

BOLETÍN ENERGÉTICO

31

1er. Semestre 2013
AÑO XVI N° 31



ISSN 1668-1525



Comisión Nacional
de Energía Atómica



Ministerio de
Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios

Dirección de la Publicación: Ing. Norberto Coppari

Coordinación Editorial: Ing. Santiago Jensen

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari
Lic. Cristina Delfino
Ing. Susana Gómez de Soler

Boletín elaborado y emitido por la Subgerencia de Planificación Estratégica, perteneciente a la Gerencia de Planificación, Coordinación y Control, Comisión Nacional de Energía Atómica. Av. Libertador 8250 (C1429BNP) CABA; Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires.
Tel: 6772-7526/7869

Producción Editorial: Ing. Norberto Coppari
Srta. Mariela Iglesia

Comité Revisor: Ing. Amparo Biscarra
Ing. Valeria Cañadas
Ing. Santiago Jensen
Ing. Fernando Zirulnikow

Apoyo Técnico: Sr. Diego Coppari
Sr. Facundo Leuzzi
Sra. Mónica Nicolini

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina Delfino
Lic. Andrés Boselli

Impresión: Subgerencia Planificación Estratégica
CAC - CNEA

Internet: http://www.cnea.gov.ar/boletin_energetico.php

E-mail: sintesis_mem@cnea.gov.ar

Otras publicaciones de CNEA: <http://www.cnea.gov.ar/Publicaciones.php>

ISSN 1668-1525

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



Contenido

Aplicaciones no eléctricas de la energía nuclear. Desalinización de agua de mar y otros usos industriales acoplados al reactor CAREM

Ing. Conti Cecilia, Ing. Santiago Labollita

- **Potencia Instalada**
 - Evolución de la Potencia Instalada
 - Histórico de Incorporación de Tecnologías
- **Generación de Energía Eléctrica**
 - Generación Nucleoeléctrica
- **Picos de Potencia**
 - Incorporaciones Previstas
- **Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- **Evolución de los Precios**
- **Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles**
- **Demanda Eléctrica Regional: COMAHUE, NOA, NEA, PAT y provincia de Tierra del Fuego**
- **Noticias**

Editorial



La puesta en marcha de la Central Nuclear Atucha II se encuentra avanzada para esta fecha, ya que se halla en curso la etapa B en la cual se realizan todas las pruebas a presión y temperatura de trabajo. Estas pruebas incluyen la generación de vapor, la conexión a la red eléctrica y los ensayos de las máquinas de recambio y de enfriamiento durante una parada de emergencia. Estas pruebas deberían finalizarse a principios del año 2014 y a posterioridad comenzará el secado de todos los circuitos que deberán llevar agua pesada, su carga y el comienzo de la etapa de arranque nuclear, esperándose la primera criticidad para mediados de 2014 y su operación a plena potencia seis meses después. Este hecho marca un hito fundamental en la reactivación de la actividad nuclear en Argentina. Se trata de la finalización de la construcción y puesta en marcha de una central iniciada en 1981 que estuvo paralizada por más de 15 años.

El plan nuclear, iniciado en agosto de 2006, toma como base la finalización de la construcción de esta central, para recuperar y fortalecer todas las actividades del ciclo de combustible nuclear, desde la minería del uranio, pasando por el enriquecimiento y la fabricación de elementos combustibles hasta la preparación y entrenamiento para la construcción de nuevas centrales nucleares de potencia y la extensión de vida de las existentes.

El aporte de esta energía es esencial para sostener el crecimiento de un país que tuvo su máximo de consumo energético en un día hábil, 455,7 GWh, el 30 de enero de 2013 y dos días después, el 1 de febrero de 2013, tuvo su pico máximo de potencia con 22169 MW a las 15:35 hs.

El crecimiento sostenido del país debe ser respaldado por la adecuada provisión de energía, debiéndose recurrir para ello a todas las fuentes energéticas posibles. Por eso, la llegada de Atucha II, con su aporte de energía limpia, segura y confiable es una noticia que debe ser destacada.

Al mismo tiempo, en el primer semestre de 2013, se cumple un año de la nacionalización de la empresa YPF. El 3 de mayo de 2012 se aprobó por mayoría (208 votos a favor, 32 en contra y 5 abstenciones) la expropiación del 51% de las acciones de YPF en poder de Repsol. Esta ley se completa, en sus puntos más destacados, con la creación del Consejo Federal de Hidrocarburos y el reparto de las acciones expropiadas en un 51% para el Estado Nacional y un 49% para las provincias productoras.

A partir de ese momento, la petrolera se enfocó en un plan de tres etapas a cumplirse en siete años para poder revertir la caída de producción de hidrocarburos y poder acompañar la demanda del país. Los primeros datos del año 2012 ya muestran un quiebre en la declinación de la producción de hidrocarburos, con tendencia alcista.

Por otro lado, el gran desafío de YPF, en la actualidad, es el desarrollo de los recursos no convencionales en el yacimiento Vaca Muerta. Éste está definido como uno de los más grandes del mundo de su tipo. Durante el año pasado YPF se dedicó a buscar distintos socios para poder realizar el desarrollo de esta tarea, que involucra grandes cantidades de recursos tanto financieros como tecnológicos.

En marzo de 2013, también hubo un cambio notable en el mercado eléctrico que se plasmó en la resolución de la Secretaría de Energía N° 95/2013, realizando una profunda transformación en la remuneración de los agentes generadores.

A partir de esta resolución, la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Sociedad Anónima (CAMMESA) comenzará a actuar como comprador de toda la energía y a distribuirla a los demandantes, se modifican las formas de pago a las generadoras hidráulicas y térmico-fósiles nacionales y se eliminan los contratos de largo plazo. La normativa destaca que, tanto las centrales hidroeléctricas binacionales, como las centrales nucleares, no están dentro de ese régimen porque poseen una forma distinta de contabilizar sus costos y precios respecto de las demás. Esto mismo también se aplica a las energías de origen solar y eólico, aunque no figuren en la normativa.

En resumen, se establecerán prioridades dentro de un segmento del total del parque generador. Estas modificaciones conllevan algunas mejoras en la facturación de las empresas productoras, por lo que fue bien recibida por algunas empresas.

Estas son algunas muestras de la recomposición de un sector indispensable para el desarrollo del país. Una reconfiguración de los actores más importantes que muestra claramente un nuevo direccionamiento para aprovechar tanto las capacidades nacionales, como para una mejor utilización de los recursos.

Aplicaciones de la Energía Nuclear. Desalinización de Agua de Mar y Otros Usos Industriales Acoplados al Reactor Carem

Cecilia Conti, Santiago Labollita

En la actualidad, la energía nuclear abastece a alrededor del 15% del total de la energía eléctrica consumida en el mundo en más de 30 países y representa cerca del 6% de su matriz energética. Esta última constituida en su mayoría por petróleo (37%), carbón (27%) y gas natural (23%), siendo el sector industrial, el transporte, el residencial y el comercial los segmentos del mercado energético con mayor demanda de energía eléctrica y térmica en el mundo.

Gracias al desarrollo tecnológico alcanzado en los últimos tiempos, las centrales nucleares de potencia han logrado adquirir potencial para hacer un aporte importante a algunas actividades industriales y domiciliarias, no sólo como generadoras de energía eléctrica sino también como abastecedoras de vapor de agua como fuente de calor. Estas actividades, que se conocen como *aplicaciones no eléctricas de la energía nuclear*, permiten diversificar ampliamente los campos de aplicación de las centrales nucleares.

De esta manera una central nuclear deja de ser un módulo que sólo genera electricidad y se convierte además en un productor de vapor para suministro a distintos procesos industriales de interés. En estos casos la central trabaja en cogeneración, es decir, produce en simultáneo electricidad y energía térmica útil. Una de las ventajas principales de la cogeneración es el aprovechamiento del vapor de baja temperatura que ya no genera electricidad. Esto se traduce en un aumento del rendimiento energético global de la planta.

Los procesos industriales que requieren vapor son diversos y abarcan un amplio espectro de temperatura. A su vez, dependiendo de las condiciones requeridas de vapor, existen diferentes tipos de reactores nucleares capaces de abastecerlo, entre otros: BWR (*Boiling Water Reactor*), PWR (*Pressurized Water Reactor*), LWGR (*Light Water Graphite Reactor*), AGR (*Advanced Gas Cooled Reactor*), SCWR (*Supercritical Water-Cooled Reactor*), éste último en etapa de diseño.

Dentro de los procesos de alta temperatura, superior a los 200°C, se encuentran la producción de hidrógeno, gasificación de carbón, refinamiento de petróleo y el reformado de gas natural, entre otros. En un rango de menores temperaturas (70-200°C), se ubican la desalinización de agua de mar, la industria química y del papel y la calefacción como servicio domiciliario.

Los esquemas de la página siguiente muestran algunos de los procesos industriales mencionados, junto con la temperatura de vapor requerido y los tipos de centrales nucleares de potencia que son capaces de abastecerlo.

A nivel internacional, el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) promueve el uso de la energía nuclear en aplicaciones no eléctricas y mantiene diversos foros y congresos internacionales apuntados a su fortalecimiento: *Technical Working Group in Nuclear Desalination*, *Coordinated Research Programme on Advanced Methods for Nuclear Desalination*, *Non-electric Applications of Nuclear Power: Seawater Desalination, Hydrogen Production and other Industrial Applications*, *Workshop on Assessment of Non Electric Applications*.

En los últimos años, diversas agencias y proyectos internacionales han mostrado interés en ampliar sus programas de desarrollo en temas relacionados con las aplicaciones no eléctricas acopladas a reactores SMR (*Small and Modular Reactors*, como el reactor CAREM). Tal es el caso de la OECD/NEA (*Organization for Economic Co-operation and Development/Nuclear Energy Agency*), EURATOM (*The European Atomic Energy Community*) y GIF (*Generation IV International Forum*).

El empleo de dichas aplicaciones en cogeneración con la producción de nucleoelectricidad ha generado resultados satisfactorios en varios países del mundo.

Las de mayor avance en materia tecnológica son la desalinización de agua de mar, la producción de hidrógeno, la calefacción domiciliar y el aprovechamiento del calor para procesos industriales.

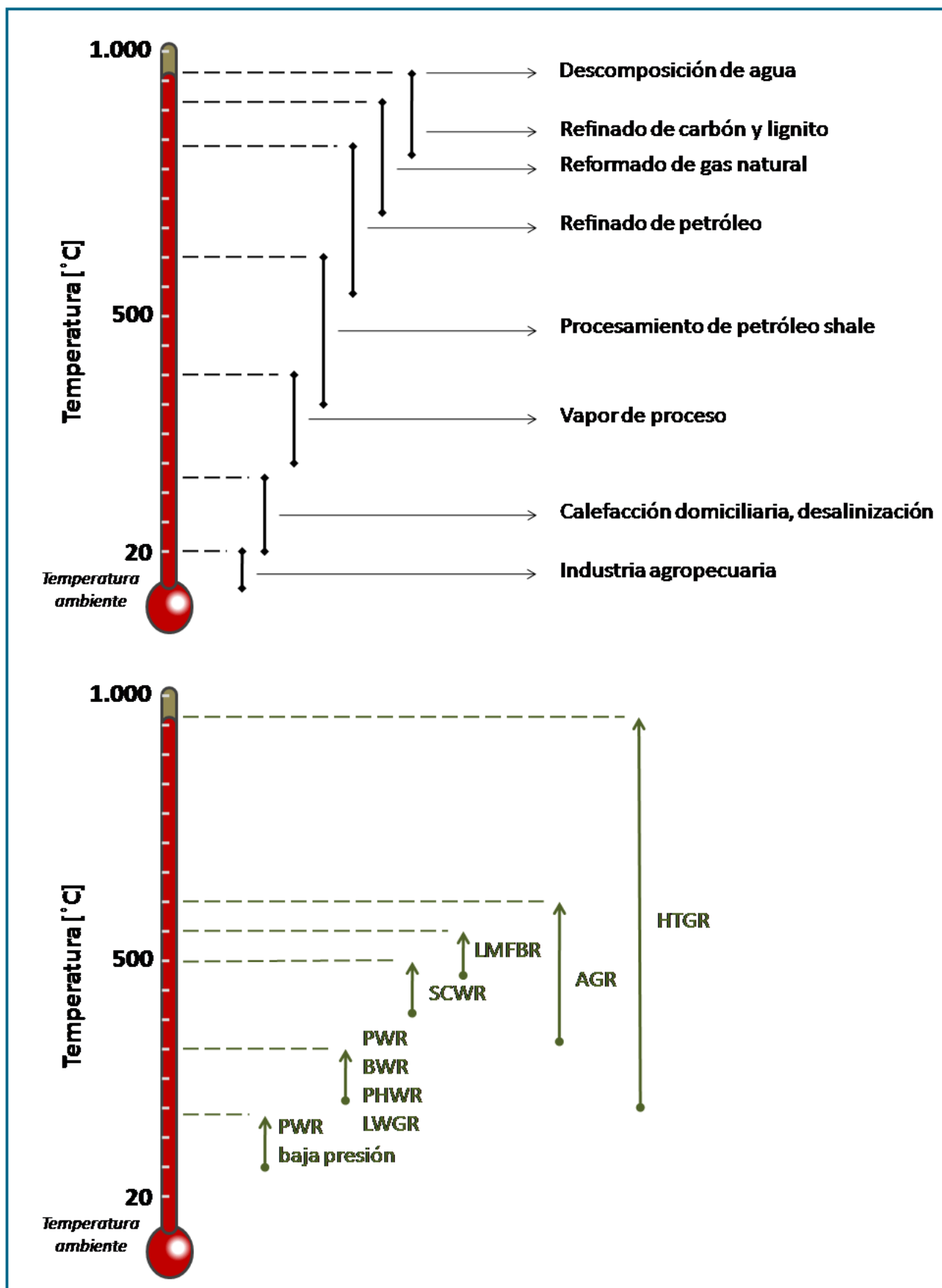


Figura 1. Procesos industriales que requieren vapor y centrales nucleares que pueden abastecerlo⁽¹⁾

A continuación se listan algunos de los países involucrados y las aplicaciones no eléctricas que han adoptado.

País	Reactor									Aplicación No eléctrica (*)
	Nombre	Tipo	Potencia Eléctrica Total [MWe]	Potencia Térmica Total [MWt]	Operador	Proveedor	Año de comienzo de construcción	Año de conexión a la red	Año de comienzo de operación	
Bulgaria	KOZLODUY 5/6	PWR	1.906	6.000	KOZNPP	AEE	1980/82	1987/91	1988/93	DH
República Checa	TEMELIN1	PWR	930	3.000	CEZ	SKODA	1987	2002	2002	DH
Hungría	PAKS-2/3/4	PWR	1.318	4.125	PAKS RT.	AEE	1974/79/79	1984/86/87	1984/86/87	DH
India	MADRAS1/2	PHWR	404	1.602	NPCIL	NPCIL	1971/72	1983/85	1984/86	DS
	RAJASTHAN 1/2/3/4	PHWR	681	2.988	NPCIL	AECL/NPCIL	1965/68/90/2000	1972/80/2000	1973/81/2000	PH
Pakistán	KANUPP	PHWR	125	433	PAEC	CGE	1966	1971	1972	DS
Rumania	CERNAVODA 1	PHWR	655	2.180	SNN	AECL	1982	1996	1996	DH
Federación Rusa	BALAKOVO 1/2/3/4	PWR	3.800	12.000	REA	FAEA	1980/81/82/84	1985/87/88/93	1985/88/89/93	DH, PH
	BELOYARSK Y-3 (BN-600)	FBR	560	1.470	REA	FAEA	1969	1980	1981	DH, PH
	BILIBINO 1/2/3/4	LWGR	44	248	REA	FAEA	1970	1974/74/75/76	1974/75/76/77	DH
	KALININ1/2	PWR	1.900	6.000	REA	FAEA	1977/82	1984/86	1985/87	DH, PH
	KOLA-1/2/3/4	PWR	1.644	5.500	REA	FAEA	1970/73/76/77	1973/74/81/84	1973/75/82/84	DH, PH
	KURSK-1/2/3/4	LWGR	3.700	12.800	REA	FAEA	1972/73/78/81	1976/79/83/85	1977/79/84/86	DH, PH
	LENINGRAD -1/2/3/4	LWGR	3.700	12.800	REA	FAEA	1970/70/73/75	1973/75/79/81	1974/76/80/81	DH, PH
Eslovaquia	BOHUNICE-3/4	PWR	816	2.750	SE,plc	SKODA	1976	1984/85	1985	DH
	BEZNAU - 1/2	PWR	730	2.260	NOK	WH	1965/68	1969/71	1969/71	DH
Suiza	GOESGEN	PWR	970	2.900	KKG	KWU	1973	1979	1979	DH
	KHMELNITS KI-1	PWR	950	300	NNEGC	PAIP	1981	1987	1988	DH
Ucrania	ROVNO -1/2/3	PWR	1.707	5.750	NNEGC	PAIP	1973/73/80	1980/81/86	1981/82/87	DH
	SOUTH UKRAINE 1/2/3	PWR	2.850	9.000	NNEGC	PAIP	1977/79/85	1982/85/89	1983/85/89	DH
	ZAPOROZHE -1/2/3/4/5/6	PWR	5.700	18.000	NNEGC	PAIP	1980/81/82/83/85/86	1984/85/86/87/89/95	1985/86/87/88/89/96	DH
(*) DS: desalinización, DH: calefacción domiciliaria, PH: vapor para procesos industriales										

Tabla 1. Reactores y aplicaciones no eléctricas de la energía nuclear ^[1]

Como se presentó anteriormente, muchas de las centrales nucleares, actualmente en uso o en desarrollo, han sido utilizadas para desalinización de agua de mar. El tipo de reactor considerado para ello es el refrigerado por agua, ya sea, reactor de agua liviana en ebullición (BWR) o reactor de agua liviana o pesada a presión (PWR/PHWR). Los reactores refrigerados por metales líquidos o por gas también pueden usarse para tal fin pero son más propicios para aplicaciones no eléctricas de mayor temperatura.

Central Nuclear CAREM

La Central Nuclear CAREM (Central Argentina de Elementos Modulares) tiene un reactor de agua liviana que utiliza como combustible uranio enriquecido y posee características innovadoras y avanzadas, que lo coloca en la categoría de reactores de Generación III+.

Esta Central es el primer prototipo de Central Nucleoeléctrica desarrollada íntegramente en nuestro país^[2]. Es un reactor de los llamados “pequeños” que generará 25 MW de potencia eléctrica y se instalará en la localidad boanerense de Lima. Su desarrollo se enmarca en el Plan de Reactivación Nuclear Argentino (Ley N° 26.566) y su diseño se apoya en la gran experiencia adquirida por la Argentina en la operación y mantenimiento de reactores tipo PHWR (*Pressurized Heavy Water Reactor* – Reactor de Agua Pesada Presurizada) y en el diseño y construcción de reactores de investigación.

Uno de los aspectos relevantes en el diseño del reactor es el concepto de integración. El refrigerante, los mecanismos de control de potencia y los generadores de vapor se encuentran ubicados dentro del recipiente de presión del reactor, todos ellos sometidos a alta presión y temperatura.

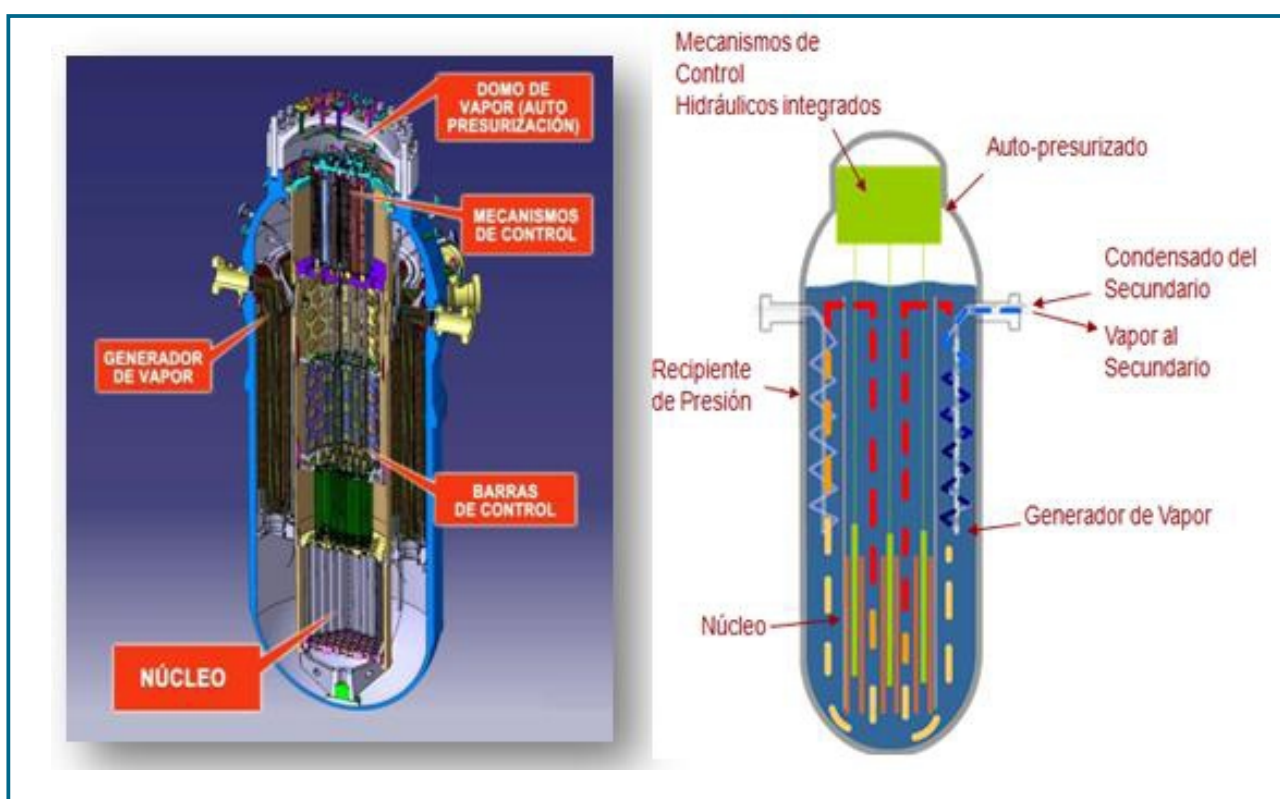


Figura 2. Esquema simplificado del Reactor CAREM-25

Otra gran diferencia con las centrales nucleares convencionales es la auto-presurización del refrigerante primario y la refrigeración del núcleo, que se da por circulación natural. Esto último elimina la utilización de bombas y otros dispositivos externos para impulsión del refrigerante.

Todas estas características otorgan simplicidad y mayor seguridad en el funcionamiento y operación del Circuito Primario del reactor.

La construcción y puesta en marcha de este prototipo permitirá a nuestro país ganar experiencia en

operación y capacidad de diseño para aplicar en reactores CAREM de mayor potencia.

Una central tipo CAREM, por ser una central de baja potencia, tiene un gran potencial para ser utilizada como fuente de energía eléctrica y provisión de calor para procesos de baja temperatura tales como la desalinización de agua de mar e industrias como la papelera y la química, entre otras.

La desalinización de agua de mar es una aplicación especialmente interesante, pues resulta en una posible respuesta para la escasez de agua potable en el mundo.

El Problema del Agua Potable en la Actualidad

Desde los orígenes del ser humano, el agua ha sido un recurso esencial para la vida y para el desarrollo de una notable variedad de actividades domésticas, agrícolas, e industriales. Sin embargo, las fuentes de agua dulce disponibles en el mundo son escasas frente a la necesidad de abastecer el consumo de la población mundial en los próximos años.

En el planeta Tierra se estiman unos 1.400 millones de km³ de agua. Aproximadamente el 97% está constituido por agua salada y el 3% restante corresponde a reservas de agua dulce. De este 3%, el 1,75% corresponde a fuentes de escasa accesibilidad como acuíferos, glaciares y capas de hielo^[3]. Finalmente, aproximadamente el 0,75% del agua mundial corresponde a reservas de lagos y ríos que son aptas y accesibles para el consumo humano.

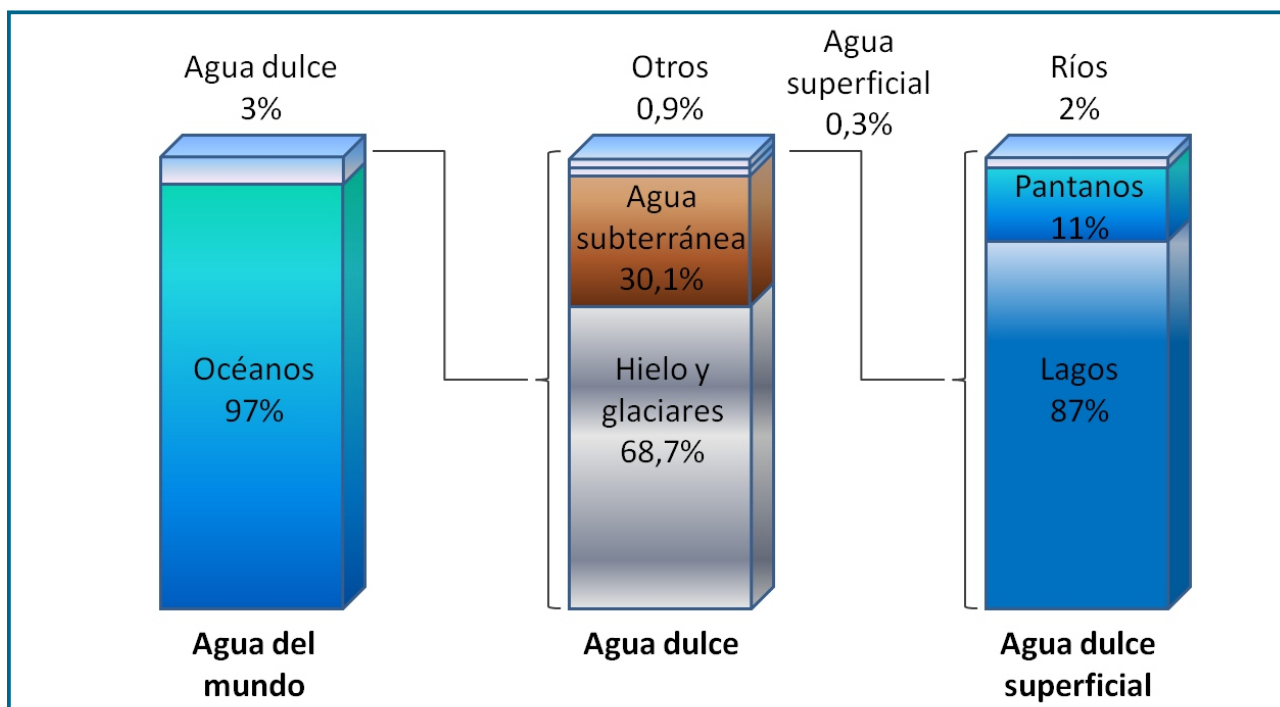


Figura 3. Reservas de agua en el mundo

No sólo es la cantidad, sino la calidad y la accesibilidad del agua presente en la naturaleza lo que la hace un recurso de volúmenes insuficientes para el futuro próximo. En muchos casos, además, la contaminación resulta una amenaza para las fuentes naturales de abastecimiento de agua dulce.

Según las fuentes naturales existentes, el consumo de agua per cápita y su disponibilidad varían considerablemente de acuerdo con el área geográfica. Paralelamente, existe un rápido incremento en el consumo de agua como consecuencia del crecimiento demográfico y la modificación de las pautas de consumo que buscan una mejor calidad de vida.

En respuesta a la escasez de agua para los próximos tiempos, diversos países han comenzado a utilizar sistemas de desalinización de agua que generan agua potable de baja salinidad a partir del agua de mar. El uso de estas tecnologías ha ido incrementándose en los últimos tiempos, particularmente en países de África, Asia y Medio Oriente, donde la escasez de agua dulce es uno de los principales desafíos que la población debe enfrentar en la actualidad^[4].

Estos procesos son muy prometedores pues ayudan a mitigar el problema de la escasez de agua,

pero requieren de mucha energía (en forma de calor y electricidad) para su funcionamiento.

El uso de la energía nuclear para abastecer de energía a procesos de producción de agua potable, frente a otras fuentes de energía, resulta en una alternativa confiable y segura como solución.

Los Procesos de Desalinización de Agua

La desalinización del agua comprende una serie de procesos físico-químicos tendientes a reducir, y en algunos casos eliminar, la salinidad natural del agua (iones en solución). La calidad del agua a obtener es función del uso que se hará de la misma. Por ejemplo, existen numerosos procesos químicos en la industria que se abastecen de agua de muy alta pureza, es decir, con muy baja concentración de iones en solución (típicamente el agua destilada). Esto se debe a la necesidad de evitar el deterioro de los materiales constitutivos de la planta y extender así su vida útil.

Muy distinto es el caso de la calidad del agua para consumo humano que contiene una cierta concentración de iones. Según estándares permitidos, la salinidad máxima del agua potable es aproximadamente 400 ppm. Para hacer una comparación rápida, el agua marina tiene una salinidad cercana a 36.000 ppm^[5].

Como se observa, las características del agua requerida para procesos industriales difieren de la exigida para consumo humano y es por ello que las tecnologías vigentes para el tratamiento de agua en uno u otro caso son distintas.

Una alternativa para la producción de agua destinada a consumo industrial o agua potable es el tratamiento de agua de mar mediante un proceso de desalinización (o desalación). Las tecnologías usuales para llevar a cabo este proceso se pueden separar en dos grandes grupos: la destilación y la ósmosis inversa.

Procesos Térmicos

Existen típicamente dos métodos de destilación: la destilación múltiple efecto (MED - *Multi Effect Distillation*) y la evaporación multi-flash (MSF-*Multi Stage Flash*). Ambos procesos utilizan energía en forma de calor para evaporar agua y por esa razón se los clasifica como térmicos.

El proceso de destilación se basa en la evaporación parcial del agua permaneciendo los iones disueltos en el líquido no evaporado. El vapor generado en la destilación es condensado obteniéndose agua de muy baja salinidad. La descarga de estos procesos es salmuera residual y producen agua industrial de alta calidad. Estos procesos sólo hacen uso del vapor, de baja temperatura tal como se presentó en la Figura 1.

El objetivo de estos procesos es la máxima recuperación de energía, la cual se mide con el índice GOR (*Gain Output Ratio*) que representa la relación entre la cantidad de agua producida y el vapor empleado. Los procesos de destilación requieren grandes cantidades de calor y la tecnología aplicada a ellos busca optimizar su aprovechamiento.

Destilación Multi-Flash (MSF)

El método MSF consiste en la ebullición de agua salobre a través de una serie de etapas sucesivas de evaporación, en las cuales la presión y la temperatura van disminuyendo progresivamente, obteniéndose agua desalinizada en cada paso. Se considera una metodología confiable capaz de lograr altas producciones por unidad operativa.

MSF-Once Through

En esta configuración, el agua a desalar es precalentada en la Zona de Recuperación de Calor por el vapor producido en cada cámara y llega a la Zona de Aporte de Calor donde se le proporciona la energía principal para su ebullición por intercambio de calor con vapor de servicio. Al atravesar ambas secciones, el agua alcanza una temperatura de 90°-100°C (ver Figura 4).

Atravesadas estas dos secciones, ingresa a la primera cámara de evaporación (primera etapa), la cual se encuentra operando a una presión menor a la presión de saturación correspondiente a la temperatura de ingreso. Se produce una ebullición espontánea o “flashing” en la que una parte del agua se convierte en vapor. El vapor que se genera en cada etapa atraviesa los separadores de gotas para llevar a cabo la remoción de posibles gotas de salmuera arrastradas por el mismo vapor.

Finalmente, este vapor se condensa en los intercambiadores de calor ubicados en la parte superior de cada cámara, obteniéndose agua destilada como producto.

