Luján de Cuyo con un 30,8%, le sigue el departamento de Guaymallén con el 10,4%, el departamento Capital con el 8,3%, Maipú con el 8,1%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 7,3% de la electricidad generada.

San Juan

El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 1.871.222 MWh, que corresponde a un 26,0% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Juan según los sectores de consumo.

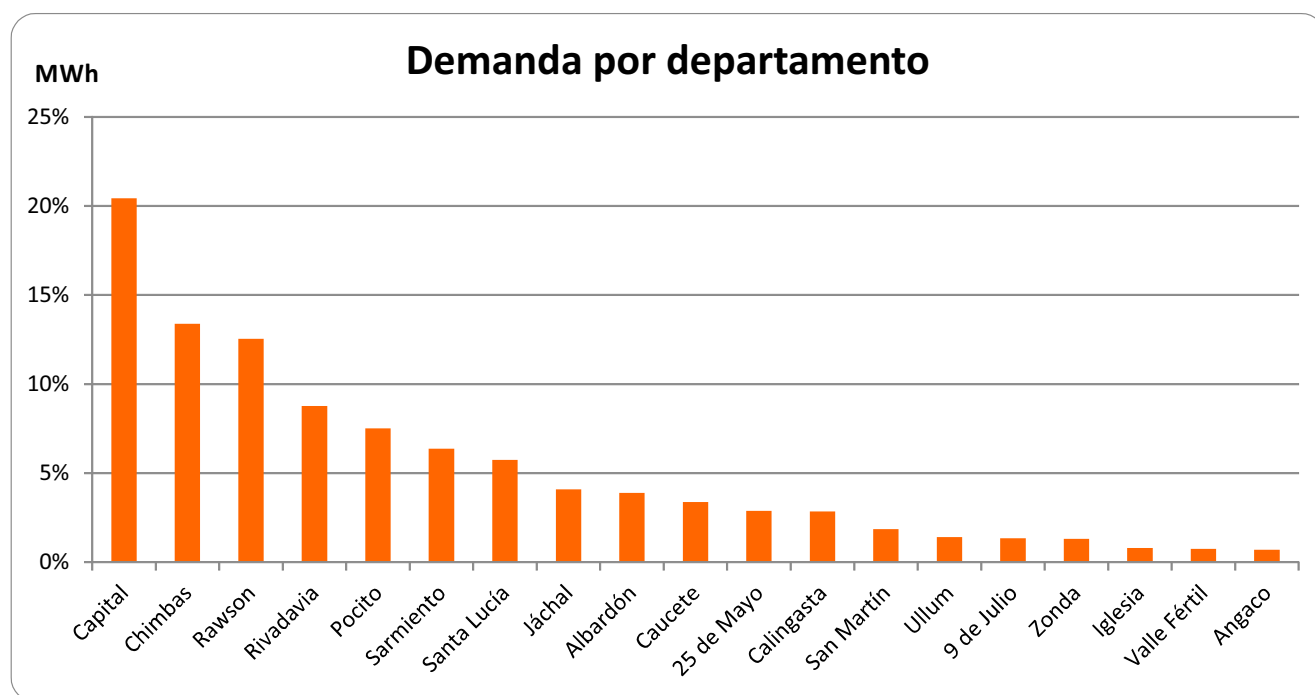
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	819.225
Comercial	131.079
Industrial	666.289
Servicios Sanitarios	27.478
Alumbrado Público	66.154
Tracción	0
Riego	67.495
Oficial	93.502
Rural	0
Otros	0
Total	1.871.222



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de San Juan.
Año 2013

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de San Juan desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica por partidos de San Juan. Año 2013.

Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

El mayor consumo eléctrico de San Juan corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 20,4%, le sigue el departamento Chimbas con el 13,4%, el departamento Rawson con el 12,6%, Rivadavia con el 7,5%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,7% y 6,4% de la electricidad generada.

Región Comahue

La región del Comahue está integrada por las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro; en las cuales, según el Censo 2010, residen aproximadamente 1.500.700 habitantes (3,8% de la población total de Argentina) distribuidos en 440.531 km² (15,8% del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2013 en dicha región se consumieron 4.337.046 MWh, lo que representa un 4,0% del total del país.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI) y centrales hidráulicas (HI). La ubicación de las centrales puede encontrarse en mapas, en ediciones anteriores a este boletín.

La potencia instalada unificada al SADI en la región Comahue es de 6.250,2 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por tecnología.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	208,9
CC	GN	GO	1.281,5
DI	GO	-	68,3
HI		-	4.691,5
Total			6.250,2

Fuente: Informe Mensual de junio del 2016. CAMMESA

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EPEN	93.683	1.612	3.821	554
APELP	85.231	82	2.288	907
EDERSA	203.000	4.320	4.595	942
CALF ⁽¹⁾	128	1.241	278	-

(1) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2011.

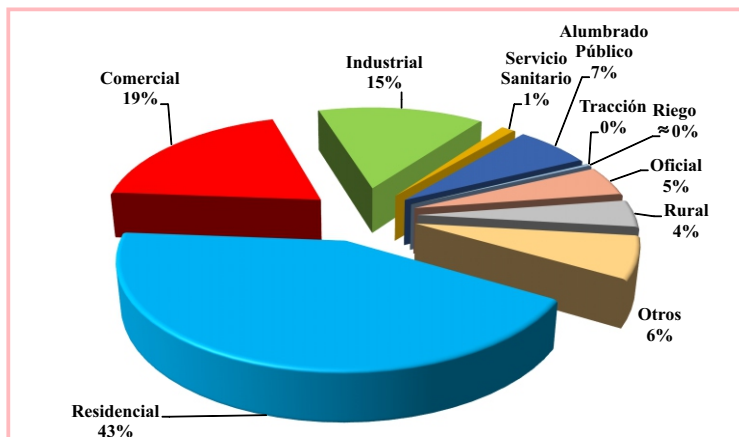
Fuente: Informe Estadístico Anual 2014, ADEERA.

