

Boletín Energético



1er. Semestre 2011
AÑO XIV N° 27



ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Ing. Francisco Carlos Rey

Coordinación Editorial: Ing. Norberto Coppari

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari

Lic. Cristina A. Delfino

Ing. Susana Gómez de Soler

Ing. Lucía Ramilo

Ing. Francisco Carlos Rey

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.: 6772-7422/7419/7526/7869.

Producción Editorial: Ing. Francisco Carlos Rey

Ing. Norberto Coppari

Srta. Mariela Iglesia

Comité Revisor: Ing. Gustavo Barbarán

Lic. Andrés Boselli

Ing. Valeria Cañadas

Ing. Analía Duco

Ing. Santiago Jensen

Sr. Diego Maur

Ing. Inés Torino Aráoz

Apoyo Técnico: Sr. Diego Coppari

Sr. Facundo Leuzzi

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina A. Delfino

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

Internet: <http://www.cnea.gob.ar/comunicaciones/publicaciones.php>

E-mail: rey@cnea.gov.ar coppari@cnea.gov.ar

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.



Boletín ²⁷ Energético

Este Boletín presenta los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta junio de 2011, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

CONTENIDO

Yacyretá: Energía para el Desarrollo Binacional

Ing. Valeria Cañadas, Ing. Avelino Rolón

Potencia Instalada

Evolución de la Potencia Instalada por 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: Centro y Cuyo

Noticias



Editorial



¿Qué pasaría si Don Quijote de la Mancha cruzara el Parque Eólico de Arauco para enfrentarse a los doce poderosos aerogeneradores allí instalados? Se puede presumir que el hidalgo se sintiera envalentonado ante una gran amenaza. Aunque otro enfoque podría revelar que valoraría el esfuerzo de hombres con imaginación, como él, que han inventado nuevas formas de producción de energía eléctrica desconocidas en la época que le tocó transitar. Lo que no faltaría, sin lugar a dudas, es el análisis sesudo de su fiel compañero Sancho sobre el desarrollo que representa, para la región del país, el emplazamiento de esta tecnología.

El Parque Eólico de Arauco, ubicado en la provincia de La Rioja, fue inaugurado oficialmente por las autoridades nacionales y provinciales el 20 de mayo de 2011. El mismo se compone de doce aerogeneradores con una potencia total de aproximadamente 25 MW.

Para completar este proyecto, se estima que en los próximos cinco años serán instalados un total de 190 generadores que tendrán una capacidad de generación del orden de 400 MW. El Estado Provincial será titular del 75% de las acciones, en tanto que el resto será entregado a la empresa de energía estatal, ENARSA.

Cabe aclarar que este parque no representa la única inauguración reciente de energía eólica en el país. También se encuentra el Parque Eólico Necochea, ubicado en un predio de la franja costera del área de reserva del Parque Miguel Lillo, el cual constituye un emprendimiento financiado en su totalidad por una PyME de La Plata, la empresa ENERGY S.A. Este nuevo proyecto prevé una potencia total de 3,25 MW. En su primera etapa se incluye el actual molino de 250 kW, mientras que en una segunda fase se instalarán otros cinco aerogeneradores de 600 kW cada uno, a colocarse en el transcurso de 2012.

Todos estos proyectos están basados en que se les abonará una tarifa plana por la energía entregada a la red que es aproximadamente el doble de la que cobrarán el resto de los generadores. (alrededor de 130 U\$S/Wh contra 60 U\$S/MWh que fue el valor promedio del precio monómico de la energía en el primer semestre del año 2011).

Por otra parte, para incrementar la oferta energética, las estructuras binacionales, para la construcción de gasoductos y represas, constituyen obras fundamentales

en el marco del modelo de integración regional planteado por los países que componen el MERCOSUR. El Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), por ejemplo, conforma parte del anillo energético proyectado para satisfacer y equilibrar las necesidades de gas del noreste y del litoral argentino. Se trata de una obra que abastecerá con gas natural a las únicas provincias argentinas que no disponen de este servicio, entre las que se encuentran: Misiones, Corrientes, Formosa y Chaco. Se prevé que el proyecto se construirá en dos etapas, según detalles que surgen de la licitación realizada el 15 de abril de 2010, con una estructura de financiamiento y licitación por tramos.

En una primera etapa se procederá a la construcción del gasoducto troncal, que recorrerá la traza desde Salta hasta Formosa y de otro tramo que atravesará la provincia de Santa Fe. En la segunda etapa se trabajará en los gasoductos que recorrerán las jurisdicciones de Formosa, Chaco, Santa Fe, Corrientes y Misiones.

De esta forma, la construcción del gasoducto permitirá ampliar la capacidad de transporte de gas natural proveniente de Bolivia a precios, si bien más altos que los correspondientes a la producción local, igualmente convenientes frente a otras alternativas de suministro. Este emprendimiento representa una inversión del orden de 25 mil millones de dólares y la generación de 10.000 puestos de trabajo beneficiando tanto al sector empresarial como a los ciudadanos.

De igual forma, se aproxima la finalización de la construcción de la central nucleoelectrónica Atucha II, ubicada en la ciudad bonaerense de Lima, que aportará 745 MW al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a los ya 5700 MW de potencia de generación eléctrica adicionadas entre los años 2003 y el 2011, producto de las distintas obras realizadas en materia energética.

Ello sin mencionar el aumento en la participación de la matriz eléctrica de un 7% a un 10% por parte de las centrales nucleares argentinas que se concretará cuando Atucha II entre en funcionamiento. Para ello, se espera en el próximo semestre dar inicio al proceso de puesta en marcha de la central, el cual consiste en la prueba y verificación individual de cada uno de sus 566 subsistemas, proceso que culmina con la producción de vapor y generación de energía eléctrica.

Otro proyecto binacional de importancia histórica finalizado recientemente es el acuerdo de Yacyretá (firmado en el año 1973, por los entonces presidentes, con el objetivo de atender la creciente demanda eléctrica de ambos países). Si bien la obra pudo realmente iniciarse recién diez años después, el objetivo principal del proyecto fue obtener generación de energía eléctrica barata y abundante para

Argentina y Paraguay, facilitando la radicación de nuevas industrias y originando polos de desarrollo.

Tras reiteradas interrupciones -la última de ellas en el año 1998, al ponerse en funcionamiento la última turbina a una cota inferior a la de diseño- la construcción fue retomada finalmente en el año 2004. El avance de cota 76 a cota 83, registrado entre los años 2004 y 2011 por la implementación del Plan de Terminación de Yacyretá, fue impulsado por el ex presidente Néstor Kirchner permitiendo a la represa generar un adicional del orden de 7.000 GWh por año de energía entregada al SADI.

Podría decirse entonces que la diligencia en la conclusión de estas obras rememora la sabia sentencia de Einstein según la cual “hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad”.

Yacyretá: Energía para el Desarrollo Binacional

Ing. Valeria Cañadas, Ing. Avelino Rolón

El Complejo Hidroeléctrico Yacyretá constituye una obra de generación eléctrica fundamental entre Argentina y Paraguay. Emplazado en el tramo del río Paraná ubicado al sudeste de la República del Paraguay y al nordeste de Argentina, aprovecha el enorme caudal del río, para transformarlo en energía eléctrica de disponibilidad casi inmediata y constante, constituyendo la principal central hidráulica del país. La electricidad así generada, es distribuida luego por ambos países poseedores a medias de la central, previéndose precios diferenciados para vender los excedentes no utilizados al copropietario.

La central se encuentra ubicada entre la ciudad argentina de Ituzaingó y la paraguaya de Ayolas, y sus extremos se sitúan sobre la localidad argentina de Rincón Santa María, y las paraguayas de Santos Cosme y Damián. A continuación en la Figura 1 se muestra un esquema de la ubicación de la central.



Figura 1: Ubicación de la Central hidroeléctrica Yacyretá

La culminación de esta obra permitió aprovechar la pendiente natural del cauce hídrico y su gran caudal para la generación, interviniendo en forma mínima el cauce natural del río. Sin embargo, fueron necesarias una cantidad de obras de considerable magnitud para maximizar el potencial hidráulico y minimizar el impacto ambiental.

Algunas de estas obras, se realizaron con posterioridad a la terminación de la central, demorando alrededor de 5 años y completándose en el año 2011. Gracias a ello fue posible extender el embalse, aumentar fuertemente la generación de

electricidad (elevando la cota de operación), y mejorar el entorno y la calidad de vida de los habitantes de la región.

Descripción de la central

Las obras de cabecera se reparten entre la localidad Rincón Santa María (Provincia de Corrientes), la isla paraguaya Yacyretá y tierra firme de este país vecino, distando 1470 km por vía navegable desde la ciudad de Buenos Aires, 310 km por carretera desde Asunción y 90 km desde Posadas, la capital provincial argentina más cercana.

En la Isla Yacyretá, aledaña al brazo principal del río Paraná, se construyó la central hidroeléctrica que cuenta con 20 turbinas de una potencia instalada total de 3.100 MW, y un vertedero provisto de 18 compuertas radiales, con instalaciones de transferencia de peces en ambos extremos de la central. Esta obra, que se muestra en la Figura 2, presenta una longitud total de 808 m, con un ancho, medido desde aguas arriba a aguas abajo, de aproximadamente 80 m; un salto de diseño de 21,3 m y un caudal máximo turbinable por las 20 unidades de 16.600 m³/s.



Figura 2: Central hidroeléctrica Yacyretá

Sobre la margen argentina del brazo principal se construyó una esclusa de navegación, que fue el primer equipo puesto en servicio al comenzar el llenado del embalse, para asegurar la continuidad de la navegación fluvial. En el segundo brazo del río, conocido como Aña-Cuá, se construyó otro vertedero dotado de 16 compuertas radiales que, junto con el vertedero principal, tienen capacidad para verter hasta 95.000 m³/s.

Dado que la geografía de la región presenta una topografía con poco desnivel, para delimitar el embalse Yacyretá, se construyó una presa de materiales sueltos (arena, arcilla y roca) que, junto con las estructuras de hormigón, cierran su perímetro hasta las zonas más elevadas de las márgenes argentino-paraguayas. Se trata de una presa de baja altura, con una extensión total de unos 65 km, de los cuales 28 están en la margen derecha (paraguaya), 17 km en la margen izquierda (argentina), y los restantes 20 km sobre la Isla Yacyretá, donde también se ubican las estructuras de hormigón de ambos vertederos y la casa de máquinas.

Las obras complementarias de infraestructura incluyeron defensas, tratamientos costeros y avenidas costaneras en las ciudades de Posadas, Carmen del Paraná, Candelaria, Garupá, Arroyo Mártires y Encarnación de Paraguay, así como la presa cierre del valle del Arroyo Aguapey. De igual forma se ejecutaron el acceso Sur a la ciudad de Posadas en sus tramos Norte y Sur, un nuevo puerto en Santa Ana, obras de la Bahía El Brete, el Nudo Náutico Posadas, así como el Barrio San Isidro, donde se reubicaron a los pobladores que habitaban las zonas a inundar y la ex zona baja de la ciudad de Encarnación del Paraguay.

En cuanto al requerimiento de construcción de nuevos puentes, se concretaron dos correspondientes al Arroyo Yabebiry, uno con 476 m sobre el afluente, (incluyendo un nuevo trazado de la RN 12) y otro de 616 m sobre el propio arroyo (con diseño en curva de la misma RN 12) que puede observarse en la Figura 13. Además se construyeron puentes sobre los Arroyos Garupá (RP 204 y RN 12), La Horqueta (RP 210), El Cazador (RP 210), Zaimán y el que conecta la RN 12 con la Ruta N° 1 (en Paraguay). Por último, se concretó la cabecera del Puente Internacional San Roque de San Cruz Argentina-Paraguay.

La infraestructura vial incluyó 12 km de red internacional que une la ciudad de Posadas con el Puente de Posadas-Encarnación, sumado a una camino de circunvalación para evitar que el tránsito internacional ingresara dentro de la ciudad. Estas obras constituyeron además un freno al avance del agua sobre la ciudad, permitiendo elevar el nivel del embalse hasta su cota final.

Por otra parte, además de cumplir con el objetivo principal de generación energética, la represa permitió la navegación del Alto Paraná antes impedida por los saltos de Apipé, mediante una esclusa que habilita su uso para el transporte de cargas, dando lugar a importantes obras de riego y drenaje previstas para ambas márgenes

del río, así como a mecanismos de ascenso de peces (con el objeto de preservar la fauna ictícola) y a planes para crear áreas de reserva y reasentamiento de la fauna silvestre.

Antecedentes e inicio de la construcción

El protocolo inicial para determinar el uso de los saltos se firmó el 1 de febrero de 1925 en Estados Unidos, pero recién el 23 de enero de 1958 los gobiernos de Argentina y Paraguay crearon la Comisión Mixta Técnica Argentino-Paraguaya para estudiarlo. El objetivo del acuerdo consistió en realizar estudios técnicos para evaluar la obtención de energía eléctrica de este río, en los alrededores de las islas de Yacyretá y Apipé, así como el mejoramiento de las condiciones de navegabilidad en su cauce.