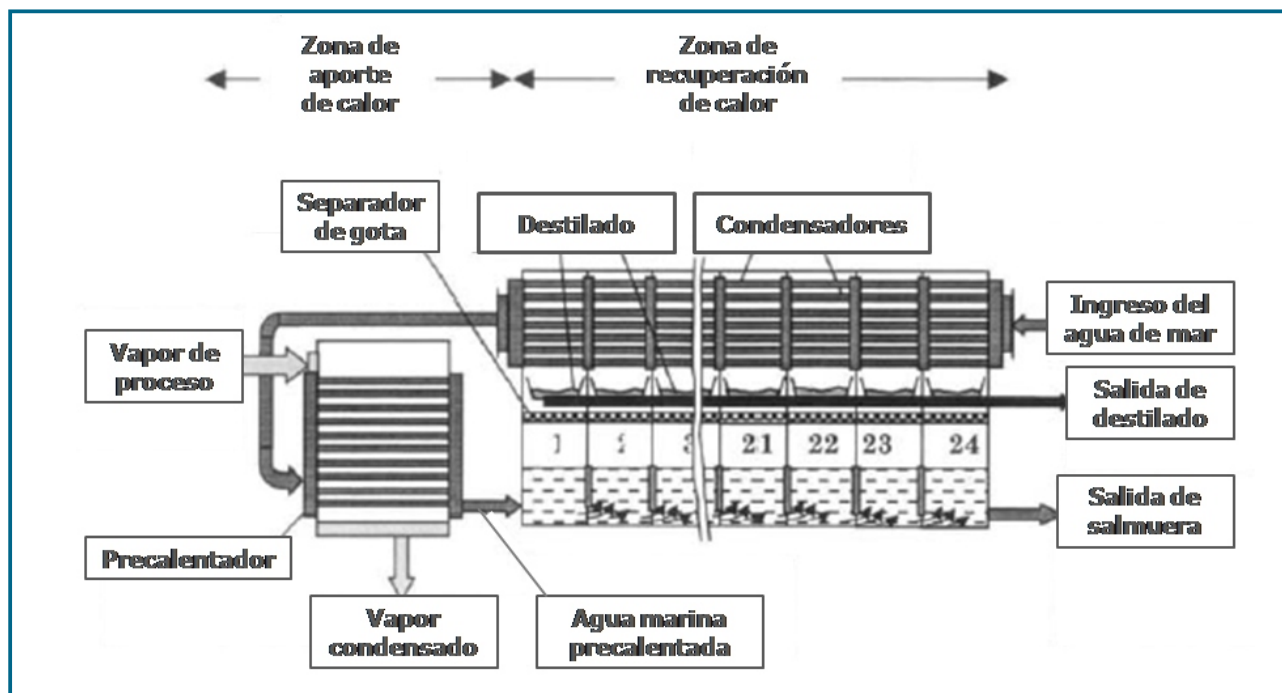


Figura 4. Destilación Multi-Flash^[3]

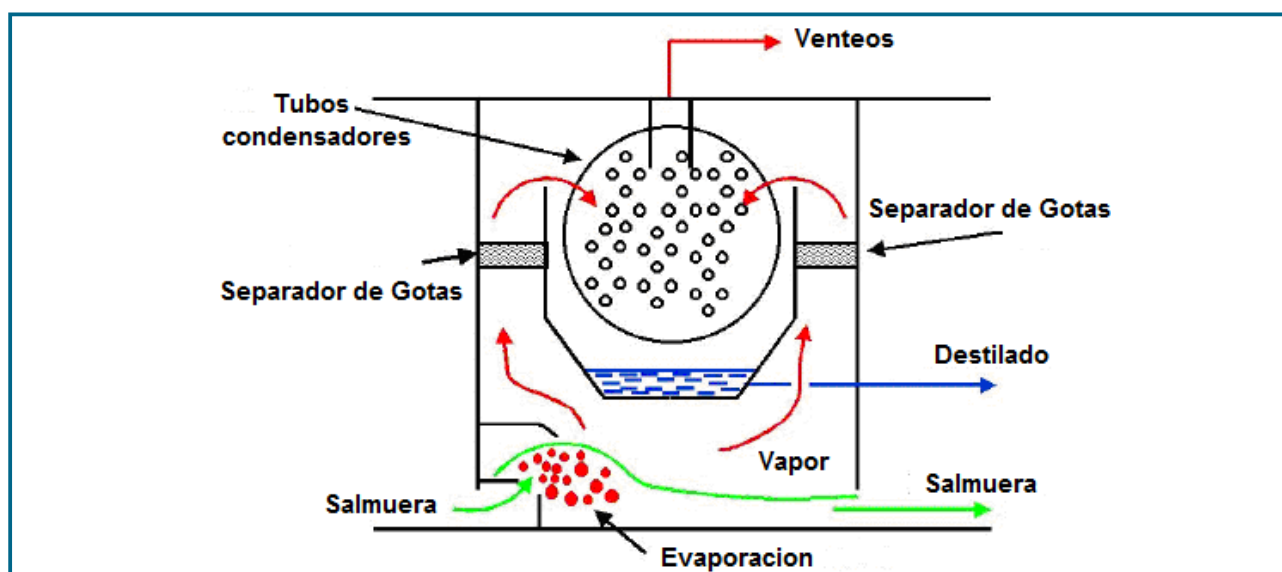


Figura 5. Cámara típica de evaporación de una planta MSF^[6]

Por el interior de los tubos de estos intercambiadores, circula la corriente de alimentación (agua a desalinizar) desde la etapa N hasta la etapa 1, es decir, en contracorriente con el producto de la destilación y va incrementando su temperatura en el recorrido.

Finalmente, la salmuera pasa a la siguiente etapa más concentrada donde se repite nuevamente el proceso de evaporación-condensación. Este proceso se repite en etapas subsiguientes las cuales operan a temperaturas y presiones progresivamente decrecientes, exponiéndose la solución a sucesivas evaporaciones.

Las plantas MSF, han sido construidas para uso comercial desde 1950 por lo que se consideran una tecnología probada y madura con capacidad de desalinización que va desde los 4.000 hasta 60.000 m³/día de producción de agua.

Como se mencionó anteriormente, la eficiencia de una planta desalinizadora se evalúa con el índice GOR. Un aumento en este índice implica mayores superficies de intercambio y, en consecuencia, mayor número de cámaras de evaporación. Esto se traduce en un incremento de los costos económicos. Para plantas tipo MSF, se encuentra un máximo en 12:1-14:1, con un rango de operación usual de 8:1-10:1.

La calidad del agua que se produce es 5-25 ppm SDT (Sólidos Disueltos Totales) de una concentración inicial de 35.000-45.000 ppm SDT.

Las plantas MSF presentan un consumo eléctrico de aproximadamente 3 a 5 kWh/m³ de agua por sistemas de bombas y eyectores de vacío. Este parámetro depende del flujo de destilado y, en consecuencia, del GOR requerido. A su vez, el consumo calórico se encuentra en el rango de los 45-120 kWh/m³.

Las plantas MSF requieren de pretratamientos químicos en el agua de alimentación a fin de evitar la formación de incrustaciones en los evaporadores y el avance de procesos de corrosión sobre superficies metálicas. La presencia de iones sulfatos, bicarbonatos, calcio y magnesio, entre otros, da origen a la deposición de compuestos alcalinos como CaCO₃ y Mg(OH)₂. Esto reduce la transferencia de calor y disminuyen la tasa de producción. Para controlar la tendencia a la formación de compuestos alcalinos, el agua de alimentación es tratada con aditivos químicos.

Destilación Múltiple Efecto (MED)

Las primeras plantas MED fueron introducidas hacia 1960 operando con capacidades menores a los 500 m³/día llegando en la actualidad a capacidades cercanas a 36.000 m³/día.

En las plantas MED se utiliza una sucesión de evaporadores conectados entre sí en los cuales el vapor generado en cada uno de estos es usado en el próximo efecto para lograr la evaporación del agua mientras que el aporte de energía principal se hace sobre el primer evaporador, tal como lo muestra la Figura 6.

El agua de alimentación (agua a desalinizar) es precalentada en la etapa de condensación del vapor que se genera en el último efecto e ingresa al primer efecto en donde eleva su temperatura al punto de ebullición con la ayuda de vapor auxiliar. El agua marina a su ingreso en la primera cámara, es rociada sobre la superficie de los tubos del evaporador por los cuales circula el vapor de servicio.

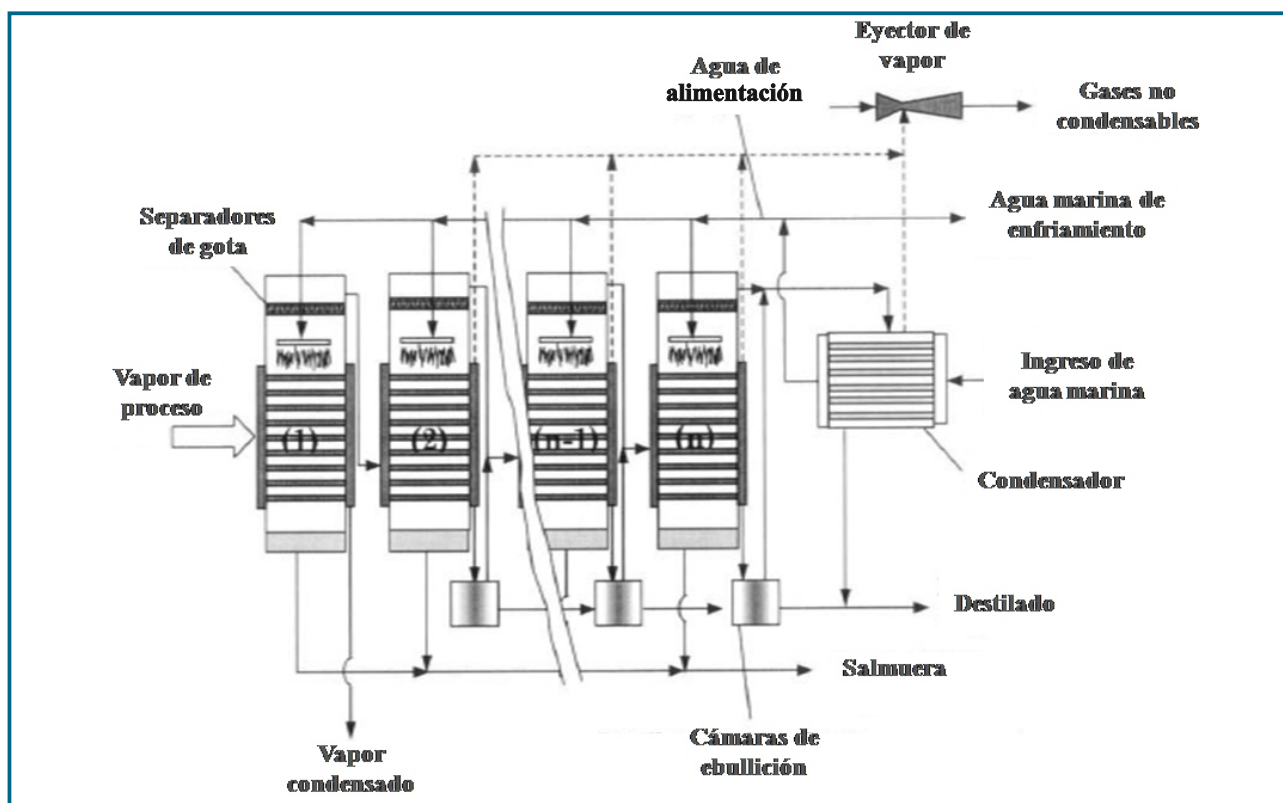


Figura 6. Destilación Múltiple Efecto^[3]

Al entrar en contacto con esta superficie, el agua de alimentación se distribuye en forma de película delgada descendente, favoreciendo así su evaporación y transformación en vapor. Este vapor es recolectado, previo paso por los separadores de gotas, y es enviado al evaporador del siguiente efecto el cual opera a una menor presión y temperatura respecto del anterior. El vapor generado en el efecto N se condensa en el interior de tubos del efecto N+1 y se recolecta como destilado en carácter de agua desalinizada.

Como residuo de cada efecto se obtiene salmuera, la cual es extraída del sistema o enviada a la siguiente etapa para continuar el proceso de evaporación, según el diseño de equipo que se utilice.

Al igual que para las plantas MSF, la destilación MED tiene varias etapas conectadas en serie a diferentes presiones de operación, reduciendo así el punto de ebullición en cada etapa por el efecto de disminución de dicha presión. Esto permite que el agua de alimentación experimente múltiples evaporaciones, en los sucesivos efectos, utilizando sólo el calor entregado por el vapor auxiliar en el primer efecto.

En la destilación tipo MED, son usuales dos tipos de configuraciones:

HTE - Por sus siglas en inglés, Horizontal Tube Effect, Efecto de Tubo Horizontal

VTE - Por sus siglas en inglés, Vertical Tube Evaporation, Evaporación en Tubo Vertical

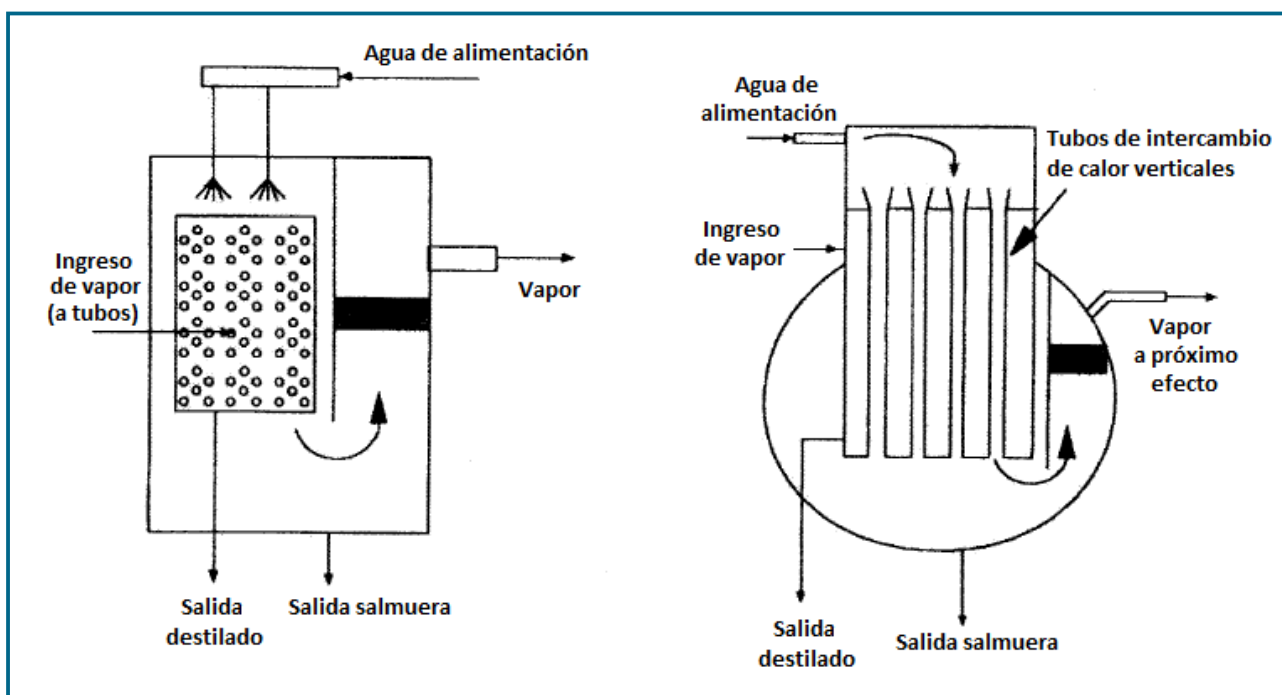


Figura 7. Configuraciones HTE y VTE^[6]

El caudal de agua desalinizada para estas tecnologías se encuentran en el rango de 50-16.000 m³/día para configuraciones del tipo HTE y de 16-20.000 m³/día para las VTE.

Los valores de GOR coinciden con N-1 (N: número de efectos). Al aumentar el número de efectos, se incrementa este parámetro. Valores típicos se encuentran en el rango 2:1-24:1. Por ejemplo, las plantas HTE-MED suelen incorporar gran cantidad de efectos llegando a tener valores de GOR mayores a 20:1. Sin embargo, estas configuraciones suelen trabajar a altas temperaturas (mayores a 130°C) lo que implica el uso de materiales de alto costo para evitar la formación de incrustaciones.

Estas plantas desaladoras presentan un consumo energético en sistemas de bombeo de 0,9-4,5 kWh/m³ aproximadamente y un consumo calórico de 25-160 kWh/m³.

Generalmente, la calidad del agua producto es similar a la obtenida en procesos MSF: 5-25 ppm SDT de una concentración inicial de 35.000-45.000 ppm SDT.

Algunas configuraciones HTE-MED operan por debajo de los 70°C, lo que limita la velocidad de corrosión y de formación de incrustaciones y, en consecuencia, la reducción de tratamientos químicos

del agua. Por esta razón se logran altos coeficientes de transferencia de calor. A su vez, se evita el uso de materiales resistentes a la corrosión de muy alto costo pudiendo hacer uso de aluminio, aleaciones de cobre para tubos de evaporadores y aceros inoxidable/al carbono para coraza.

La tecnología MED es más moderna que la ya conocida MSF y se considera que tiene más capacidad de ser desarrollada y optimizada en el futuro.

Procesos Mecánicos

El método utilizado para desalinizar el agua, la osmosis inversa (RO – *Reverse Osmosis*), funciona por un proceso físicoquímico diferente. Se bombea el agua salina a alta presión a través de una serie de membranas semipermeables. Estas membranas dejan pasar moléculas de agua e impiden el paso de los iones en solución. De esta manera, una parte del agua es filtrada y recolectada como agua de baja salinidad mientras se retienen del otro lado las sales y demás iones en una solución salina más concentrada. Este método consume energía eléctrica para el funcionamiento de las bombas, pero también se puede emplear calor para precalentar el agua salina y lograr un mejor rendimiento de la planta.

A continuación se muestra un esquema típico de ósmosis inversa.

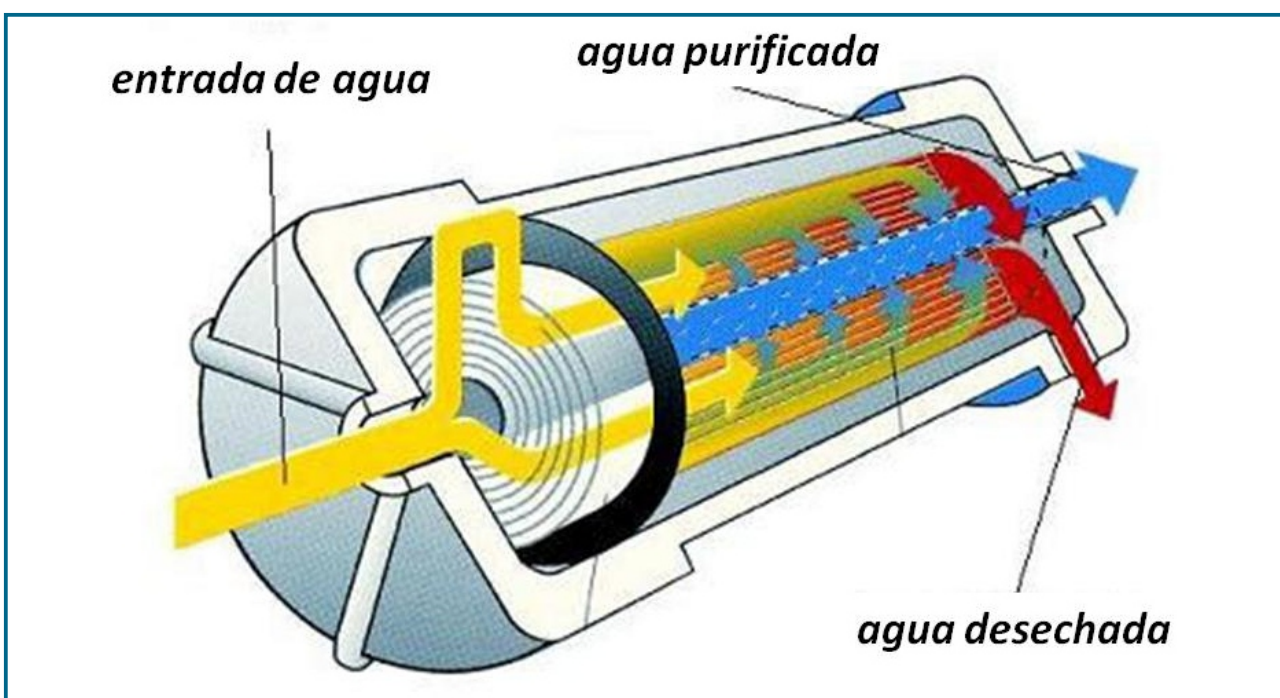


Figura 8. Esquema de un módulo de Osmosis Inversa

La tecnología aplicada, actualmente, a las membranas busca mejorar la permeabilidad del agua y reducir cada vez más la permeabilidad de los iones para obtener agua de mayor calidad.

Las membranas suelen estar constituidas de polímeros naturales o sintéticos, debiendo cumplir ciertas condiciones: buena selectividad, baja resistencia al pasaje de flujo y alta estabilidad mecánica y química. Ejemplos de ellas son: acetato de celulosa, triacetato y poliamidas.

Antes de su ingreso a los módulos de RO, el agua a desalar se somete a tratamientos químicos.

Los pretratamientos del agua de alimentación se requieren para evitar el ensuciamiento y deterioro de membranas. Dependiendo del tipo de membrana y calidad del agua de alimentación, los tratamientos químicos pueden variar en cada caso.

Los post-tratamientos dependen del uso final que se le dé al agua. El agua, proveniente de los módulos de RO, se encuentra dentro de los límites permisibles para consumo humano. En caso de que se requiera de agua de mayor pureza, estos tratamientos son necesarios para reducir las concentraciones a 20-50 ppm. A su vez, si se requieren aguas con baja conductividad, se desmineraliza vía intercambio iónico.

En la Figura 9 se muestra un esquema simplificado de los componentes básicos de una planta RO.

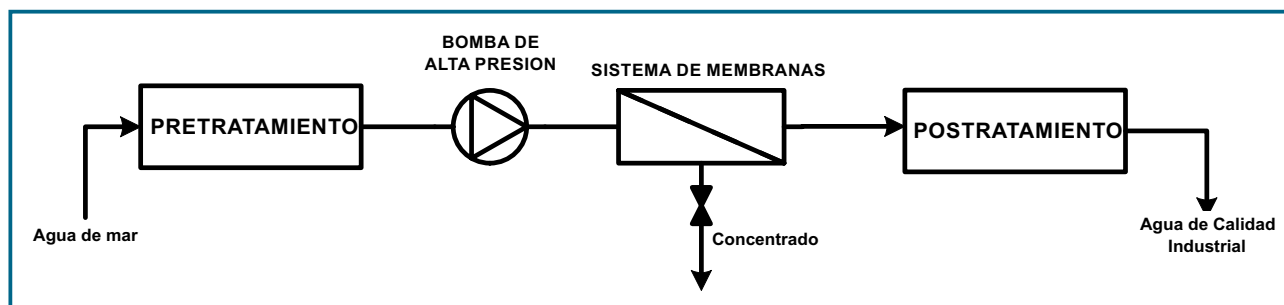


Figura 9. Componentes básicos de una planta RO

Los requerimientos energéticos dependen de las condiciones del agua de alimentación (concentración de sales, temperatura, etc.) y de la zona en donde se instale la planta desalinizadora. Los valores usuales son 5-8 kWh/m³ de agua producto, siendo el 85% el correspondiente al consumo de bombas.

Comparado con los procesos térmicos, la ósmosis inversa presenta menor consumo energético, simplicidad en la operación, bajo costo de mantenimiento y reducción de los fenómenos de corrosión por operar a temperatura ambiente.

Las plantas de RO trabajan con capacidades que van desde unos pocos metros cúbicos hasta decenas de metros cúbicos (50.000 m³/día) y con menor calidad de agua respecto a los métodos térmicos: 410-500 ppm de SDT.

En la actualidad se están implementando los llamados procesos híbridos. Estos procesos combinan plantas de RO y MED, resultando más económicas en muchos casos.

Central Nuclear tipo CAREM y la Producción de Agua

Como se mencionó anteriormente, una central nuclear tipo CAREM podría tener funciones secundarias para aplicaciones no eléctricas de carácter industrial y domiciliario.

En respuesta a intereses nacionales, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) comenzó con la evaluación técnica, económica y ambiental de los usos no eléctricos de la central nuclear tipo CAREM. Una iniciativa que fomenta el desarrollo científico-tecnológico nacional y contribuye con el crecimiento en materia nuclear.

En el año 2011, se puso en marcha la implementación de líneas de trabajo que ubiquen a la central nuclear tipo CAREM como motor del desarrollo de un polo industrial generando en simultáneo electricidad, agua y vapor industrial con el objetivo de ampliar las aplicaciones convencionales de las centrales nucleoelectricas argentinas.

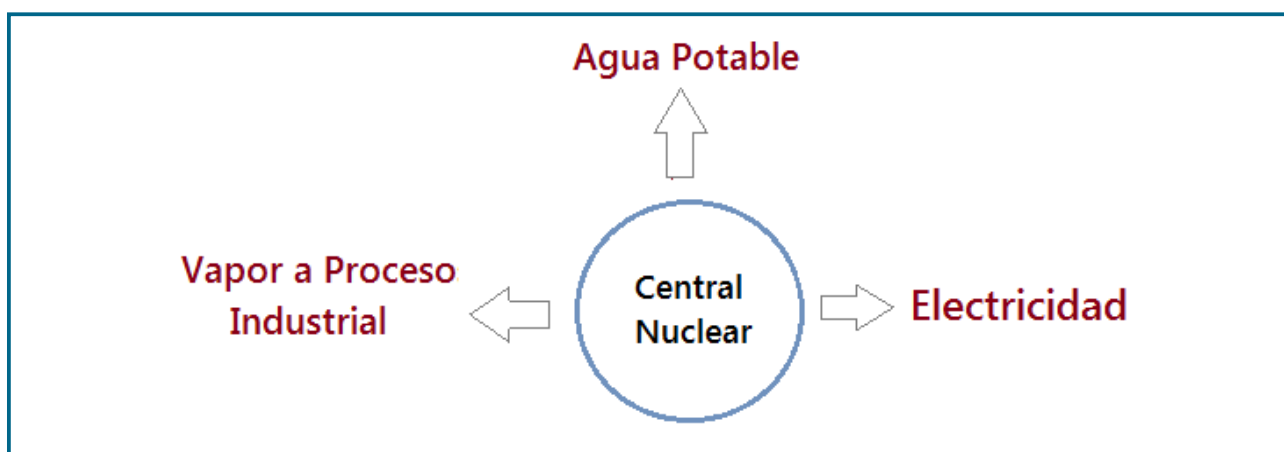


Figura 10. Central Nuclear como motor de un polo industrial

Estas líneas de trabajo responden a la necesidad de suplir la demanda de agua y electricidad en zonas aisladas de las grandes urbes y que no tienen acceso al tendido eléctrico nacional. A su vez, habilitan la promoción y el crecimiento de actividades agrícolas e industriales en las cercanías de estas centrales, que pueden abastecerse de agua y vapor generados con el reactor.

Todas estas características amplían el campo de aplicación de la central y, además, fortalecen su inserción comercial en el mercado internacional.

Históricamente, la Argentina ha participado de foros y congresos del OIEA con importantes contribuciones^[8,9,10,11,12,13] junto a países como Pakistán, India, China, Corea, Japón, entre otros.

Dentro de esta temática, actualmente CNEA lleva en curso el estudio técnico-económico y ambiental para acoplar una planta MED, RO y combinación de ambas a la central nuclear tipo CAREM-25.

En primer lugar, se estudió el acople del reactor a una planta desaladora tipo MED para la producción de agua. Dicho acople se realiza a través del Circuito Secundario y su objetivo es utilizar parte del calor generado en el núcleo del reactor para alimentar el proceso de destilación.

El Circuito Secundario en estado vapor alimenta a la turbina que mueve el generador eléctrico. Este vapor, que no entra en contacto con el agua del reactor, se encuentra a alta presión y temperatura. El acople de la planta MED al Secundario se realiza mediante la extracción de una fracción de la corriente del vapor que circula por la turbina. Esta corriente de vapor condensa en un intercambiador entregando su energía a un circuito de acople por donde circula agua presurizada que transfiere su calor a la planta MED a través de otro intercambiador. El vapor del Circuito Secundario no está en contacto directo con el agua salina que se pretende tratar.

A continuación se muestra un esquema del acople estudiado.

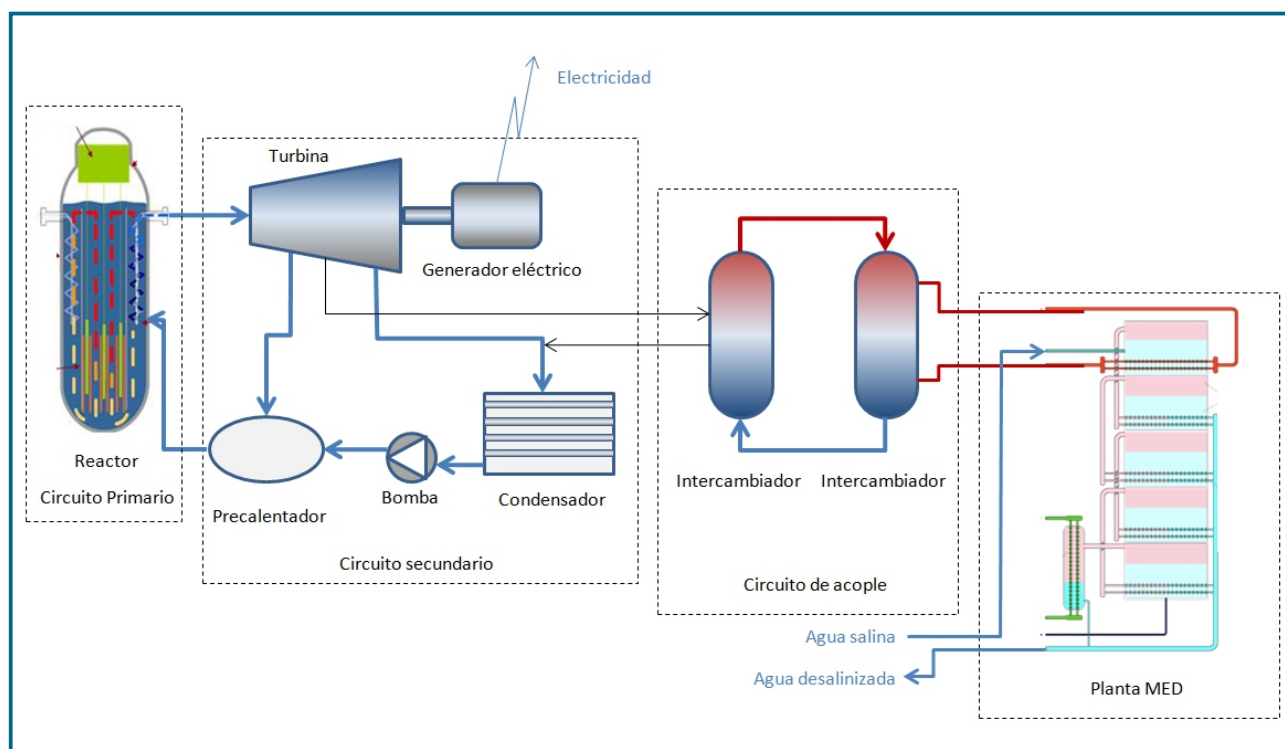


Figura 11. Central nuclear tipo CAREM-25 acoplada a una planta MED

Al extraer vapor de la turbina del Circuito Secundario, disminuye la producción de electricidad. El porcentaje de disminución de esta potencia, es decir la incidencia del acople de la planta MED, varía según las condiciones termodinámicas del acople y los diferentes esquemas de conexión.