Consumo Eléctrico por Provincias

La Pampa

El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 660.581 MWh, que corresponde a un 15,2% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Mendoza según los sectores de consumo.

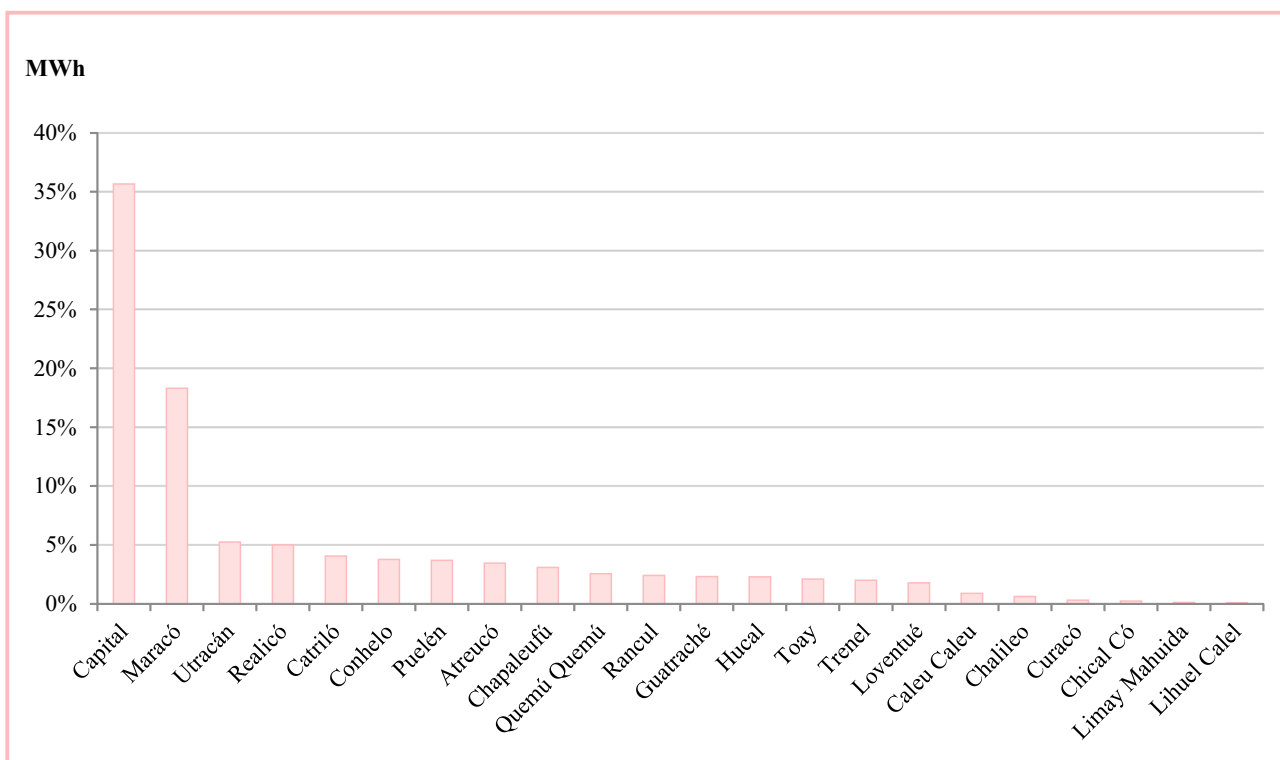
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	283.252
Comercial	126.378
Industrial	96.704
Servicios Sanitarios	7.780
Alumbrado Público	43.320
Tracción	0
Riego	1.940
Oficial	30.563
Rural	27.664
Otros	42.980
Total	660.581



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de La Pampa. Año 2013

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de La Pampa desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica por partidos de La Pampa. Año 2013.

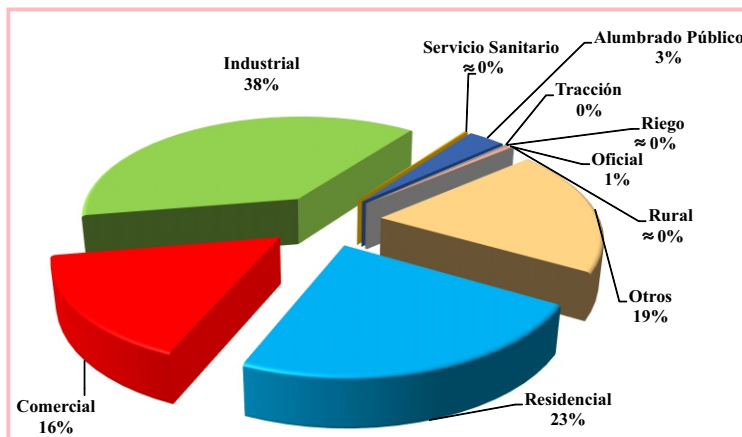
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

La mayor parte del consumo eléctrico de La Pampa corresponde a Capital con un 35,7%, le siguen Maracó con el 18,3%, Utracán con el 5,2% y luego los otros departamentos presentados que consumen entre un 0,09% y un 5,0%.

Neuquén

El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 1.964.362 MWh, que corresponde a un 45,3% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Neuquén según los sectores de consumo.