Consecuentemente, el 3 de diciembre de 1973 se firmó el Tratado Binacional de Yacyretá entre ambos países, donde se comprometieron a realizar la obra en común, creando así la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), a la que se asignó capacidad jurídica y responsabilidad técnica para realizar los estudios, proyectos, y ejecución, estableciendo condiciones igualitarias para ambas partes.

Sin embargo, la construcción comenzó recién el 7 de diciembre de 1983 y el 26 de abril de 1989 se definió el esquema definitivo de las obras de protección, para los valles de los arroyos afluentes al embalse en margen derecha (Paraguay). En junio de 1989 se cerró el brazo principal del río y el 19 de mayo de 1990 el Brazo Aña-Cuá. El 1° de junio de 1993 se habilitó la esclusa de navegación para salvar la diferencia de alturas, ubicada sobre la margen del brazo principal. El 2 de septiembre de 1994 se puso finalmente en marcha la primera unidad de la central hidroeléctrica.

Desde la operación de la primera turbina hasta el año 2006, la cota del embalse no logró elevarse en más de 76 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m), utilizando la capacidad instalada de la central en sólo un 60% de su diseño original. Ello correspondía a una generación aproximada de 12.000 GWh anuales, contra 20.000 GWh que podrían haberse obtenido llevando la cota a su valor máximo de 83 m.s.n.m.

Plan de terminación de Yacyretá – Reinicio de las obras

En el año 2004, en el marco de una serie de acuerdos entre los gobiernos de Argentina y Paraguay firmados a fines del año 2003, se implementó el Plan de Terminación de Yacyretá (PTY), con el objetivo de concluir el emprendimiento y poder disponer de una potencia adicional de 1.685 MW, permitiendo alcanzar una generación de unos 8.200 GWh/año más de energía a los ya generados.

Para ello, Argentina garantizó el financiamiento del Plan de Terminación de Yacyretá (PTY) que comprendía las acciones necesarias para alcanzar su cota de diseño de 83 m.s.n.m, incluyendo:

- la liberación de las áreas y compra de tierras afectadas por el embalse;
- la compra de tierras para: la construcción de viviendas, infraestructura y compensación de áreas a inundar y la implementación de reservas ecológicas;
- la realización de obras y acciones necesarias para mitigar los efectos sobre el medio ambiente como la recomposición de la trama urbana de las ciudades de Encarnación, Cambyretá, Carmen, Posadas, Garupá y Candelaria (costaneras, calles, canalización de arroyos y parques);
- la ejecución de las obras necesarias para el reasentamiento de población y reinserción social de ciudadanos afectados por la influencia de las obras, (construcción de complejos de viviendas con infraestructuras y equipamientos, proyectos de nueva inserción laboral para los habitantes que habían perdido una ocupación relacionada con la situación anterior del río, etc.);
- la ejecución de un canal y una presa para la protección del valle del arroyo de Aguapey en Paraguay;
- el reemplazo de edificios públicos, plazas, mercados, escuelas y hospitales;
- la construcción de una planta de tratamiento cloacal y de una mejor traza de los desagües, tanto en Posadas como en Encarnación, para garantizar la conservación de la calidad del agua del embalse;
- el replanteamiento de sectores de la ruta nacional (RN), de trechos de rutas provinciales y de caminos vecinales en áreas rurales;
- el subembalse y correspondiente tratamiento costero de los arroyos mediante la construcción de nuevos puentes en áreas de alta productividad económica, por la existencia de plantaciones, industrias y ruinas de las Misiones Jesuíticas, como atractivo turístico protegido.

Cumpliendo con los objetivos propuestos, en el año 2005 se adjudicaron e iniciaron las obras con financiamiento del Banco Internacional de Desarrollo (BID). Entre marzo y abril del 2006 se licitaron obras viales, el puerto y aeropuerto de Encarnación, obras de reposición funcional y la totalidad de los complejos habitacionales; logrando alcanzar para junio de 2008 una nueva cota de 78,5 m.s.n.m., con sus correspondientes 550 MW de energía adicional.

Cabe destacar que en julio de 2007 se contó con una mayor disponibilidad de caudal para las turbinas, al reducir el caudal mínimo sobre el Brazo Aña-Cuá, de 1.500 a 1.000 m³/s. De esta manera se derivó esa diferencia para turbinar, incrementando el caudal para generación con un aumento en la energía generada del 3%.

Otra obra conexas de importancia fue la entrada en servicio de la tercera línea perteneciente al Sistema de Transmisión de Yacyretá, en mayo del 2008, que vinculó las estaciones transformadoras Rincón de Santa María y Colonia Elía, para

aumentar la solidez del sistema de transporte, permitiendo a la central operar sin limitaciones hacia el sistema argentino, incluso para la totalidad de la energía prevista a cota definitiva.

En septiembre de 2009, se inició un proceso de elevación de cota a 80 m.s.n.m., adicionando 250 MW de potencia disponible. Durante aquel año, la producción de energía por parte de la central se entregó en un 88,2% a nuestro país y un 11,8% a Paraguay, representando el 13% de la energía total consumida (además del 36% de la generación hidroeléctrica) de la República Argentina y el 20,5% del consumo energético total del Paraguay.

En el período comprendido entre diciembre de 2009 y noviembre de 2010, Yacyretá generó hacia el SADI 17.417 GWh con una potencia media de 1.988 MW, representando el 15,2% de la generación total y el 42,3% de la hidráulica del país. En la Figura 3 se compara la generación de Yacyretá con lo generado por las otras centrales principales del país.



Figura 3: Generación de las principales centrales de Argentina. Dic 2009-Nov 2010

Fuente: www.yacyreta.org.ar

Finalmente, el 25 de febrero de 2011, la presidenta Cristina Fernández de Kirchner y el presidente paraguayo Fernando Lugo anunciaron que la central hidroeléctrica había alcanzado su cota máxima de diseño de 83 m.s.n.m, pudiendo operar la central, desde ese momento, al 100% de su capacidad. Este aumento de cota implica que la central tiene actualmente un salto de agua de 21,3 m y una generación de más de 20.000 GWh al año, equivalente al consumo de 7 millones de hogares durante 12 meses, poniendo a disposición sus 3.100 MW de capacidad instalada.

Consideraciones finales

La evolución de la obra de Yacyretá desde 1994 se ha plasmado en sus sucesivos aumentos de cota, y los correspondientes incrementos de generación eléctrica. Desde su inauguración hasta el 2005, el crecimiento de la cota había sido pequeño, mientras que a partir de ese año, impulsados por los planes de terminación de la obra, este crecimiento se aceleró notablemente, pasando de un promedio de 76,8 m.s.n.m. en 2005 a 82,8 m.s.n.m. en marzo de 2011. En la Figura 4, se observa la cota promedio en el eje Encarnación-Posadas entre los años 1994 y 2011.

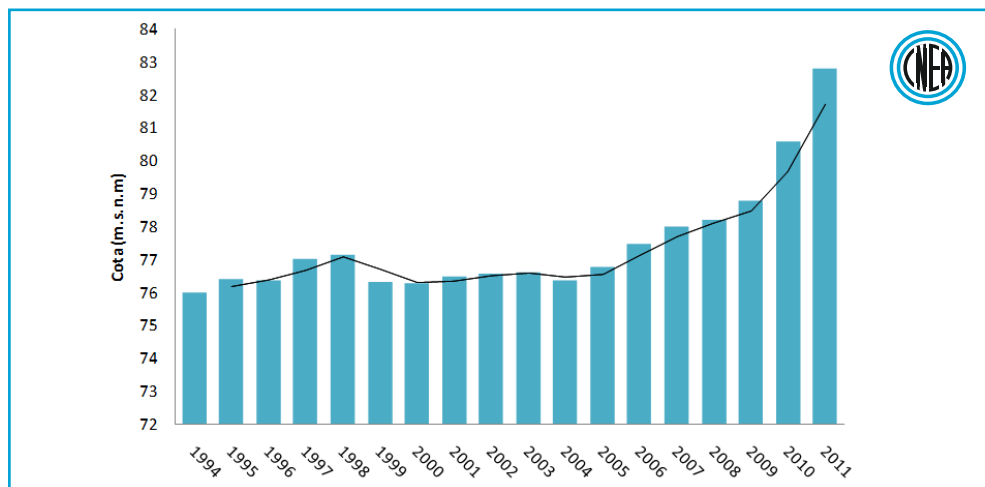


Figura 4: Cota promedio. Eje Encarnación-Posadas

El aumento de cota promedio, reflejado en la Figura 5 estuvo a la par del incremento en el salto de la represa, observándose desde 2005 su paulatino crecimiento hasta llegar a un promedio de 21,94 m en marzo de 2011.

Por su parte, la potencia media entregada al SADI tuvo un aumento continuo desde su inauguración en 1994, alcanzando su máximo de 2.268 MW en el año 2011, hasta el mes de marzo inclusive.

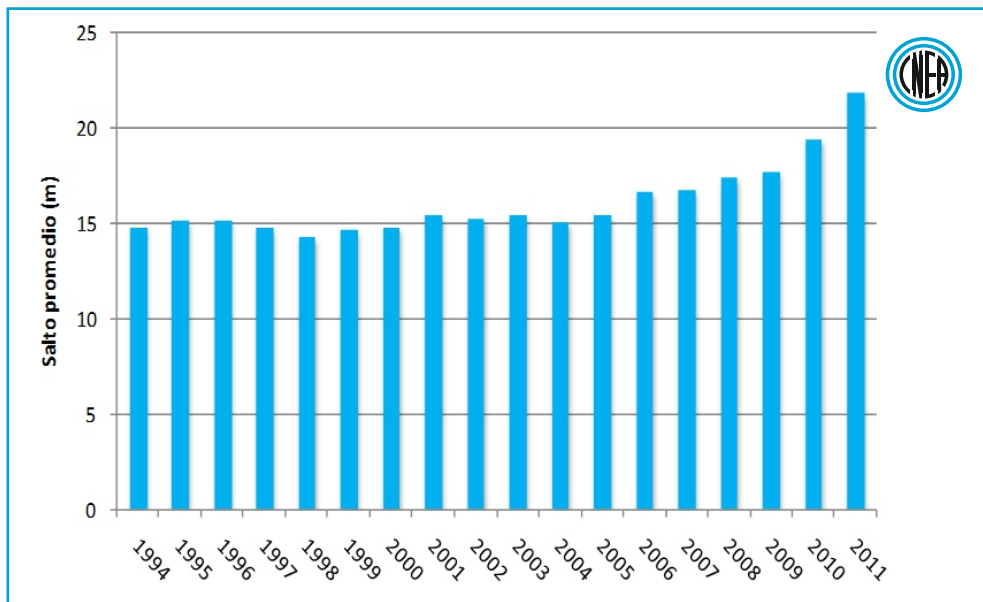


Figura 5: Salto promedio en la central. 1994-2011

La Figura 6 refleja las potencias medias anuales entregadas al SADI desde 1994 hasta abril de 2011.

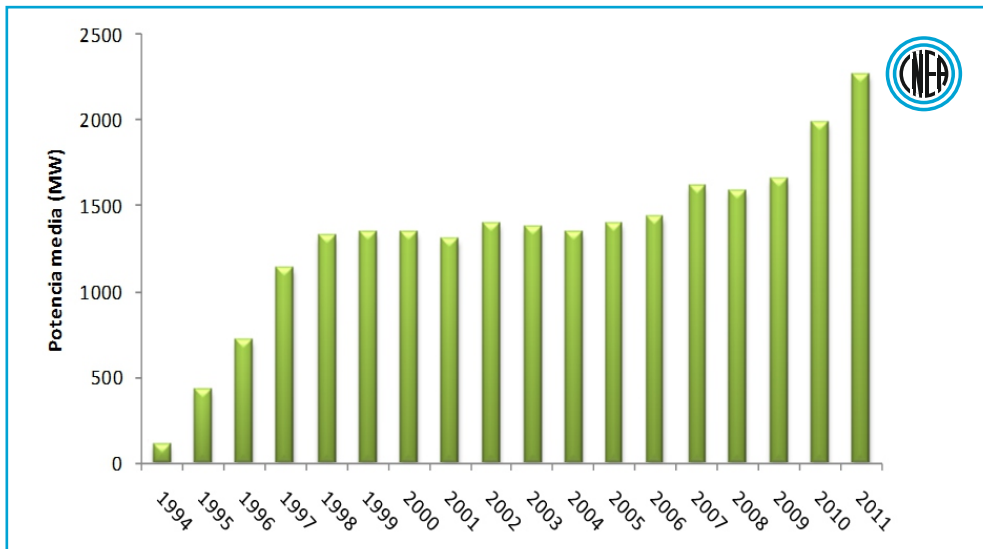


Figura 6: Potencia media anual

Las obras complementarias del PTY incluyeron la construcción de un puente curvo de 616 m de longitud, que forma parte del nuevo trazado de 5 km de la RN 12 sobre el río Yabebiry, como se aprecia en la Figura 7.