Uno de los resultados más sobresalientes del estudio es la posibilidad de acoplar a una central nuclear tipo CAREM-25 una planta desaladora tipo MED, generando en forma conjunta electricidad y agua potable. Los esquemas de acople estudiados muestran que es posible alcanzar una producción

de agua desmineralizada de 4.000-4.300 m³/día y en simultáneo se podrá abastecer de energía eléctrica a 88.000 habitantes.

Una ventaja adicional de la implementación de esta tecnología, es la posibilidad de producir agua desmineralizada para abastecer los procesos propios de la central nuclear además de la producción de agua potable. Esto amplía el rango de aplicación de la planta desaladora al optimizar el uso de los recursos de agua, incrementando su valor agregado y dando mayor autonomía a la central.

El estudio llevado a cabo en la CNEA optimizó el tipo de acople con el objetivo de disminuir la incidencia en el funcionamiento de la central. La seguridad y la estabilidad de los diferentes esquemas de acople son otras temáticas que están siendo evaluadas dentro de este estudio, como así también el estudio dinámico de acople entre la central y la planta desaladora.

Otro aspecto a considerar es el máximo aprovechamiento del calor extraído del Circuito Secundario por la planta desaladora, lo que está relacionado con el diseño y el rendimiento del sistema de destilación. En esta línea, se está trabajando en el diseño de un dispositivo modular de desalinización implementando el concepto MED en un intercambiador de calor compacto, integrado e innovativo.

Su funcionamiento se basa en el fenómeno de evaporación y condensación de película delgada, con sistemas pasivos de control entre etapas. La forma de construcción se apoya en el concepto de modularización y producción seriada, abaratando costos y simplificando el montaje.

El diseño propio de un sistema MED contribuye a la generación de conocimiento y experiencia en el manejo de esta tecnología a nivel nacional. Esto proporciona todas las herramientas necesarias para construir y operar estos sistemas de forma independiente, sin estar condicionados por el mercado internacional y su disponibilidad.

A la fecha, se está realizando una simulación computacional del prototipo MED modular, abarcando en forma sucesiva todos los fenómenos físicos que intervienen en su funcionamiento. Esta simulación se realiza con el objetivo de realizar una futura construcción, montaje y puesta en marcha del dispositivo a escala laboratorio.

En paralelo al sistema MED, se realiza el estudio técnico del acople de sistemas modulares RO a una central tipo CAREM-25. Dicho acople es principalmente eléctrico y, en menor medida, térmico. Con respecto a estos métodos, se han tomado como antecedentes los trabajos realizados en el tema por grupos de investigación de la CNEA e INVAP^[7,8,9,10,11].

Como se mencionó anteriormente, el uso de estos dispositivos exige un pretratamiento físico-químico del agua a desalar a efectos de evitar el deterioro y ensuciamiento de las membranas y la degradación de materiales constitutivos, en general. Por otro lado, se requiere del uso de bombas de muy alta presión para elevar la presión del agua de alimentación por encima de su presión osmótica natural.

Para suplir las demandas energéticas de las bombas, éstas se alimentan con energía eléctrica generada en el Circuito Secundario del reactor. El acople de equipos RO a la central nuclear es del tipo térmico mediante el precalentamiento del agua a tratar, a los efectos de aumentar el rendimiento de los sistemas de membranas por una parte; y la alimentación eléctrica de los sistemas de impulsión, bombas de alta energía, por otra.

Para dicho acople, se propuso un circuito similar al descrito en la planta MED con el objetivo de garantizar el flujo de calor deseado para el aumento de temperatura del agua de alimentación.

Actualmente, se encuentra en curso la evaluación del tipo de acondicionamiento químico a implementar en el agua de alimentación, ya sea para agua de mar o acuíferos (menor salinidad), junto con la selección de membranas mediante softwares específicos del tema y avalados por el OIEA.

En la página siguiente se muestra un esquema sencillo del acople de la central tipo CAREM-25 a los módulos RO según lo descrito anteriormente.

Para validar el diseño del circuito en estudio, está en curso el montaje de un dispositivo experimental, a escala piloto, que combine las plantas MED y RO anteriormente descritas. El sistema a construir es un híbrido de ambas tecnologías las cuales son alimentadas por una fuente de calor y electricidad externa que simulan el calor y la energía eléctrica que el reactor entrega a estos dispositivos. Con este esquema experimental se busca adquirir conocimiento y experiencia en la operación y funcionamiento de los sistemas MED y RO, por separado y en conjunto.

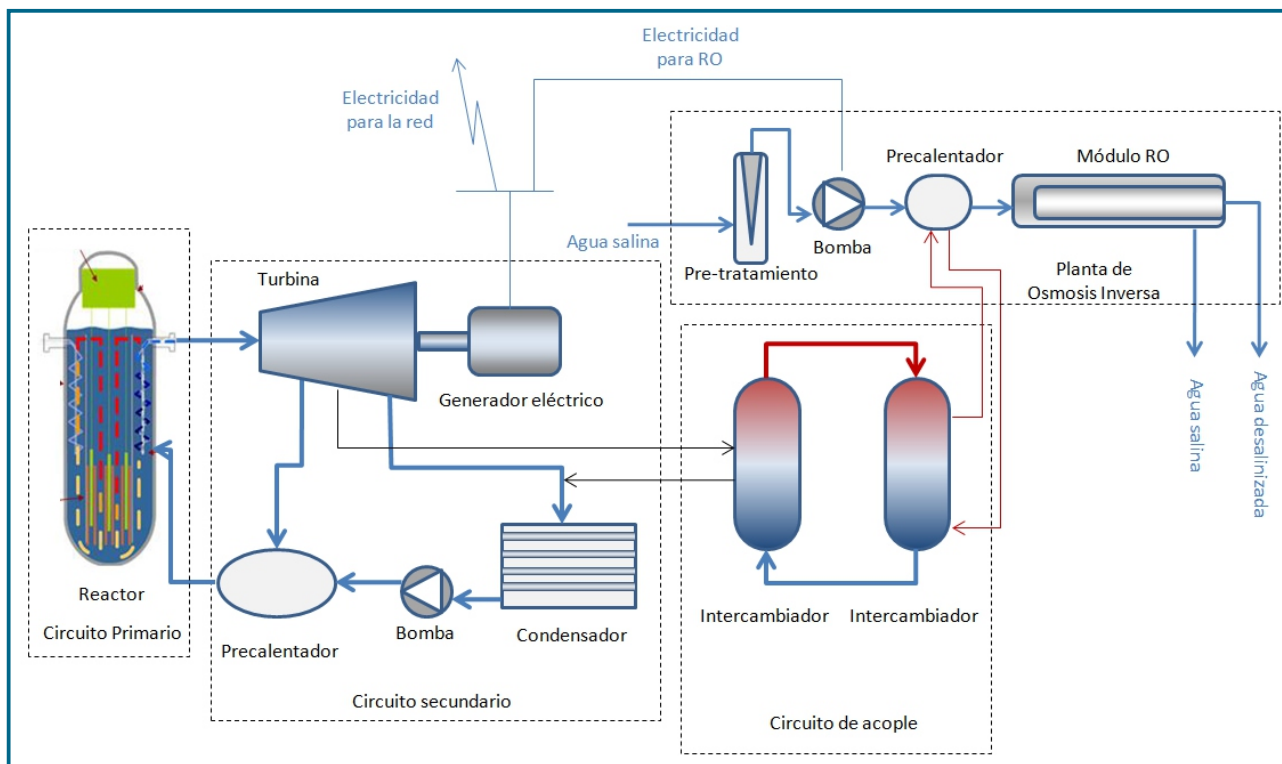


Figura 12. Central nuclear tipo CAREM-25 acoplada a una planta RO

Conclusiones

El uso de la energía nuclear para la generación de electricidad en simultáneo con la producción de agua es una alternativa posible para el futuro próximo y ya ha sido probado en India y Paquistán.

Particularmente para la Argentina, la integración de este conjunto al reactor CAREM garantiza el suministro energético, el abastecimiento y la distribución de agua para distintos sectores (industrial, consumo humano, servicios) en sitios aislados de nuestro país. En simultáneo, genera competitividad económica en zonas que carecen de recursos combustibles. Por otro lado, enriquece fuertemente la veta comercial del reactor para su inserción en el mercado internacional.

El desafío en materia tecnológica es grande. CNEA aporta a la independencia en materia energética y acuífera, y apuesta al desarrollo de esta tecnología en pos del crecimiento de nuestro potencial científico-técnico.

Referencias

- 1-IAEA Tecdok 1.584, *Non-electric applications of nuclear power: Seawater Desalination, Hydrogen Production and other Industrial Applications*, 2009.
- 2-H. Boado Magan, D. F. Delmastro, M. Markiewicz, E. Lopasso, F. Diez, M. Giménez, A. Rauschert, S. Halpert, M. Chocrón, J. C. Dezzutti, H. Pirani, C. Balbi, A. Fittipaldi, M. Schlamp, G. Murmis, H. Lis, *Project Report. CAREM Project Status*, Hindawi Publishing Corporation Science and Technology of Nuclear Installations, 2010.
- 3- Hisham T. El-Dessouky, Hisham M. Ettouney, *Fundamentals of Salt Water Desalination*, Elsevier, 2002.
- 4-IAEA Technical Serie Report N° 410, *Market potential for non-electrical applications of nuclear energy*, 2002.
- 5-IAEA Tecdok 1.524, *Techno-economic feasibility studies in member states*, 2007.
- 6-Neil M. Wad, *Distillation plant development and cost update*, Desalination 136, 2001.

7-Ramilo, Gómez de Soler, Coppari, *Tecnologías de proceso para desalinización de aguas*, Revista CNEA, 2003.

8-Gómez de Soler, Ramilo, Castellano, Coppari, Cabrera, IAEA Tecdoc 1.561, *Assessment of nuclear desalination projects in Argentina and Latin America*, Atomic Energy National Commission, pp 89-104, 2007.

9-Masriera N.A., Doval A.S., IAEA Tecdoc 1.444, *Evaluation of nuclear desalination coupled systems*, Nuclear Engineering Department, INVAP S.E Argentina, pp 183-200, 2005.

10-Masriera N.A, Participation in the Coordinated Research Project (CRP), IAEA, June 2005.

11-S.M. Gómez de Soler, Participation in the First Technical Meeting of the Technical Working Group on Nuclear Desalination (TWG-ND), IAEA, Vienna, May 2009.

12-M. Chocrón, Participation in the Second Technical Meeting of the Technical Working Group on Nuclear Desalination (TWG-ND), IAEA, Vienna, April 2011.

13-C. Conti, S. Labollita, S. Halpert, M. Chocrón, Participation in Meetings of the Technical Working Group on Nuclear Desalination (TWG-ND), IAEA, Vienna, January 2013.

Ing. María Cecilia Conti

Departamento Química y Procesos en Instalaciones Nucleares - Gerencia Química / CAREM Procesos.

Ing. Santiago Labollita

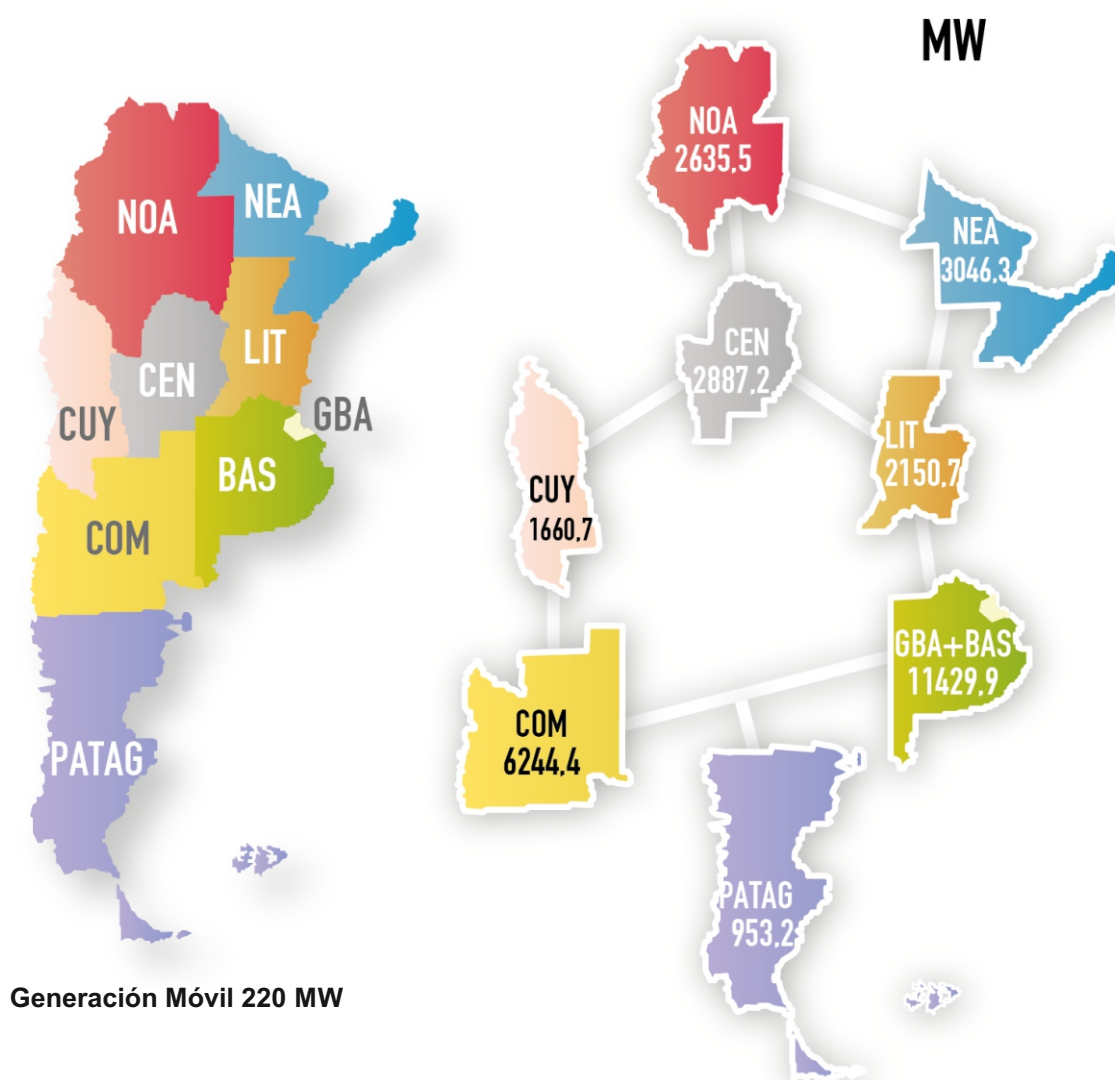
Área Técnica Desarrollos Tecnológicos y Experimentales - Gerencia de Área CAREM.

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). 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 la potencia instalada en MW, a junio de 2013.



La potencia bruta total instalada, al 30 de junio de 2013, es de 31.227,9 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), Eólico (EO) y Fotovoltaico (FT). 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 alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y utilizarlo en una turbina de vapor) y los Motores Diesel (MD), ciclo Otto. El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

La tabla siguiente expone la potencia instalada, en MW, al 30 de junio de 2013 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	SO	EO	HID	Total
CUYO	120,0	89,6	374,2		583,8		6,2		1.070,7	1.660,7
COMAHUE		207,9	1.282,5	73,3	1.563,7				4.680,7	6.244,4
NOA	301,0	1.001,0	829,2	259,9	2.391,1		2,0	25,2	217,2	2.635,5
CENTRO	200,0	510,8	547,3	63,5	1.321,6	648,0			917,6	2.887,2
GBA - BAS	3.603,2	1963,7	5134,6	366,1	11.067,6	362,0		0,3		11.429,9
LIT	217,0	81,8	849,4	57,5	1.205,7				945,0	2.150,7
NEA		59,0		242,3	301,3				2.745,0	3.046,3
PAT		160,0	188,1		373,1			86,3	518,8	953,2
Generación móvil				220,0	220,0					220,0
Total	4.441,2	4.073,8	9.205,3	1.282,6	19.002,9	1.010,0	8,2	111,8	11.095,0	31.227,9
Relación		%			60,65	3,23	0,03	0,36	35,53	

En el primer semestre de 2013 se incorporaron al SADI 50,8 MW. Las principales diferencias respecto a diciembre de 2012 son:

En la región del **NOA**

- Se produjo la habilitación de operación precaria en la central térmica Catamarca con motores diesel en la región del NOA de 3MW, totalizando una potencia de 17,8 MW.

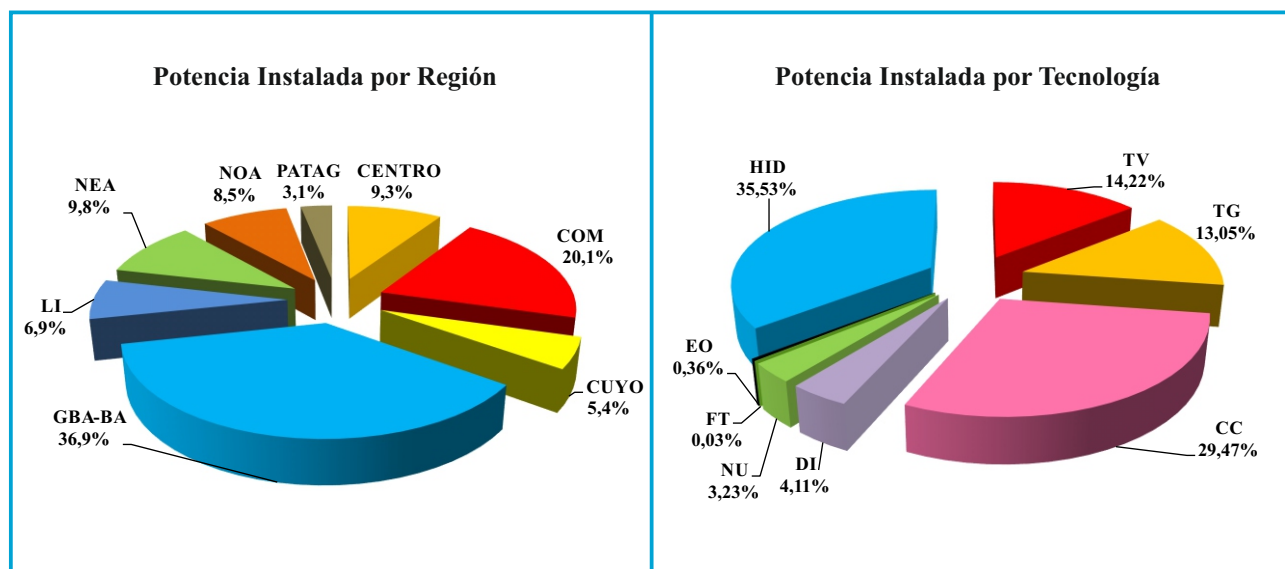
En la región de **GBA-BA**

- Se adicionaron 5 MW en la Central Nuclear Atucha I debido al cambio de diseño en los de los álabes de la etapa de alta presión del turbogenerador.
- Se produjo la habilitación de operación precaria de la Central Térmica Almirante Brown, con una potencia total de 25 MW, realizado por ENARSA.

En la región de **CUYO**

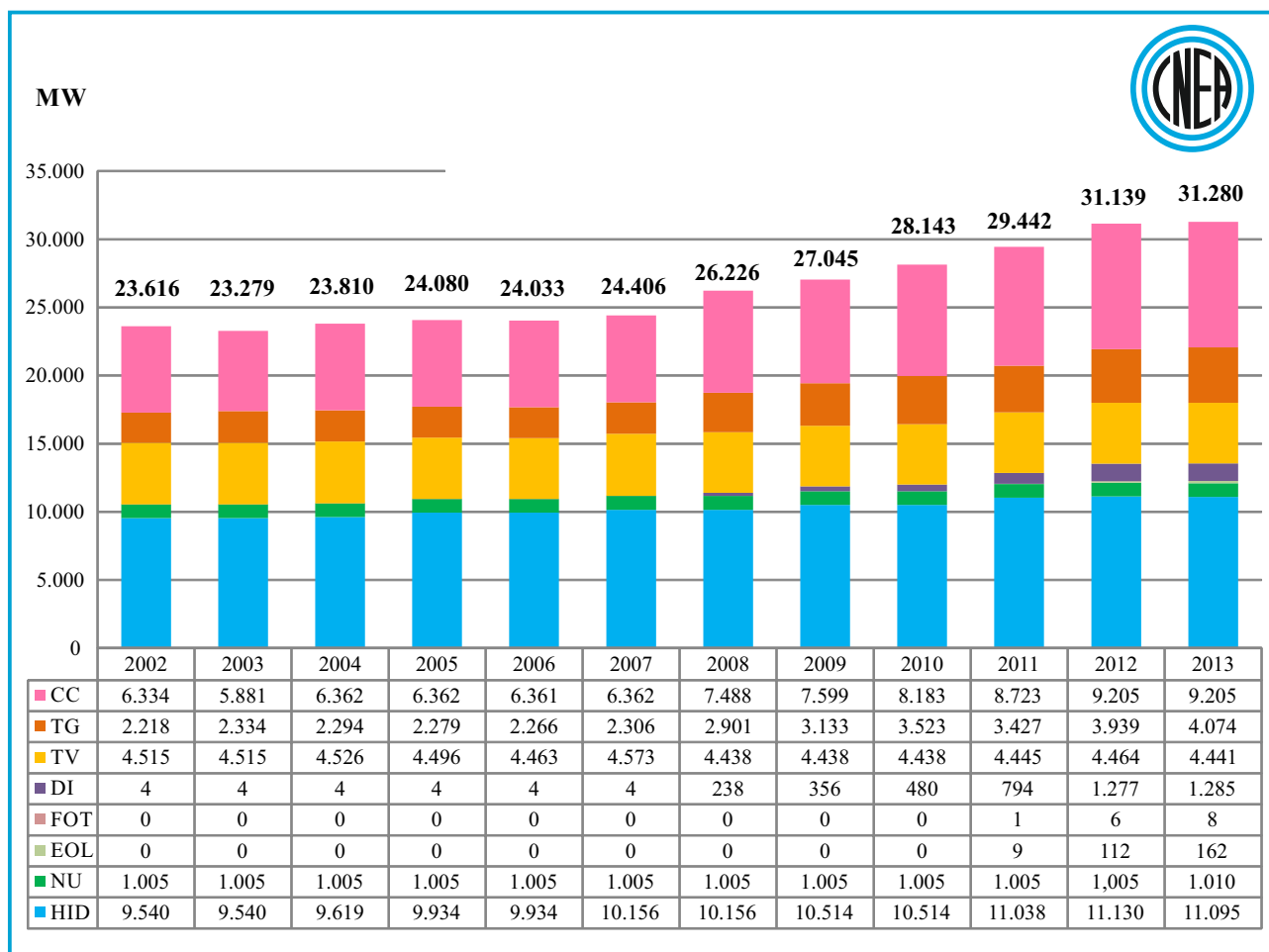
- Se produjo la habilitación de un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico en la provincia de Mendoza, denominado Luján de Cuyo por una potencia total de 1 MW.
- Se habilitó en operación precaria central fotovoltaica Chimbera I de la provincia de San Juan, de 2 MW.

A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías.



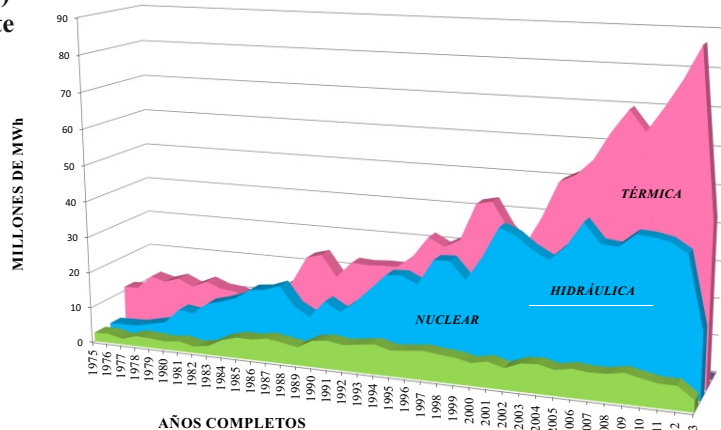
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La más importante de ellas es la eólica con aproximadamente 28 MWe que, de estar conectada al SADI, representaría un 0,1%

Evolución de la Incorporación de la Potencia Instalada por Tecnologías



Generación de Energía Eléctrica

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



***Nota:** El año 2013 sólo contabiliza los 6 primeros meses.

La generación de otras renovables, como ser la eólica y la fotovoltaica, que comenzó a partir del año 2011 con un valor de 13.100 MWh y subió a 350.100 MWh para el año 2012, por la magnitud no es visible en el gráfico.

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 REN 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	1,50			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*	44.085.500	67,33	18.015.400	27,52	3.185.830	4,87	185.900	0,28	65.472.630
Total	1.327.102.643	54,40	885.375.234	36,30	226.320.539	9,28	549.100	0,02	2.439.347.516

*Los valores corresponden al primer semestre de 2013.

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.

Año	Energía Bruta Generada por CNA I MWh	Energía Bruta Generada por CNE MWh	Energía Bruta Generada por CNA I-CNE MWh	Central Nuclear Atucha I %	Central Nuclear Embalse %	CNA I-CNE Factor de Disponibilidad Total en el SADI %
1990	1.868.571	5.411.627	7.280.198	59,75	95,69	82,92
1991	2.895.226	4.876.010	7.771.236	92,58	89,37	90,51
1992	2.382.000	4.698.633	7.080.633	75,96	84,24	81,30
1993	2.560.205	5.133.946	7.694.151	81,86	90,43	87,39
1994	2.690.435	5.544.518	8.234.953	86,03	97,68	93,54
1995	2.848.210	4.218.529	7.066.739	91,08	74,32	80,27
1996	2.188.238	5.271.070	7.459.308	69,78	92,60	84,50
1997	2.900.396	5.060.203	7.960.599	92,74	89,14	90,42
1998	2.531.503	4.921.325	7.452.828	80,95	86,72	84,67
1999	1.490.158	5.615.818	7.105.976	47,65	99,07	80,81
2000	1.787.473	4.389.617	6.177.090	57,00	77,21	70,03
2001	1.521.612	5.537.026	7.058.638	48,66	97,56	80,19
2002	1.077.094	4.743.720	5.820.814	34,44	83,92	66,34
2003	2.152.220	5.414.069	7.566.289	68,82	95,42	85,97
2004	2.903.329	4.965.274	7.868.603	92,58	87,33	89,19
2005	2.132.622	4.724.404	6.857.026	68,19	83,39	77,99
2006	2.231.018	5.459.891	7.690.909	71,34	96,37	87,48
2007	2.891.410	4.325.818	7.217.228	92,47	76,21	81,99
2008	2.638.118	4.722.270	7.360.388	84,13	82,96	83,38
2009	2.554.541	5.607.128	8.161.669	81,68	98,82	92,73
2010	2.959.589	4.211.296	7.170.885	94,64	68,55	81,45
2011	2.479.958	3.890.946	6.370.904	79,30	68,55	72,37
2012	2.647.423	3.713.745	6.361.168	84,42	65,24	72,06
2013*	1.105.247	2.080.583	3.185.830	70,28	73,91	72,61

*Los valores corresponden al primer semestre de 2013.

Nota: desde el año 2011 la Central Nuclear Embalse ha reducido su capacidad a fines de realizar tareas de preparación para la extensión de su vida útil.

Picos de Potencia



Durante el primer semestre de 2013, se registró un nuevo pico de potencia superior a los anteriores, registrado el día 1 de febrero, con un valor de 22.169 MW.

En la oportunidad en que tuvo lugar el pico de demanda, ésta fue abastecida de la siguiente manera, según información de CAMMESA.

Viernes 1-02-2013 hora: 15:35

Generación Nuclear	875
Generación Térmica	12.898
Generación Hidráulica	8.374
Generación Total	22.146
Importación de Paraguay	23
Importación de Brasil	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda total SADI	22.169
Reserva rotante (RPF + RRSF + PRO)	921

Temperatura promedio GBA + Litoral

36,3 °C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En arranque	Total
TV	0	326	326
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	0	0	0
Total	0	326	326

Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]

Tipo	Por combustible	Maquinas F/S por mantenimiento programado	Por Problemas en Maq. F/S	Por Problemas en Maq. E/S	Total
TV	63	320	651	596	1.630
TG	60	0	1.026	533	1.619
CC	0	0	629	803	1.432
Total	123	320	2.306	1.932	4.681

Generación Hidráulica

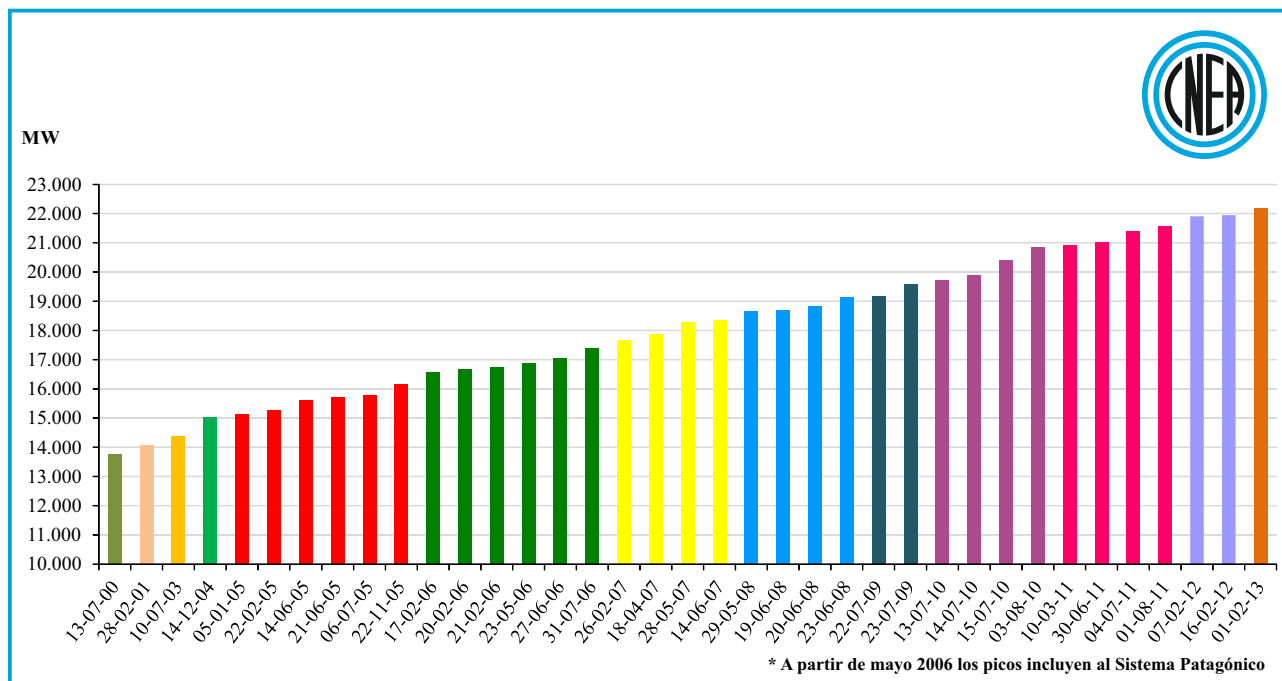
F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
C. PPLEHI01	85	C.YACYRETA	270
		C.FUTALEUFU	118
		C.F.AMEGHINO	20
		C. RÍO GRANDE	380
		C. SALTO GRANDE	270
Total	85	Total	1.058

Generación Nuclear Limitada o Indisponible [MW]

C.N.EMBALSE	121
Total	121

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 del año 2006, los valores corresponden al SADI, sin incluir al Sistema Patagónico aislado. A partir de mayo del año 2006, los valores corresponden al nuevo SADI, que incluye el Sistema Patagónico, luego de su vinculación eléctrica.