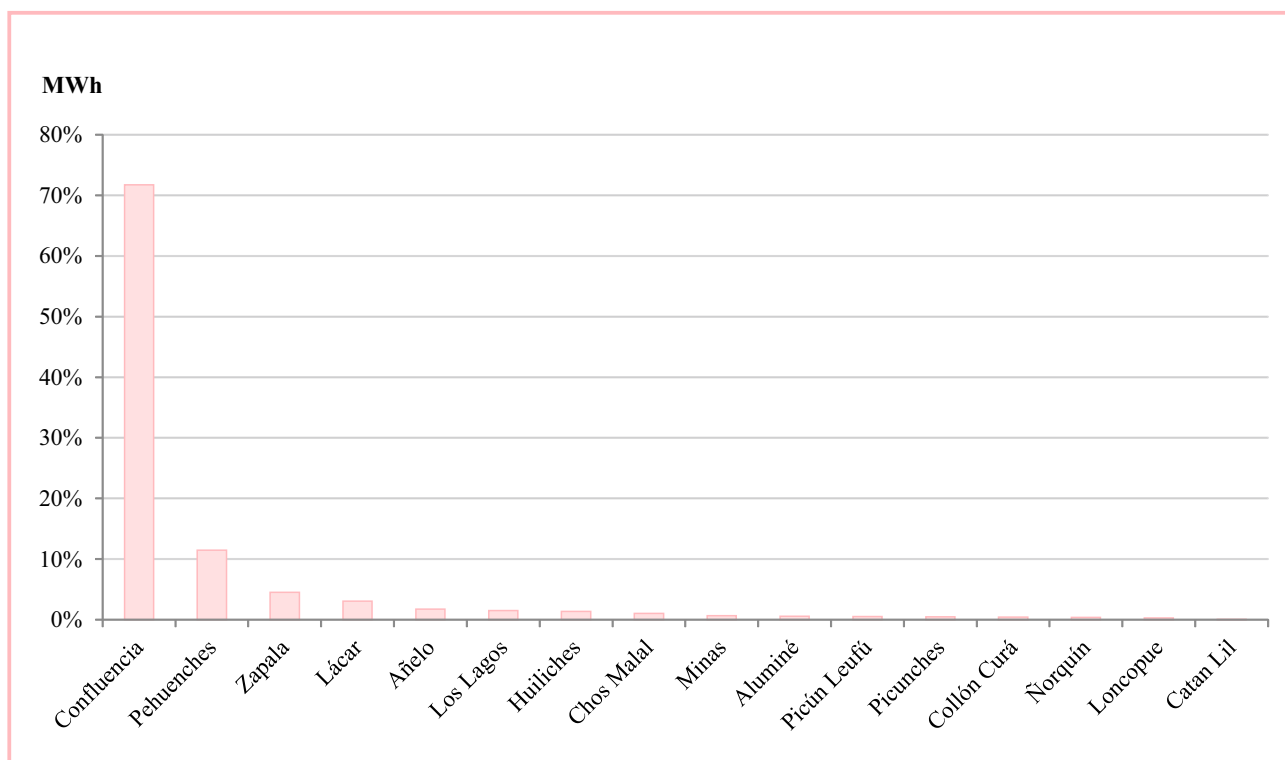
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	452.878
Comercial	313.535
Industrial	738.589
Servicios Sanitarios	4.011
Alumbrado Público	61.178
Tracción	0
Riego	2.862
Oficial	9.344
Rural	13
Otros	381.952
Total	1.964.362



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Neuquén.
Año 2013**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Neuquén desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica por partidos de Neuquén. Año 2013.

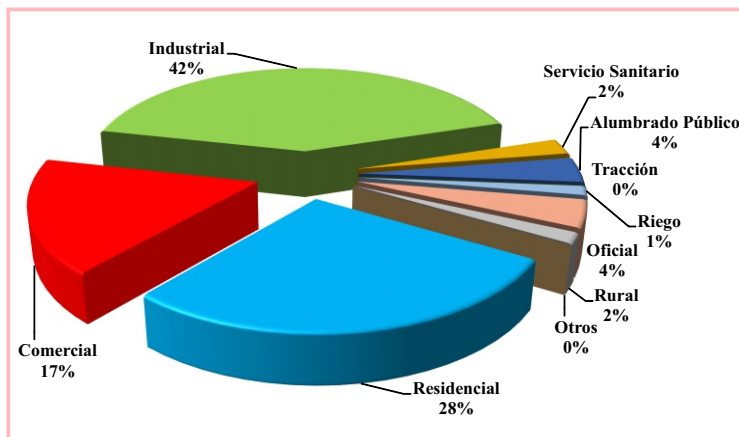
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

La mayor parte del consumo eléctrico de Neuquén corresponde a Confluencia con un 71,7%, le siguen Pehuenches con un 11,5%, Zapala con un 4,5% y luego los otros departamentos presentados que consumen entre un 0,08% y un 3,1%.