Figura 7: Puente sobre el río Yabebiry

A su vez, para abril de 2011, se realizaron obras sobre la zona costera de la ciudad de Posadas en Misiones, dónde se llevaron a cabo protecciones costeras y la revalorización de entornos urbanos y naturales a lo largo de 10,5 km sobre la costa en el oeste de la ciudad, como se observa en la Figura 8.

El PTY incluyó más de 1.300 obras civiles y acciones sociales que permitieron relocalizar a más de 17.000 familias en condiciones dignas hacia nuevas urbanizaciones, con la correspondiente infraestructura básica en materia de educación, salud, accesos viales y comunicaciones, además de programas de inclusión social para la población relocalizada. Ejemplo de ello fueron las obras de canalización y desvío del arroyo Aguapey, en territorio paraguayo, para proteger más de 40.000 hectáreas de cultivo, permitiendo llevar el embalse más allá de la cota 78.

La experiencia en Yacyretá demuestra que un modelo de desarrollo con alta participación gubernamental, resulta provechoso de formas muy diversas, todas ellas orientadas a garantizar el bien común, que es el bien público. Este resulta



Figura 8: Obras en la región costera de Posadas, Misiones

difícilmente medible en unidades monetarias y sólo puede ser conseguido por un estado comprometido con incrementar el desarrollo y bienestar de la población. La culminación de Yacyretá también muestra que en el caso energético, como en otros, la integración regional juega un papel preponderante, donde la geopolítica se convierte en una herramienta estratégica para incrementar ese desarrollo, integración y bien común.

Ing. Valeria Cañadas, Ing. Avelino Rolón

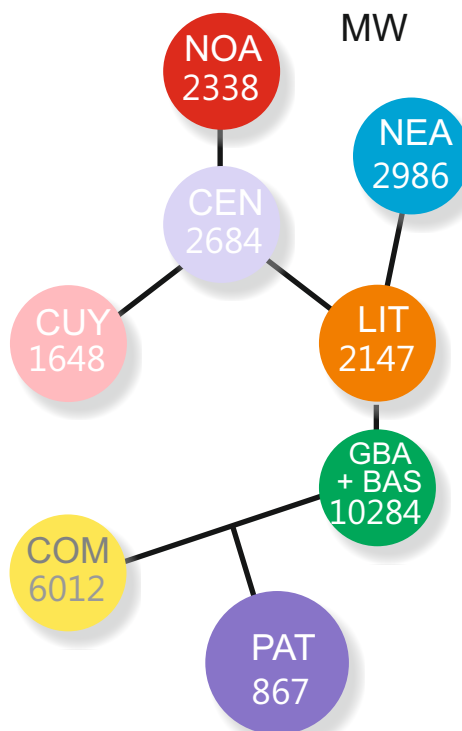
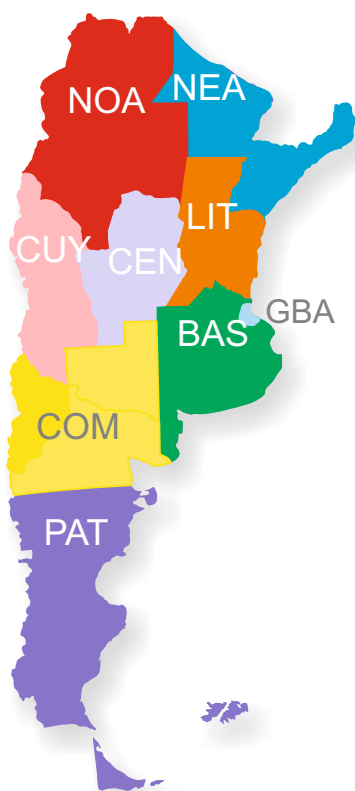
División de Prospectiva Nuclear y Planificación Energética. Subgerencia de Planificación Estratégica.
Gerencia de Planificación, Coordinación y Control. CNEA

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos, asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales: 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 sus vinculaciones, junto a la potencia instalada correspondiente, en MW, a fines de junio de 2011.



La potencia bruta total instalada, al 30 de junio de 2011, es de 28 966 MW.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en tres tipos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). 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 del año 2011 clasificada por región y tipo de equipo.

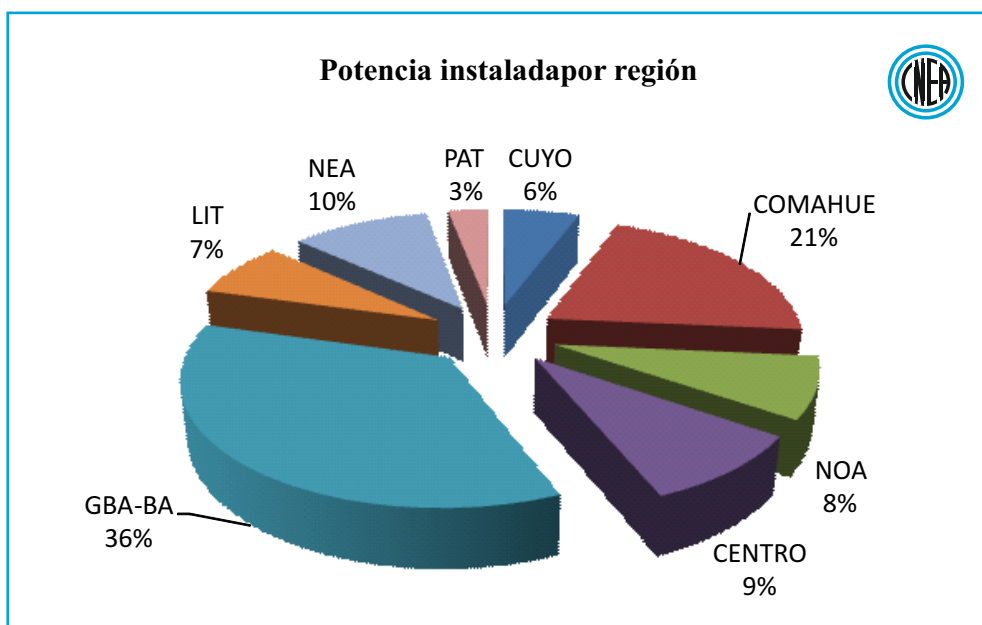
Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	EO	SO	TOTAL
CUYO	120	90	374		584		1063		1,2	1648
COMAHUE		578	741	46	1365		4647			6012
NOA	261	893	828	137	2119		217	2,1		2338
CENTRO	200	807	68	43	1118	648	918			2684
GBA-BAS	3647	960	5139	181	9927	357	0	0,3		10284
LIT	217	82	845	58	1202		945			2147
NEA		26		230	256		2730			2986
PAT		160	188		348		519			867
TOTAL	4445	3596	8183	695	16919	1005	11039	2,4	1,2	28966
	<i>Relación %</i>				58,41	3,47	38,11	0,01	0,00	

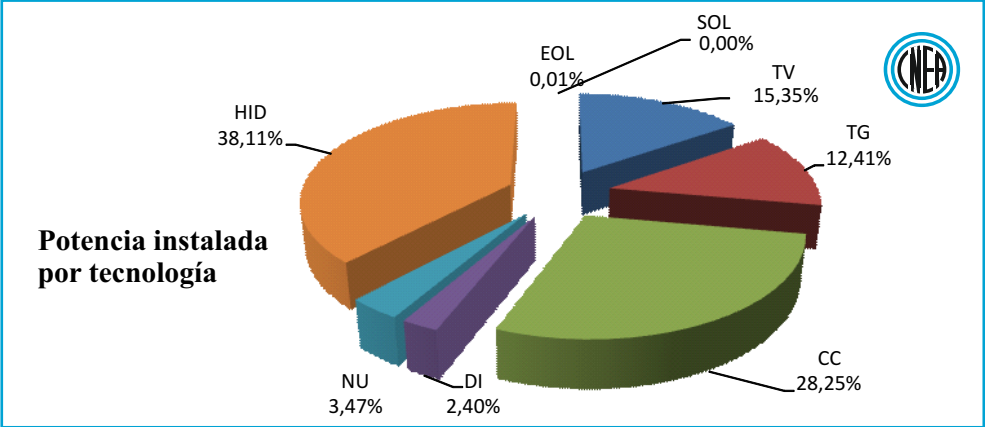
En el primer semestre de 2011 se incorporaron al SADI 873 MW. Las principales diferencias respecto de diciembre de 2010 son:

- En el CENTRO se incorporaron 15,4 MW de MD en la central térmica (C.T.) Bell Ville, de los cuales 10 MW ingresaron el 8 de enero y los 5,4 restantes el 11 de marzo.
- En la región del CUYO entraron 69,2 MW, 68 MW provenientes de la inserción de las centrales hidráulicas Los Coroneles, San Martín y Alvarez Condarco y 1,2 MW producto de la planta piloto fotovoltaica en la provincia de San Juan.
- En el NOA ingresaron 50,4 MW en MD, de los cuales 10 MW se incorporaron en la C.T. Chilecito, 30,4 MW en la C.T. Piquirenda con 14 MD, 10 MW en la C.T. La Rioja Sur con 9 MD. También se incorporaron 7 MW en la central hidráulica Reyes con 2 grupos hidráulicos.

- En el NEA, se incorporaron: 51,9 MW de MD en las centrales térmicas de Santa Rosa, Esquina, Corrientes y Alem.
- En el LITORAL se incorporaron motogeneradores diesel totalizando 20 MW en la C.T Corrientes.
- En la región GBA-BA se incorporaron 178 MW distribuidos de la siguiente forma:
 - 7 MW de TV en la C.T. Ecoenergía,
 - 72,8 MW de TG, de los cuales 23 MW corresponden a la C.T. Las Armas II y 49,8 MW a la C.T. de Bragado.
 - 98,1 MW de MD con el siguiente detalle:
 - 24 MW en la (C.T.) Realicó,
 - 15 MW de 20 unidades en la C.T. Arrecife,
 - 20 MW de 18 unidades en la C.T. Salto,
 - 13 MW en la C.T. Lincoln,
 - 23,5 MW en la C.T. General Villegas.
 - 2,6 MW adicionados en la C.T. Colón totalizando una potencia de 15,6 MW.

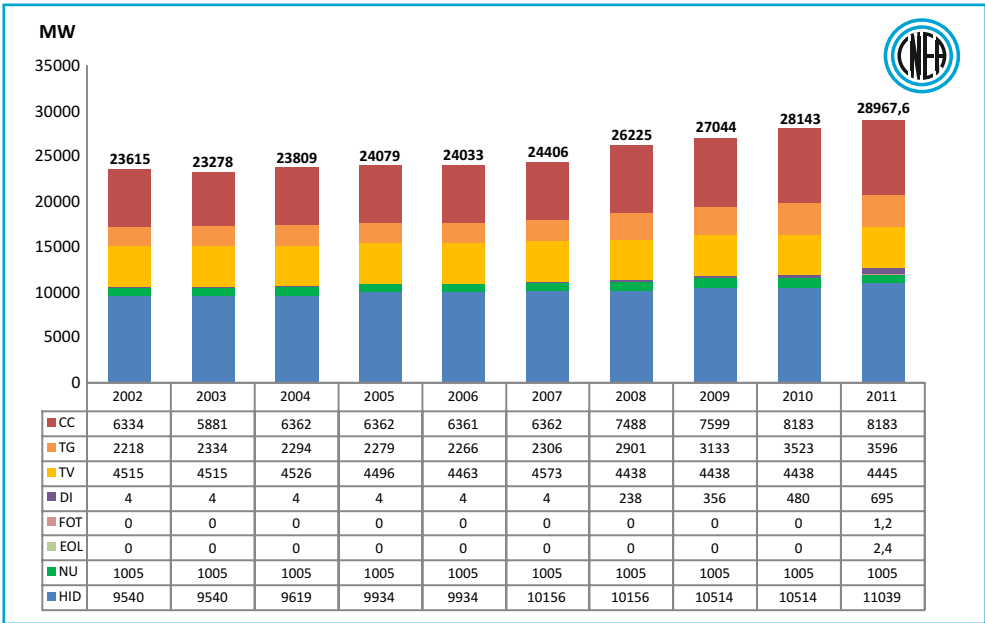
A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías.





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 de energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La más importante de ellas es la eólica con 29,7 MWe que representaría, de estar conectada al SADI, un 0,1%.