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:

Parque Eólico Loma Blanca IV (50 MW) se prevé iniciando ensayos para agosto de 2013.

Equipamiento Modelado (entrada en servicio estimada): Central Nuclear Atucha II, diciembre de 2013.

Costo Variable de Producción

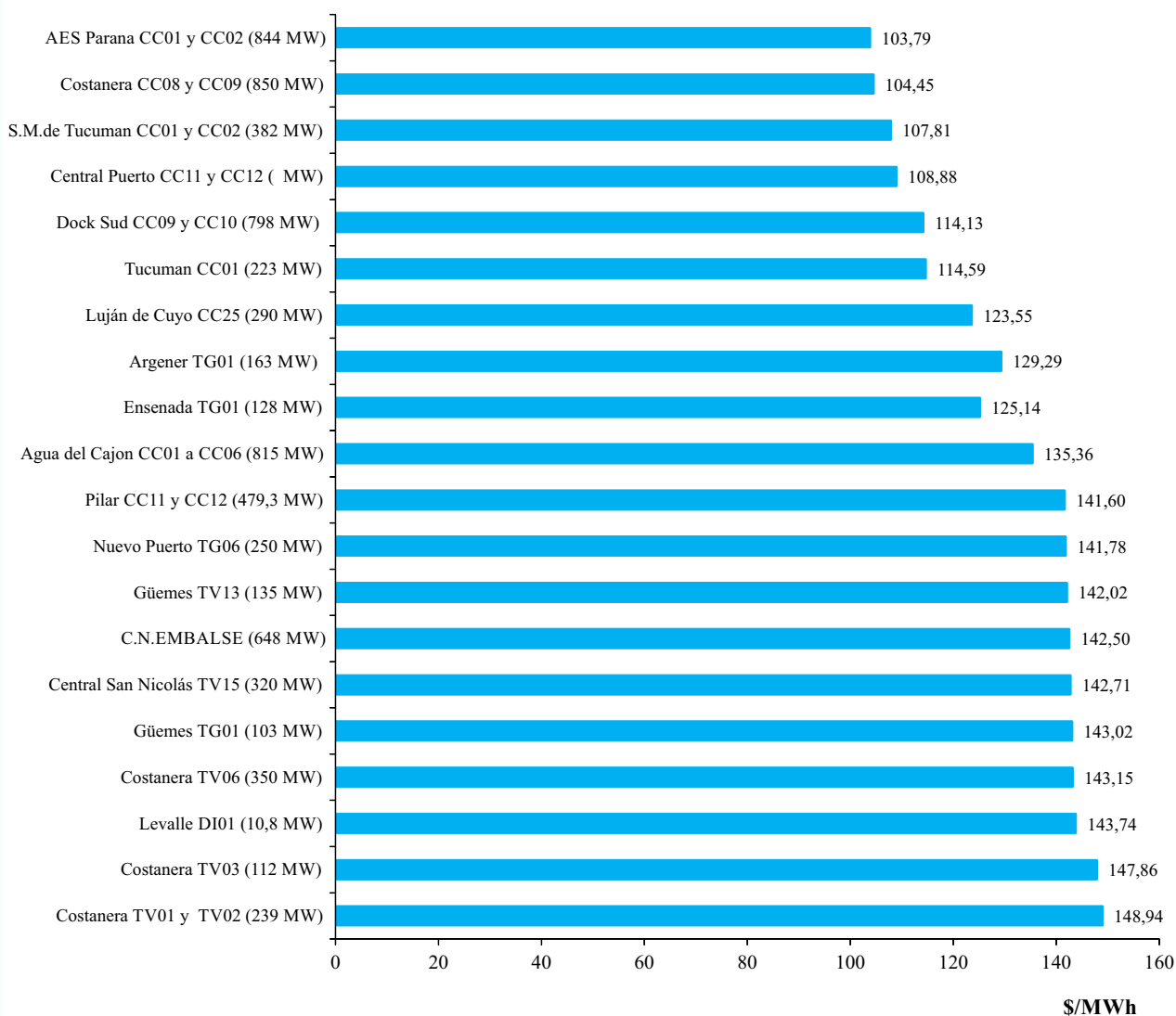
Debido a que la demanda presenta importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado, teniendo en cuenta: las restricciones de la red de transporte eléctrico modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y demás limitaciones operativas. El objeto de ello 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 que las máquinas queman gas natural.

La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconocen 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 2013**


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.

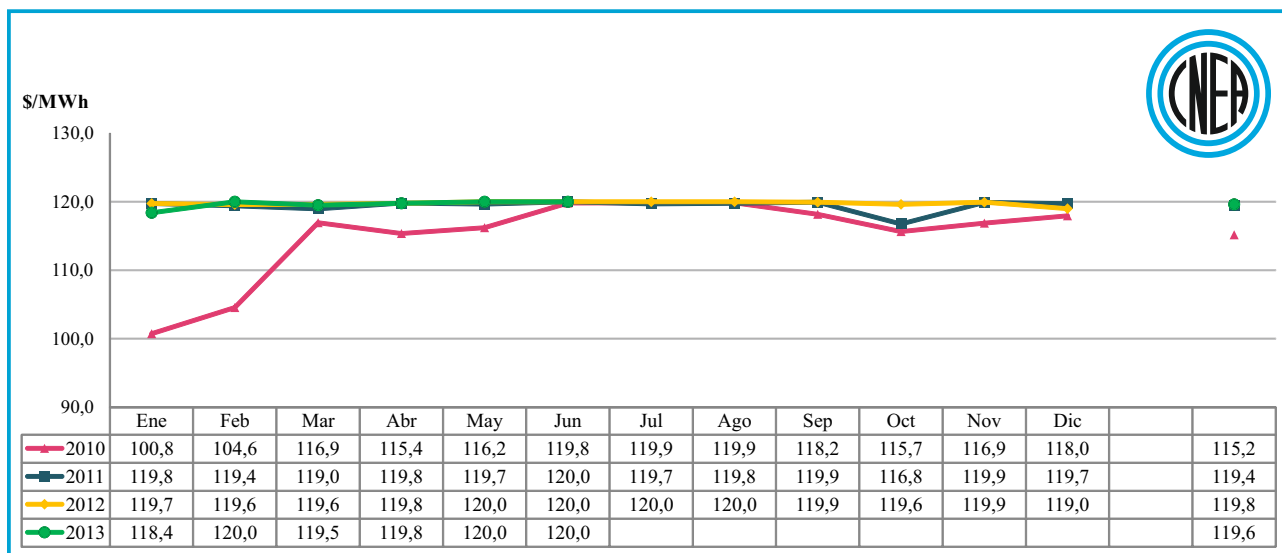
Los valores indicados en el gráfico se obtienen dividiendo los costos variables de producción declarados por los generadores con sus respectivos factores de nodo.

Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA). Este último ha tenido pequeñas variaciones en estos últimos años por lo que es inferior al precio de mercado. La diferencia entre ambos (el precio estacional y el precio de mercado) la asume el Fondo de Estabilización del MEM, el cual a partir de junio de 2003 registra un saldo negativo, lo que corresponde a una deuda reconocida por CAMMESA para con los agentes generadores, que se ha saldado parcialmente a través de mecanismos como el FONINVEMEM, por el que se han construido las centrales de General Belgrano y San Martín.

Evolución de los Precios



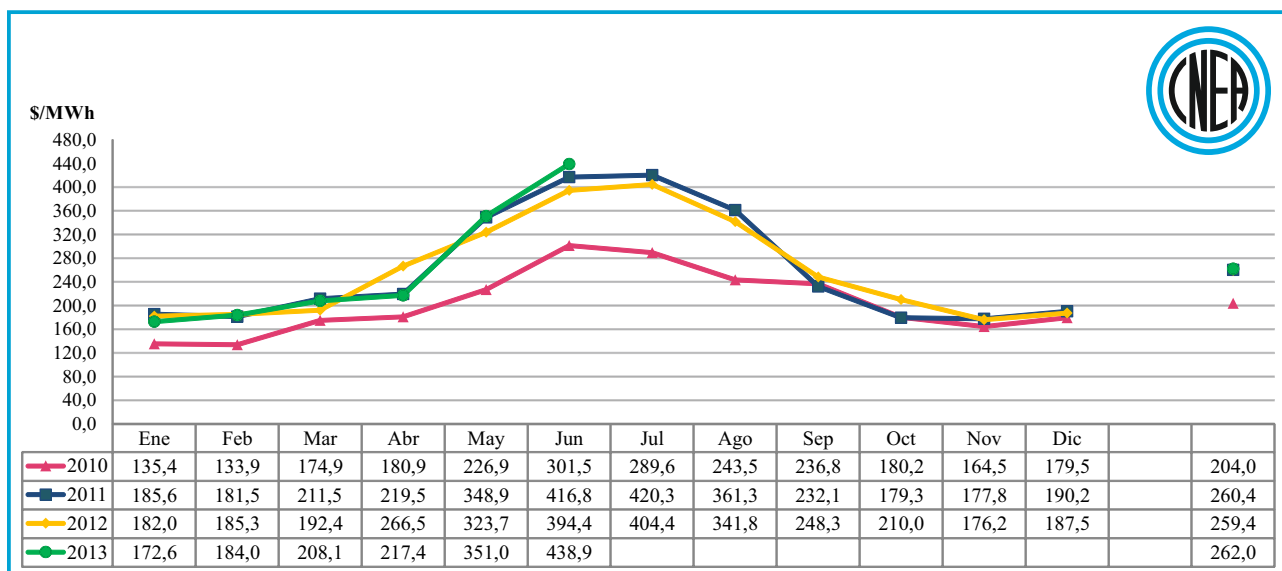
Se indica a continuación la evolución del precio en pesos de la energía en el mercado spot durante los últimos cuatro años.



Precio de la energía en el MEM para el período 2010 – 2013

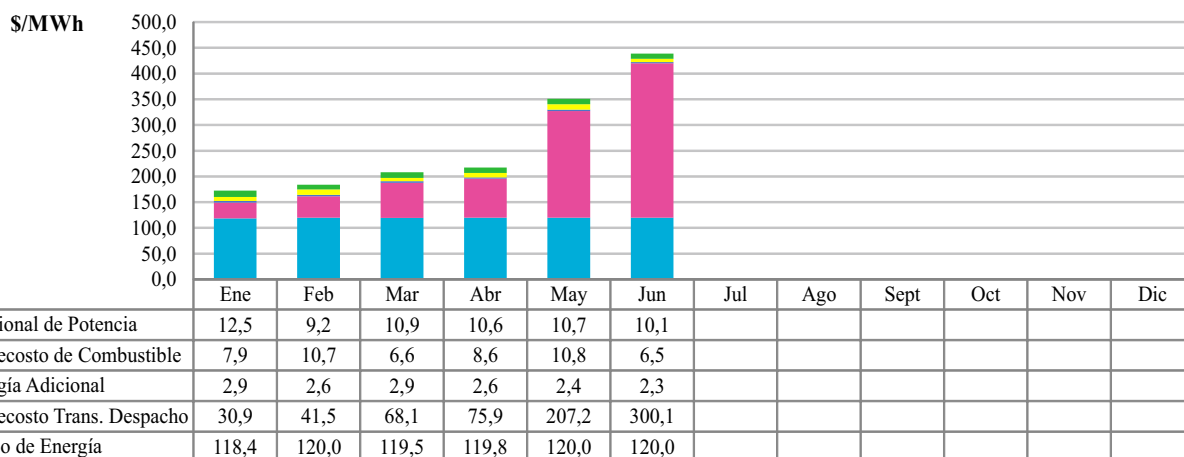
Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos de los informes mensuales de CAMMESA.

A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde 2010 hasta 2013.



Precio Monómico en el MEM para el período 2010 – 2013

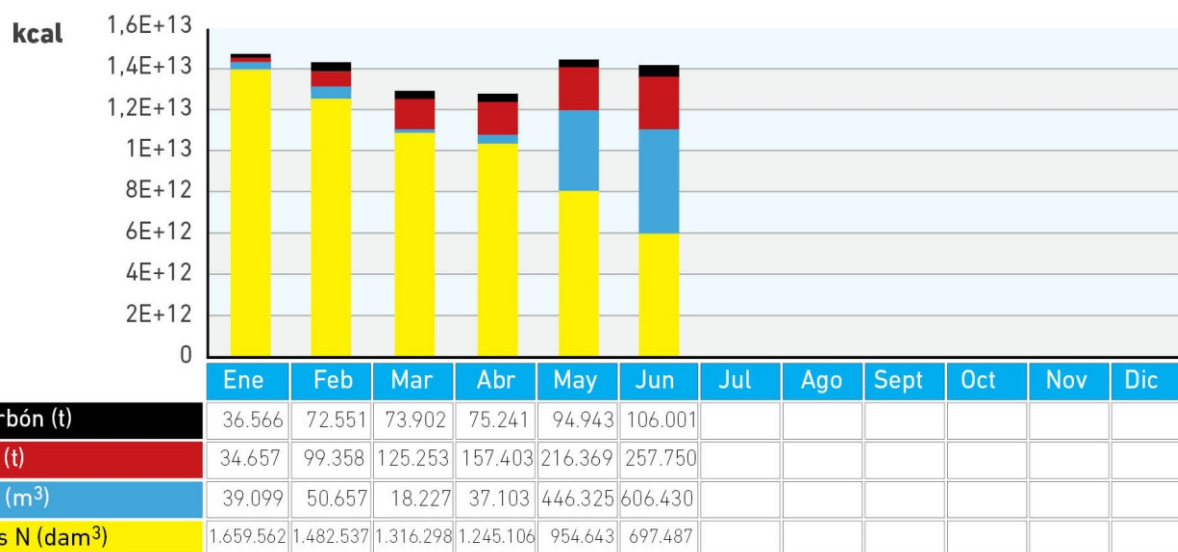
Al precio de la energía de mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA. A continuación se muestran los ítems y el valor alcanzado en cada caso.

Composición del Precio Monómico en el MEM. 1^{er} semestre año 2013

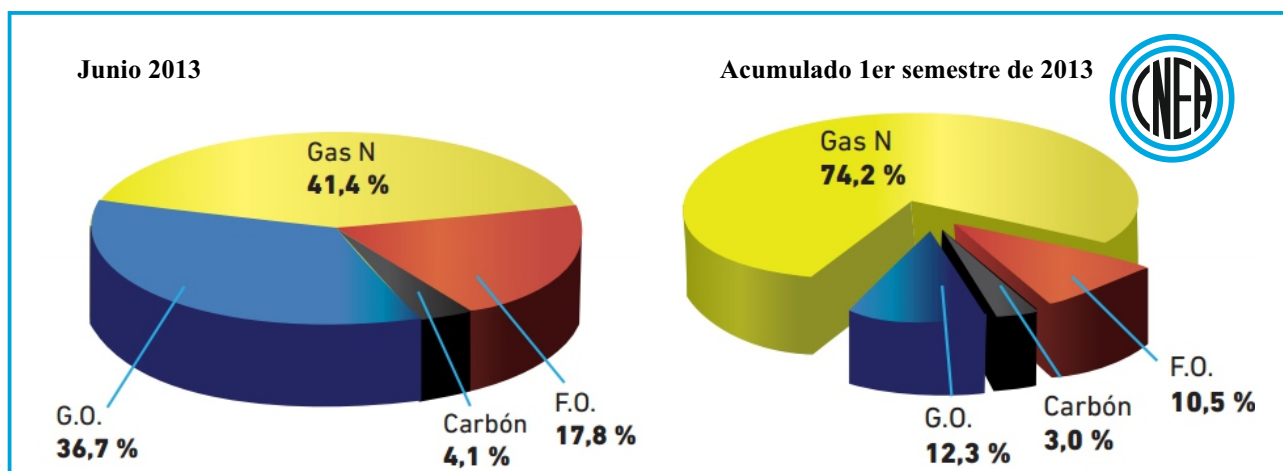
Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂



A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante el año 2013. En el gráfico se utilizan unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra el consumo en unidades físicas.

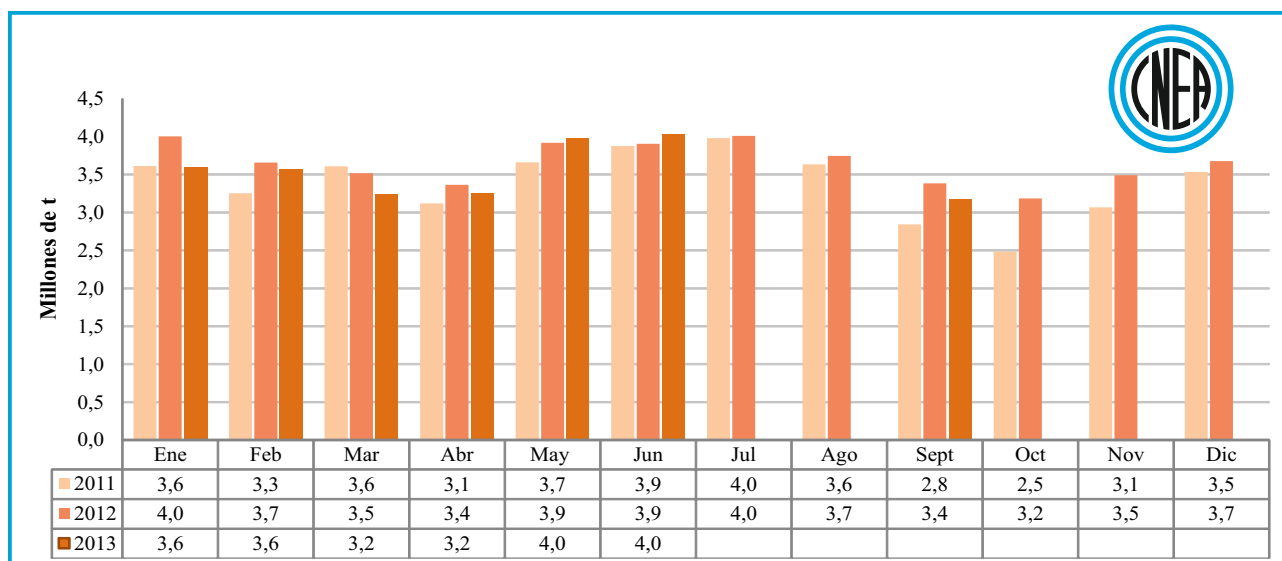
Consumo de combustibles en el MEM. 1^{er} semestre año 2013

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 del año 2013 y el acumulado durante el primer semestre de 2013, en unidades equivalentes (energía) respectivamente.



Consumo de Combustibles Fósiles

Se puede observar en el gráfico que figura a continuación las emisiones de CO₂ en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los años 2011 al 2013.



Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Demanda Eléctrica Regional

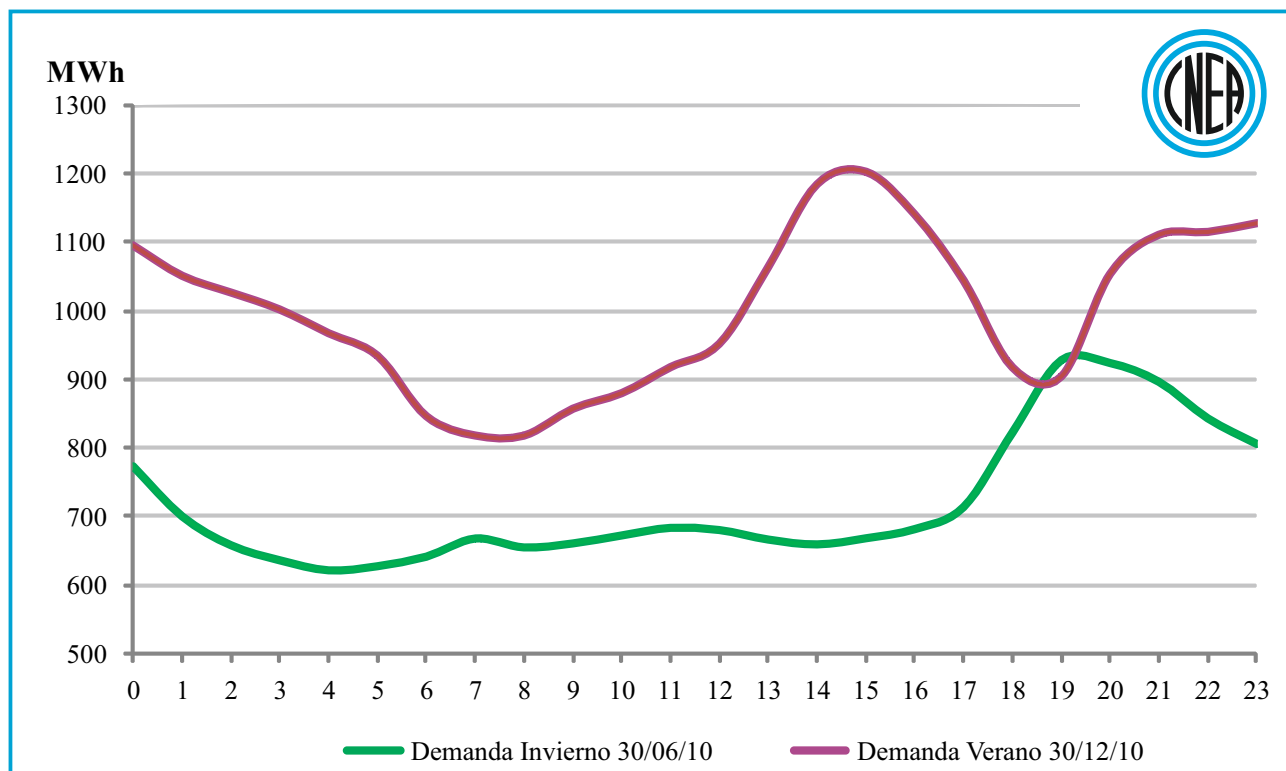
Esta sección presenta datos relevantes de la demanda regional con datos del informe eléctrico 2010 de la Secretaría de Energía, población del Censo 2010, y de líneas de transmisión de ADEERA y CAMMESA.

Región Noreste Argentino (NEA)

La región del NEA está integrada por las provincias de Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones, entre las cuales según, el Censo 2010, poseen 3.672.528 habitantes (9,3% de la población total de Argentina), distribuidos en 289.699 km² (10,4% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2010 se consumieron 4.721.693 MWh, un 4,9% del total del país.

Demanda del NEA

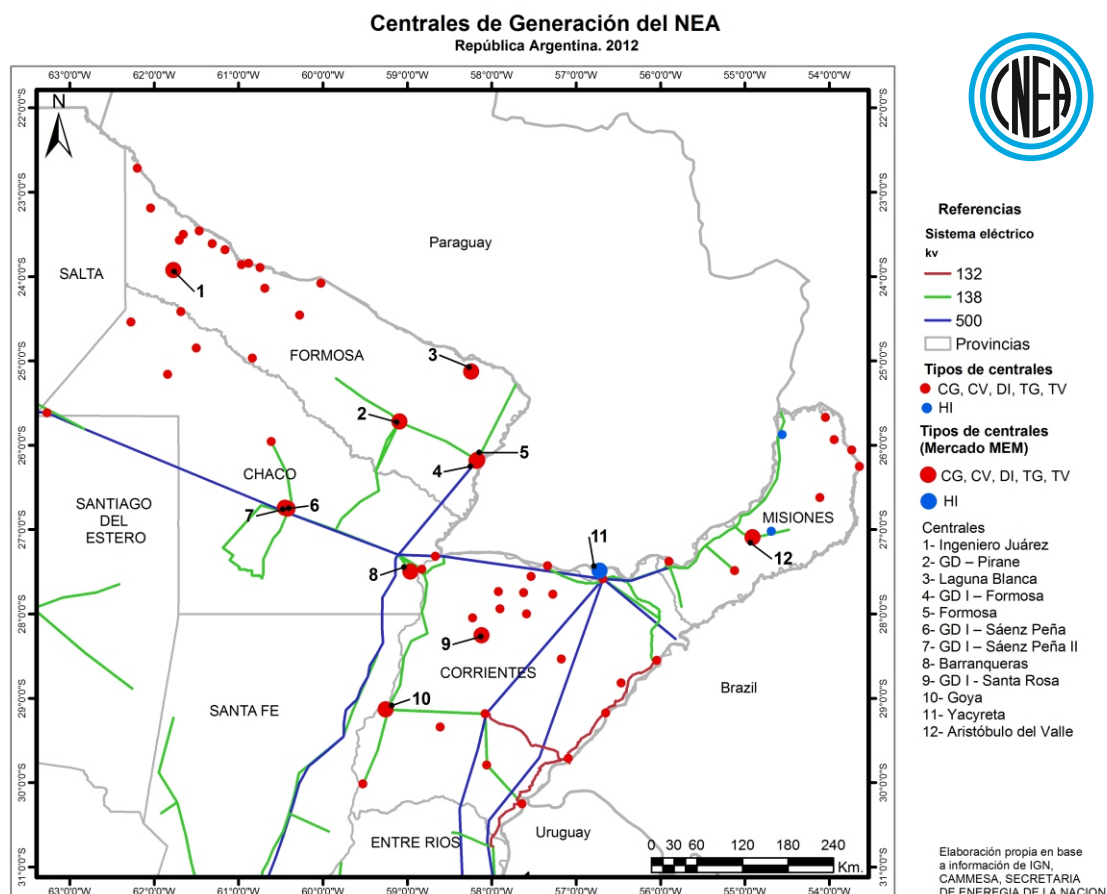
A continuación se muestra la demanda del NEA durante un día típico laboral de verano y de invierno.



Demanda Eléctrica del NEA

Potencia Instalada NEA

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), motores diesel (DI) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región NEA es de 3.046,3 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la figura se indica cada una de ellas.



EMPRESA	DESCRIPCIÓN	TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
			PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
ELECTROPATAGONIA	FORMOSA	TG	GN	GO	13,0
	GOYA	TG	GN	GO	13,0
EMSA GENERACION	OBERA	TG	GN	GO	12,0
	POSADAS	TG	GN	GO	21,0
ENARSA	L. N. ALEM ENARSA	DI	GO	-	15,0
	A.D.VALLE. ENARSA	DI	GO	-	15,0
	CASTELLI	DI	GO	-	14,2
	CHARATA ENARSA	DI	GO	-	16,0
	CORRIENTES	DI	GO	-	20,0
	ESQUINA ENARSA	DI	GO	-	16,5
	FORMOSA DELIVER	DI	GO	-	29,3
	CT GOYA ENARSA	DI	GO	-	13,0
	JUAREZ	DI	GO	-	4,0
	LAG. BLANCA	DI	GO	-	7,0
	LAS LOMITAS ENARSA	DI	GO	-	6,0
	LAS PALMAS ENARSA	DI	GO	-	6,0
	NUEVA POMPEYA	DI	GO	-	4,0
	PALMAR LARGO	DI	GO	-	3,0
	PIRANE	DI	GO	-	13,7
	PASO DE LA PATRIA	DI	GO	-	4,8
	SAENZ PEÑA II	DI	GO	-	15,0
	SAENZ PEÑA	DI	GO	-	19,0
	STA ROSA CORR	DI	GO	-	5,8
	V. ANGELA ENARSA	DI	GO	-	15,0
TOTAL ÁREA					301,3

Fuente: Informe mensual junio de 2013. CAMMESA

Empresa	Central	Tecnología	Potencia Instalada (MW)
E.B. YACYRETÁ	YACYRETÁ	Pasada	2.745

Fuente: Informe mensual junio de 2013. 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.

La red de transporte eléctrico del NEA, está configurada en distintos niveles de tensión: alta, media y baja.

Las redes de transmisión en esta región están operadas por transportistas que operan regionalmente y manejan un nivel de tensión que va desde 66 kV a 220 kV.

La empresa transportista en el NEA es TRANSENER que opera y mantiene las líneas de 132 Kv.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	ÁREA [km²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
SECHEEP	99.633	5.511	6.876	739
DPEC	88.199	4.300	12.668	555
Refsa	72.000	1.850	2.623	0
EMSA	16.206	4.290	7.515	512,2

Fuente: Datos característicos. Año 2010 ADEERA.

La jurisdicción de las distribuidoras está delimitada por zonas en cada región. A continuación, se indican las localidades en que prestan servicios cada una de las empresas concesionadas en la región Noreste.

La **Distribuidora Provincial, Servicios Eléctricos del Chaco** (SECHEEP), Sociedad del Estado provincial, atiende mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Departamentos: 1° de Mayo, 12 de Octubre, 2 de Abril, 25 de Mayo, 9 de Julio, Almirante Brown, Bermejo, Chacabuco, Comandante Fernández, Fray Justo Santa María de Oro, General Belgrano, General Donovan, General Güemes, Independencia, Libertad, Libertador General San Martín, Maipú, Mayor Luis J. Fontana, O'Higgins, Presidencia de la Plaza, Quitilipi, San Fernando, San Lorenzo, Sargento Cabral y Tapenagá.

La **Distribuidora, Dirección Provincial de Energía de Corrientes** (DPEC), atiende mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Departamentos: Bella Vista, Berón de Astrada, Capital, Concepción, Curuzú Cuatía, Empedrado, Esquina, General Alvear, General Paz, Goya, Itatí, Ituzaingó, Lavalle, Mburucuyá, Mercedes, Monte Caseros, Paso de los Libres, Saladas, San Cosme, San Luis del Palmar, San Martín, San Miguel, San Roque, Santo Tomé y Sauce.

La **Empresa Distribuidora de Energía de Formosa** (Refsa), atiende mercado propio y vende energía a Cooperativas rurales. Departamentos: Bermejo, Formosa, Laishi, Matacos, Patiño, Pilagás, Pilcomayo y Pirané.

Energía de Misiones S. A. (EMSA), atiende mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Departamentos: 25 de Mayo, Apóstoles, Cainguás, Candelaria, Capital, Concepción, Eldorado, General Manuel Belgrano, Guaraní, Iguazú, Leandro N. Alem, Libertador Gral San Martín, Montecarlo, Oberá, San Ignacio, San Javier y San Pedro.