Río Negro

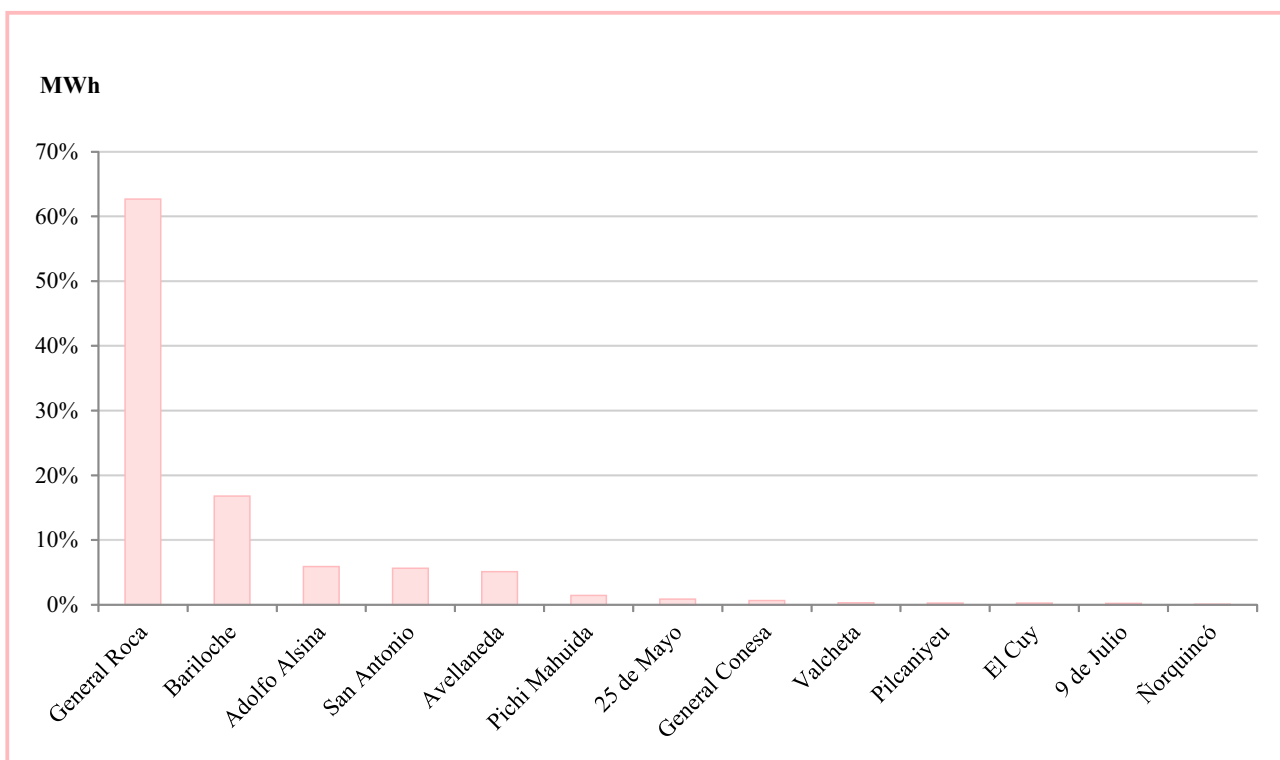
El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 1.712.100 MWh, que corresponde a un 39,5% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Río Negro según los sectores de consumo.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	480.231
Comercial	293.389
Industrial	711.416
Servicios Sanitarios	41.216
Alumbrado Público	65.168
Tracción	0
Riego	23.364
Oficial	70.224
Rural	27.092
Otros	0
Total	1.712.100



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Río Negro. Año 2013
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Río Negro desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica por partidos de Río Negro. Año 2013.
 Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

La mayor parte del consumo eléctrico de Río Negro corresponde a General Roca con un 64,7%; seguido por Bariloche con un 16,8%, y luego los otros departamentos presentados que consumen entre un 0,06% y un 5,9%.

Región Patagonia

La región Patagonia está integrada por las provincias de Chubut y Santa Cruz, en las cuales, según el Censo 2010, residen 779.192 habitantes (2,0% de la población total de Argentina), distribuidos en 468.629 km² (16,8% del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2013, se consumieron 4.513.632MWh, un 4,1% del total del país.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), ciclos combinados (CC), instalaciones eólicas (EO) y centrales hidráulicas (HI). La ubicación de las centrales puede encontrarse en mapas, en ediciones anteriores a este boletín.

La potencia instalada unificada al SADI en la región Patagonia es de 1.038,6 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por tecnología.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	195,0
CC	GN	GO	188,1
EO		-	136,7
HI		-	518,8
Total			1.038,6

Fuente: Informe Mensual de Junio del 2016. CAMMESA

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
DGSPCH	109.908	7.074	7.402	893
SPSE	244.000	835	790	701

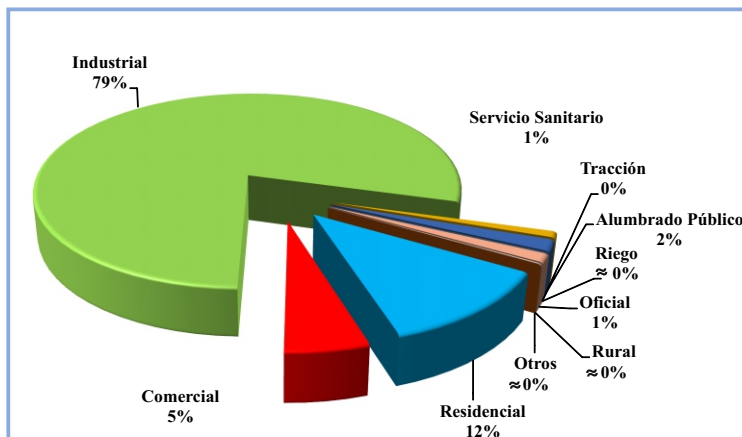
Fuente: Informe Estadístico Anual 2014, ADEERA.

