

Boletín Energético



2do. Semestre 2011
AÑO XIV N° 28



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

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
Ing. Inés Torino Aráoz

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

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina A. Delfino

Internet: <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe>
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 28 Energético

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

CONTENIDO

La Planificación Energética Argentina

Ing. María Delia Parera, Ing. Inés Torino Araóz

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: GBA-BA, LIT, NEA, NOA

Noticias

Editorial



Las consecuencias del terremoto de Tohoku, Japón y el posterior tsunami ocurrido el 11 de marzo de 2011 han sido de gran relevancia tanto para la humanidad en general, para el país donde ocurrieron estos sucesos, como así también para la actividad nuclear en particular.

La combinación de ambos efectos naturales provocó un accidente en 2 de los reactores de agua en ebullición (BWR, por sus siglas en inglés) de la central nuclear Fukushima Daiichi. Cabe aclarar que la central posee 6 reactores en total, 3 de los cuales se encontraban operando (unidades 1, 2 y 3), encontrándose los restantes (unidades 4, 5 y 6) en estado seguro de parada fría, al momento del accidente.

Desde el punto de vista del sismo base de diseño de las instalaciones, el terremoto ocurrido (sismo de grado 9) fue superior al adoptado para diseño y los reactores que estaban operando se apagaron correctamente en forma automática apenas se detectó el inicio del terremoto, estando hasta ese momento la situación bajo control y sus elementos combustibles enfriándose con el respectivo sistema de emergencia.

Posteriormente, el tsunami, provocado por el terremoto, también por encima del contemplado en la base de diseño, arrasó con la zona costera provocando la pérdida de las 6 líneas de suministro eléctrico externo, inundando y destruyendo los generadores diesel, sus tanques de combustible y los sistemas auxiliares. Por esta razón los reactores quedaron con falta total de suministro eléctrico, enfriándose, en forma insuficiente, con otros sistemas de la instalación mientras se esperaba la llegada de generadores diesel móviles. Esto provocó un daño severo en 2 de los reactores y en 3 de los edificios que los contenían con fuga de material radioactivo. Con posterioridad se estableció el suministro eléctrico y se consiguió estabilizar la refrigeración de los reactores y piletas de decaimiento.

Actualmente TEPCO (Tokio Electric Power Company) continúa desarrollando acciones de recuperación del predio y lugares aledaños, siguiendo el plan de acción presentado, aprobado por las autoridades de Japón.

A menos de un año del incidente de Fukushima, aún es difícil y prematuro medir el impacto que va a tener en el sector nuclear y en las proyecciones de instalación de

nuevas centrales nucleares en el mundo. Si bien algunas de las estimaciones esperan un impacto negativo, la importancia de éste es lo que aún no se puede determinar, aunque todo indica que va a ser pequeño y de corta duración. Esto se debe a dos factores contrapuestos que surgen como consecuencia y análisis del accidente y además a que continúan vigentes las causas que dieron origen al crecimiento de la actividad nuclear. Ellos son:

-La sensibilidad social, respecto a la generación eléctrica de origen nuclear ha tenido con posterioridad al accidente y continúa teniendo a la fecha, un incremento en la opinión pública de posiciones opuestas al sector nuclear.

-El análisis frío y pragmático de lo sucedido en Japón indica que fue una de las catástrofes naturales más grandes de la historia superando cualquier previsión o expectativa, que destruyó todo tipo de construcción e instalación industrial convencional, vías y medios de comunicación y transporte. Sucedió en un país con 54 reactores nucleares en operación, y golpeó especialmente a una central con reactores de 40 años de antigüedad. Sin embargo, y contrastando con la magnitud de la catástrofe el accidente nuclear no ha provocado ni un solo muerto ni daño severo sobre ningún ser humano por causas radiológicas. Pero esto último lamentablemente aún no ha sido percibido por el ciudadano medio.

Lo más importante es que sigue vigente la necesidad de contar con una fuente segura y confiable, a valores accesibles, de provisión de energía eléctrica que no produzca gases de efecto invernadero y para ello la energía nuclear sigue siendo una de las mejores opciones. No hay alternativas realistas de disminuir la dependencia de los combustibles fósiles que no incluyan a la energía nuclear en los escenarios previstos.