Consumo eléctrico por Provincia

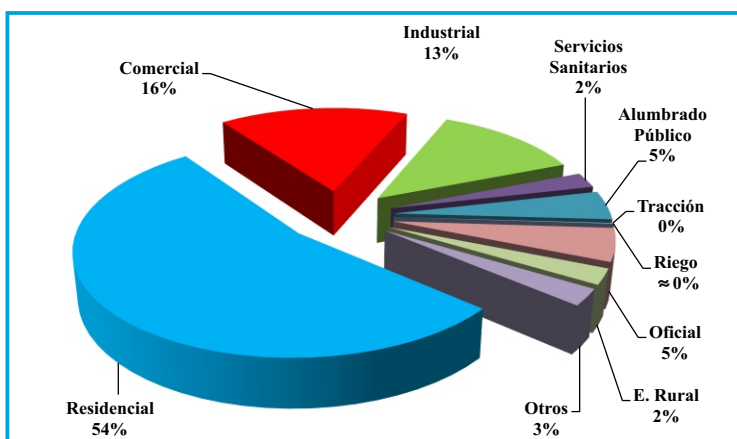
Chaco

El consumo de la provincia de Chaco en el año 2010 fue de 1.486.118 MWh, que corresponde a un 31,5% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Chaco según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

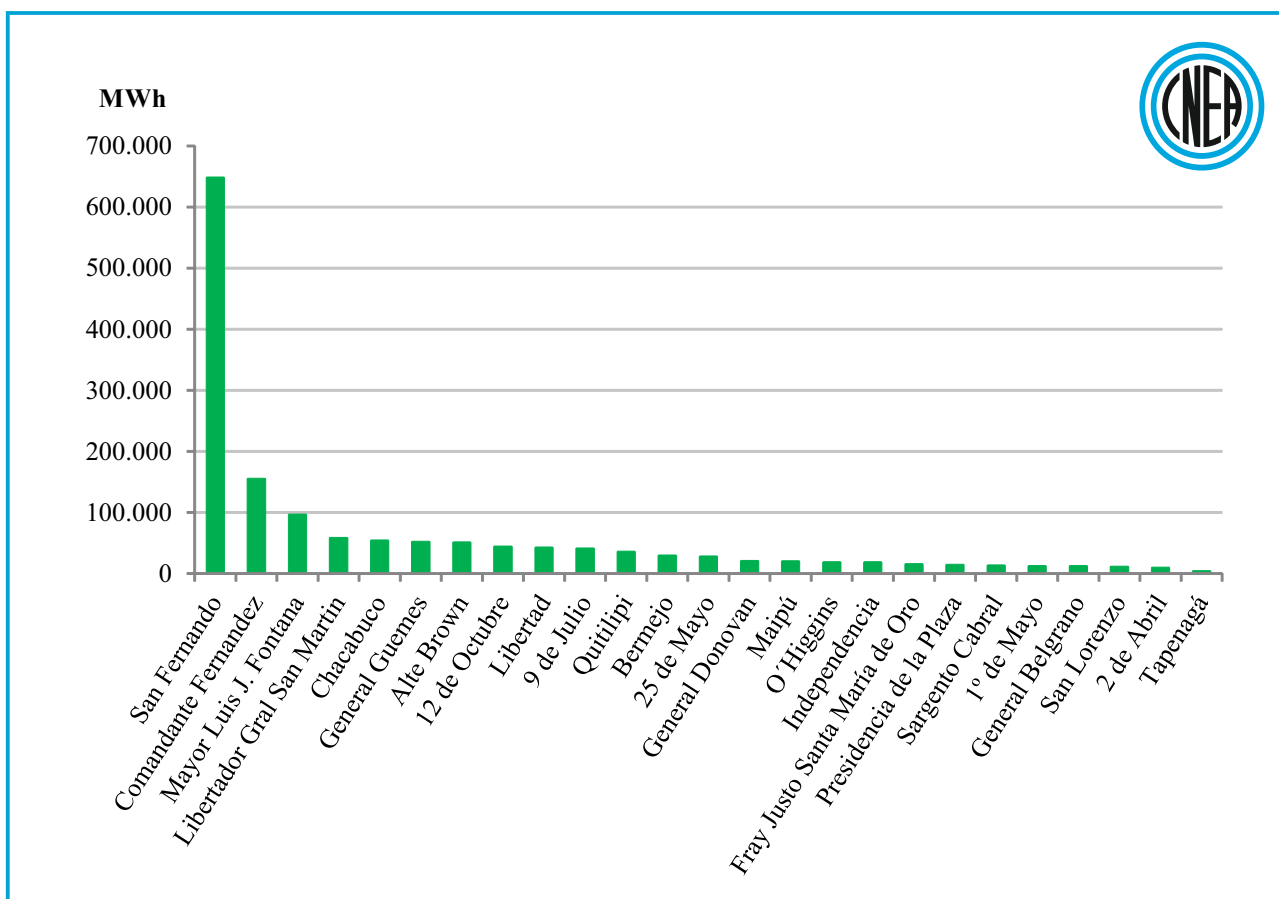
En el gráfico que le sigue se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Chaco desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento de San Fernando con un 43,6%, el departamento de Comandante Fernández con un 10,4%, el departamento de Mayor Luis J. Fontana con un 6,4% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,2% y 3,9% de la electricidad generada.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	800.765
Comercial	243.369
Industrial	188.296
Servicios Sanitarios	35.569
Alumbrado Público	66.496
Tracción	0
Riego	1.642
Oficial	75.718
Rural	36.261
Otros	38.002
Total	1.486.118



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chaco.
Año 2010**
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
elaborado por la Secretaría de Energía

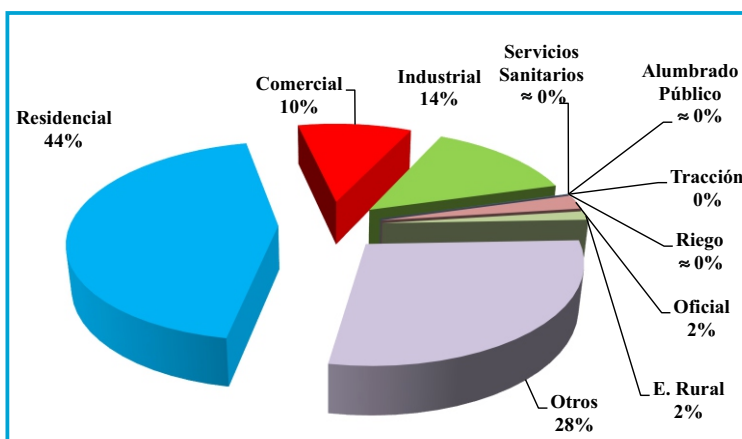


Demanda eléctrica regional de Chaco 2010
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

Corrientes

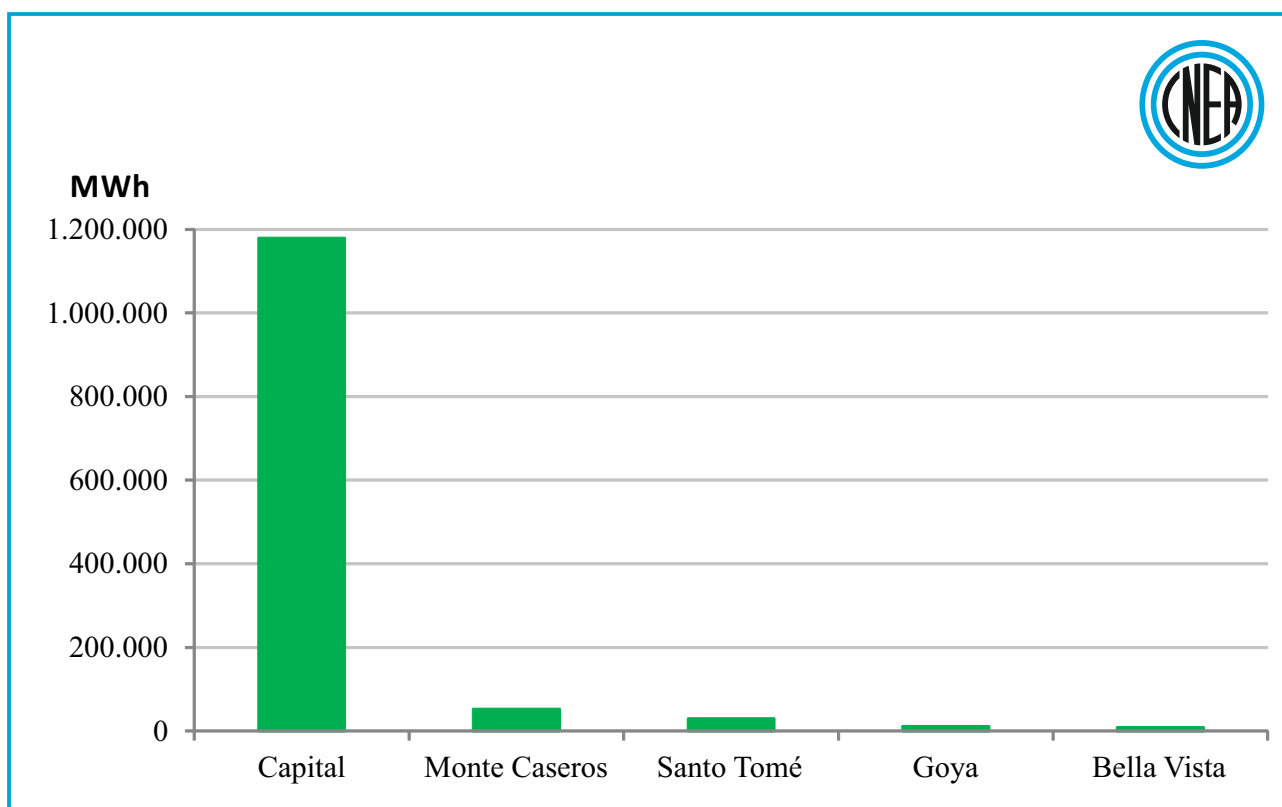
El consumo de la provincia de Corrientes, en el año 2010, fue de 1.277.689 MWh, que corresponde a un 27,1% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Corrientes según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	559.464
Comercial	133.469
Industrial	173.675
Servicios Sanitarios	61
Alumbrado Público	167
Tracción	0
Riego	283
Oficial	29.796
Rural	18.493
Otros	362.281
Total	1.277.689



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Corrientes. Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Corrientes desagregado por departamentos.



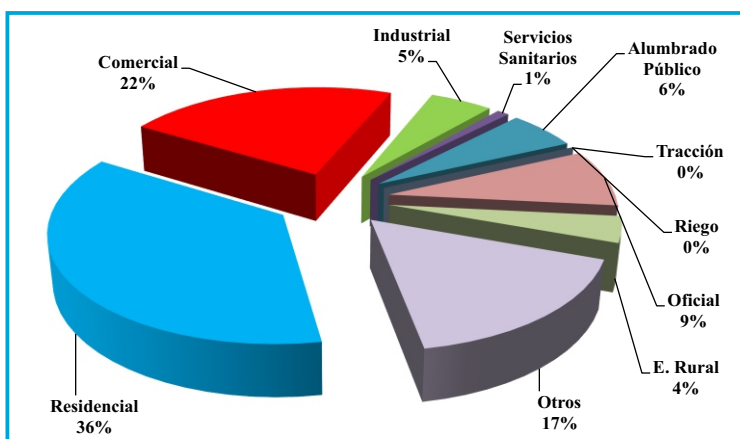
Demanda eléctrica regional de Corrientes 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento capital con un 92,3%, el departamento de Monte Caseros con un 4,0%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,6% y 2,3% de la electricidad generada.

Formosa

El consumo de la provincia de Formosa, en el año 2010, fue de 583.585 MWh, que corresponde a un 12,4% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Formosa según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

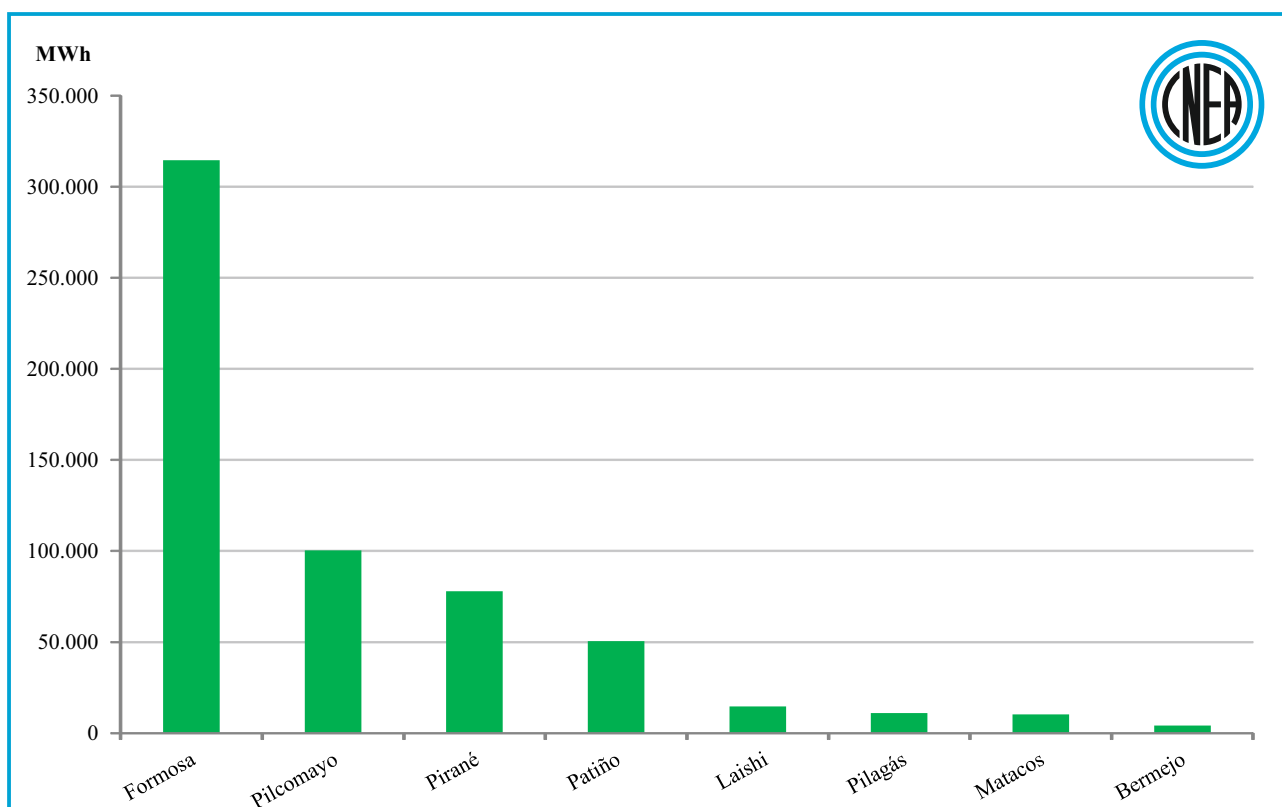
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	212.684
Comercial	131.064
Industrial	30.298
Servicios Sanitarios	5.848
Alumbrado Público	33.763
Tracción	0
Riego	0
Oficial	49.716
Rural	22.577
Otros	97.635
Total	583.585



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Formosa.
Año 2010**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Formosa desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica regional de Formosa 2010

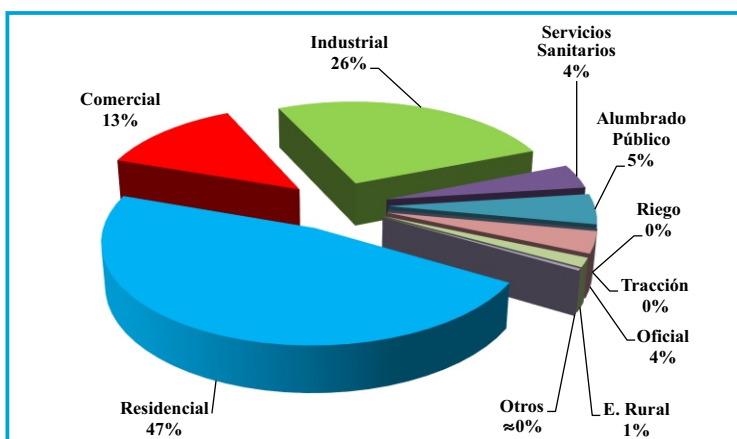
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento de Formosa con un 53,9%, el departamento de Pilcomayo con un 17,2%, Pirané con un 13,3% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,7% y 8,7% de la electricidad generada.

Misiones

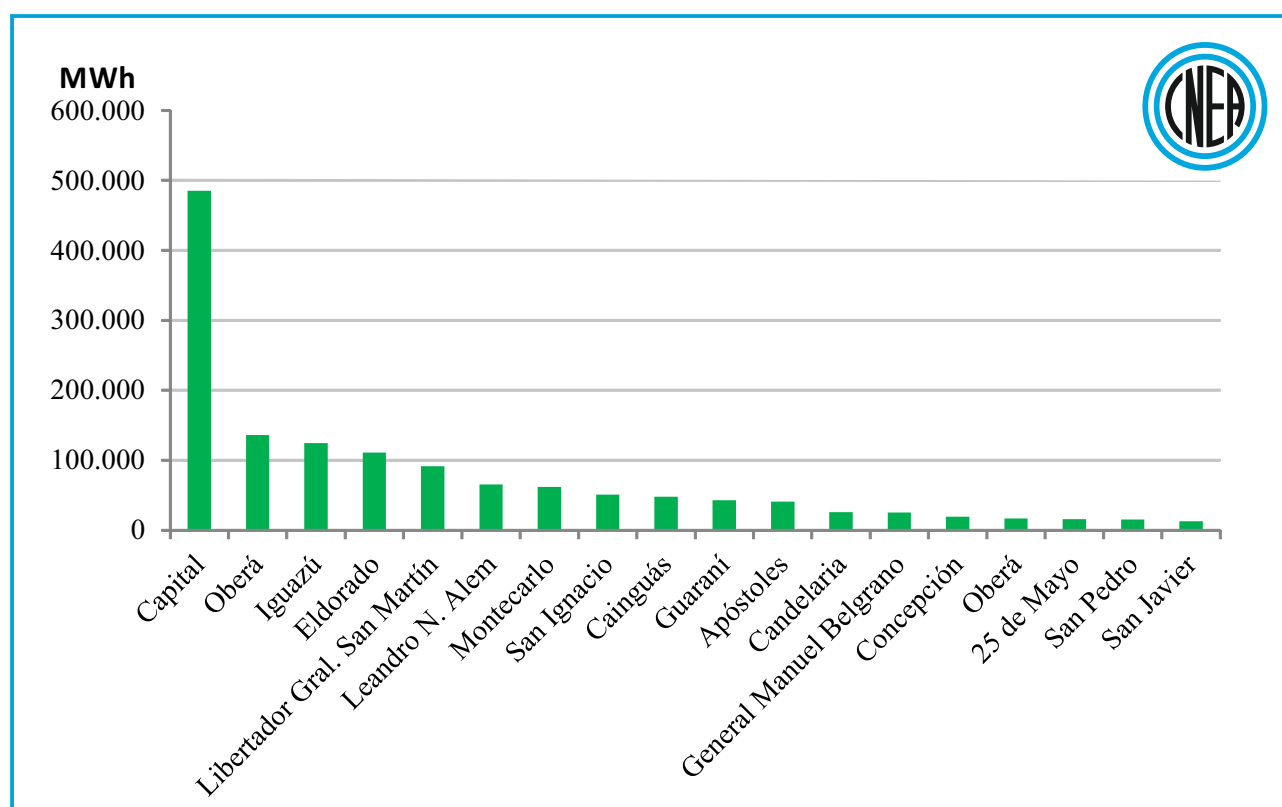
El consumo de la provincia de Misiones, en el año 2010, fue de 1.374.301 MWh, que corresponde a un 29,1% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Misiones según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	645.031
Comercial	177.179
Industrial	354.884
Servicios Sanitarios	55.039
Alumbrado Público	68.265
Tracción	0
Riego	0
Oficial	48.687
Rural	20.580
Otros	4.636
Total	1.374.301



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Misiones.
Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
 elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Misiones desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica regional de Misiones 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

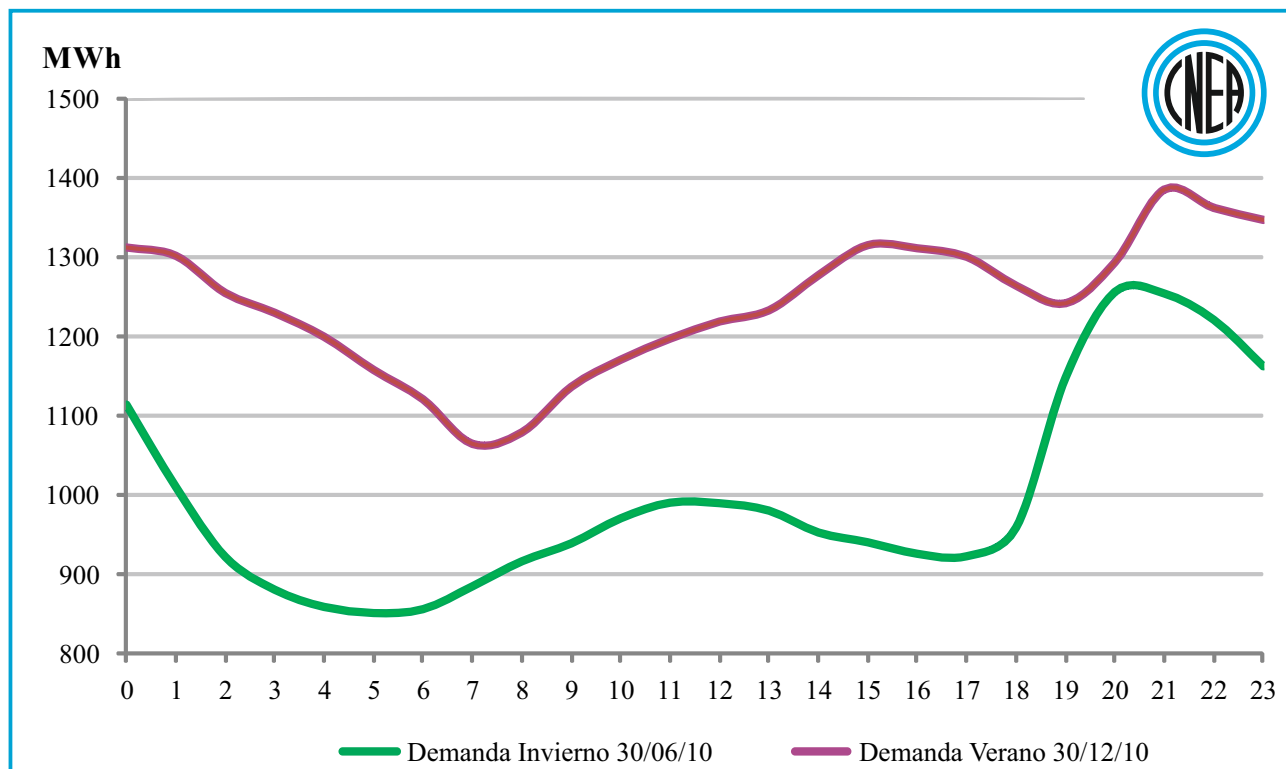
El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento capital con un 34,9%, el departamento de Oberá con un 9,8%, Iguazú con un 8,9% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,9% y 8,0% de la electricidad generada.

Región del Noroeste Argentino (NOA)

La región del NOA está integrada por la provincia de Catamarca, Jujuy, La Rioja, Santiago del Estero, Salta y Tucumán, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 4.931.795 habitantes (12,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 559.864 km² (20,1% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2010, se consumieron 7.909.443 MWh, un 8,2% del total del país.

Demanda del NOA

A continuación se muestra la demanda del NOA durante un día típico laboral de verano y de invierno.



Demanda Eléctrica del NOA

Potencia Instalada NOA

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas (HI), eólicas (EO) e instalaciones fotovoltaicas FT). La potencia instalada unificada al SADI en la región del NOA es de 2.635,6 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indican con el número de referencia la ubicación de cada una de ellas.

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
AES JURAMENTO	CABRA CORRAL	Embalse Semanal	100,5
	EL TUNAL	Compensador	10,5
HIDROCUYO S.A, HIDROELÉCTRICA REYES EJSEDSA	LOS MADERAS	Pasada	30,6
	RÍO REYES	Pasada	7,0
HIDROELÉCTRICA RÍO HONDO SA	LOS QUIROGA	Pasada	2,0
	RÍO HONDO	Pasada	15,0
HIDROELÉCTRICA TUCUMÁN SA	CADILLAL	Pasada	12,6
	ESCABA	Pasada	24,0
	PUEBLO VIEJO	Pasada	15,0
TOTAL ÁREA			217,2

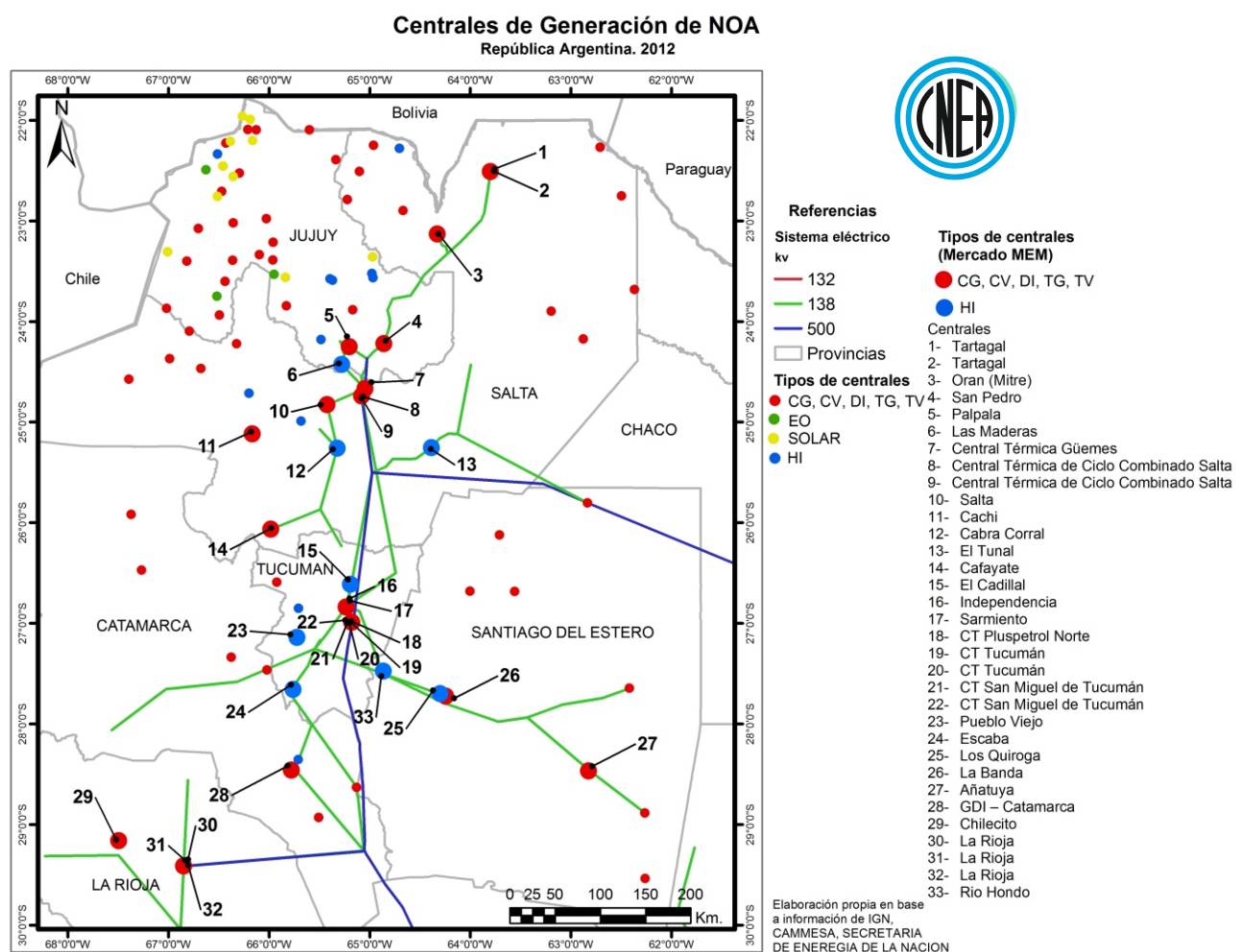
Fuente: Informe Mensual junio de 2013. CAMMESA

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	TECNOLOGÍA	COMB.	COMB.ALT.	POTENCIA
C.T. NOA	LA BANDA	TG	GN	GO	26,0
	PALPALA	TG	GN	GO	30,0
	SALTA	TG	GN	GO	10,0
	SAN PEDRO	TG	GN	GO	26,0
C.T. SALTA (TERMOANDES)	TERMOANDES	TG	GN	GO	416
C.TÉRMICA GÜEMES S.A.	GÜEMES	TV,TG	GN	GO,FO	364
CENTRAL TÉRMICA PIQUIRENDIA	PIQUIRENDIA	DI	GO	-	30,4
ENARSA	AÑATUYA	DI	GO	-	30,7
	CATAMARCA DELIVERY	DI	GO	-	19,2
	CHILECITO	DI	GO	-	10,0
	INTA CATAMARCA	DI	GO	-	7,0
	LIB. SAN MARTÍN	DI	GO	-	15,3
	LA RIOJA DELIVERY	DI	GO	-	17,8
	LA RIOJA SUR	DI	GO	-	10,0
	ORÁN	DI	GO	-	15,0
	P. IND. CATAMARCA	DI	GO	-	15,0
	SALTA	DI	GO	-	15,0
	TARTAGAL	DI	GO	-	10,0
	TEREVINTOS	DI	GO	-	8,0
	TINOGASTA	DI	GO	-	15,0
EDECAT GENERACIÓN	CATAMARCA	DI	GO	-	17,8
EDELAR GENERACIÓN	CHILECITO	DI	GO	-	5,0
	LA RIOJA PRECARIA	DI	GO	-	6,7
EDESASA GENERACIÓN	CACHI	DI	GO	-	0,6
	CAFAYATE	DI	GO	-	3,7
	ORÁN	DI	GO	-	3,8
	TARTAGAL	TG	GN	GO	20,0
GENERACIÓN INDEPENDENCIA SA	INDEPENDENCIA	TG	GN	GO	130,0
	SARMIENTO TUCUMÁN	TG	GN	GO	10,0
GENERACIÓN RIOJANA SA	LA RIOJA	TG	GN	GO	42,0
PLUSPETROL ENERGY SA (TUC Y SM)	S. M. DE TUCUMÁN	CC	GN	GO	382,2
	C.T. TUCUMÁN	CC	GN	GO	447,0
PLUSPETROL SA	PLUSPETROL NORTE	TG	GN	GO	232,0
TOTAL ÁREA					2391,2

Fuente: Informe Mensual junio de 2013. CAMMESA

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
PARQUE EÓLICO ARAUCO SAPEM	ARAUCO	Molino eólico	25,2
ENARSA	CHIMBERA 1	Fotovoltaica	2,0
TOTAL ÁREA			27,2

Fuente: Informe Mensual junio de 2013. 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]
Energía de Catamarca S.A.P.E.M	102.602	2.493,0	2.616,0	-
EDELAR S.A.	89.680	3.083,0	4.100,0	496,0
EDESA S.A	76.748	3.708,0	6.567,0	566,0
EDESE S.A.	150.536	7.063,0	7.246,0	-
EDET S.A.	22.524	7.121,9	5.581,0	-
EJE S.A.	22.060	2.992,0	3.669,0	-

Fuente: Datos característicos. Año 2010 ADEERA.

La **Empresa Distribuidora de Energía de Catamarca** (EDECAT), atiende el mercado de distribución de energía eléctrica a los siguientes departamentos de la provincia: Ambato, Ancasti, Andalgalá, Antofagasta de la Sierra, Belén, Capayán, Capital, El Alto, Fray Justo Santa María de Oro, Fray Mamerto Esquiú, La Paz, Paclín, Pomán, Santa María, Santa Rosa, Tinogasta y Valle Viejo. No existen Cooperativas distribuidoras de energía eléctrica en la Provincia.

Las distribuidoras **Empresa Jujeña de Energía** (EJESA), y **Empresa Jujeña de Sistemas Eléctricos Dispersos** (EJSEDSA), atienden respectivamente el mercado concentrado y el mercado disperso, cubriendo los servicios de distribución a los departamentos de la provincia que se citan a continuación: Cochinoca, Dr. Manuel Belgrano, El Carmen, Humahuaca, Ledesma, Palpalá, Rinconada, San Pedro, Santa Catalina, Tumbaya y Yavi.

La **Empresa Distribuidora de Energía de La Rioja** (EDELAR), por su parte, atiende todo el servicio de distribución de energía eléctrica, no existiendo en la provincia cooperativas de distribución de energía eléctrica. Los departamentos de la provincia que se atienden se citan a continuación: Arauco, Capital, Castro Barros, Chamental, Chilecito, Coronel Felipe Varela, Famatina, General Angel Peñaloza, General Belgrano, General Juan F. Quiroga, General Lamadrid, General Ocampo, General San Martín, Independencia, Rosario Vera Peñaloza, San Blas de los Sauces, Sanagasta y Vinchina.

La **Empresa Distribuidora de Energía de Salta** (EDESA S.A), atiende el mercado propio concentrado y disperso, no existiendo en la provincia cooperativas de distribución de energía eléctrica. Los departamentos de la Provincia a los cuales distribuye son: Anta, Cachi, Cafayate, Capital, Cerrillos, Chicoana, General Güemes, General José de San Martín, Guachipas, Iruya, La Caldera, La Candelaria, La Poma, La Viña, Los Andes, Metán, Molinos, Orán, Rivadavia, Rosario de la Frontera, Rosario de Lerma, San Carlos y Santa Victoria.