Consumo Eléctrico por Provincias

Chubut

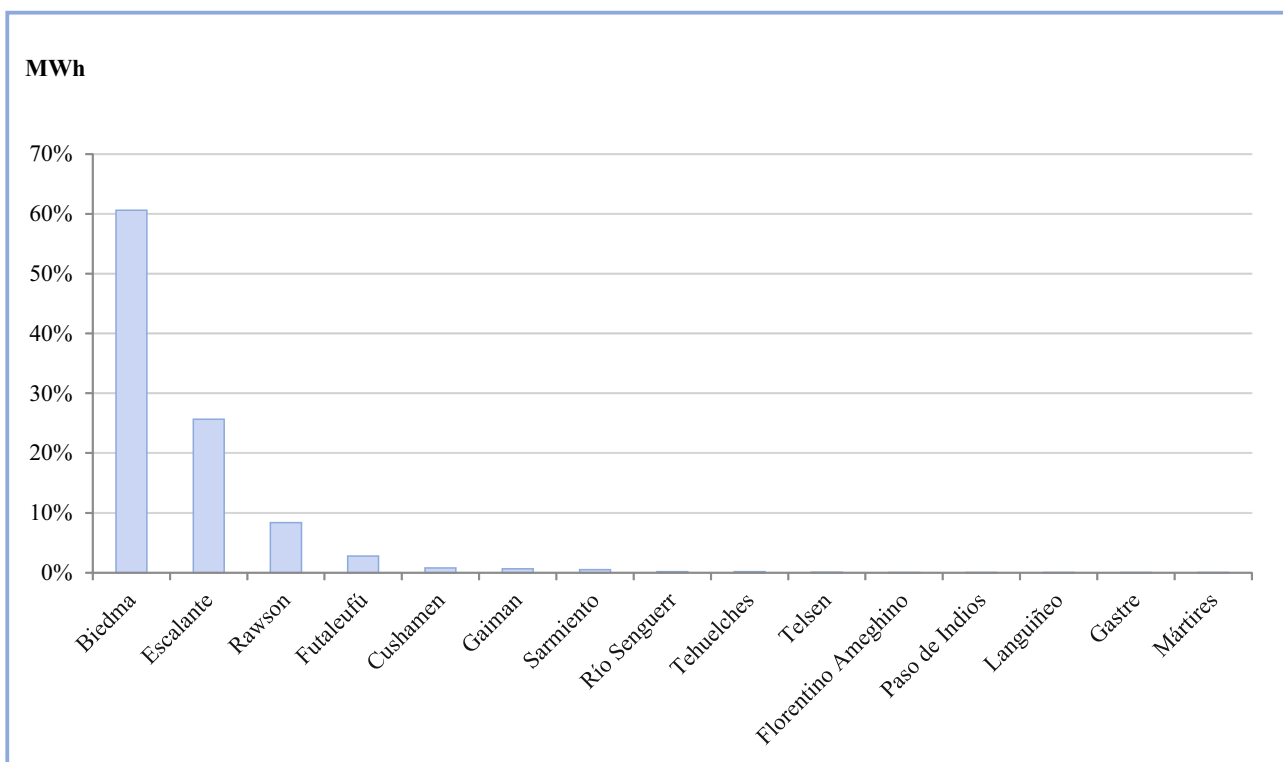
El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 3.667.918 MWh, que corresponde a un 81,3% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Chubut según los sectores de consumo.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	432.934
Comercial	190.017
Industrial	2.897.932
Servicios Sanitarios	33.300
Alumbrado Público	61.977
Tracción	0
Riego	485
Oficial	45.576
Rural	4.412
Otros	1.285
Total	3.667.918



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chubut.
Año 2013**
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Chubut desagregado por departamentos.



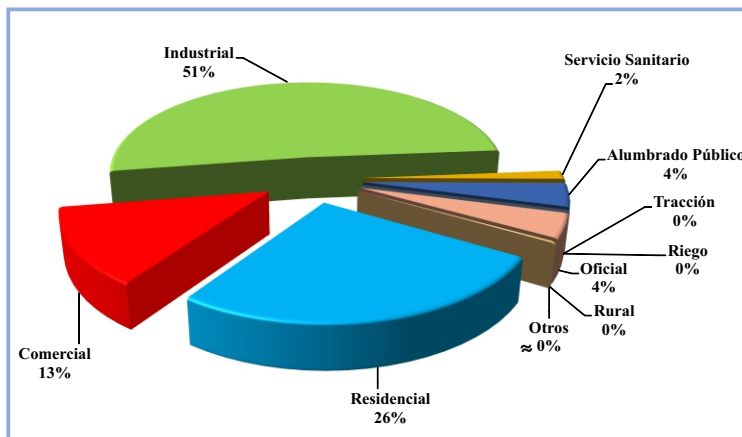
Demanda eléctrica por partidos de Chubut. Año 2013.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

La mayor parte del consumo eléctrico de Chubut corresponde a Biedma con un 60,6%; seguido por Escalante con un 25,6%; Rawson con un 8,4% y luego los otros departamentos mostrados que consumen entre un 0,02% y un 2,8%.

Santa Cruz

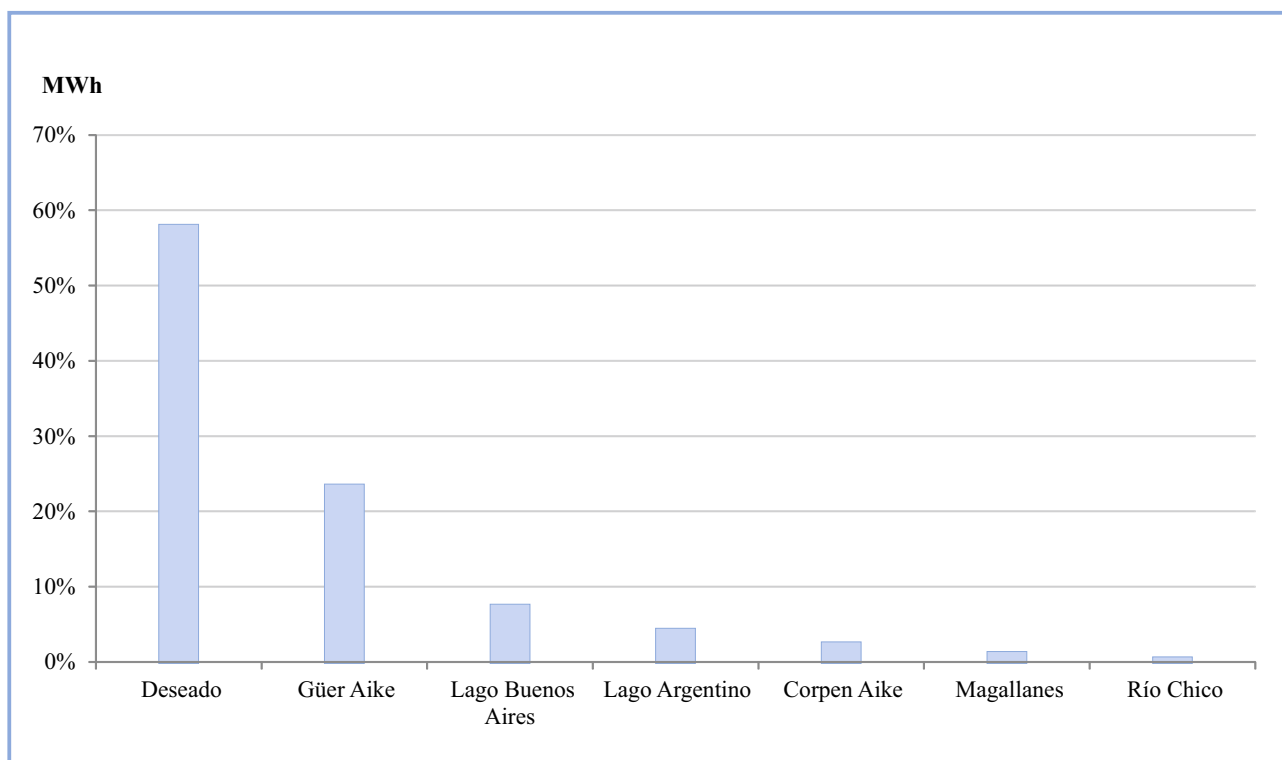
El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 845.715 MWh, que corresponde a un 18,7% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Cruz según los sectores de consumo.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	223.112
Comercial	108.385
Industrial	432.812
Servicios Sanitarios	12.050
Alumbrado Público	33.486
Tracción	0
Riego	0
Oficial	34.039
Rural	0
Otros	1.831
Total	845.715