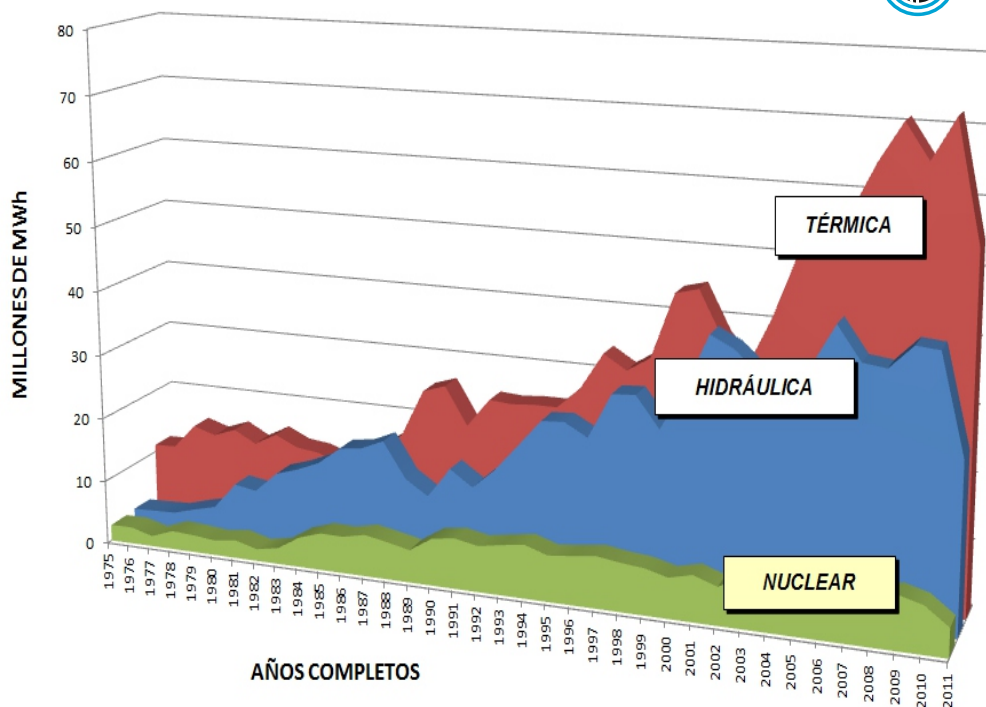
Evolución de la Potencia Instalada por Tecnologías



Generación de Energía Eléctrica



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



*Nota: La generación representada para el año 2011 es la correspondiente al primer semestre del año. La generación del año 2011 en su totalidad se informará en el boletín N° 28.

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	%	REN MWh	%	TOTAL MWh
1990	20256772	46,89	15659886	36,25	7280198	16,85			43196856
1991	24668702	54,02	13228842	28,97	7771236	17,02			45668780
1992	24397817	50,92	16432090	34,30	7080633	14,78			47910540
1993	24688600	46,69	20497800	38,76	7694151	14,55			52880551
1994	24674300	42,86	24659700	42,84	8234953	14,30			57568953
1995	27969200	46,66	24902500	41,55	7066739	11,79			59938439
1996	33618300	52,52	22933300	35,83	7459308	11,65			64010908
1997	31418700	45,37	29863500	43,13	7960599	11,50			69242799
1998	33651400	47,26	30100700	42,27	7452828	10,47			71204928
1999	43685900	57,35	25382500	33,32	7105976	9,33			76174376
2000	44611900	53,98	31863200	38,55	6177090	7,47			82652190
2001	37601700	44,38	40057500	47,28	7058638	8,33			84717838
2002	33629400	43,28	38259800	49,23	5820814	7,49			77710014
2003	41334200	49,26	35014100	41,73	7566289	9,02			83914589
2004	51060700	55,74	32674000	35,67	7868603	8,59			91603303
2005	53280500	55,02	36699700	37,90	6857026	7,08			96837226
2006	57400800	53,00	43212600	39,90	7690909	7,10			108304309
2007	64785200	58,85	38080700	34,59	7217228	6,56			110083128
2008	70734000	61,13	37622300	32,51	7360388	6,36			115716688
2009	65360400	56,97	41211700	35,9	8161669	7,11			114733769
2010	71.819.800	59,92	40.874.400	34,10	7.170.885	5,98			119.865.085
2011*	40.828.700	64,95	18.905.000	30,07	3.125.400	4,97	4.15	0,01	62.863.247
TOTAL	1.157.431.343	53,10	808.979.934	37,11	213.494.045	9,79	4.15	0,0002	2.179.905.322

*Los valores corresponden al primer semestre de 2011.

Generación Nucleoeléctrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque núcleo eléctrico argentino. Acumulado desde el año 1990, hasta el 30 de junio de 2011. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

AÑO	CENTRAL NUCLEAR ATUCHA I	CENTRAL NUCLEAR EMBALSE	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNE MWh	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I - CNE MWh	CNA I - CNE FACTOR DE DISPONIBILIDAD TOTAL EN EL SADI %
1990	59,75	95,69	1868571	5411627	7280198	82,92
1991	92,58	89,37	2895226	4876010	7771236	90,51
1992	75,96	84,24	2382000	4698633	7080633	81,30
1993	81,86	90,43	2560205	5133946	7694151	87,39
1994	86,03	97,68	2690435	5544518	8234953	93,54
1995	91,08	74,32	2848210	4218529	7066739	80,27
1996	69,78	92,60	2188238	5271070	7459308	84,50
1997	92,74	89,14	2900396	5060203	7960599	90,42
1998	80,95	86,72	2531503	4921325	7452828	84,67
1999	47,65	99,07	1490158	5615818	7105976	80,81
2000	57,00	77,21	1787473	4389617	6177090	70,03
2001	48,66	97,56	1521612	5537026	7058638	80,19
2002	34,44	83,92	1077094	4743720	5820814	66,34
2003	68,82	95,42	2152220	5414069	7566289	85,97
2004	92,58	87,33	2903329	4965274	7868603	89,19
2005	68,19	83,39	2132622	4724404	6857026	77,99
2006	71,34	96,37	2231018	5459891	7690909	87,48
2007	92,47	76,21	2891410	4325818	7217228	81,99
2008	84,13	82,96	2638118	4722270	7360388	83,38
2009	81,68	98,82	2554541	5607128	8161669	92,73
2010	94,64	74,19	2.959.589	4.211.296	7.170.885	81,45
2011*	88,49	82,08	948.830	2.161.243	3.110.073	84,36

*Los valores corresponden al primer semestre de 2011.

Picos de Potencia

Durante el primer semestre de 2011, se registraron dos nuevos picos de potencia superiores a los de los años anteriores. El primero se registró el 10 de marzo con una potencia de 20 913, mientras que el segundo corresponde al registrado el 30 de junio de 2011, con un valor de 21 024 MW, pasando este valor a ser el nuevo valor máximo.

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

Jueves 30-06-2011 hora: 19:57

Generación Nuclear	972
Generación Térmica	1920
Generación Hidráulica	7114
Generación Total	20006
Importación de Paraguay	24
Importación de Brasil	994
Exportación a Brasi	10
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda total SADI	21024
Reserva rotante (RPF + RRSF + PRO)	1324

Temperatura promedio GBA + Litoral

4,9°C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En arranque	Total
TV	0	0	0
TG	17	11	28
CC	0	0	0
DI	70	0	70
Total	87	11	98

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	36	0	943	210	1189
TG	1342	0	996	500	2838
CC	285	38	144	374	841
TOTAL	1663	38	2083	1084	4868

Generación hidráulica

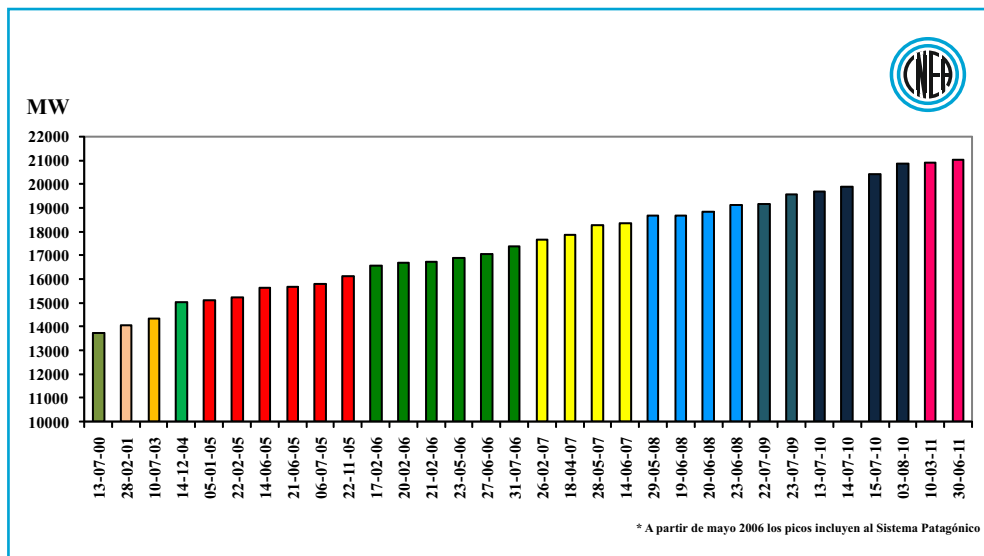
F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
C.PPLEHI01	85	C.ALICURA	1040
C.NIHUIL	70	C.RIO GRANDE	188
C.F.AMEGHINO	20	C.CABRA CORRAL	31
		C.NIHUIL	35
		C.LOS REYUNOS	112
		C.YACYRETA	135
Total	175	Total	1521

Generación Nuclear Limitada o Indisponible [MW]

C.N.EMBALSE	26
Total	26

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.



Picos de Potencia

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:

Pilar: las TG disponibles para funcionar con gas oil, cierre de CC para fines de agosto del 2011.

Generación Distribuida: ingresos previstos en Bragado, Viale, Salta, Arrecifes, Orán y Bariloche (145 MW). Se prevé un incremento en la potencia instalada de 21,5 MW distribuidos entre: Añatuya (Sgo. Del Estero), Santa Rosa (Corrientes) y Realicó (La Pampa)

C.T. 13 de Julio: dos TG de 60 MW, previstas para fines de agosto de 2011.

C.T. Independencia: dos TG de 280 MW, previstas inicialmente para septiembre, consideradas con baja disponibilidad.

C.T. Frías: TG de 60 MW, prevista para fines del 2011.

C.T. Brigadier López: TG de 280 MW, prevista inicialmente para diciembre, considerada con baja disponibilidad.

Interconexión NOA-NEA: líneas de 500 kV Resistencia - Chaco, Monte Quemado - Chaco y Cobos – Monte Quemado, se prevén entrada en servicio para agosto del 2011.

Interconexión Comahue – Cuyo: se prevé el cierre del anillo a fines de agosto del 2011.

Equipamiento Modelado (fechas estimadas de entrada en servicio)**Central Nuclear ATUCHA II****2do semestre de 2012**

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, solo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem “sobre costos transitorios de despacho” es un prorratio de este sobre costo entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio monómico.

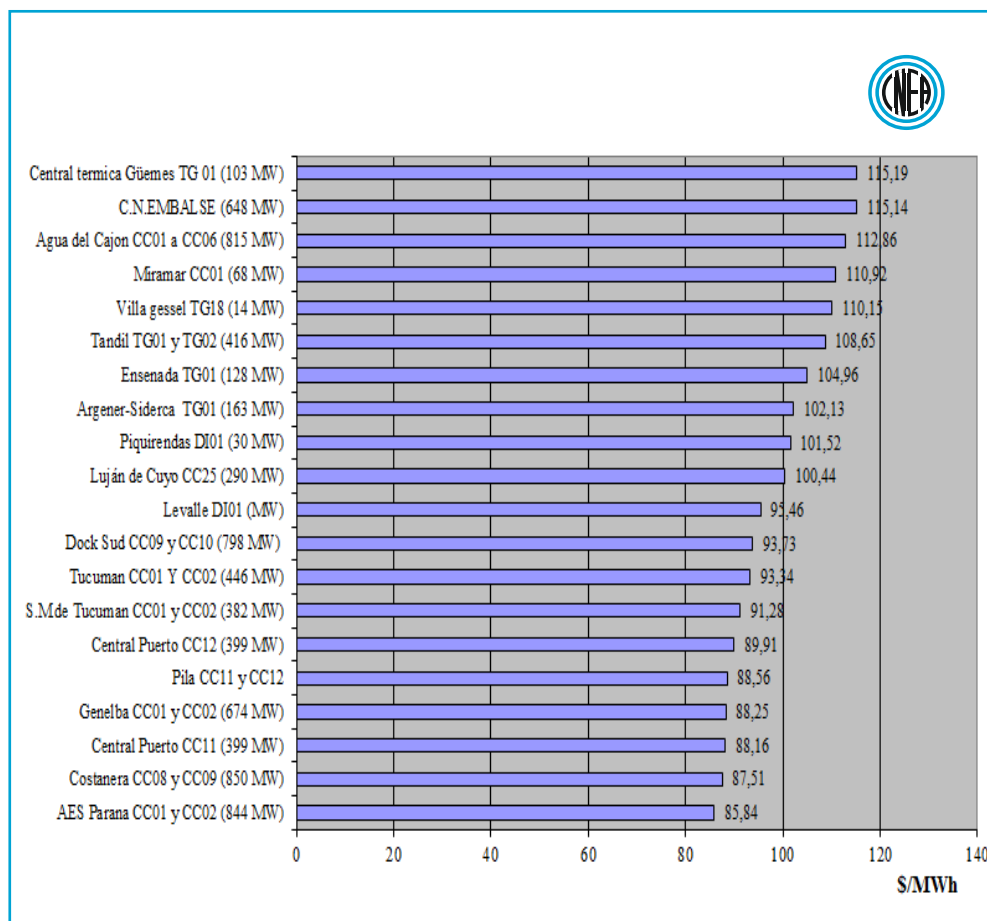
En principio, y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta la tabla con la lista de mérito de las primeras unidades luego de considerar las centrales hidráulicas de base.