La **Empresa Distribuidora de Energía de Santiago del Estero** (EDESE) atiende el mercado propio de los siguientes departamentos de la Provincia: Aguirre, Alberdi, Atamisqui, Avellaneda, Banda, Belgrano, Capital, Choya, Copo, Figueroa, General Taboada, Guasayán, Jiménez, Juan F. Ibarra, Loreto, Mitre, Moreno, Ojo de Agua, Pellegrini, Quebrachos, Río Hondo, Rivadavia, Robles, Salavina, San Martín, Sarmiento, y Silípica. La única Cooperativa de la provincia que es rural, recibe energía de la provincia de Santa Fe.

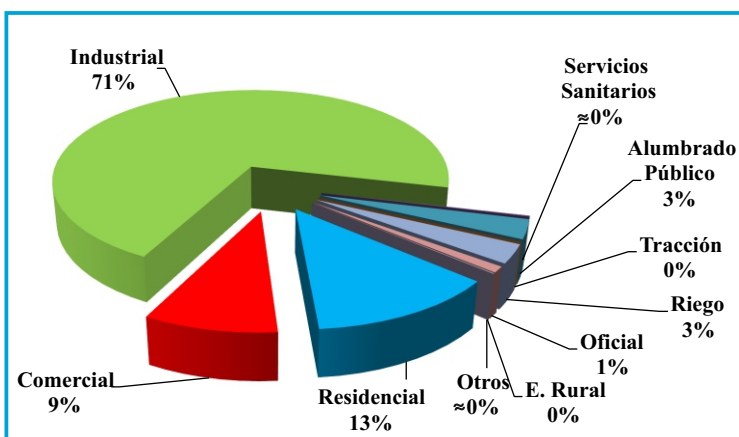
La **Empresa Distribuidora de Energía de Tucumán** (EDET): Provincia de Tucumán, atiende a los departamentos de la Provincia que se citan a continuación: Burruyacu, Capital, Chicligasta, Cruz Alta, Famaillá, Graneros, Juan Bautista Alberdi, LaCocha, leales, Lules, Monteros, Río Chico, Simoca, Tafi del Valle, Tafi Viejo, Trancas y Yerbabuena. No existen cooperativas de distribución de energía eléctrica en la Provincia.

Consumo Eléctrico por Provincias

Catamarca

El consumo de la provincia de Catamarca en el año 2010 fue de 1.745.407 MWh, que corresponde a un 22,1% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Catamarca según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

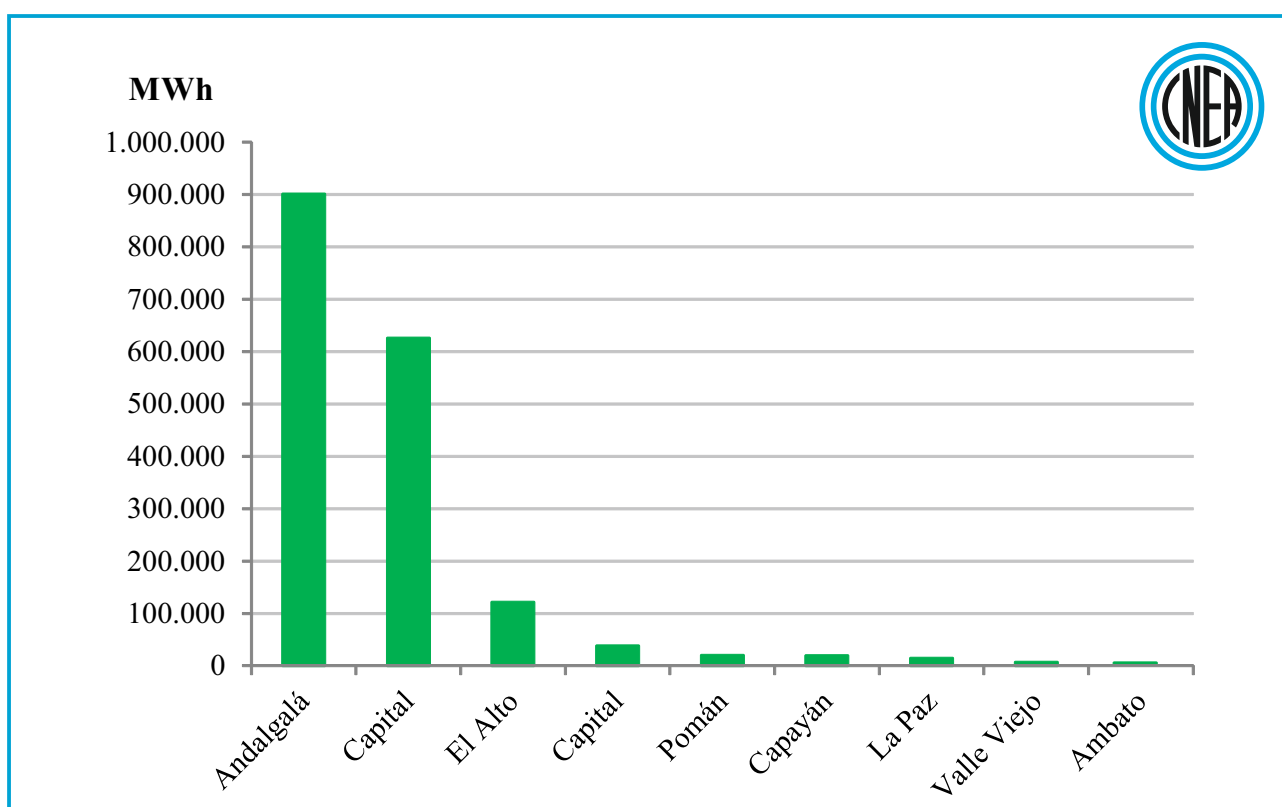
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	221.156
Comercial	154.250
Industrial	1.239.805
Servicios Sanitarios	2.794
Alumbrado Público	55.260
Tracción	0
Riego	53.687
Oficial	16.820
Rural	0
Otros	1.635
Total	1.745.407



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Catamarca.
Año 2010**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Catamarca desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica regional de Catamarca 2010

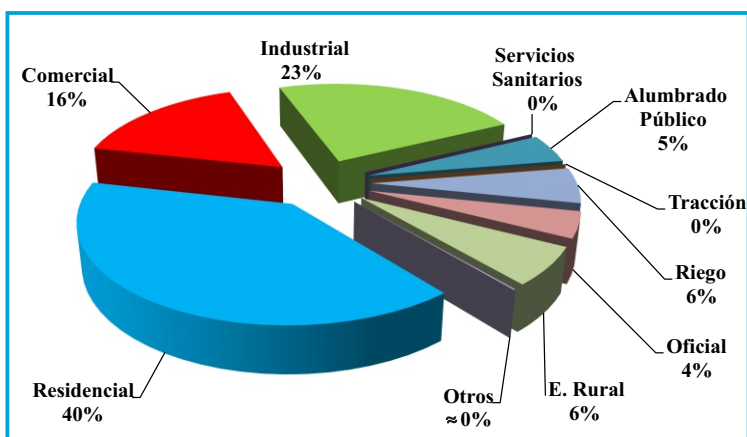
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento de Andalgalá con un 51,6%, el departamento capital con un 35,8%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,1% y 6,9% de la electricidad generada.

Jujuy

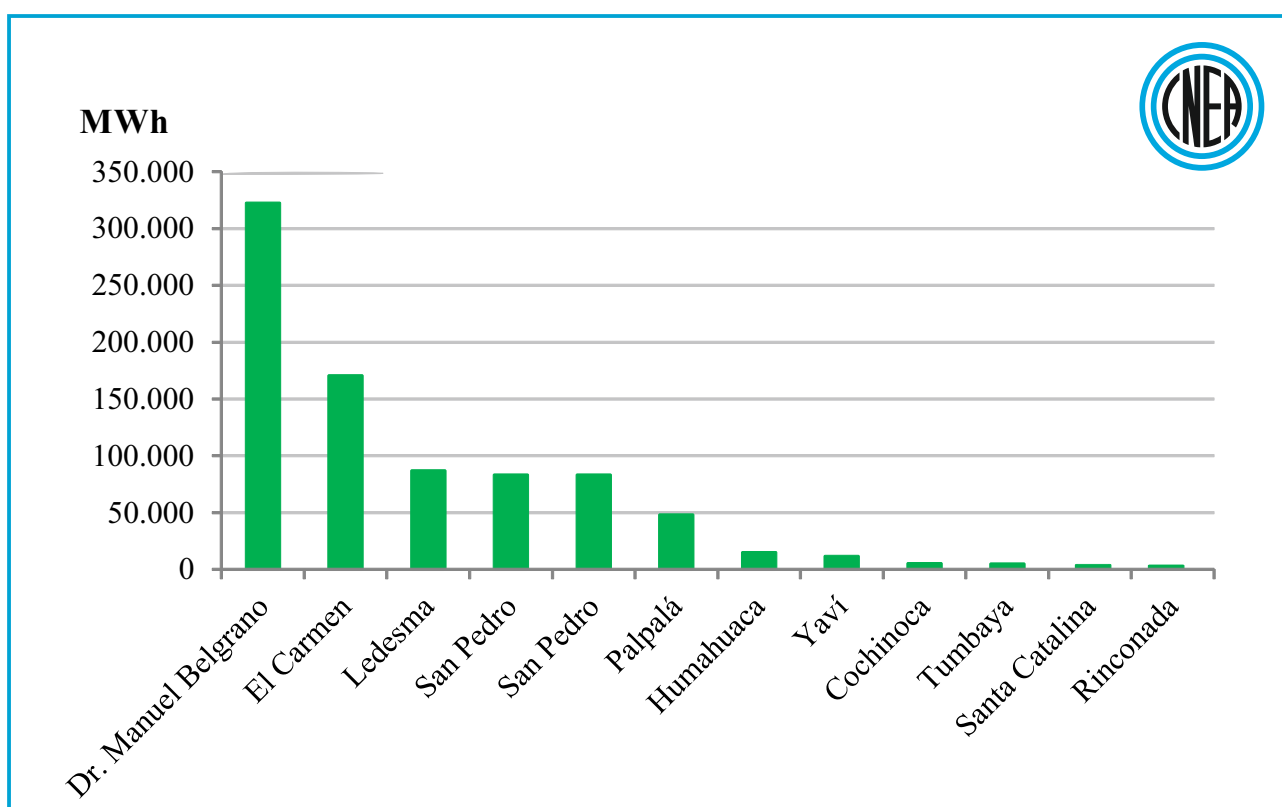
El consumo de la provincia de Jujuy, en el año 2010, fue de 750.004 MWh, que corresponde a un 9,5% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Jujuy según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	296.859
Comercial	121.577
Industrial	172.608
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	35.475
Tracción	0
Riego	43.637
Oficial	31.994
Rural	46.706
Otros	1.148
Total	750.004



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Jujuy.
Año 2010**
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Jujuy desagregado por departamentos.



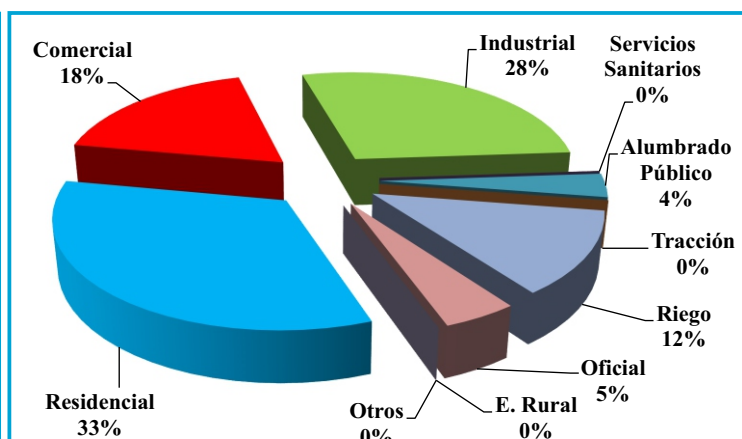
Demanda eléctrica regional de Jujuy 2010
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento Dr. Manuel Belgrano con un 38,8%, el departamento de El Carmen con un 20,5%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,02 % y 10,4% de la electricidad generada.

La Rioja

El consumo de la provincia de La Rioja, en el año 2010, fue de 1.041.830 MWh, que corresponde a un 13,2% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de La Rioja según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

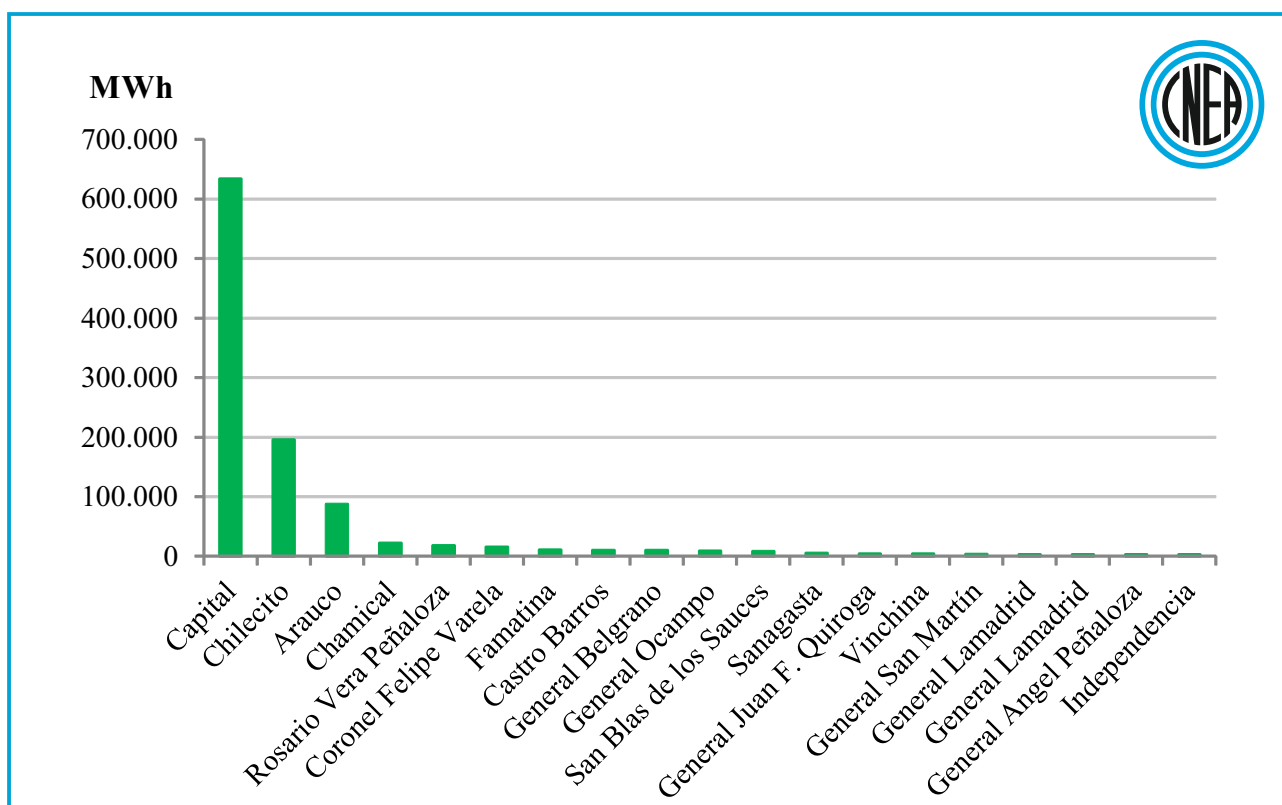
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	348.381
Comercial	187.512
Industrial	291.798
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	36.870
Tracción	0
Riego	129.774
Oficial	47.495
Rural	0
Otros	0
Total	1.041.830



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de La Rioja.
Año 2010

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de La Rioja desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica regional de La Rioja 2010

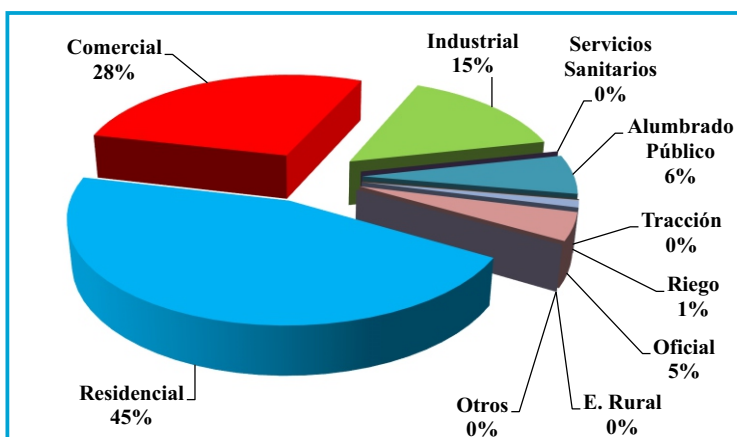
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 60,7%, el departamento de Chilecito con un 18,7%, Arauco con un 8,3%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,2 % y 2,1% de la electricidad generada.

Salta

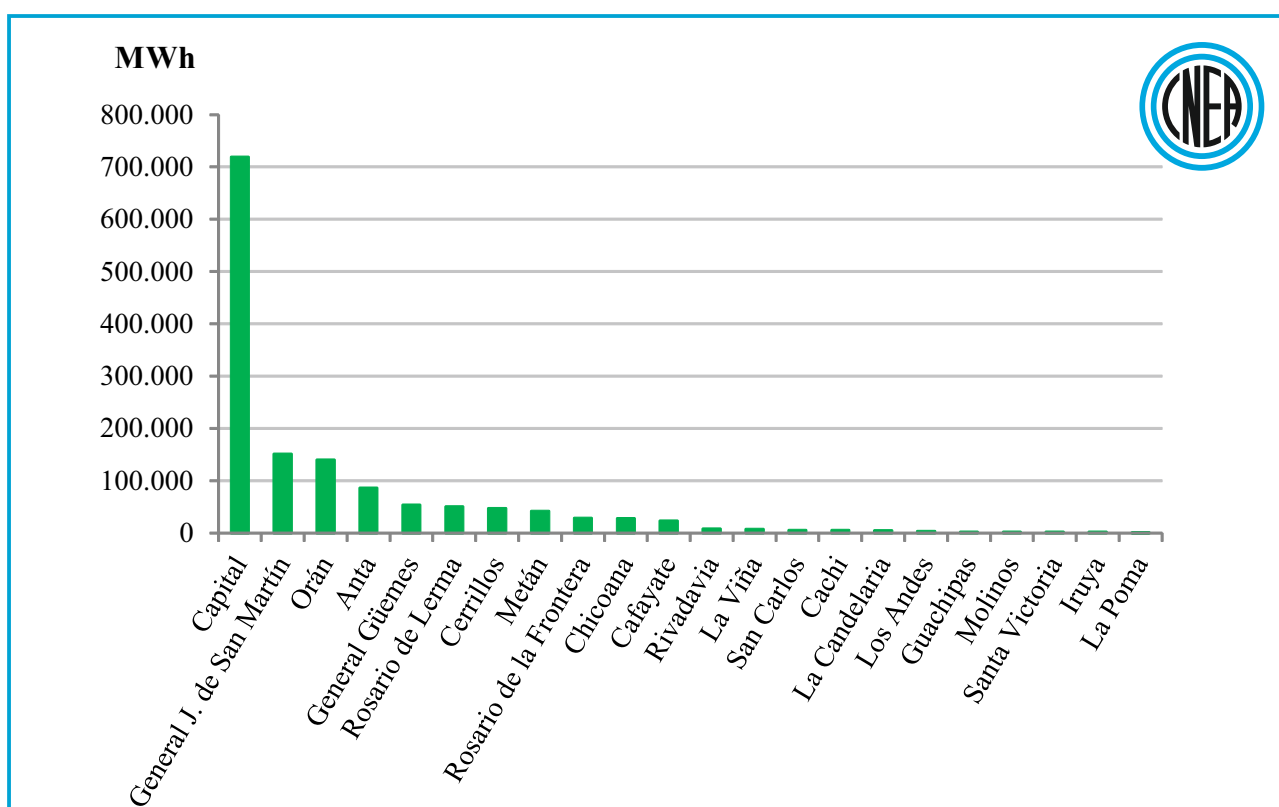
El consumo de la provincia de Salta, en el año 2010, fue de 1.415.747 MWh, que corresponde a un 17,9% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Salta según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	641.405
Comercial	394.860
Industrial	212.384
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	88.604
Tracción	0
Riego	16.493
Oficial	62.001
Rural	0
Otros	0
Total	1.415.747



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Salta.
Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Salta desagregado por departamentos.



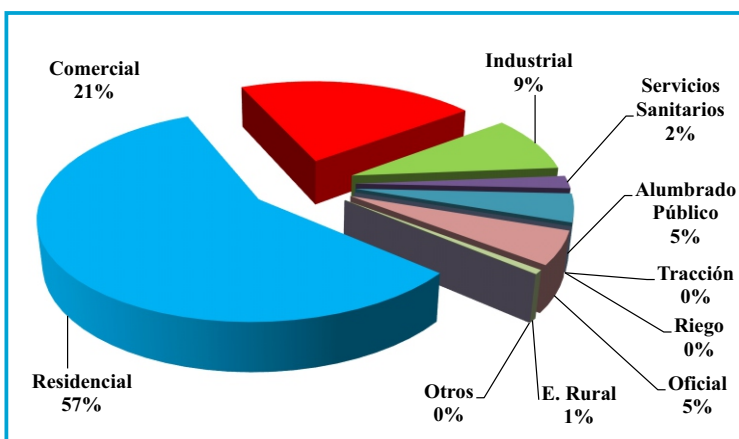
Demanda eléctrica regional de Salta 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 51,1%, el departamento de Gral. San Martín con un 10,7%, Orán con un 9,9%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03 % y 6,1% de la electricidad generada.

Santiago del Estero

El consumo de la provincia de Santiago del Estero en el año 2010 fue de 860.319 MWh, que corresponde a un 10,9% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santiago del Estero según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

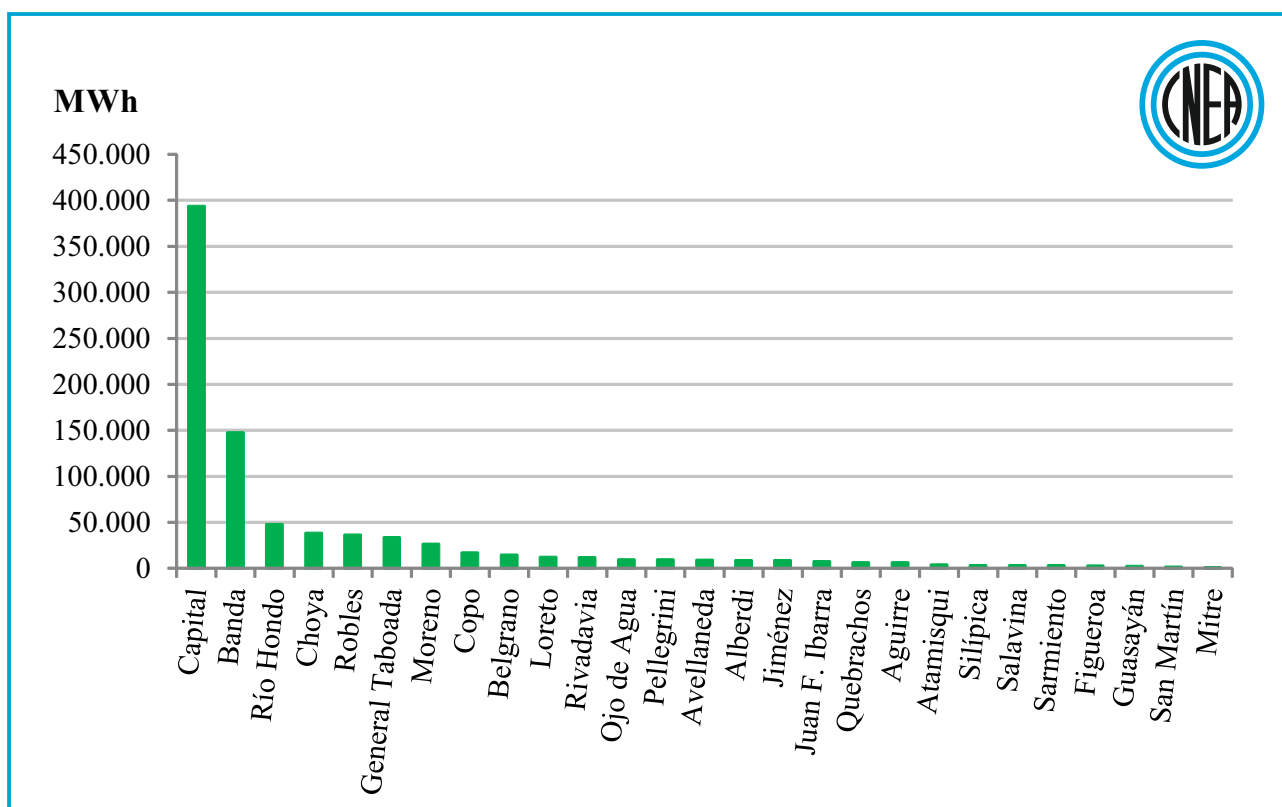
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	493.161
Comercial	183.375
Industrial	77.055
Servicios Sanitarios	17.463
Alumbrado Público	38.409
Tracción	0
Riego	0
Oficial	45.206
Rural	5.650
Otros	0
Total	860.319



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Sant. del Estero.
Año 2010

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Santiago del Estero desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica regional de Santiago del Estero 2010

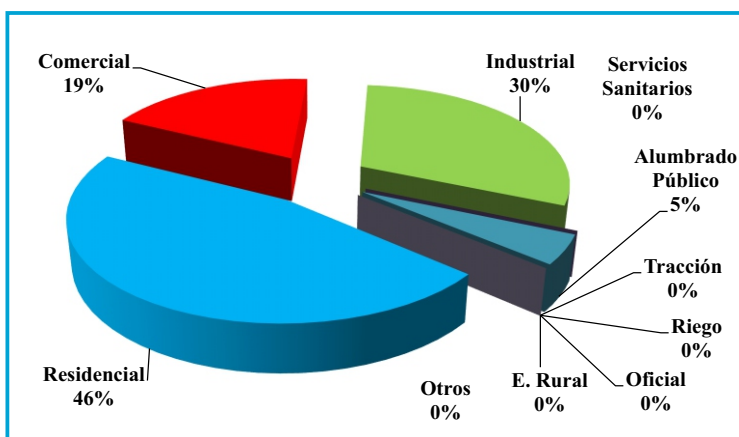
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento capital con un 45,7%, el departamento de la Banda con un 17,1%, Río Hondo con un 5,5%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,1 % y 4,4% de la electricidad generada.

Tucumán

El consumo de la provincia de Tucumán, en el año 2010, fue de 2.096.136 MWh, que corresponde a un 26,5% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Tucumán según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

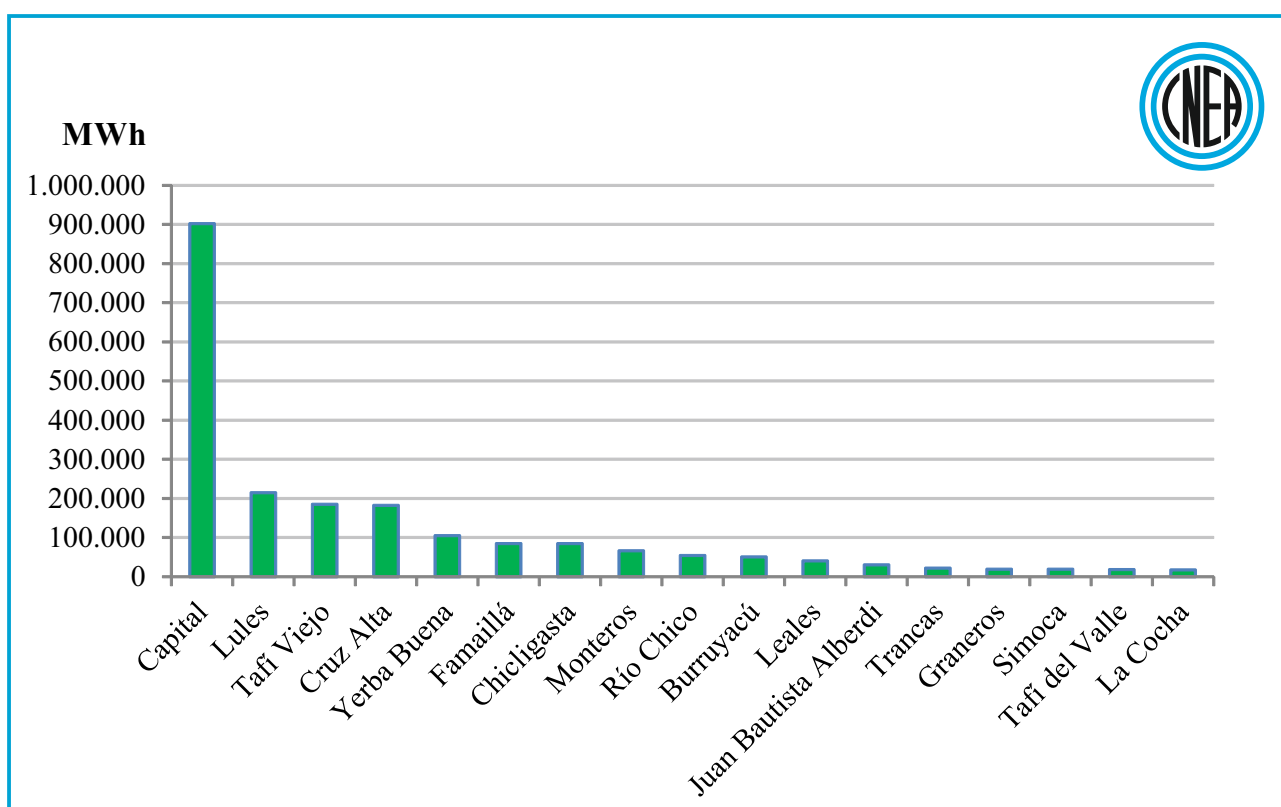
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	969.778
Comercial	393.121
Industrial	635.664
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	97.573
Tracción	0
Riego	0
Oficial	0
Rural	0
Otros	0
Total	2.096.136



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Tucumán.
Año 2010**

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Tucumán desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica regional de Tucumán 2010

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

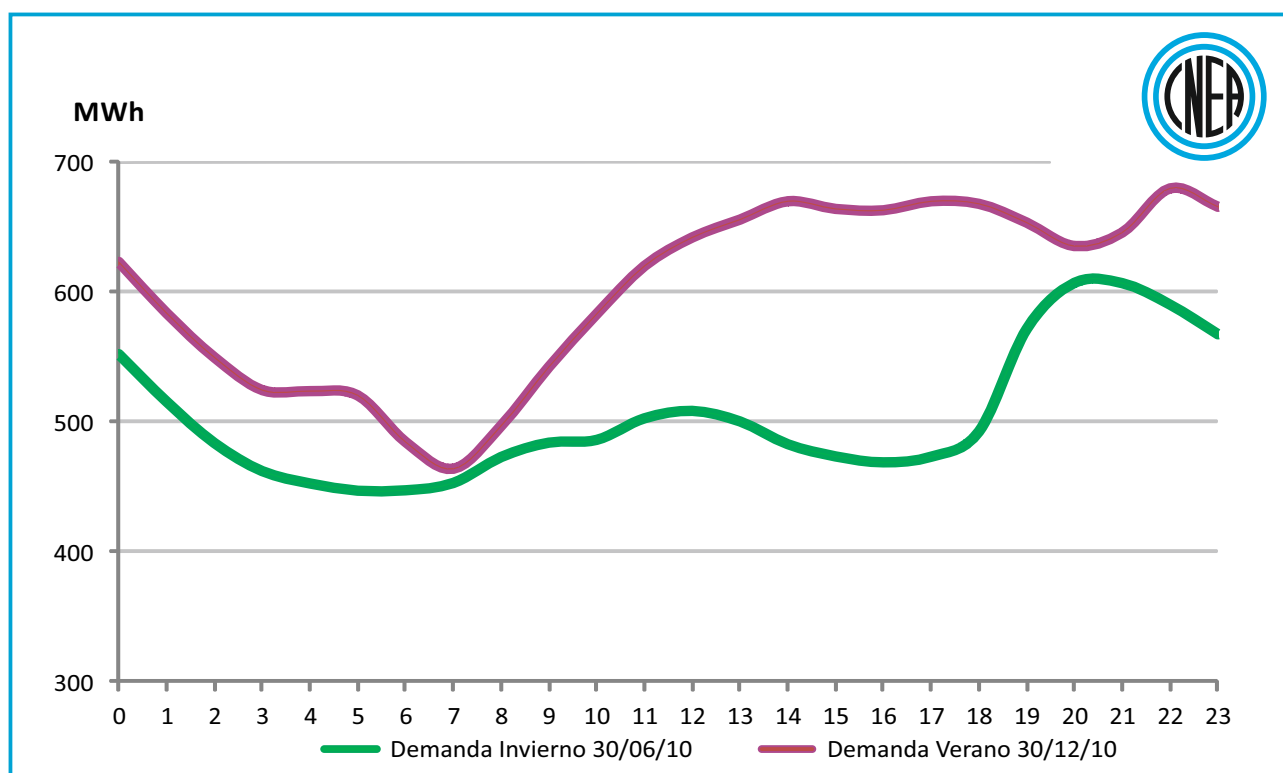
El mayor consumo eléctrico corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 43,0%, el departamento de Lules con un 10,2%, Taft Viejo con un 8,8%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,8 % y 8,7% de la electricidad generada.