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santa Cruz.
Año 2013**
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Santa Cruz desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica por partidos de Santa Cruz. Año 2013.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

La mayor parte del consumo eléctrico de Santa Cruz corresponde a Deseado con un 58,3%; seguido por Güer Aike con un 23,8%, y luego los otros departamentos presentados que consumen entre un 0,9% y 7,9% de la electricidad generada.

Tierra del Fuego

La provincia de Tierra del Fuego tiene una superficie de 21.571 km² (0,6% del país), donde residen 101.079 habitantes (0,3% de la población total de Argentina).

En cuanto al servicio eléctrico, durante el año 2013 el consumo fue un 0,4% del total del país y, a pesar de que se efectuó la licitación recientemente, esta provincia aún no se encuentra interconectada al SADI.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la provincia son: turbinas de gas (TG) y motores diesel (DI).

La potencia instalada es de 153,8 MW. La ubicación de las centrales puede encontrarse en mapas, en ediciones anteriores a este boletín. A continuación se detalla la potencia instalada por tecnología.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	131,0
DI	GO	-	22,8
Total			153,8

Fuente: Informe Mensual de Junio del 2016. CAMMESA

Transporte del Polo Energético de la Región

Se alimenta desde la central termoeléctrica, con redes de media y baja tensión en 33 kV, a dos centros de distribución, desde los cuales, previo rebaje 33/13,2 kV, se alimenta la red de 13,2 kV existente.

Distribución

La distribuidora que atiende en la región es la presentada en la siguiente tabla.

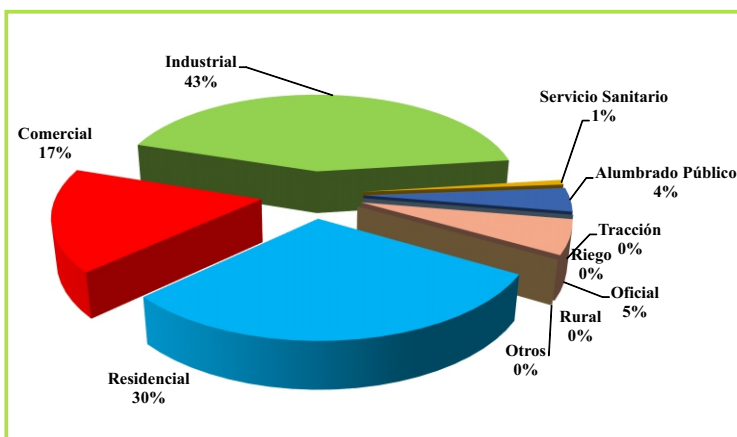
EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
DPE Ushuaia	43	289	129	0

Fuente: Informe Estadístico Anual 2014, ADEERA.

Consumo Eléctrico

El consumo de la provincia en el año 2013 fue de 454.127 MWh, que corresponde a un 0,4% del consumo del país. En el siguiente gráfico se presenta su demanda eléctrica según los sectores de consumo.