Luego del accidente de Fukushima son mayoría los países que han ratificado sus planes de construcción de centrales nucleares, pero también hay países, aunque pocos, que han cambiado o anunciado un cambio de política respecto a la actividad nuclear como consecuencia de la presión social provocada por el accidente de Fukushima.

El accidente sucedió en un momento donde el interés por la generación nuclear había cobrado nuevos bríos. Países que habían renunciado a ella, estaban arrepentidos de la mala decisión tomada e iniciando estudios y planes para volver a incorporarla en su canasta energética. Países que nunca habían pensado en tenerla, comenzaban a elaborar estudios sobre lo que debían hacer para incorporarla. Y por supuesto muchos países que la tenían estaban acelerando sus planes de nuevas

incorporaciones.

China, Corea, Francia, India, Inglaterra, Rusia y varios países más, han manifestado que continuarán con sus planes de instalación de centrales nucleares, aunque se pueden apreciar algunas demoras en la iniciación de nuevas construcciones, en parte producto de las modificaciones de diseño que se producirán como consecuencia de la enseñanza que nos deja el accidente y de los otros factores mencionados.

Un ejemplo de esto es nuestro país, en donde el Gobierno Nacional ha ratificado sus planes respecto del sector nuclear después del accidente de Fukushima, y ello se ha traducido en hechos, con la continuidad de las obras de terminación de la central Atucha II y el comienzo de la construcción del prototipo del reactor CAREM, pero, por otra parte, se ha notado una demora en las definiciones sobre la construcción de la cuarta central nuclear de potencia.

El 28 de octubre de 2011 la presidenta Cristina Fernández de Kirchner inauguró la puesta en marcha de la Central Nuclear Atucha II, que cuando comience a operar sumará al sistema eléctrico nacional 700 MW netos, con lo que la generación nuclear pasará del 7 al 10 %

El proyecto incluyó la formación de más de 900 soldadores nucleares, superando los 5.000 operarios y técnicos especializados en la finalización de la obra, lo que permitió una plena ocupación en la zona, habiéndose priorizado el uso de los recursos locales. Esta central abastecerá el consumo de 3.000.000 de habitantes, mejorando la calidad de vida de la población.

Este hecho representa un gran hito histórico, con muy fuertes connotaciones desde lo tecnológico, lo energético, estratégico, geopolítico, social y específicamente, desde la crucial óptica del Plan Nuclear Argentino, en donde el objetivo es incrementar la participación nuclear al 20% en la matriz eléctrica para el año 2030.

A nivel internacional, los próximos años nos darán un indicio de si el efecto Fukushima vino para quedarse o como pensamos será sólo una pausa corta en el crecimiento nuclear, observando qué hacen China (comienzo de construcción de nuevas centrales), Japón (reapertura de las centrales paradas) y EE.UU. (comienzo de construcción de las que ya tienen autorización). Es de esperar modificaciones en los diseños a cargo de los proveedores en base a las lecciones aprendidas que ha dejado el primer accidente nuclear provocado por la severidad de una de las catástrofes naturales más grande de la historia.

La Planificación Energética en Argentina

Delia Parera, Inés Torino Aráoz

Introducción

La energía se define físicamente como la capacidad de realizar trabajo. Este trabajo es el que todas las sociedades utilizan para realizar cosas útiles que contribuyan a su bienestar. El impresionante crecimiento económico y social que se dio desde finales del siglo XIX está, en parte, asociado a las mejoras tecnológicas para el aprovechamiento de fuentes energéticas y su difusión hacia toda la sociedad.

Actualmente, la vida moderna sería imposible sin las extensas redes energéticas que cruzan todas las actividades económicas y sociales. En este sentido, la energía es un bien económico un tanto particular, porque no es su uso como tal el que nos proporciona un beneficio, sino su empleo para transformar y desarrollar distintas actividades productivas o de esparcimiento. Es el fluido vital de la economía y como tal tiene un carácter que lo distingue de casi todos los otros bienes, a excepción de los alimentos y del agua.