Región Comahue

Esta región comprende las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro. Según el Censo 2010, posee del orden 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, durante 2010 se consumieron 3.860.928 MWh, lo que representa un 4,0% del total del país.

Demanda del Comahue

A continuación se muestra la demanda de la región del Comahue durante un día típico de verano y de invierno.



Demanda Eléctrica del Comahue

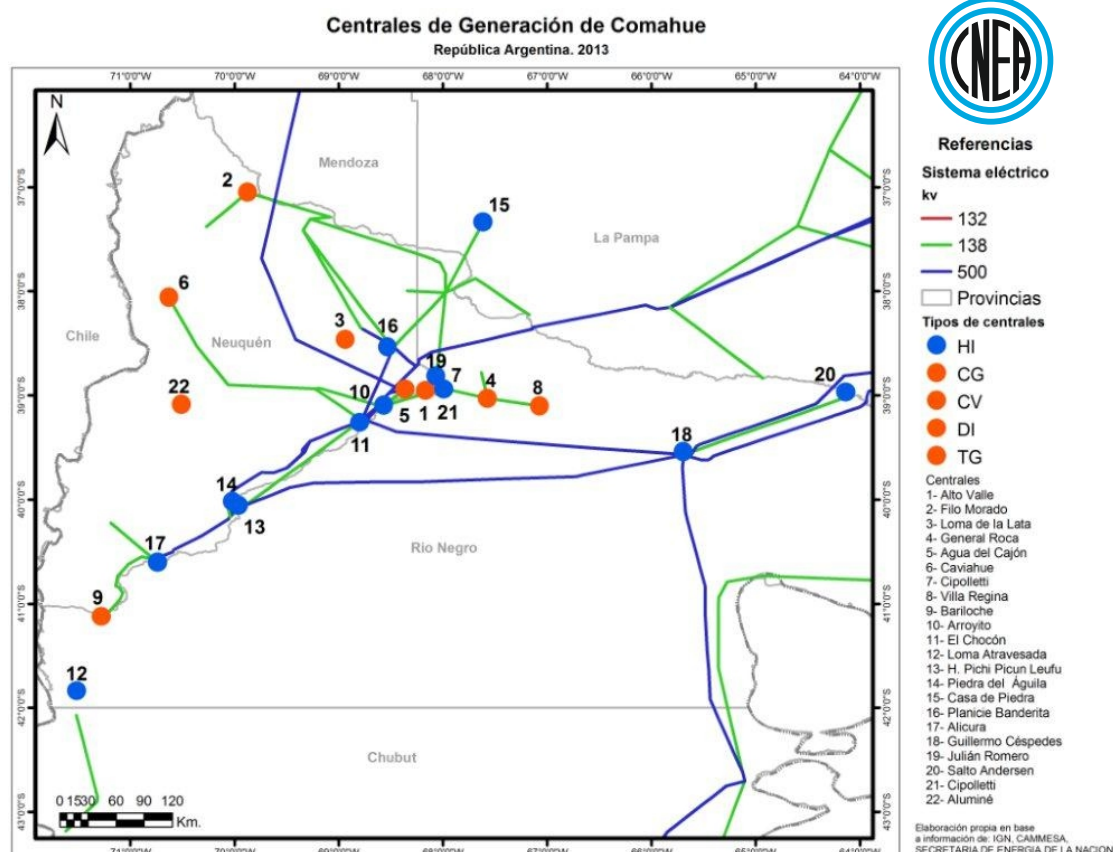
Potencia Instalada del Comahue

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región COMAHUE es de 6.247,3 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indican, con el número de referencia, la ubicación de cada una de ellas.

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	COMB	COMB ALT.	POTENCIA INSTALADA (MW)
A.VALLE	A.VALLE	TG	GN	GO	16,0
		CC	GN	GO	80,0
F.MORADO	F.MORADO	TG	GN	GO	62,9
C.T. LOMA DE LA LATA S.A.	C.T. NEUQUÉN	CC	GN	GO	540,0
TERMOROCA	TERMROCA				
TURBINE		CC	GN	GO	130,0
POWER COMP.					
MEDANITO	R. DE LOS SAUCES	DI	GO	-	32,0
	V. REGINA	DI	GO	-	5,0
	CIPOLLETTI	DI	GO	-	5,0
ENARSA	CAVIAHUE	DI	GO	-	5,0
	ALUMINE	DI	GO	-	6,3
	BARILOCHE	DI	GO	-	20,0
CAPEX	A. CAJÓN	CC	GN	GO	661,4
TOTAL ÁREA					1563,6

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
H. CHOCÓN	CHOCÓN	Embalse	1260,0
	ARROYITO	Estacional Compensador	120,0
H.C. COLOR.	P.BANDERITA	Embalse	472,0
		Mensual	
AES ALICURA	ALICURA	Embalse	1050,0
		Mensual	
H.P.D.AG.	P.D. AGUILA	Embalse	1400,0
		Estacional	
PECOM ENERGÍA	P.P.LEUFU	Embalse Diario	285,0
C. DE PIEDRA	C. DE PIEDRA	Pasada	60,0
DPA	SALTO ANDERSEN	Pasada	7,9
	GUILLERMO CÉSPEDES	Pasada	5,2
	JULIÁN ROMERO	Pasada	6,2
	CIPOLLETTI	Pasada	5,4
APELP	DIVISADEROS	Pasada	10,0
EMP. DE ENERGÍA DE RÍO NEGRO S.A.	GRAL. ROCA	Pasada	2,0
TOTAL ÁREA			4.683,7

Fuente: Informe Mensual junio de 2013. 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 tensión (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Las redes de transmisión en esta región están operadas por transportistas que operan regionalmente y manejan un nivel de tensión que va desde 66 kV a 220 kV. Las transportistas son las siguientes:

EPEN- Distro Comahue: opera y mantiene la red de transporte en alta y media tensión en la provincia de Neuquén. Ésta cuenta con 1.223 km de líneas en 132 kV (554,5 km EPEN, 668,81 km Distro Comahue), 1.039 km de líneas en 33 kV, 2.345 km de líneas en 13,2 kV y 1.309 km de líneas en baja tensión.

ERSA-Distro Comahue: opera y mantiene la red de la provincia de Río Negro.

APELP: atiende a la provincia de La Pampa. Abastece la demanda de energía eléctrica a gran parte del territorio provincial, se alimenta a través de interconexiones al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este sistema, abastece la mayor parte de la demanda de energía eléctrica de la provincia, y está vinculado al SADI a través de las estaciones transformadoras de 500 kV Macachín y Puelches (TRANSENER SA).

La red interconecta cinco estaciones transformadoras de 132/33/13,2 kV (Gral. Acha, Guatraché, Gral. Pico, Realicó y Santa Rosa).

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región, según datos característicos, año 2010 ADEERA, son:

Empresa	Área [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EPEN - Dist. Comahue	93.683	1.310	3.727	555
APELP	75.050	82	2.012	1.084
Edersa	203.000	4.010	5.326	0
CALF	128	1.230	250	0

Las jurisdicciones de las distribuidoras están delimitadas por zonas en la región. A continuación, se indican los partidos en que prestan servicios cada una de las empresas concesionadas en la región Comahue.

La Administración Provincial de Energía de La Pampa (APELP), atiende servicios aislados y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público. Departamentos: Atreucó, Caleu Caleu, Capital, Catriló, Chalileo, Chapaleufú, Chical Có, Conhelo, Curacó, Guatraché, Hucal, Lihuel Calel, Limay Mahuida, Loventué, Maracó, Puelén, Quemú Quemú, Rancul, Realicó, Toya, Trenel y Utracán.

El Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), atiende mercado propio, y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Departamentos: Aluminé, Añelo, Catán Lil, Chos Malal, Collón Curá, Confluencia, Huiliches, Lácar, Loncopue, Los Lagos, Minas, Ñorquin, Pehuenches, Picún Leufú, Picunches y Zapala.

La Cooperativa Provincial de Servicios Públicos y Comunitarios de Neuquén (CALF), compra su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista como Distribuidor (en el año 2005 completo), y en menor medida a la propia EPEN. La CALF atiende gran parte del mercado de Confluencia, pero comparte dicho abastecimiento con el EPEN y con las Cooperativas de Cutral Có y de Plottier.

En el departamento de Zapala, hay abastecimiento por parte del EPEN y de la Cooperativa del mismo nombre.

La Empresa de Energía de Río Negro (EdERSA), atiende mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Departamentos: 25 de Mayo, 9 de Julio, Adolfo Alsina, Avellaneda, Bariloche, El Cuy, General Conesa, General Roca, Ñorquinco, Pichi Mahuida, Pilcaniyeu, San Antonio y Valcheta.

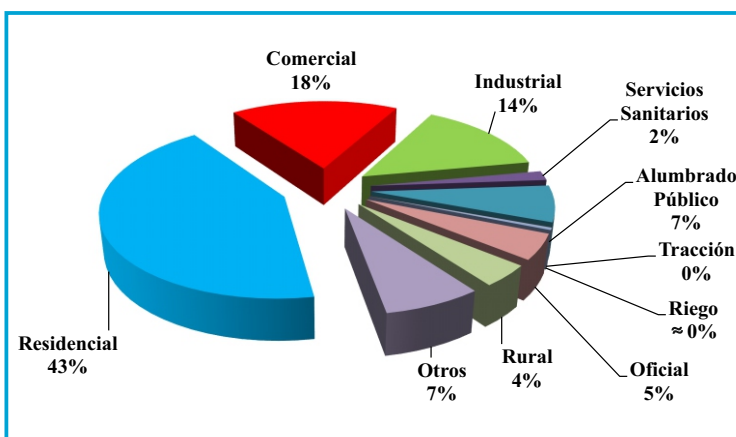
Las Cooperativas de la Provincia son la de Río Colorado y la de Bariloche que también es generadora. La de Río Colorado atiende toda la demanda en el Departamento de Pichi Mahuida, en tanto que la de Bariloche atiende tanto la Cooperativa homónima como EdERSA.

Consumo eléctrico por Provincias

La Pampa

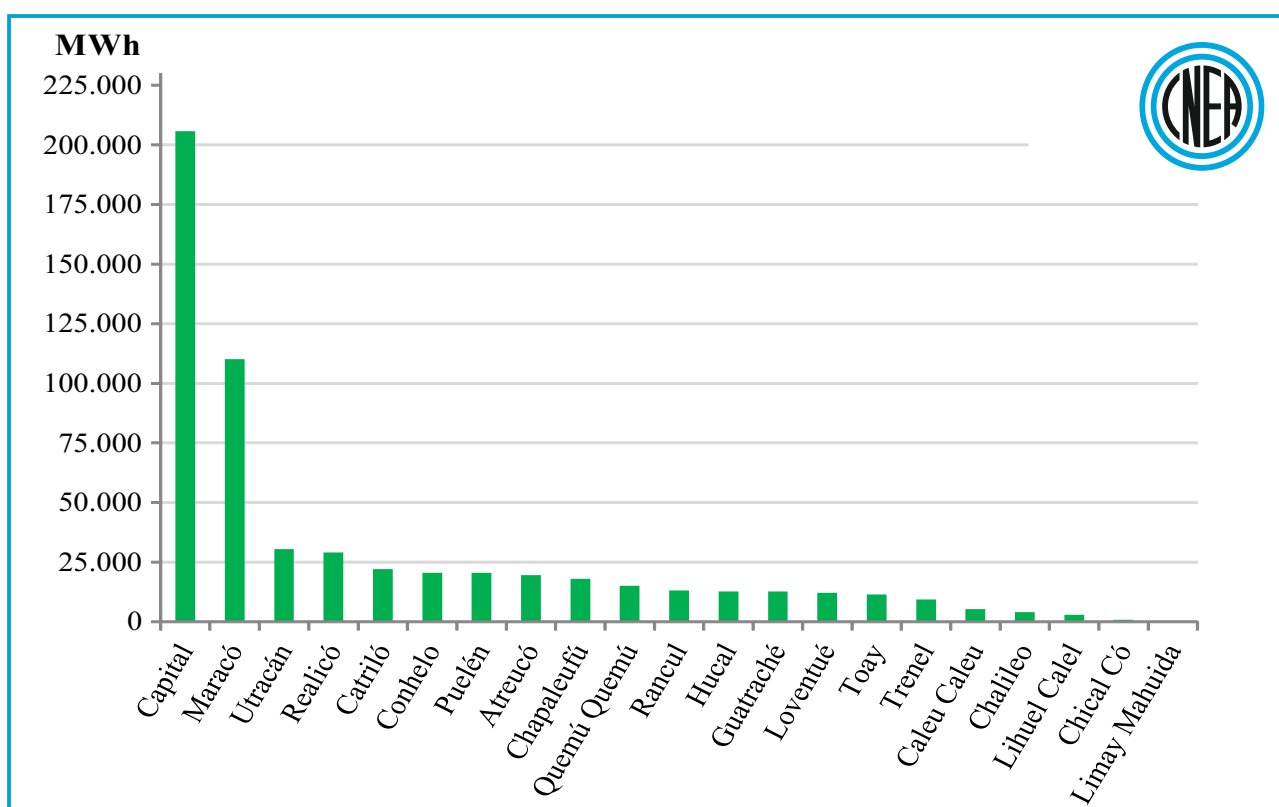
El consumo de la provincia, en el año 2010, fue de 574.730 MWh, que corresponde a un 14,9% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de La Pampa según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	246.079
Comercial	102.444
Industrial	81.613
Servicios Sanitarios	10.242
Alumbrado Público	39.075
Tracción	0
Riego	2.551
Oficial	27.292
Rural	22.964
Otros	42.470
Total	574.730



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de La Pampa.
Año 2010**
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de La Pampa desagregado por departamentos.



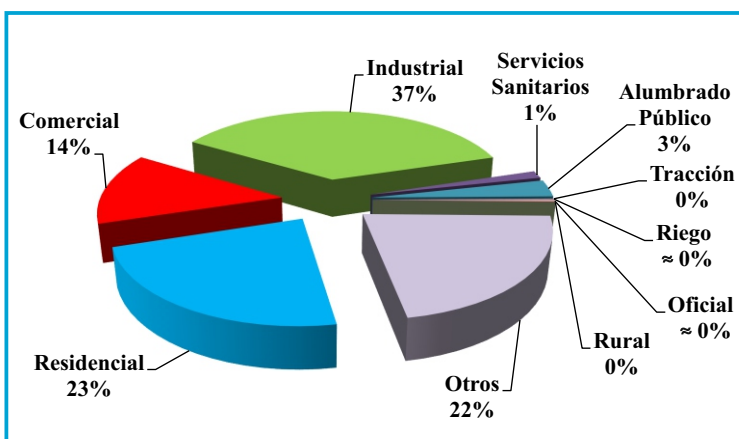
Demanda eléctrica regional de La Pampa 2010
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de La Pampa corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 35,7%, le sigue el departamento de Maracó con el 19,1%, el departamento de Utracán con el 5,2% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 5,0% de la electricidad generada.

Neuquén

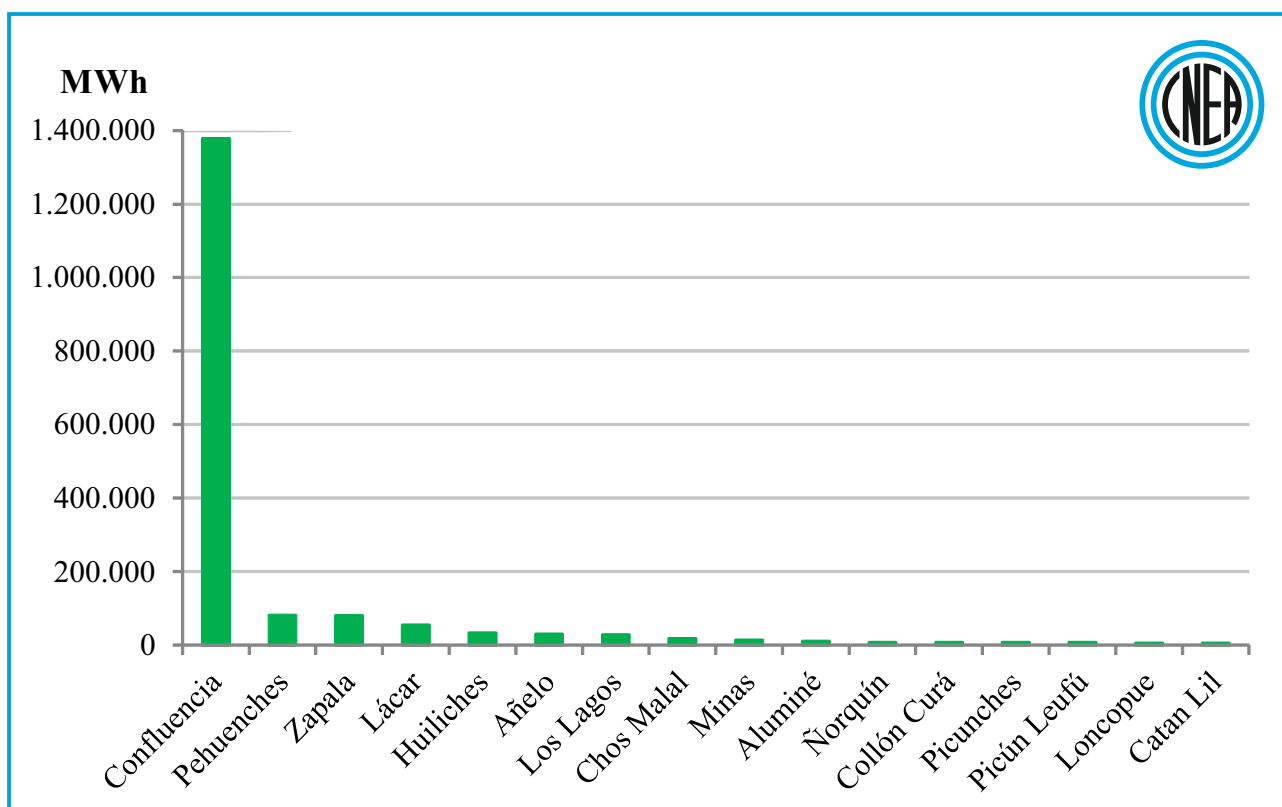
El consumo de la provincia, en el año 2010, fue de 1.766.264 MWh, que corresponde a un 45,7% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Neuquén según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	404.812
Comercial	238.492
Industrial	646.425
Servicios Sanitarios	24.382
Alumbrado Público	55.681
Tracción	0
Riego	2.162
Oficial	7.124
Rural	0
Otros	387.186
Total	1.766.264



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Neuquén.
Año 2010**
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Neuquén desagregado por departamentos.



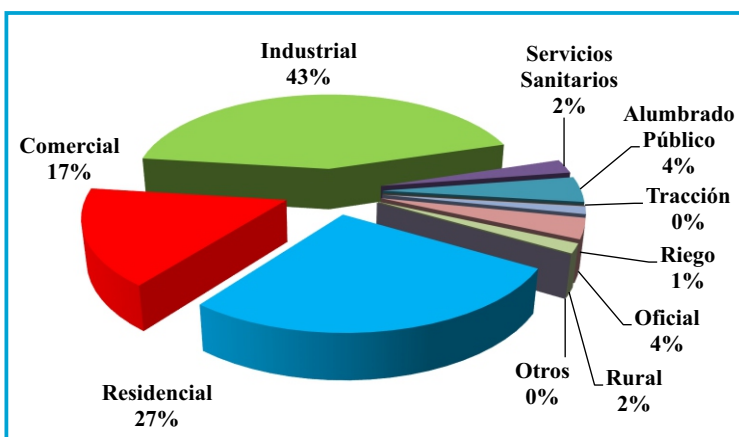
Demanda eléctrica regional de Neuquén 2010
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Neuquén corresponde a lo demandado por el departamento de Confluencia con un 78,0%, le sigue el departamento de Pehuenches con el 4,6%, Zapala con un 4,5% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,07% y 3,1% de la electricidad generada.

Río Negro

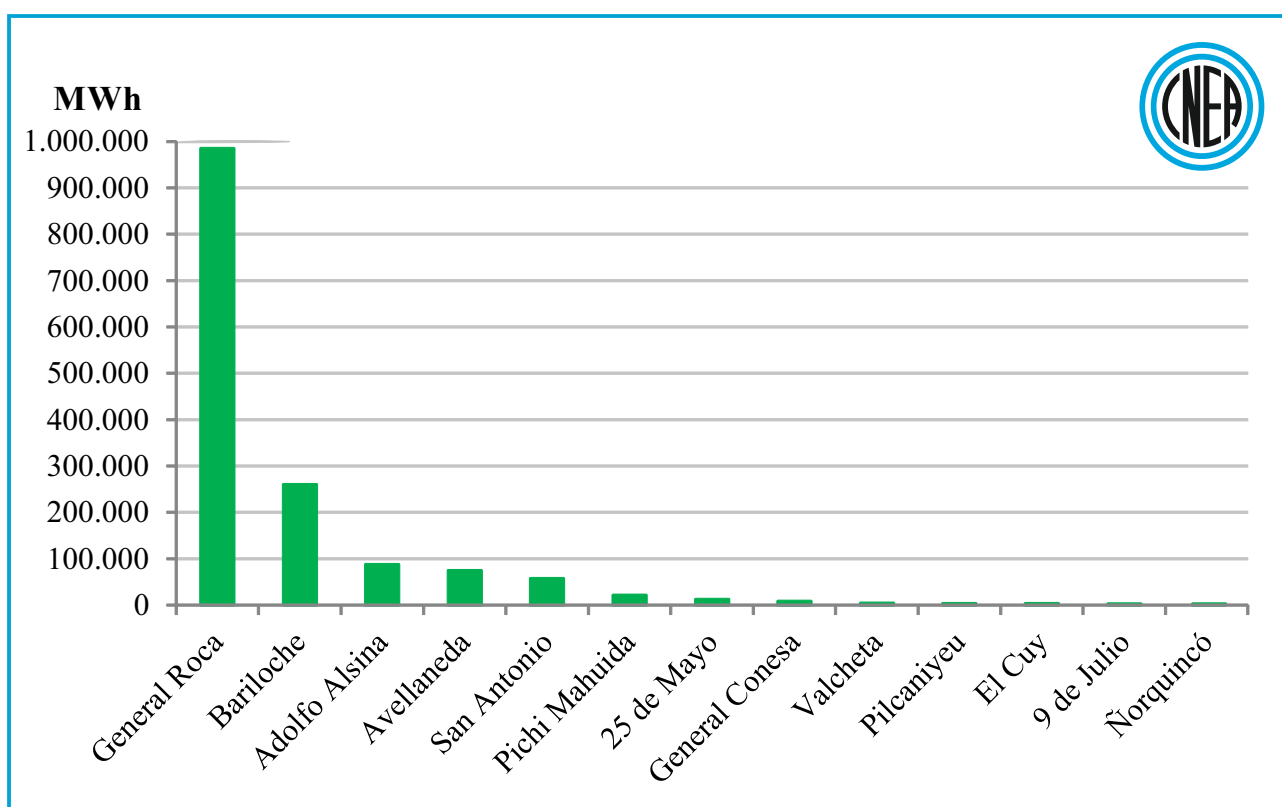
El consumo de la provincia, en el año 2010, fue de 1.519.934 MWh, que corresponde a un 39,4% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Río Negro según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	412.792
Comercial	250.881
Industrial	656.523
Servicios Sanitarios	36.425
Alumbrado Público	65.906
Tracción	0
Riego	19.939
Oficial	52.725
Rural	24.743
Otros	0
Total	1.519.934



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Río Negro.
Año 2010**
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Río Negro desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica regional de Río Negro 2010
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

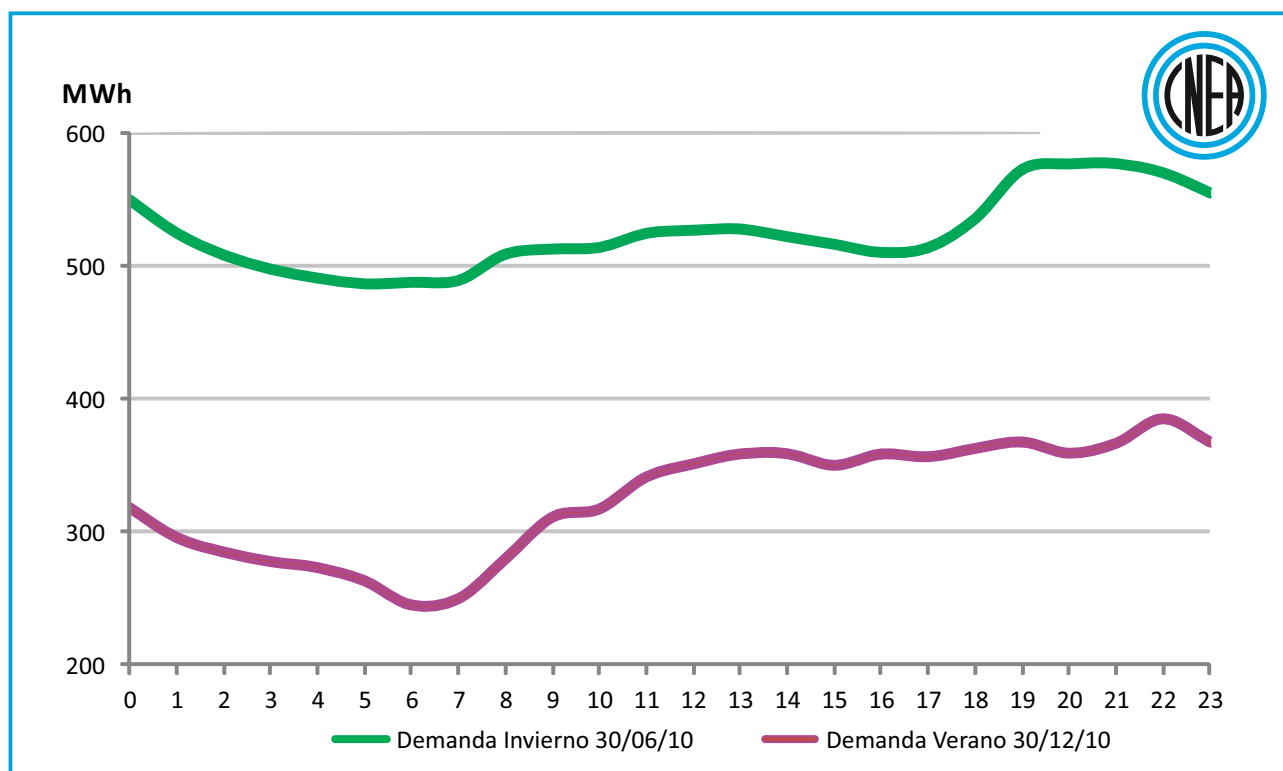
El mayor consumo eléctrico de Río Negro corresponde a lo demandado por el departamento de General Roca con un 64,8%, le sigue el departamento de Bariloche con el 17,1%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,05% y 5,8% de la electricidad generada.

Región Patagonia

La región de la Patagonia está integrada por la provincia de Chubut y de Santa Cruz, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 779.192 habitantes (1,98% de la población total de Argentina), distribuidos en 468.629 km² (16,8% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2010, se consumieron 2.845.322 MWh, un 3,3% del total del país.

Demanda de la Patagonia

A continuación se muestra la demanda de la región Patagónica durante un día típico verano y un día de invierno.



Demanda Eléctrica de la Patagonia

Potencia Instalada de la Patagonia

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones eólicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región de la Patagonia es de 953,2MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indican, con el número de referencia, la ubicación de cada una de ellas.

Empresa	Central	Tecnología	Comb.	Comb. Alt.	Potencia Instalada (MW)
CTPAT	C. RIVADAVIA	TV	GN	FO	73,0
	P. TRUNCADO	TV	GN	FO	45,0
	P.MADRYN	TV	GN	FO	42,0
ELECTROPA-TAGONIA	C.RIVADAVIA C.C.	CC	GN	GO	63,0
EDELSUR	C.T.PATAGONIA	CC	GN	GO	125,1
TOTAL ÁREA					348,1

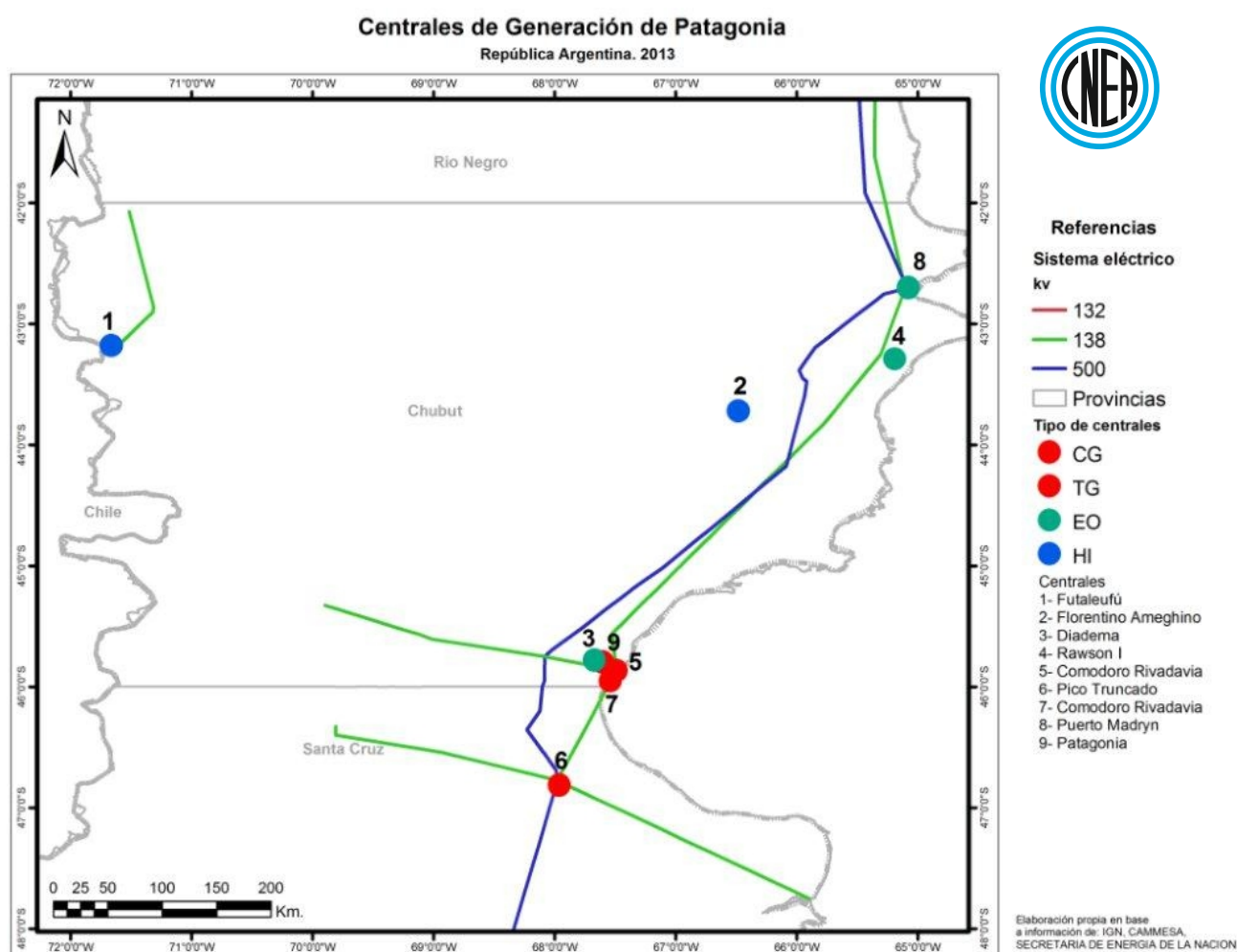
Fuente: Informe Mensual junio de 2013. CAMMESA

EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA INSTALADA (MW)
HYCHICO	DIADEMA EÓLICO	6,3
ENARSA	P. EOL. RAWSON I	50,0
	P. EOL. RAWSON II	30,0
TOTAL ÁREA		86,3

Fuente: Informe Mensual junio de 2013. CAMMESA

Empresa	Central	Tecnología	Potencia Instalada (MW)
H. FUTALEUFU	FUTALEUFU	Embalse Mensual	472,0
H. FLORENTINO AMEGUINO	F. AMEGHINO	Embalse Semanal	46,8
TOTAL ÁREA			518,8

Fuente: Informe Mensual junio de 2013. 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.