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.

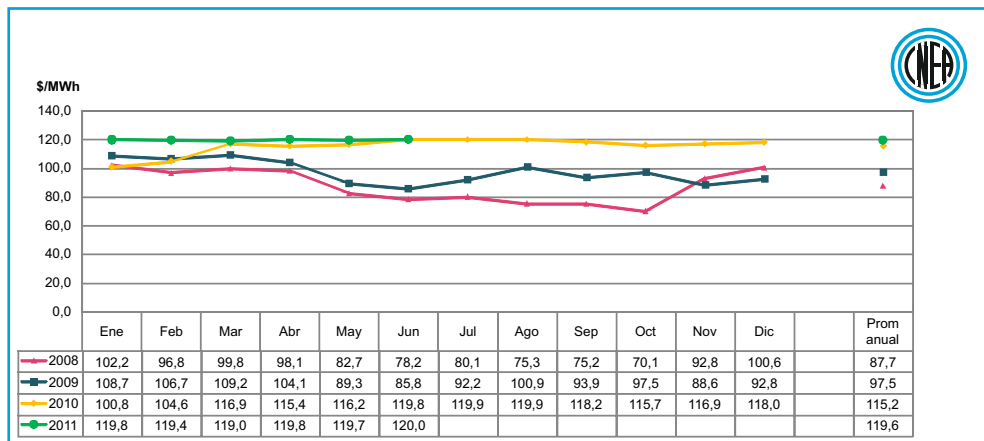
Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA). Este último no ha tenido variaciones en estos últimos años por lo que es inferior al precio de mercado. La diferencia entre ambos (el precio estacional y el precio de mercado) la asume el Fondo de 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.



**Orden de Despacho Térmico
Junio 2011**

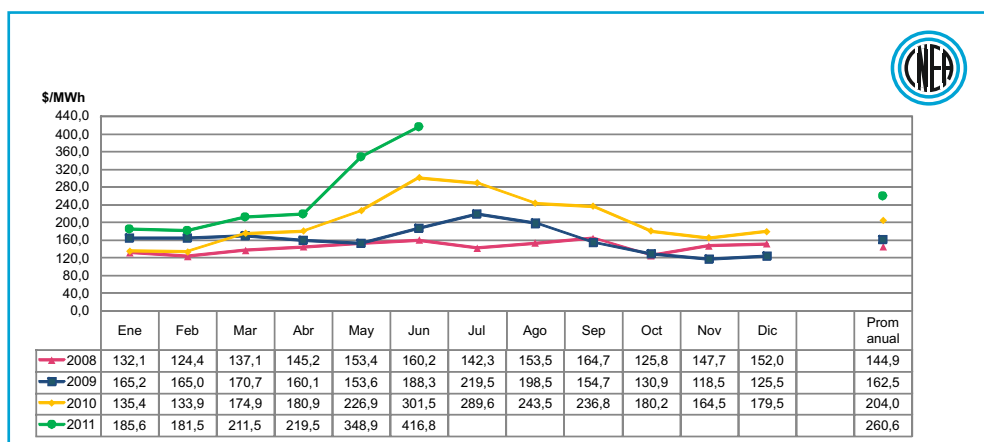
Evolución de los Precios

En el gráfico siguiente se indica la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado *spot*, en pesos, durante los últimos cuatro años.



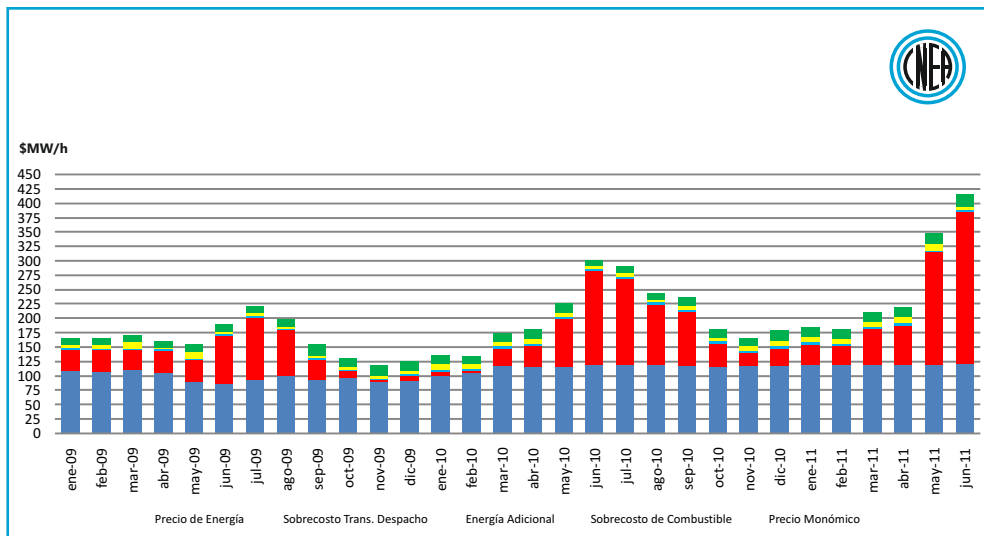
Precio de la Energía en el MEM para el Período 2008 - 2011

Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA. A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde el 2008 al 2011.



Precio Monómico en el MEM para el Período 2008 - 2011

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. Los valores dados corresponden al período comprendido entre enero de 2009 y junio de 2011.



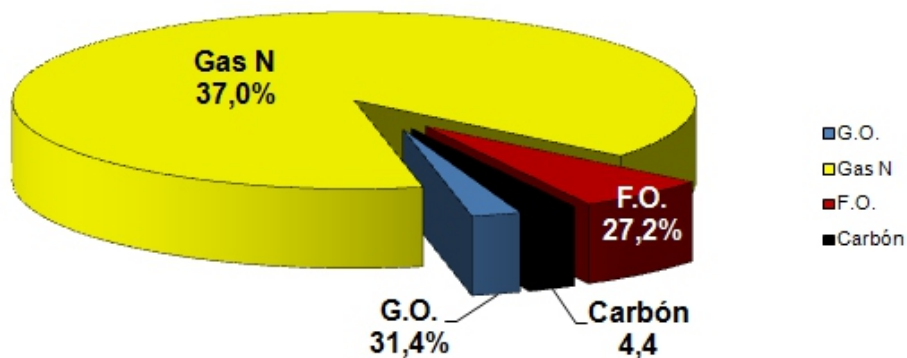
Composición del precio monómico para el período 2009 – 2011



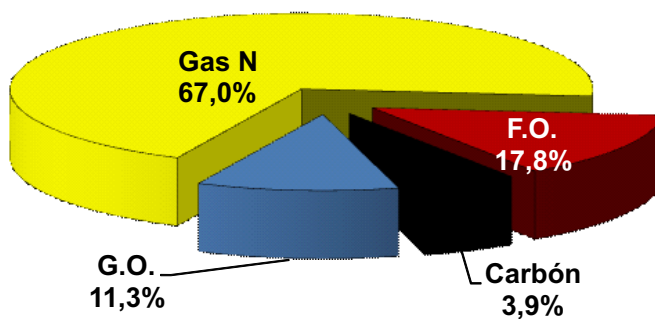
Se muestran a continuación dos gráficos donde se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en junio del año 2011 y el acumulado durante el primer semestre del año 2011, en unidades equivalentes (energía).



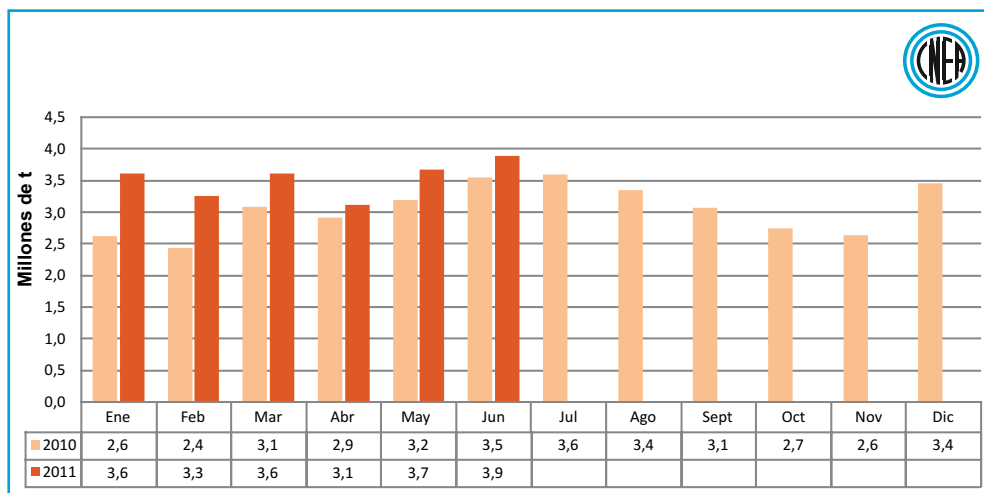
Consumo de Combustibles Fósiles Junio 2011



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2011



Se pueden 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 2010 y 2011.



Emisiones CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Demanda Eléctrica Regional

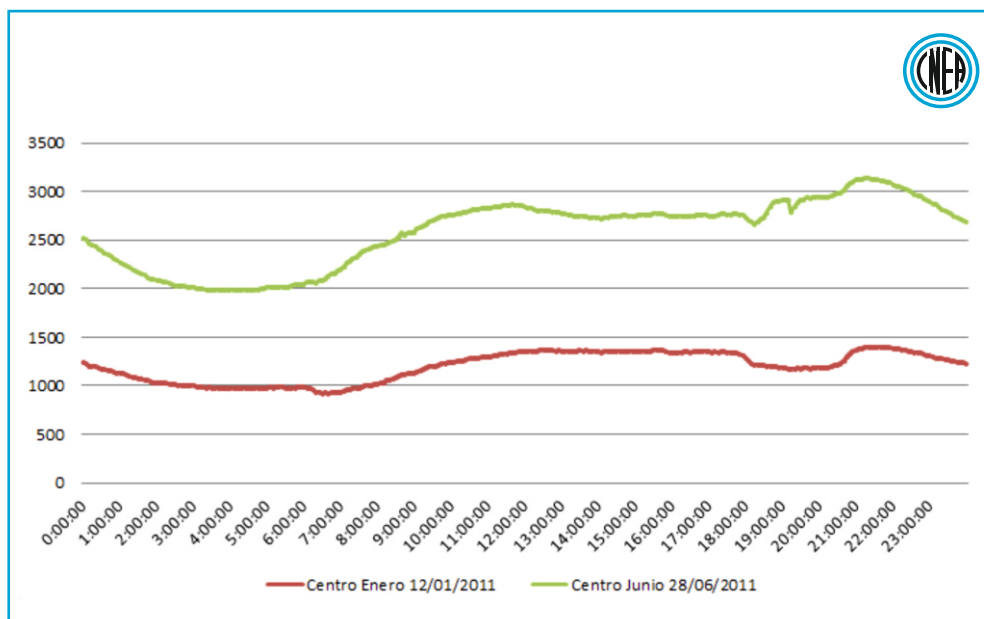
Esta sección presenta datos relevantes de la demanda regional con datos del informe eléctrico 2009 de Secretaría de Energía, población del Censo 2010, líneas de transmisión de ADEERA y datos de CAMMESA.

Región Centro

La región de CENTRO está integrada por la provincia de Córdoba y San Luis, la cual según el Censo 2010 posee del orden 3.736.000 habitantes (9,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 242.069 km² (8,7% del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2009 consumieron 7.698.961 MWh, lo que representa un 8,7% del total del país.