Ese carácter vital para la economía, se transforma en estratégico cuando requiere ser una política de estado que sea independiente de los gobiernos de turno. El objetivo principal para un país es el aseguramiento del suministro energético, y luego, pensar en el costo del mismo. Esto es debido a que, sea cual fuere el costo de un energético, siempre será más caro para una economía, no contar con la energía.

Energía y Tecnología

En el Siglo XX el consumo de energía se multiplicó más de veinte veces, en directa relación con los avances sociales y tecnológicos mencionados previamente. Al mismo tiempo, también cambiaron las fuentes energéticas. A principios del siglo pasado, la mayor parte de la energía se extraía del carbón y recién estaba empezándose a utilizar el petróleo, y prácticamente no existía la electricidad.

En la actualidad, la electricidad, si bien no es un recurso propiamente dicho (es un vector energético, una forma de transportar la energía para su utilización), es la fuente que más crece, y probablemente siga siendo así. Las tecnologías actuales para generación eléctrica son relevantes obras de infraestructura. Grandes centrales hidroeléctricas, centrales nucleares o equipos térmicos que quemen gas y carbón son las que aportan más del 95% de la electricidad a nivel mundial. Largas

redes (alta tensión, gasoductos) transportan la energía de los centros de producción a los de consumo.

La pregunta entonces pasa a ser cómo generar la energía que se necesita y necesitará. Esto es planificar, es decir, comprender cómo se comporta un sistema, el energético en este caso, y tratar de prospectar su comportamiento.

Planificación, Economía y Energía

La definición de planificación está referida a dos momentos diferentes. El primero se centra en conocer las características y estructura del sistema, es decir un diagnóstico de la situación. El otro momento es la prospección a futuro. Esa proyección está realizada en base a dos paradigmas de actuación. Por un lado está la definición de las características deseables del sistema, los objetivos y por otro las herramientas con las que se cuenta para llevar adelante esos objetivos.

Podemos decir, sin equivocarnos mucho, que todos los sistemas económicos tienen por objetivo mejorar la calidad de vida de las personas, buscando la mejor forma de asignar recursos que son finitos. Es decir que las principales diferencias se centrarán entonces en las herramientas para llevar adelante esos objetivos.

En las economías liberales se piensa que la mejor forma de asignar recursos, y mejorar el beneficio de la población es la autorregulación y libre juego de los mercados, por lo que las herramientas para alcanzar los objetivos pasan por la no interferencia de los gobiernos en las decisiones de largo plazo de las distintas empresas que intervendrán en el mercado.

En las economías centralizadas, por el contrario, es el gobierno el que realiza la asignación de recursos y la planificación es permanente. El planeamiento es normativo en el sentido de que el gobierno diseña los objetivos y tiene todas las herramientas para la consecución de los mismos.

Un caso intermedio es el de las economías mixtas, que son aquellas en las que el Estado observa el funcionamiento de los mercados y en función de objetivos que entiende deseables y utiliza incentivos para direccionar el comportamiento de las empresas. En este caso, el planeamiento es de cooperación o concertación entre los objetivos (supuestamente) distintos de los agentes de un mercado y un gobierno que busca un objetivo que, sin incentivos extras, el mercado por sí solo no alcanzaría.

Esto se verifica aún más en el campo energético, donde las características particulares de masividad del uso de la energía en la sociedad y la economía, las tendencias monopólicas u oligopólicas del abastecimiento de energía, el impacto que causa sobre el sistema económico un cambio de precios, el uso de recursos no renovables y las necesidades de preservarlos o diversificar su uso. Todo esto alienta a un gobierno a realizar ejercicios de planificación energética.

La planificación en Argentina atravesó diferentes etapas, algunas fueron fructíferas y produjeron cambios notorios en la vida económica y productiva del país y otras no estaban incluidas en la gestión de programas de gobierno. A su vez, la planificación energética no fue ajena a los condicionantes y la coyuntura del país y del mundo.