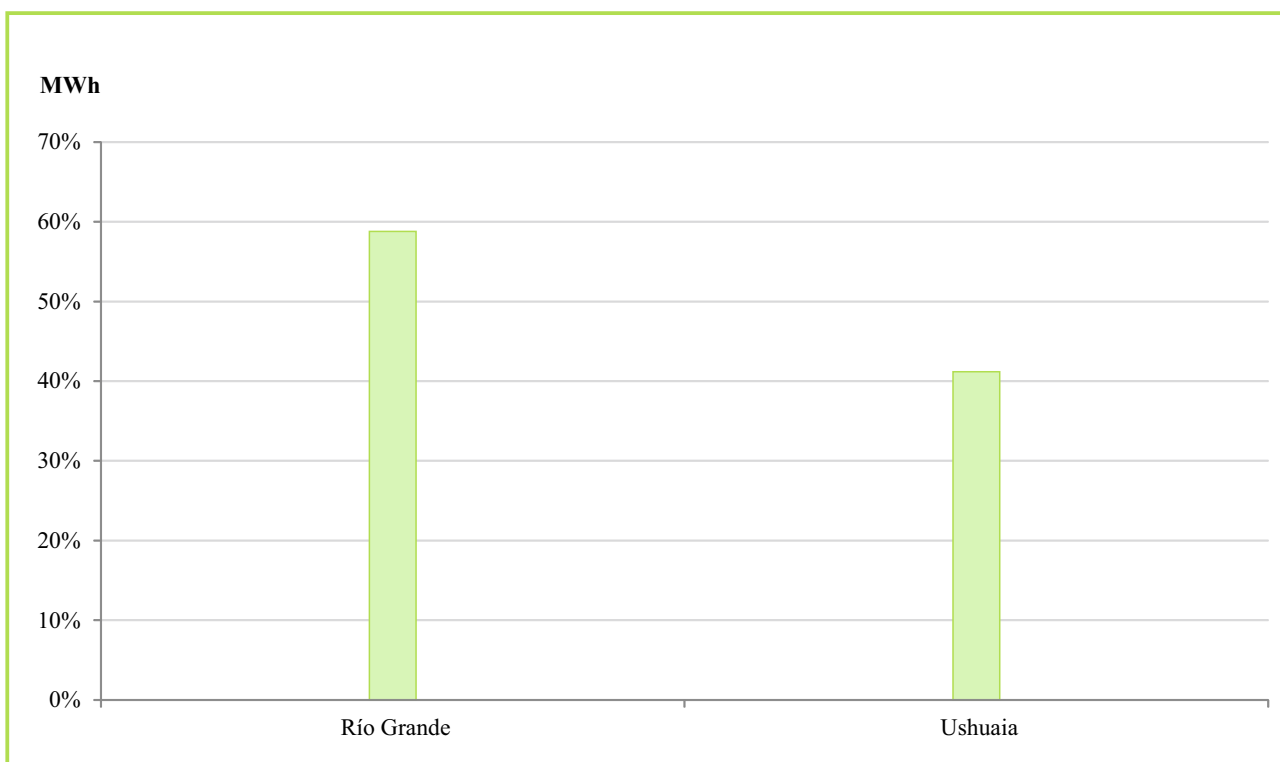
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	135.241
Comercial	77.246
Industrial	194.477
Servicios Sanitarios	3.676
Alumbrado Público	17.842
Tracción	0
Riego	0
Oficial	25.645
Rural	0
Otros	0
Total	454.127



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de tierra del Fuego.
Año 2013**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Tierra del Fuego desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica por partidos de Tierra del Fuego. Año 2013.

Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2013, elaborado por Secretaría de Energía.

El consumo eléctrico de Tierra del Fuego corresponde al departamento de Río Grande con un 58,8% y al departamento de Ushuaia con un 41,2%.

Noticias



Comenzó la histórica importación de gas desde Chile

Lo confirmó el ministro de Energía del país trasandino. Será destinado a reemplazar parte del gasoil utilizado para alimentar las centrales térmicas. Costaría el doble de lo que sale importar desde

Chile comenzó el martes 17 de mayo a enviar gas natural hacia Argentina, según confirmaron, desde el país vecino, el ministro de Energía y la empresa encargada de realizar la operación.

Este intercambio con Argentina "implica un compromiso basado en la voluntad de proyectar un desarrollo regional equilibrado", dijo el ministro de Energía chileno Máximo Pacheco en conferencia de prensa.

Entre mayo y agosto transitarán por el Gasoducto NorAndino 85 millones de metros cúbicos de gas natural a Argentina para alimentar plantas generadoras de energía durante el invierno austral.

Los envíos se realizarán por los mismos gasoductos por los que a partir de la década de los 90' Argentina comenzó a exportar gas a Chile, que llegó a recibir casi 22 millones de metros cúbicos por día antes de afrontar la paulatina disminución del suministro hasta que la llave se cerró definitivamente en 2006.

El gas que dicho martes empezó a transitar por el gasoducto de 800 kilómetros entre Antofagasta, el norte de Chile, y la localidad de Pichanal, en la provincia argentina de Salta, es de origen noruego y fue transportado desde el sur de Francia, como gas natural licuado, en barco hasta la planta de regasificación de Mejillones, en la costa pacífica del norte de Chile.

Para los envíos a Argentina también se usará el Gasoducto GasAndes, que une la localidad argentina de Mendoza y la comuna de San Bernardo, en Santiago.

Chile exportará el gas natural desde dos plantas regasificadoras de Gas Natural Licuado (GNL) levantadas en Mejillones (norte) y en la bahía de Quinteros, en la costa central del país, y que le permiten al país tener plena autonomía en el suministro al adquirir el hidrocarburo en los mercados internacionales.

Argentina debió recurrir al gas chileno al ser insuficientes los envíos desde Bolivia y pagará por él más del doble de lo que lo hace por el boliviano.

Aunque tanto el ministro como los representantes de la empresa se negaron a dar precios, la prensa local asegura que el gas que recibirá Argentina desde Chile tendrá un costo de siete dólares la unidad de medida (millón de BTU) frente a los tres que cuesta el boliviano y los 10 que vale el diésel.

Aunque esta operación es puntual, Devillers espera que Argentina siga recibiendo gas a través de los gasoductos chilenos por "la simple razón de que tiene un déficit energético importante" derivado de la falta de inversiones de "los últimos 15 años".

Fuente: AFP

British Petroleum pronostica un incremento de la producción nuclear

British Petroleum (BP) ha publicado un nuevo informe de prospectiva hasta el año 2035 titulado BP Energy Outlook 2016 Edition.

El informe de BP indica, en su caso base, que en los próximos 20 años la población mundial va a crecer hasta los 8.800 millones de personas y la demanda de energía primaria se va a incrementar en un 34% (con aumentos anuales del 1,4% y el 95% del mismo en países no pertenecientes a la OCDE). El 60% de este incremento lo van a proporcionar los combustibles fósiles, representando casi el 80% del abastecimiento en 2035. Los combustibles no fósiles pasarán del 14% actual a casi el 21% en 2035, especialmente por el crecimiento anual del 6,6% de las energías renovables.

El informe prevé un incremento de la producción de energía nuclear del 1,9% anual, con un crecimiento acumulado del 50%, representando el 5% de la energía primaria consumida en el mundo en el año 2035. En China, el incremento será del 11,9% anual, consiguiendo doblar en 2020 y multiplicar por nueve en 2035 su producción eléctrica de origen nuclear, que supondrá el 31% del total mundial en ese año.