Demanda del Centro

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

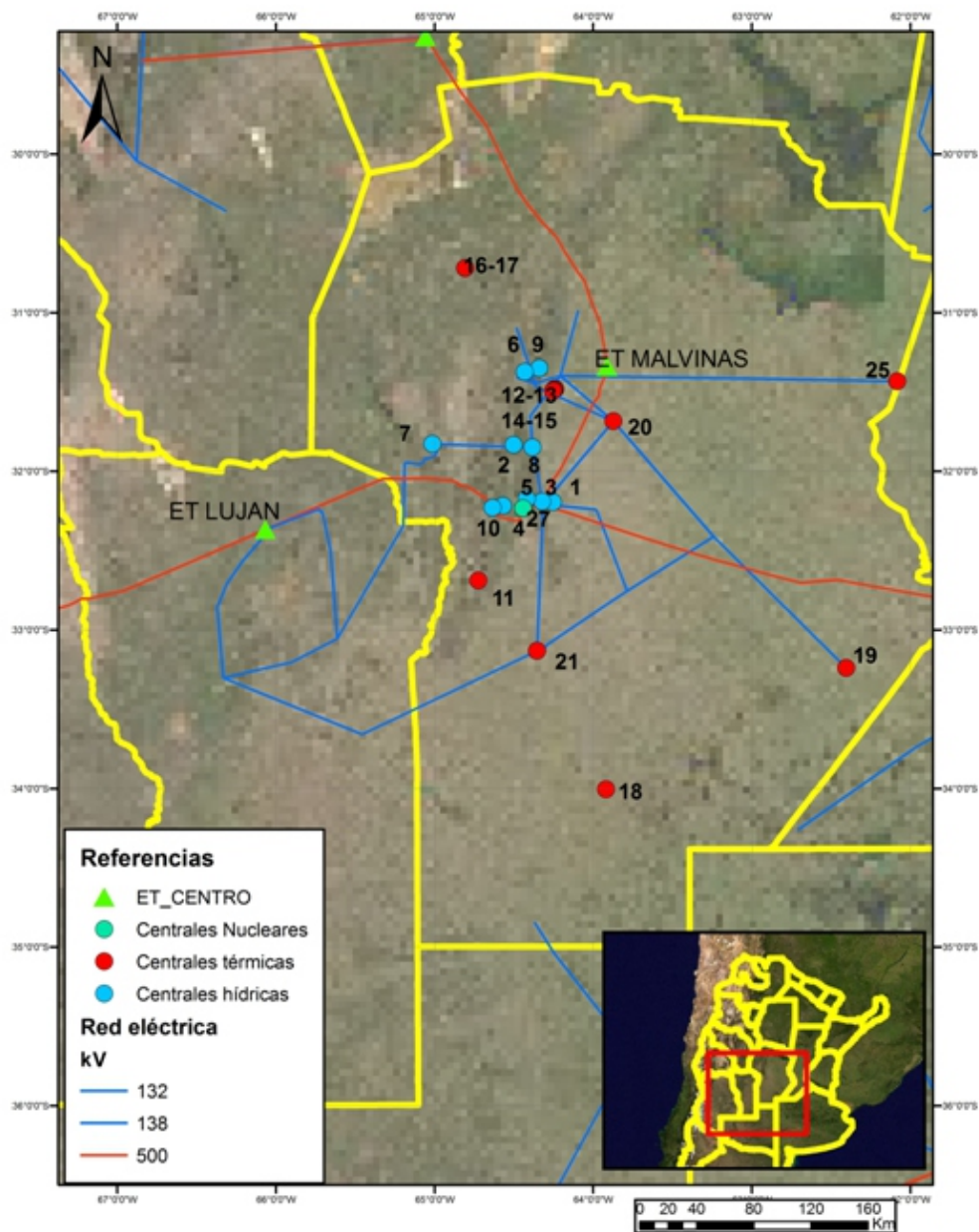


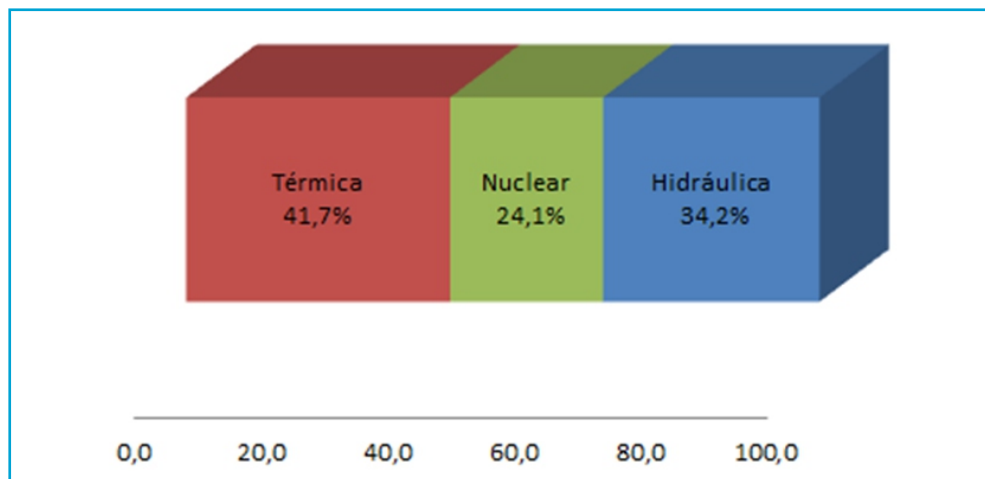
Demanda Eléctrica Región Centro

Como puede observarse en la figura si bien la demanda comienza a aumentar a partir de la hora en donde la población arranca su jornada laboral y tiene un pico a la hora en que los mismos regresan a su hogar, la mayor demanda se presenta siempre en invierno. Puede observarse en los días de verano e invierno el apagado automático del alumbrado público a las 7 hs y en los días de invierno el bombeo de la central hidráulica Río Grande en horas de la madrugada.

Potencia Instalada del Centro

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NU) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región CENTRO es de 2684 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.





Potencia Instalada Región Centro

Fuente: Informe Mensual a junio de 2011. CAMMESA

Centrales Hidráulicas

EMPRESA	CENTRAL	REF.	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
EPEC	PIEDRAS MORAS	1	De pasada	6
	LOS MOLINOS II	2	De pasada	57
	REOLIN	3	De pasada	33
	FITZ SIMON	4	De pasada	11
	CASSAFOUSTH	5	De pasada	16
	LA CALERA	6	De pasada	4
	LA VIÑA	7	De pasada	16
	LOS MOLINOS I	8	De pasada	57
	SAN ROQUE	9	De pasada	24
	R.GRANDE	10	De bombeo y embalse mensual	750
	CRUZ DEL EJE	16	Embalse	1,5

Fuente: Informe Mensual a junio de 2011. CAMMESA

Centrales Térmicas

A continuación se detalla la potencia instalada térmica por máquina en MW, tipo de tecnología, y combustible utilizado.

EMPRESA	CENTRAL	Ref.	TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA INSTALADA (MW)
				Principal	Alternativo	
COOPERATIVA	ALPA CORRAL	11	DI	GO	-	0,032
EPEC	DEAN FUNES	12,13 y 14	TG	GN	GO	32
	SUR OESTE CRUZ DEL EJE LEVALLE	15	DI	GO	-	3
		16y17	TG	GN	GO	100
		18	DI	GO	-	6,6
ENARSA	ISLA VERDE	19	TG	GN	GO, FO	46
EPEC	PILAR	20	DI	GO		25
GEN.MED.	M.MARANZANA	21	TV	GN	GO, FO	200
		22	TG CC	GN GN	GO GO	180 68
EPEC	RIO CUARTO	23 y 24	TG	GO	-	32
	SAN FRANCISCO	25	TG	GN	GO	39
	VILLA MARIA	26	TG	GN	GO	48
C.T.PILAR	C.T.PILAR	27	TG	GN	GO	330
ENARSA	BELL VILLE	28	DI	GO	-	15

GN: Gas Natural; GO: Gas Oil; FO: Fuel Oil.

Fuente: Informe Mensual a junio de 2011. CAMMESA

Centrales Nucleares

EMPRESA	CENTRAL	REF.	TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE	POTENCIA INSTALADA (MW)
NA-SA	C.N.EMBALSE	29	CANDU	Uranio natural	648

Fuente: Informe Mensual a junio de 2011. 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.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	AREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EPEC	165.321	16.000	5.177	4.927
EDESAL	76.748	3.391	5.876	752

La Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), es distribuidora de energía eléctrica y atiende el mercado propio y vende energía en bloque a cooperativas de servicio público de distribución. Los departamentos de la provincia se citan a continuación: Calamuchita, Capital, Colón, Cruz del Eje, General Roca, General San Martín, Ischillin, Juárez Celman, Marcos Juárez, Minas, Pocho, Pres. Roque Sáenz Peña, Punilla, Río Cuarto, Río Primero, Río Seco, Río Segundo, San Alberto, San Javier, San Justo, Santa María, Sobremonte, Tercero Arriba, Totoral, Tulumba y Unión.

La Empresa Distribuidora de Electricidad San Luis S.A. (EDESAL S.A.) cubre los servicios de distribución de energía, no existiendo en la provincia cooperativas de distribución de energía eléctrica. Los departamentos de la provincia se citan a continuación: Ayacucho, Belgrano, Chacabuco, Coronel Pringles, General Pedernera, Gobernador Dupuy, Junín, La Capital y Libertador General San Martín.

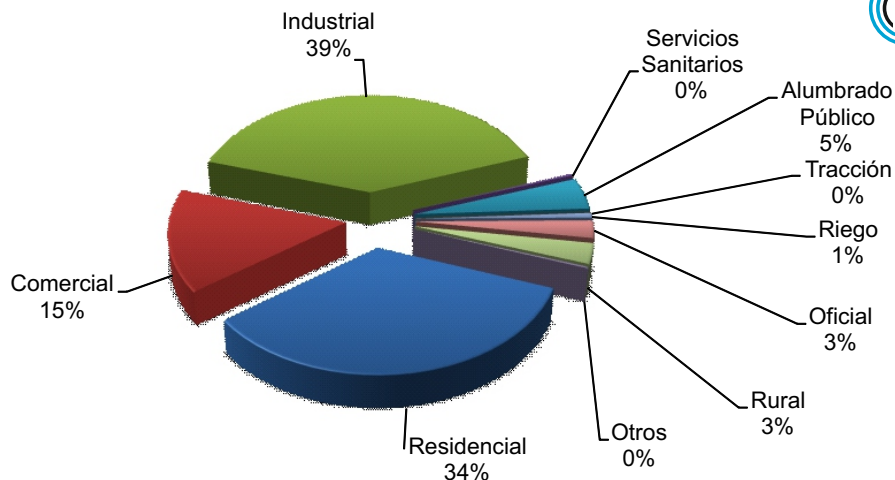
Consumo eléctrico por provincias

Córdoba

El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 6.540.436 MWh, que corresponde a un 85% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Córdoba según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

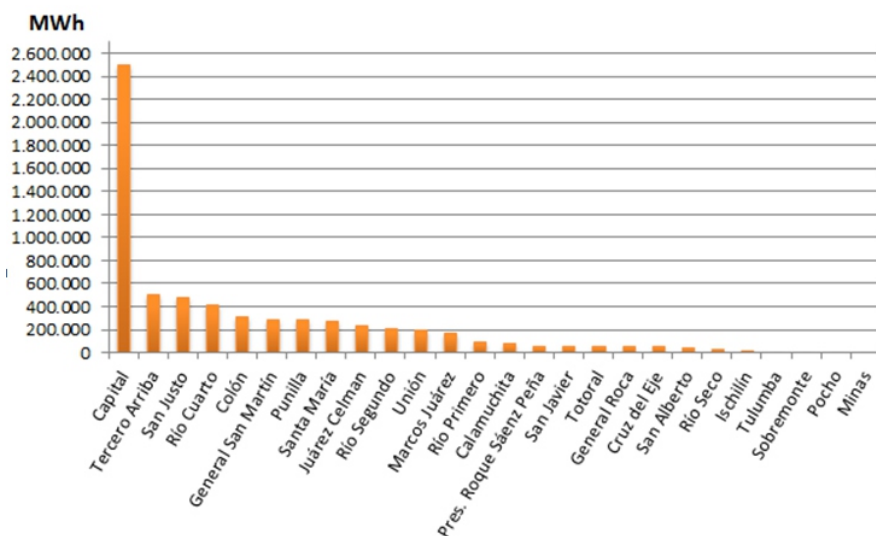
Luego, a continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Córdoba desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico de Córdoba corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 38,3%, le sigue el departamento de Tercero Arriba con el 7,7%, el departamento de San Justo con el 7,5%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 6,4% de la electricidad generada.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Córdoba. Año 2009.

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009,
elaborado por la Secretaría de Energía.

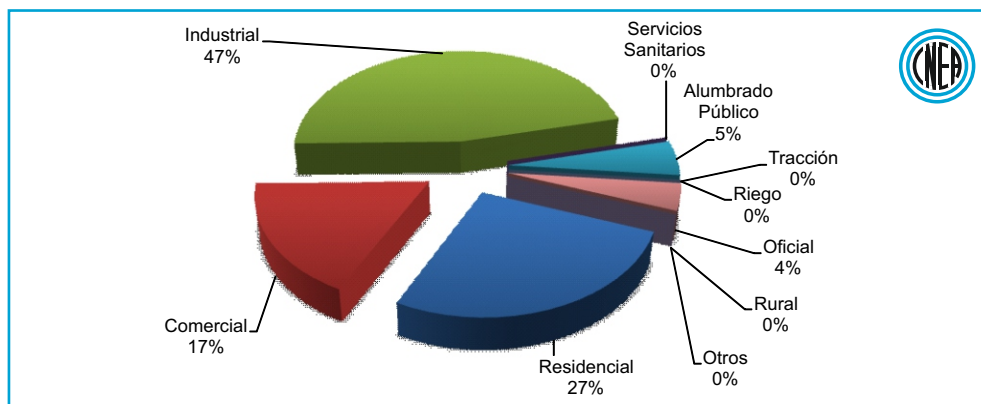


Demanda eléctrica regional de Córdoba. Año 2009.