Los Inicios del Abastecimiento Energético

Inicialmente el abastecimiento energético se realizó exclusivamente por privados. Así, en 1858 se registró el primer antecedente de utilización de gas (de coque) como combustible para el alumbrado público de la ciudad de Buenos Aires. Otro ejemplo es la creación de la Compañía Jujeña de Kerosén S.A. creada para la explotación de petróleo en las cercanías de la laguna La Brea en la provincia de Jujuy.

En el año 1907 se descubrió petróleo en Comodoro Rivadavia, dando inicio a la era de su usufructo comercial en la Argentina. La legislación que regulaba la extracción del mismo todavía era el código de minería que estipulaba que la explotación de los recursos mineros se hacía a través de privados pero, en este caso, el Estado Nacional creó la Dirección General de Petróleo de Comodoro Rivadavia, otorgándole permisos exclusivos en un radio de 5 leguas al descubrimiento.

En 1922, el General Enrique Mosconi, al mando de la división de aeronáutica del ejército, organizó una excursión de entrenamiento para la Escuela de Aviación. Al llegar el día de la excursión, se encontró con que la única empresa que importaba el combustible para aviones, la West Indian Oil Company, no le quería vender el combustible a menos que lo pagase por adelantado. Este incidente llevó a Mosconi a razonar sobre qué pasaría si en lugar de tratarse de un entrenamiento se necesitase el combustible para asegurar la defensa nacional. Allí surgió la necesidad de contar con un instrumento público para asegurar el abastecimiento de petróleo, y fue el momento en el que se decidió la creación de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), dedicada a la exploración, explotación, destilación, distribución y venta de petróleo y sus productos derivados.

Surgió así la primera gran empresa estatal que tuvo, mediante la planificación, el desarrollo y una organización verticalmente integrada, una rápida expansión para poder competir con las compañías petroleras internacionales que tenían concesiones de yacimientos en los territorios nacionales y en las provincias.

Emergieron distintos planes, entre ellos el de 1924-1927 que proyectaba un incremento en la producción de petróleo crudo en Comodoro Rivadavia y preveía la expansión de la línea de productos refinados que YPF colocaría en el mercado. El plan también contemplaba la construcción de una gran refinería que se ubicó en La Plata, ya que la capacidad de refinación existente en YPF, en aquella época, -

limitada a las pequeñas plantas de Comodoro Rivadavia y Plaza Huincul - resultaba totalmente inadecuada, obligando a la empresa estatal a vender la mayor parte de su producción en forma de petróleo crudo. También se instalaron surtidores de nafta a lo largo de todo el país.

A mediados de la década del 30 la provisión de electricidad a la ciudad de Buenos Aires; que continuaba siendo la mayor consumidora de energía, estaba controlada por CHADE (Compañía Hispano Americana de Electricidad), filial de SOFINA (Société Financière de Transports et d'Entreprises Industrielles), una sociedad de inversiones con sede legal en Bruselas pero de capitales extranjeros entre ellos españoles y franceses, y CIADE (Compañía Italo Argentina de Electricidad - la Italo).

En 1947 se creó Agua y Energía Eléctrica (AyE o AyEE) como encargada de la producción, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la evaluación y construcción de obras de ingeniería hidráulica. Por ello, hacia fines de la década del '50 se creó Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), una sociedad anónima mixta, con acciones asignadas al Estado y a empresas privadas. Tenía jurisdicción federal en 28 partidos de la provincia de Buenos Aires. Sin embargo su completa nacionalización como sociedad anónima estatal fue entre los años 1961-62; fecha en que AyE, por problemas financieros traspasó finalmente sus bienes afectados a la prestación del servicio en los 14 partidos de la zona noroeste. Queda así SEGBA como única prestataria del servicio en todo el Gran Buenos Aires (con excepción de la Italo).

Sin embargo, la ciudad contaba con un servicio público de electricidad malo, con cortes casi a diario, bajadas de tensión permanentes y cambios de frecuencia muy dañinos producto de la limitada introducción de equipos generadores y la falta de un buen soporte para la distribución eléctrica.