Según este informe, se espera que el parque nuclear japonés se reanude en los próximos cinco años, alcanzando un nivel de producción en 2020 equivalente al 60% del que tenía en 2010 antes del accidente de Fukushima. En Rusia, el consumo de electricidad de origen nuclear crecerá un 26% hasta 2035 y, en ese mismo periodo, se producirá un aumento del 113% en la producción nuclear de Brasil, convirtiéndose en un exportador neto de energía en 2020. Sin embargo, en la Unión Europea y en Norteamérica, el informe de BP indica que la producción nuclear disminuirá un 29% y un 13% respectivamente en el horizonte del año 2035, debido a la clausura de algunas centrales, a problemas financieros y, especialmente, a los retos políticos que se van a plantear.

Fuente: Foronuclear

YPF invertirá U\$S 200 millones en la construcción de un parque eólico

El emprendimiento será desarrollado por YPF Energía Eléctrica SA, una sociedad controlada en un 95% por la petrolera argentina, y contempla la instalación de 30 aerogeneradores.

La petrolera YPF construirá un parque eólico de 100 MW en el yacimiento Mantiales Bher, en la provincia de Chubut, que demandará una inversión de 200 millones de dólares.

La nueva fuente de generación le permitirá a la petrolera abastecerse de energía para sus operaciones en el Golfo de San Jorge y sumar potencia al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El emprendimiento será desarrollado por YPF Energía Eléctrica SA, una sociedad controlada en un 95% por la petrolera argentina, cuyo desarrollo contempla la instalación de 30 aerogeneradores con una potencia instalada de 100 MW.

La concreción del parque eólico será la primera experiencia de la petrolera de mayoría accionaria estatal en el desarrollo de energías renovables y permitirá abastecer sus operaciones petroleras en el marco de la Ley de Energías Renovables que fomenta para fines de 2017 que el 8% de la energía eléctrica consumida provenga de fuentes verdes.

El detalle del proyecto tendrá una vida útil de 20 años y se encuentra ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, dentro del Yacimiento Manantiales Behr, operado por YPF S.A., en el Departamento de Escalante, provincia de Chubut, a unos 40 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

El Parque Eólico Manantiales Behr consiste en la construcción y operación de un parque de aerogeneradores integrado al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), contará con una capacidad nominal a instalar de 100 MW y una superficie aproximada de 20 kilómetros cuadrados.

El proyecto contempla el desarrollo del parque de generación con la instalación de 30 aerogeneradores; el montaje de una Subestación Transformadora (SET); el tendido de una Línea Aérea de Transmisión de 132 kV (alta tensión) para conexión con el SADI, e incluye una salida en 35 kV -media tensión- para conexión con sistema de tensión de distribución interna del yacimiento, además de otras obras circundantes vinculadas a la operatoria.

Entre los objetivos y beneficios socioeconómicos del proyecto se destaca la posibilidad de abastecer de energía renovable a las operaciones petroleras de YPF, lo cual mejorará la confiabilidad y costos, permitirá el ahorro de combustible no consumido y contribuirá al desarrollo de las energías renovables en YPF Energía Eléctrica S.A. y al desarrollo de "know how" para futuros proyectos.

En cuanto a los aerogeneradores, si bien el Estudio de Impacto Ambiental no precisa marca y modelo, sí establece que tendrán una potencia nominal de 3,4 MW, una altura de eje de 79,5 metros y 108 metros de diámetro de barrido en función de que las tres palas de diseño aerodinámico de cada unidad tiene en promedio 45 metros de longitud.

El cronograma de obra prevé el inicio de operaciones en septiembre próximo con la movilización de maquinaria e instalación de obradores. En tanto, en noviembre comenzará la construcción del parque que debería estar concluido en julio de 2017 con el montaje de los aerogeneradores para dar paso en octubre a la etapa de chequeos previos a la puesta en marcha.

Fuente: Télam

Apertura de la primera licitación para el plan de energías renovables

Es la primera ronda del Plan RenovAr, que busca ser una respuesta al desafío global de generar energía con menor impacto ambiental.

El presidente Mauricio Macri participó junto al Jefe de Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, Horacio Rodríguez Larreta, al ministro de Energía, Juan José Aranguren, y al ministro de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Sergio Bergman, del inicio del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación, en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, bajo el programa "RenovAr-Ronda 1", realizado en el Centro de Información y Formación Ambiental (CIFA) de Villa Soldati.

Macri afirmó que a quienes inviertan en el país en el marco de esta convocatoria "nosotros les vamos a demostrar todos los días, con coherencia y con seriedad, que están en lo correcto y que Argentina es un país de mucho futuro para los argentinos y para todos aquellos que nos quieran acompañar".

El llamado a licitación pública tiene por objetivo la incorporación de 1.000 megavatios de potencia que se suman a la oferta energética del país, en un plazo de hasta 24 meses, con una inversión estimada de entre 1.500 y 2.000 millones de dólares. Se estima que la puesta en marcha de estos proyectos, no sólo incrementará la soberanía energética del país, sino que creará entre cinco mil y ocho mil nuevos puestos de trabajo.

RenovAr es un plan que busca transformar la matriz energética argentina para cuidar el ambiente. Esta primera etapa implica duplicar la potencia instalada de energías renovables en Argentina, así como reducir dos millones de toneladas de dióxido de carbono por año y ahorrar 300 millones de dólares por los combustibles que dejaremos de importar al generar esta energía limpia.

El comienzo del proceso anunciado hoy por el Gobierno se da en el marco del Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía, que estableció la Ley N° 27.191.

Actualmente las energías renovables proveen el 1,8% de la demanda eléctrica nacional y el nuevo marco regulatorio para el sector se fija como meta elevar progresivamente la oferta hasta alcanzar un 4,5% en 2019 y un 20%, equivalente a 10 mil megavatios, en 2025.

Fuente: Casa Rosada