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009,
elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

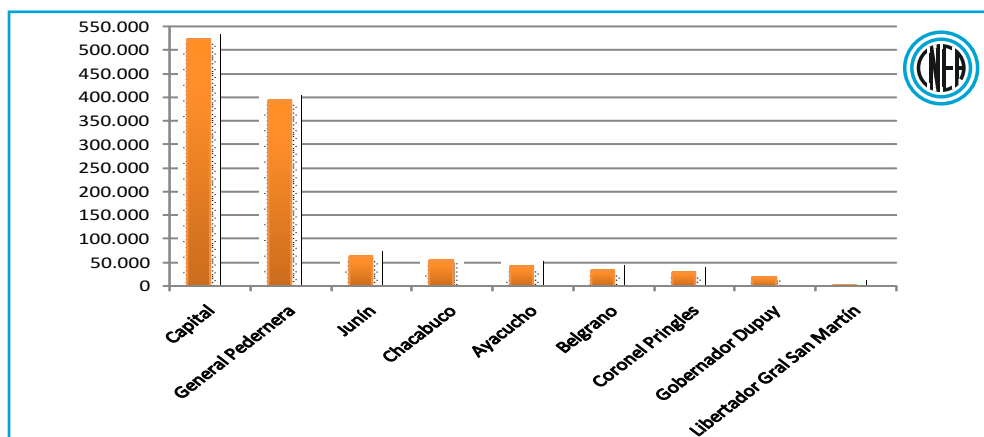
San Luis

El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 1.158.525 MWh, que corresponde a un 15% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Luis según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de San Luis. Año 2009.
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009,
elaborado por la Secretaría de Energía.

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



Demanda eléctrica regional de San Luis. Año 2009.
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009,
elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

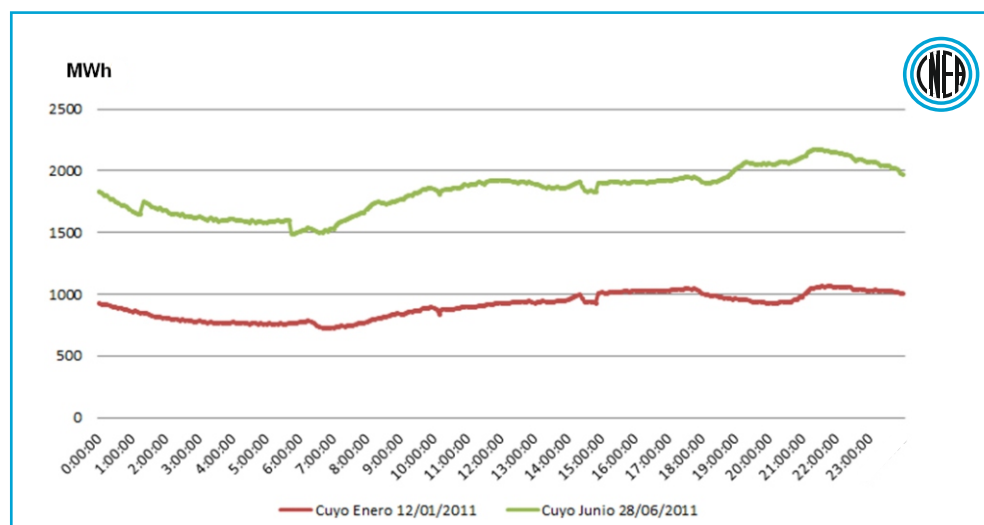
El mayor consumo eléctrico de San Luis corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 45,2%, le sigue el departamento de General Pedernera con el 34,0%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,23% y 5,42% de la electricidad generada.

Región Cuyo

La región de Cuyo está integrada por la provincia de Mendoza y San Juan, entre las cuales según el Censo 2010 posee 2.422.037 habitantes (6,2% de la población total de Argentina), distribuidos en 238.478 km² (8,61% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2009 se consumieron 6.012.000 MWh, un 6,8% del total del país.

Demanda

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

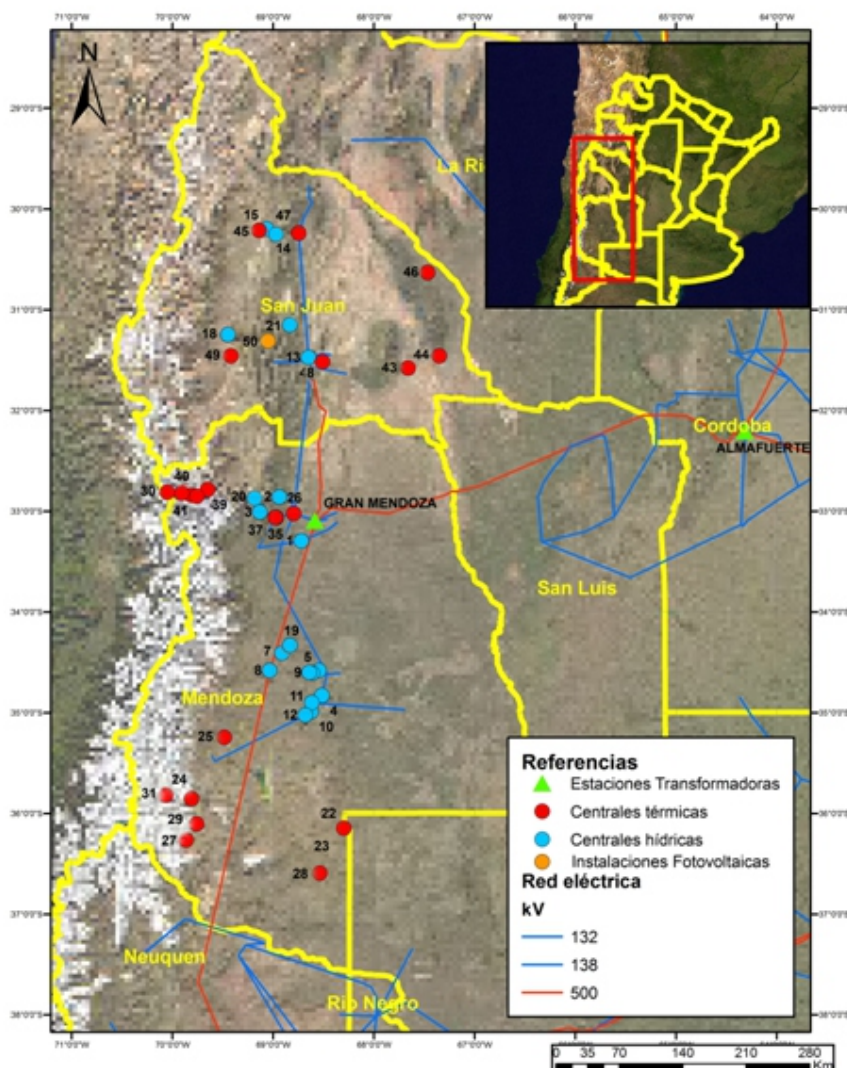


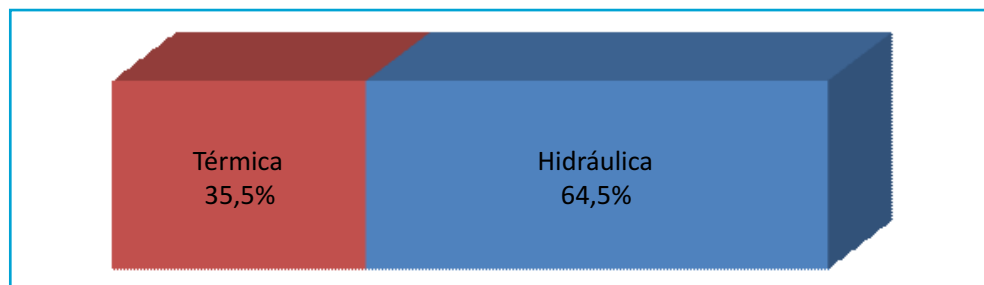
Demanda Eléctrica Región Cuyo

Como puede observarse en la figura precedente si bien la demanda comienza a aumentar a partir de la hora en donde la población arranca su jornada laboral y tiene un pico a la hora en que los mismos regresan a su hogar, la mayor demanda se presenta en invierno, debido al uso de la iluminación. Puede observarse en los días de verano e invierno la incidencia del apagado automático del alumbrado público a las 7 hs y en los días de invierno la incidencia del bombeo de la central hidráulica Los Reyunos en horas de la madrugada.

Potencia Instalada de Cuyo

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 fotovoltaicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región CUYO es de 1648 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.





Potencia Instalada

Centrales Hidráulicas

EMPRESA	CENTRAL	REF.	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
CONSORCIO POTRERILLOS	EL CARRIZAL	1	De pasada	17
	ALVAREZ CONDARCO	2	De pasada	55
	CACHEUTA NUEVA	3	De pasada	120
HIDR NIHUIL 4	NIHUIL 4	4	Compensador	18
GEMSA	25 DE MAYO	5	De pasada	6,6
	SAN MARTIN	6	De pasada	6
	L.REYUNOS	7	Bombeo	224
JURAMENTO	A.D.TORO	8	Embalse semanal	150
	EL TIGRE	9	Compensador	14
HINISA	NIHUILES	10 a 12	Embalse semanal	224
EPSE	Q.ULLUM	13	De pasada	45
	SALTO DE LA LOMA	14	De pasada	
	C.D. VIENTO	15	De pasada	11
	Q.ULLUM	16 y 17	De pasada	45
GEMSA	LOS CARACOLES	18	De pasada	121
	LOS CORONELES	19	De pasada	7
CONSORCIO POTRERILLOS	CACHEUTA VIEJA	20	De pasada	9
AES JURAMENTO	ULLUM	21	De pasada	42

Fuente: Informe Mensual junio de 2011. CAMMESA

Centrales térmicas

EMPRESA	CENTRAL	REF.	TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA INSTALADA (MW)
				Principal	Alternativo	
EDEMSA	AGUA ESCONDIDA	22 y 23	DI	GO	-	0,072
	BARDAS BLANCAS	24	DI	GO	-	0,072
	ESCUELA CARAPACHO	25	DI	GO	-	0,036
CT.MENDOZA	C.D.PIEDRA	26	TG			14
EDEMSA	EL ALAMBRADO	27	DI	GO	-	0,084
	EL CORTADERAL	28	DI	GO	-	0,036
	EL MANZANO	29	DI	GO	-	0,036
	LAS CUEVAS	30	DI	GO	-	1,15
	LAS LOICAS	31	DI	GO	-	0,036
CT.MENDOZA	L.D.CUYO	32	TV	GN	GO, FO	120
		y 33 a 37	CC	GN	GO,FO	374
CT.MEND.COGL.	L.D.CUYO COGL.	33	TG	GN	GO	46
EDEMSA	LOS PENITENTES	38	DI	GO	-	0,305
	POLVAREDAS	39	DI	GO	-	0,275
	PUENTE DEL INCA	40	DI	GO	-	0,610
	PUNTA DE VACAS	41	DI	GO	-	0,36
	USPALLATA	42	DI	GO	-	4,596
	CAUCETE (BERMEJO)	43	DI	GO	-	0,040

EMPRESA	CENTRAL	REF.	TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA INSTALADA (MW)
				Principal	Alternativo	
DECSA	CAUCETE (MARAYES)	44	DI	GO	-	0,050
ENERGÍA SAN JUAN	RODEO	45	DI	GO	-	1,24
	SAN AGUSTIN	46	DI	GO	-	3,47
	SALTO DE LA LOMA	47	DI	GO	-	1,92
AES JURAMENTO	SARMIENTO	48	TG	GN	GO	30
ENERGIA SAN JUAN	TAMBERIAS	49	DI	GO	-	7,17

Fuente: Informe Mensual junio de 2011. CAMMESA

Instalaciones Fotovoltaicas

EMPRESA	CENTRAL	REF.	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
EPSE	FOTOV.SAN JUAN	50	Panel Solar	1

Fuente: Informe Mensual junio de 2011. 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 y las de media por DISTROCUYO.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	AREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EDEMSA	109.908	7.074	7.402	893
EDESTESA	36.668	1.110	1.827	338
ESJ SA	85.226	4.465	4.169	53

La Empresa Distribuidora del Este de Mendoza S.A. (EDESTES S.A.), atiende mercado propio y vende energía en bloque a cooperativas de servicio público de distribución, en los departamentos que se citan a continuación: San Martín, Junín, Santa Rosa, La Paz y General Alvear.

La Cooperativa de Godoy Cruz, que abastece en su totalidad al departamento homónimo, compra su energía como distribuidora en el MEM. Las restantes Cooperativas del este de Mendoza compran su energía en bloque a EDESTESA. En particular hay tres cooperativas que compran su energía a EDESTES y abastecen el Departamento de Rivadavia. Ellas son Medrano, Rivadavia y Rural Sud Río Tunuyán.

Empresa Distribuidora de Energía Mendoza S.A. (EDEM S.A.), es concesionaria del mercado metropolitano en Mendoza desde Junio de 1998. No existen Cooperativas de distribución de energía eléctrica en esta área de concesión. Los departamentos atendidos se citan a continuación: Capital, San Rafael, Guaymallén, Las Heras, Luján de Cuyo, Maipú, San Carlos, Tunuyán, Tupungato, Lavalle y Malargüe.