El sistema eléctrico de media tensión es atendido por TRANSPAS.A., que cuenta con 1.110 km de líneas de 330 kV y 936 km de líneas de 135 kV.

Desde marzo de 2007, la línea de alta tensión de la región Patagónica está vinculada con el Mercado Eléctrico Mayorista a través de la línea que une la estación transformadora de Puerto Madryn con la de Choele Choel.

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	1.110	1.827	338

Fuente: Datos característicos. Año 2010 ADEERA.

La **Dirección General de Servicios Públicos de Chubut** (DGSPCH) y **Cooperativas**, en la provincia de Chubut, atiende los mercados aislados, hay Cooperativas con generación propia que atienden sistemas aislados y las más importantes compran en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, como Grandes Usuarios: Cooperativa 16 de Octubre (Esquel), Cooperativa de Comodoro Rivadavia, Cooperativa de Gaiman, Cooperativa de Puerto Madryn, Cooperativa de Rawson, y Cooperativa de Trelew.

Departamentos: Biedma, Cushamen, Escalante, Florentino Ameghino, Futaleufú, Gaiman, Gastre, Languiño, Mártires, Paso de Indios, Rawson, Río Senguer, Sarmiento, Tehuelches y Telsen.

La **Distribuidora Servicios Públicos Sociedad del Estado Provincial** (SPSE), provincia de Santa Cruz, atiende el mercado de distribución de energía. Departamentos: Corpen Aike, Deseado, UER Aike, Lago Argentino, Lago Buenos Aires, Magallanes y Río Chico.

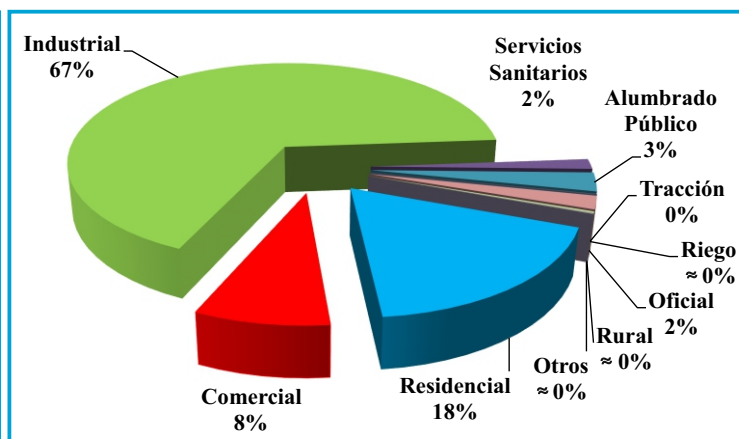
La **Municipalidad de Pico Truncado**, que es otro prestador de servicios de distribución de energía eléctrica en la provincia, compra su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista como Gran Usuario, y además es generador. Atiende en su totalidad el consumo de la localidad de Pico Truncado, ubicada en el Departamento de Deseado.

Consumo eléctrico por Provincias

Chubut

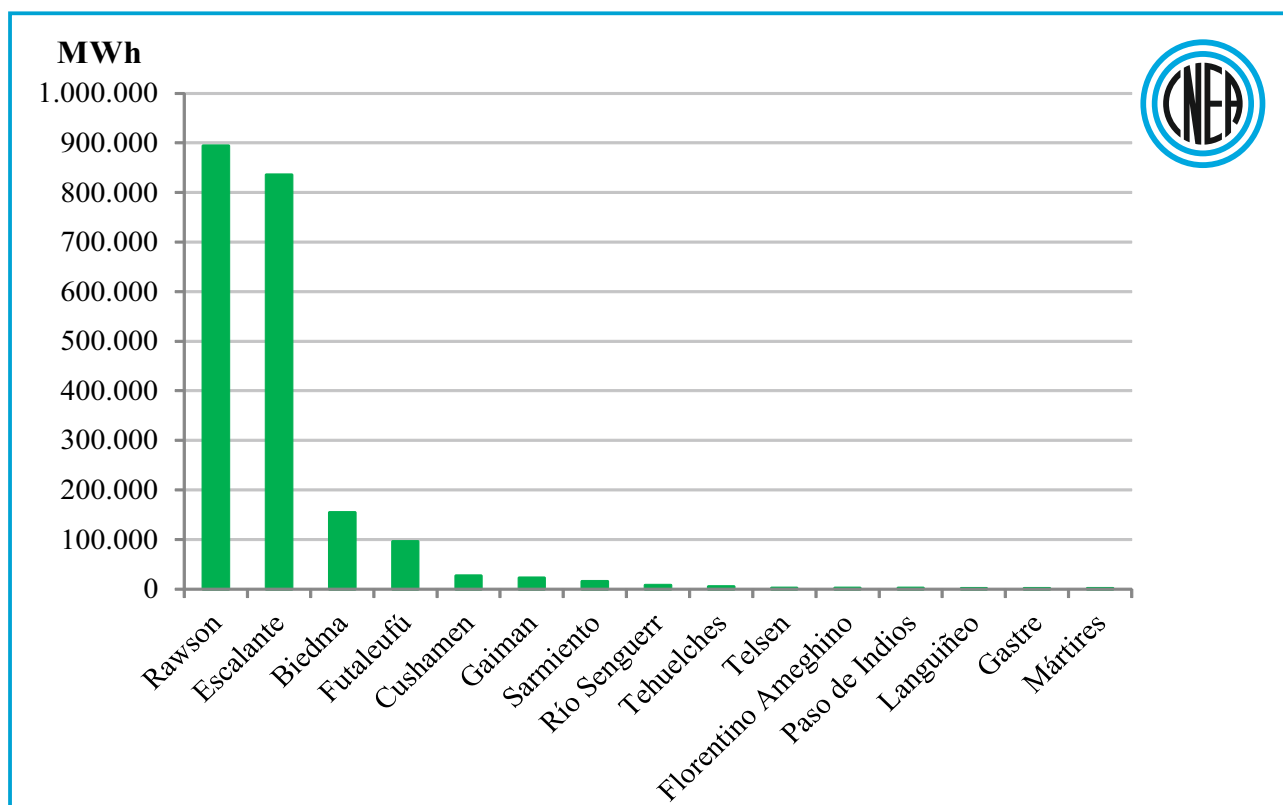
El consumo de la provincia, en el año 2010, fue de 2.064.779 MWh, que corresponde a un 72,6% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Chubut según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	370.165
Comercial	168.561
Industrial	1.386.779
Servicios Sanitarios	31.894
Alumbrado Público	58.988
Tracción	0
Riego	381
Oficial	41.095
Rural	5.471
Otros	1.445
Total	2.064.779



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chubut.
Año 2010
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de Chubut desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica regional de Chubut 2010

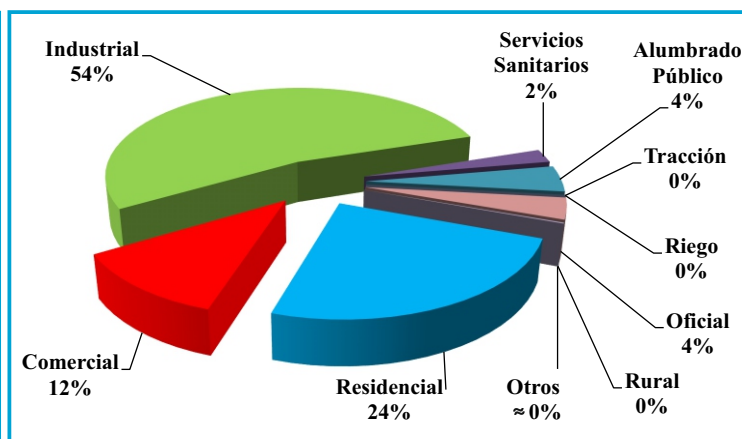
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Chubut corresponde a lo demandado por el departamento de Rawson con un 43,3%, le sigue el departamento de Escalante con el 40,5%, el departamento Biedma con el 7,5% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,05% y 4,6% de la electricidad generada.

Santa Cruz

El consumo de la provincia, en el año 2010, fue de 780.543 MWh, que corresponde a un 27,4% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Cruz según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

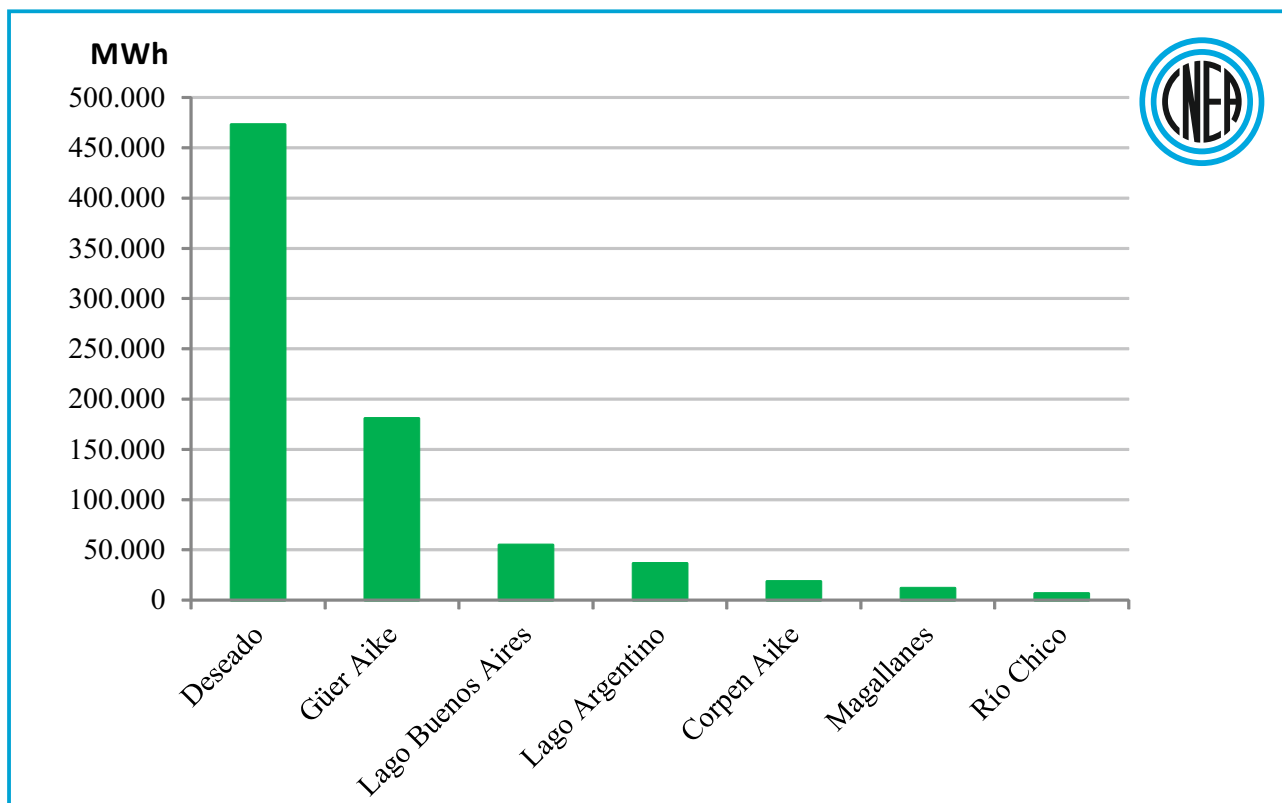
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	189.902
Comercial	90.313
Industrial	417.601
Servicios Sanitarios	18.119
Alumbrado Público	34.949
Tracción	0
Riego	0
Oficial	28.422
Rural	0
Otros	1.237
Total	780.543



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santa Cruz. Año 2010

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, 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 regional de Santa Cruz 2010

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Santa Cruz corresponde a lo demandado por el departamento Deseado con un 60,6%, le sigue el departamento de Güer Aike con el 23,1%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,8% y 7,0% de la electricidad generada.

Tierra del Fuego

La región de Tierra del Fuego tiene una superficie de 21 571 km² (0,6% de la superficie total del país). La población es de 101.079 habitantes, lo que representa un 0,3% de la población total del país.

El consumo eléctrico de Tierra del Fuego, durante el año 2010, fue un 0,4% del total del país, y como se ha mencionado anteriormente, a la fecha esta provincia no se encuentra interconectada al SADI.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG) y motores diesel (DI). La potencia instalada es de 151,1 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indica, con el número de referencia, la ubicación de cada una de ellas.

Empresa	Central	Tecnología	Comb.	Comb. Alt.	Potencia Instalada (Mw)
COOPERATIVA	RIO GRANDE	DI	GO	-	2,2
		TG	GN	GO	79,1
DPE	TERMOELECTRICA TURBO	TG	GN	GO	51,5
	TOLHUIN	DI	GO	-	3,1
	PUERTO ALMANZA	DI	GO	-	0,2
ENARSA	G.D.II	DI	GO	-	15
TOTAL ÁREA					151,1

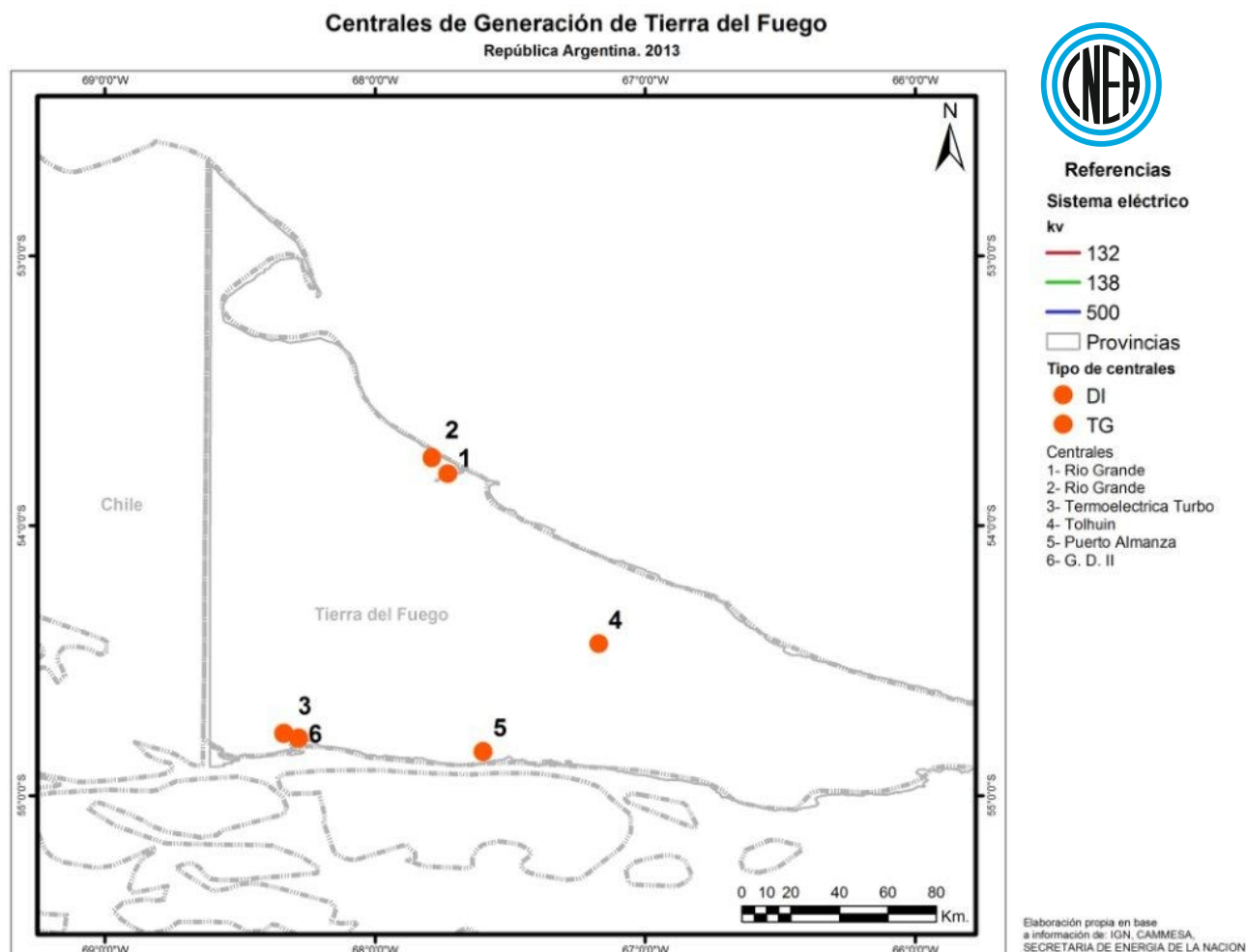
Transporte del Polo Energético de la Región

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 alimentará la red de 13,2 kV existente.

Distribución

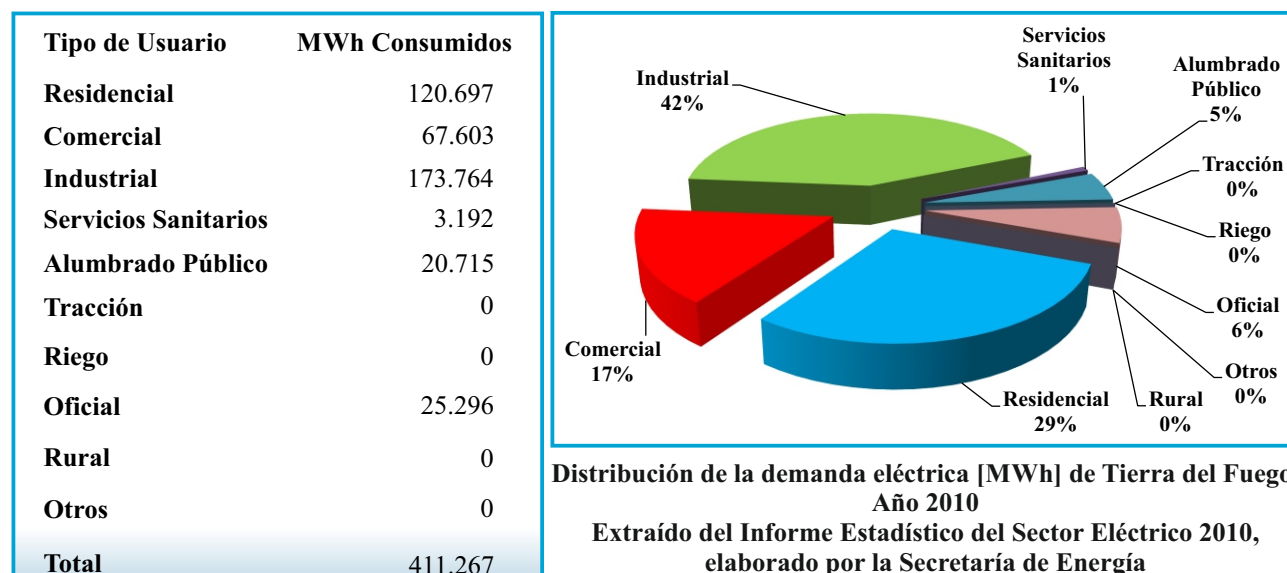
La Dirección Provincial de Energía de Tierra del Fuego (DPETF), atiende las localidades de Ushuaia y

Tolhuin con generación propia. La **Cooperativa de Río Grande** atiende los servicios de la Ciudad de Río Grande y alrededores. Departamentos abastecidos: Río Grande y Ushuaia.

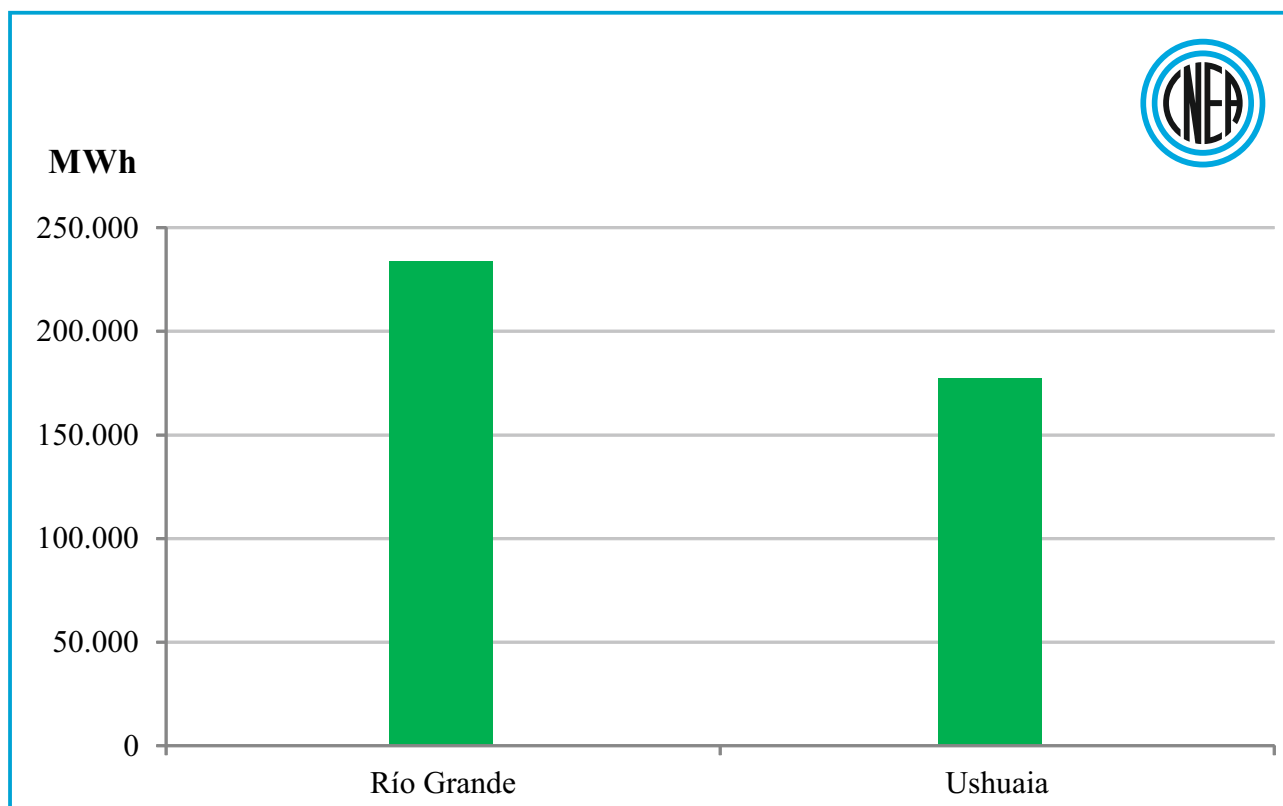


Consumo eléctrico de la Provincia

El consumo de la provincia, en el año 2010, fue de 411.267 MWh, que corresponde a un 0,4% del consumo del país. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Tierra del Fuego según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.



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



Demanda eléctrica regional de Tierra del Fuego 2010
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de Tierra del Fuego corresponde a lo demandado por el departamento de Río Grande con un 56,9%, y el departamento de Ushuaia con el 43,1% de la electricidad generada.

Noticias



Crédito de 1.200 Millones de Pesos para la Extensión de Vida de la Central Nuclear Embalse

En marzo de este año, en la Casa de Gobierno, el Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Julio De Vido, y el Presidente del Banco de Desarrollo para América Latina-CAF-, Enrique García, suscribieron un préstamo por 1.200 millones de pesos para la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse.

Es la primera vez que un organismo de crédito internacional otorga un préstamo a un país para la concreción de un proyecto de energía nuclear.

En el Proyecto Extensión de Vida de la Central Nuclear Embalse, que avanza conforme a lo previsto, importantes empresas nacionales están fabricando componentes de calidad nuclear -generadores de vapor, componentes para entubar nuevamente el reactor- y elaborando ingeniería de detalle y de montaje para la actualización de la instalación. También, se encuentran en ejecución los contratos del área convencional para la actualización y repotenciación del ciclo térmico (35 MWe).

Cuando el proyecto concluya, la planta iniciará su segundo ciclo de operación durante 25 años más, con una potencia cercana a los 700 MW.

Embalse es cronológicamente la segunda central nuclear del país y se destaca por su performance de excelencia. La planta suministra la energía suficiente para cubrir los requerimientos de 3 millones de personas, y aporta energía al Noroeste Argentino, Cuyo, Centro, Gran Buenos Aires y Litoral.

Fuente: El Newsletter-NA-SA- marzo 2013.

Comienza la Construcción de las Centrales de Summer y Vogtle en Estados Unidos

La construcción de la segunda unidad de la central nuclear de V.C. Summer, en Carolina del Sur, ha comenzado con el hormigonado de la losa de la isla nuclear. La losa, con unos 7.000 m³ de hormigón, y 1,8 m de grosor, mide unos 80x50 metros y el hormigonado quedó terminado el 11 de marzo de 2013. En la central de Summer, donde hay ya una unidad en operación, se construirán dos nuevos reactores del tipo AP1000, de 1.117 MW, de Westinghouse. La entrada en servicio de la segunda unidad está prevista para 2017, seguida por la tercera unidad en 2018.

Los propietarios, South Carolina Electric & Gas (SCE&G) y Santee Cooper, firmaron en mayo de 2008 un contrato de ingeniería y suministro con el consorcio formado por Westinghouse y el Grupo Shaw. Actualmente, el Grupo Shaw ha sido adquirido por Chicago Bridge and Iron (CBI), que actúa a través de su filial Stone and Webster.

Tan sólo unos días después, se ha iniciado también la construcción de la tercera unidad de la central de Vogtle, en el Estado de Georgia, donde ya operan dos unidades, con el hormigonado de la losa para la isla nuclear de esta unidad.

La central es propiedad de Georgia Power, filial de Southern Company, y tres empresas más, y el contrato de suministro y construcción fue otorgado a Westinghouse y el grupo Shaw, hoy CBI. Ya están en el emplazamiento los primeros componentes de la vasija de contención, que serán instalados en cuanto haya fraguado la losa. Se espera que las dos nuevas unidades de Vogtle entren en servicio en 2017 y 2018. Al igual que Summer 2 y 3, Vogtle 3 y 4 recibieron las autorizaciones combinadas de construcción y operación a principios de 2012.

El inicio de la construcción de estas cuatro unidades marca un hito importante en Estados Unidos, donde no se había comenzado la construcción de nuevas unidades desde hace treinta años.

Fuente: Flash-Foro Nuclear Español-abril 2013

Se Construirá otra Central Térmica en Río Negro

Con una inversión cercana a los \$ 300 millones, el Grupo Albanesi acaba de reactivar, en General Roca, Río Negro, una central termoeléctrica de 125 MW que llevaba seis años paralizada (se había averiado en 2007). Pero eso no es todo, porque su presidente, Armando Losón, confirmó la intención de montar una nueva usina de 120 MW en la misma ciudad.

Con respecto a la unidad refaccionada (adquirida a Turbine Power), el directivo explicó que la erogación económica resultó elevada porque su reparación fue prácticamente total, e incluso debió importarse un nuevo rotor desde Francia.

De todos modos, aclaró, el proyecto no estará completo hasta su prevista conversión en ciclo combinado. “En una segunda etapa, proyectada para el año próximo, invertiremos otros \$ 400 millones a fin de producir un total de 185 MW duales”, aseguró.

Vale resaltar que la iniciativa recibió las felicitaciones de la presidenta Cristina F. de Kirchner, quien participó a través de una videoconferencia del relanzamiento del equipo.

En cuanto a la nueva planta, actualmente la empresa está negociando su compra con su fabricante, Pratt & Whitney. Se trata de un ciclo combinado eficiente, aeroderivado y de 120 MW, que sería montado en el mismo predio.

Fuente: El inversor energético y minero-1 de mayo 2013.

Brasil, a un Paso de Controlar Todo el Ciclo del Uranio

El gigante del Mercosur concluyó el primero de los cuatro módulos que tendrá la unidad de enriquecimiento de uranio que está construyendo en la Fábrica de Combustible Nuclear (FCN) del municipio de Resende, en Río de Janeiro.

El emprendimiento está a cargo de Industrias Nucleares de Brasil (INB), firma estatal que depende del Ministerio de Ciencia y Tecnología brasileño. Según el presidente de INB, Alfredo Tranjan Filho, la iniciativa representa un paso importante en pos de lograr que Brasil domine todo el ciclo del combustible nuclear y sea autosuficiente en el área.

A su criterio, la innovación en el sector constituye un valor estratégico para el futuro brasileño. “Así lo entiende también el Gobierno de Dilma Rousseff, que nos está apoyando para que prontamente estemos en condiciones de abastecer un 100% de la demanda de nuestras plantas nucleoelectricas”, agregó Tranjan Filho.

Las unidades centrífugas para el enriquecimiento de uranio fueron desarrolladas por investigadores de la Marina de Guerra. Procesarán parte del uranio demandado por Angra I y II, las dos usinas generadoras de energía atómica con las que hasta el momento cuenta Brasil.

Cuando los cuatro módulos en cuestión sean concluidos y los 10 conjuntos de centrífugas estén en operación, el vecino país tendrá una capacidad suficiente como para atender el 100% de la demanda de combustible nuclear de Angra I y el 20% de Angra II. Vale destacar que para 2015 se sumará Angra III, central que por estos días se encuentra en plena etapa de construcción.

Fuente: Petróleo Gas y Química - 25 febrero de 2013.

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A., Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net, Banco Mundial, INDEC y la Secretaría de Energía de la Nación emitidos hasta Junio de 2013.

Elaborado por la Subgerencia de Planificación Estratégica
Gerencia de Planificación, Coordinación y Control

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250 (C1429BNP), CABA

Centro Atómico Constituyentes

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

Tel: 54-011-6772-7526/7869

Fax: 54-011-6772-7526

email:

sintesis_mem@cnea.gov.ar