Energía San Juan (ESJ), distribuidora que atiende el mercado propio en los departamentos de la provincia que se citan a continuación: 25 de Mayo, 9 de Julio, Albardón, Angaco, Calingasta, Capital, Caucete, Chimbass, Iglesia, Jáchal, Pocito, Rawson, Rivadavia, San Martín, Santa Lucía, Sarmiento, Ullum, Valle Fértil y Zonda.

La Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A (DECSA) (ex Cooperativa de Caucete), desde Diciembre de 2003, compra su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, como Distribuidora, y es la única que abastece el Departamento del mismo nombre.

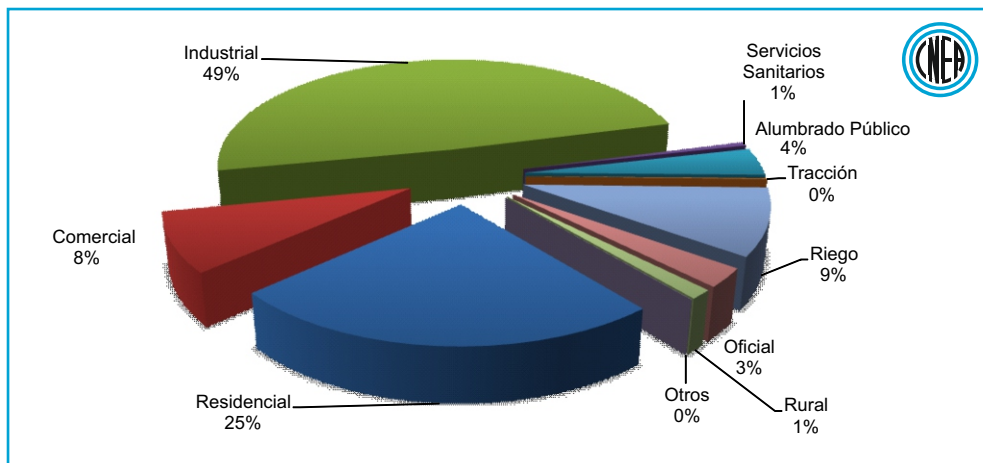
Consumo eléctrico por provincias

Mendoza

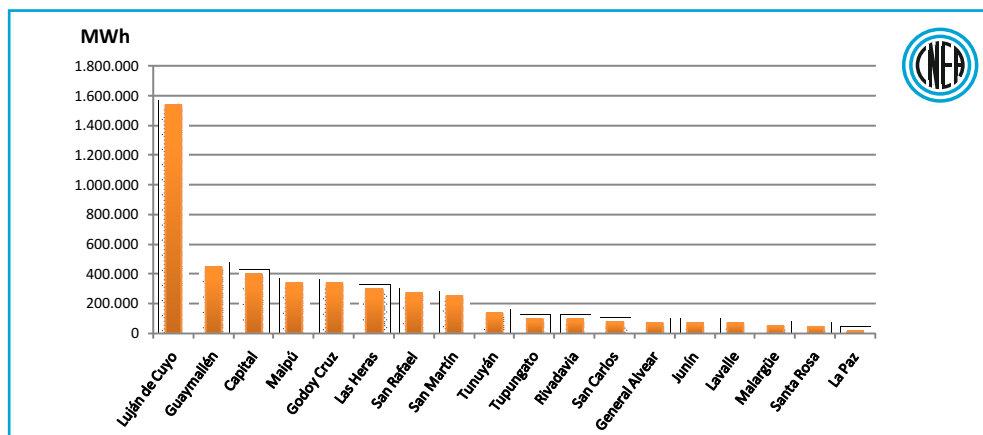
El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 4.590.039 MWh, que corresponde a un 76% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Mendoza según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

Luego, a continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Mendoza desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico de Mendoza corresponde a lo demandado por el departamento de Luján de Cuyo con un 33,5%, le sigue el departamento de Guaymallén con el 9,8%, el departamento Capital con el 8,6% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 7,4% de la electricidad generada.



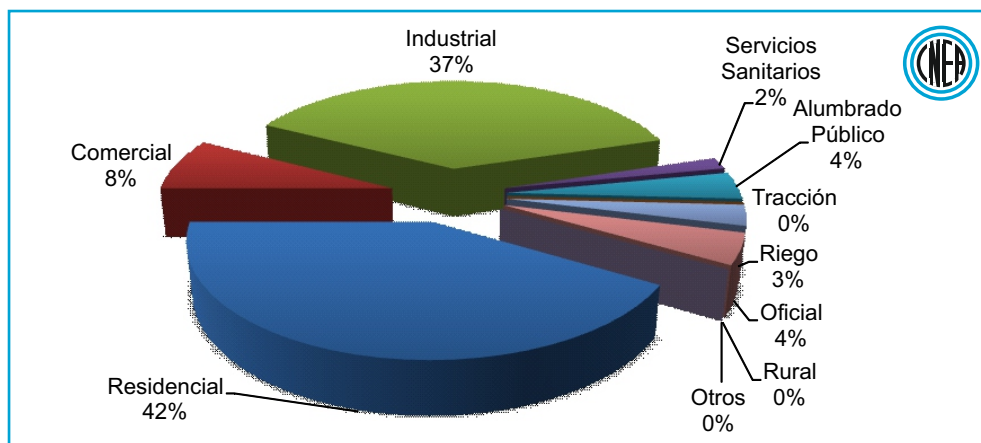
Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Mendoza. Año 2009.
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009,
elaborado por la Secretaría de Energía.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Mendoza. Año 2009.
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009,
elaborado por la Secretaría de Energía.

San Juan

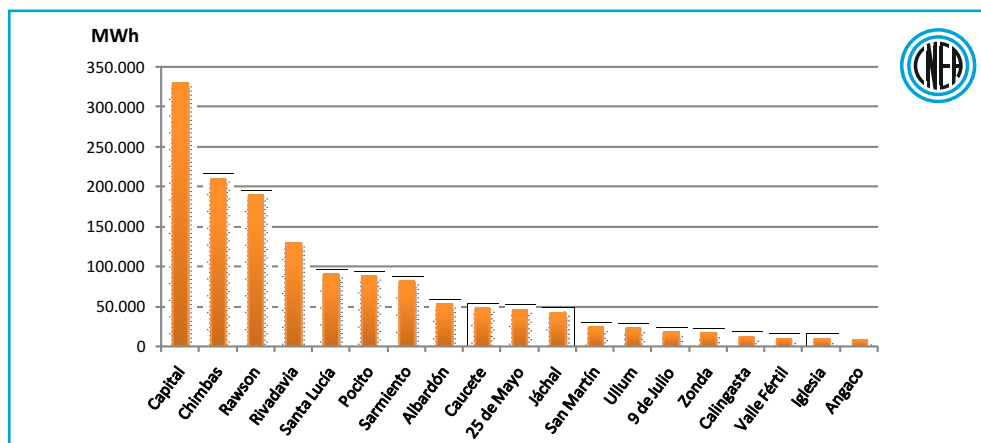
El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 1.421.985 MWh, que corresponde a un 24% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Juan según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de San Juan. Año 2009.

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009,
elaborado por la Secretaría de Energía.

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



Demanda eléctrica [MWh] regional de San Juan. Año 2009.

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009,
elaborado por la Secretaría de Energía.

El mayor consumo eléctrico de San Juan corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 23,2%, le sigue el departamento de Chimbas con el 14,8%, Rawson con el 13,3%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,5% y 9,1% de la electricidad generada.

Noticias

Argentina y Brasil construirán dos reactores experimentales en forma conjunta

Durante la visita que Dilma Rousseff, Presidenta de Brasil, realizó a la Argentina a fines de enero de 2011 fueron firmados varios memorandos de entendimiento y acuerdos que cubren distintos campos de la cooperación entre los dos países. Ellos incluyen un acuerdo para el proyecto de un reactor de investigación multipropósito entre la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Comissão Nacional de Energía Nuclear (CNEN), que será diseñado y construido en ambos países sobre la base del reactor que construyera recientemente INVAP S.E. en Australia. Tanto Brasil como Argentina tenían en proyecto la construcción de un reactor para “la producción de radioisótopos, ensayos de irradiación de combustibles y materiales e investigación con haces de neutrones”, con especificaciones técnicas semejantes. La decisión de realizar la tarea en forma conjunta, además de fomentar la integración tecnológica entre los dos países, produciría una disminución sensible de los costos. La potencia de los reactores a construir será de 30 MW cada uno.

Fuente: INVAPNUCS - BOLETIN N° 61 - 07 de febrero de 2011

Nuevo récord en Atucha I

La Central Nuclear Atucha I logró un nuevo récord histórico al alcanzar en 2010 un Factor de Carga anual del 95,49%, superando el obtenido en 2007 del 93,10%.

El factor de carga es la relación entre la energía eléctrica producida en un período de tiempo y la que se hubiera podido producir en el mismo periodo de funcionamiento a la potencia nominal, expresado porcentualmente.

La Central Atucha I está ubicada sobre la margen derecha del Río Paraná de las Palmas, en la localidad de Lima, Partido de Zárate. La central fue conectada al sistema eléctrico nacional en 1974 convirtiéndose en la primera Central Nuclear de América Latina.

Actualmente cuenta con una potencia eléctrica bruta de 357 MWe y desde su puesta en marcha ha generado más de 70.000 millones de kWh de energía limpia, confiable y segura. Además se destaca como una escuela de formación para los futuros operadores de las próximas centrales nucleares argentinas.

En el emplazamiento de la Central Nuclear Atucha I se encuentra también la Central Nuclear Atucha II de 745 MWe, en etapa de construcción

Fuente: El inversor energético y minero- 20 de mayo de 2011

Inauguraron en San Juan la primera planta fotovoltaica de Sudamérica

La primera planta fotovoltaica experimental de Sudamérica destinada a generar energía eléctrica con paneles solares fue inaugurada en la provincia de San Juan. El proyecto demandó una inversión de más de 10 millones de dólares. De acuerdo con la agencia Télam, la construcción de esta central energética fue emprendida en el marco del plan de desarrollo de energías alternativas limpias que impulsa el Ministerio de Planificación Federal de la Nación. Denominada 'San Juan I', la usina piloto cuenta con 5.000 paneles, de los cuales 3.300 poseen dos posiciones para verano o invierno y los otros 1.536 seguidores que buscan la mejor posición con respecto al astro solar. La central ocupa un predio de seis hectáreas en la localidad de Ullum, a 30 kilómetros de la capital provincial, dentro de la región de Cuyo, en una de las zonas con mayor cantidad de horas de radiación solar en el país. La energía solar fotovoltaica es un tipo de electricidad que se obtiene directamente de los rayos del sol, por lo que constituye una de las formas de obtención energética segura, limpia y renovable. La planta que entra en funcionamiento en San Juan producirá lo suficiente como para abastecer a unos 1.500 hogares. Esta energía se volcará al Sistema Interconectado Nacional (SIN) desde Ullum.

Fuente: El inversor Energético y Minero-Jueves 2 de Junio de 2011

Reserva de gas natural de Bolivia se incrementa 30%

El Gobierno de Bolivia y la petrolera francesa Total anunciaron el descubrimiento de tres billones de pies cúbicos de gas en el oriente del país, que de esta forma sube sus reservas globales del energético hasta casi 13 billones.

El jefe de Estado, Evo Morales, el presidente de la petrolera estatal Yacimientos

Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Carlos Villegas, y el gerente general de Total en Bolivia, Jean Daniel Blasco, hicieron el anuncio en el campo de gas Aquío, situado en el departamento oriental de Santa Cruz.

Con el nuevo hallazgo de Total las reservas de Bolivia suben de 9,94 hasta casi 13 billones de pies cúbicos, subrayó Morales.

Morales calificó como una "enorme alegría" el descubrimiento de los tres billones de pies cúbicos (igual a trillones de pies cúbicos en el sistema anglosajón) tres semanas después de que su Gobierno admitiera una fuerte caída en las reservas del carburante.

El presidente de YPFB, Carlos Villegas, dijo que el hallazgo de Total garantiza la provisión de gas para Argentina y Brasil.

A su turno, Blasco destacó que Total en Bolivia, en sociedad con la argentina Tecpetrol, ratifica su compromiso con el desarrollo de los hidrocarburos y anunció sus planes para una inversión que puede estar entre los 700 y 800 millones de dólares en producción de gas.

Tiempo atrás YPFB admitió la baja de reservas probadas luego de que un estudio de la estadounidense Ryder Scott, que el Gobierno mantuvo en secreto varios meses, estableciera un nivel de 9,94 billones frente a los 26,7 billones de otro informe de 2005.

Fuente: www.potosi.net-EFE, La Paz-Jueves 28 de Abril de 2011

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina SA., Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net, Banco Mundial, INDEC y la Secretaría de Energía de la Nación emitidos hasta junio de 2011.

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: 6772-7422/7419/7526/7869 Fax: 6772-7529

E-Mail: rey@cnea.gov.ar

coppari@cnea.gov.ar

<http://www.cnea.gov.ar/comunicaciones/publicaciones.php>