SEGBA contrajo la obligación de restablecer la plena normalidad y eficiencia en la prestación del servicio en la zona que le competía, mediante la concreción de un ambicioso plan de obras que debía terminar antes de diciembre de 1967, que incluía: la terminación de la Central Costanera, la instalación en Puerto Nuevo de nuevas máquinas, la construcción del sistema de 132 kV y todas las obras necesarias para la distribución de esos nuevos aportes energéticos.

A su vez, a nivel nacional, se desarrollaron e impulsaron proyectos energéticos por parte del Estado. El rol del mismo más allá de que existieran empresas privadas y estatales fue de desarrollar y mantener una planificación energética en el tiempo y a largo plazo.

Energía Nuclear

La Comisión Nacional de Energía Atómica fue creada, en 1950, por Decreto N°

1093/50, como una entidad autárquica, bajo la órbita directa del poder ejecutivo nacional, con los objetivos de realizar estudios y aplicaciones científicas e industriales de transmutaciones y reacciones nucleares, y la responsabilidad de controlar las mismas.

A inicios de 1964, se empezó a analizar la posibilidad de construir la primera Central Nuclear, Atucha I (CNA-I). En un plazo de catorce meses, se completó en CNEA el estudio de factibilidad con la recomendación de construir una central de 300 a 500 MWe, en la localidad de Lima, provincia de Buenos Aires. El estudio llegó a la conclusión de que el proyecto era técnicamente factible, económicamente conveniente y financieramente sólido. Con un aporte de la industria nacional en la construcción del orden del 40%, en el año 1974 la CNA-I inició su operación comercial.

A este proyecto le siguió el estudio de factibilidad para una segunda central nuclear en Córdoba. En 1973 se firmó el contrato con Atomic Energy of Canadá Ltd. (AECL) e Italian Construction Company (Italimpianti) para la construcción de una central de 648 MWe con reactor tipo CANDU a uranio natural y agua pesada, y al año siguiente se empezó su construcción. Esto significó un gran salto ya que se trata de una central nuclear del doble de potencia que la CNA-I. La puesta en marcha de la Central Nuclear Embalse (CNE) se realizó en enero de 1984.

Petróleo

Aunque el Estado Nacional tenía las herramientas para realizar el abastecimiento local de combustibles, para mediados de los años 50 se importaba más del 50 % del petróleo que se consumía en el país. Además, el consumo de petróleo iba incrementándose. Por ello, el presidente Perón en 1955 comenzó a realizar algunas negociaciones con empresas extranjeras (entre las que se destacaba la Standar Oil de California, Socal) para comenzar a disminuir ese déficit.

Si bien en un primer momento se opuso a la participación de empresas extranjeras, al momento de asumir la presidencia Arturo Frondizi compartió el diagnóstico sobre la necesidad de reducir la brecha comercial y lograr el autoabastecimiento a través de la firma de contratos de exploración y producción con petroleras privadas. Esto fue lo que se denominó “la batalla del petróleo” y luego de 4 años, en 1962, prácticamente se había conseguido el autoabastecimiento.

Líneas Eléctricas

En la década del '60, no existía una red nacional de energía eléctrica, ya que no había interconexión entre los distintos subsistemas, que se comportaban como verdaderas islas eléctricas. Si bien el Gran Buenos Aires ya estaba interconectado con Rosario y Santa Fe y conformaban el subsistema Gran Buenos Aires – Litoral,

éste no estaba vinculado con el Subsistema Córdoba, ni éste con el de Cuyo, ni tampoco con el del Norte.

En los '50 y '60, Argentina estaba circunscripta principalmente a abastecer los mayores centros de consumo con generación regional, participaban empresas privadas y estatales pero sin integración, con escasa coordinación técnica y un desorden jurídico-administrativo.

En 1960, se presentó, a nivel federal, la regulación de las operaciones mayoristas regido por la Ley N° 15.336, "Ley de Energía Eléctrica".

Centrales Hidráulicas

Con la sanción de la Ley N° 15.336, el Estado asumió, en el área eléctrica, una visión estratégica y planificó grandes obras hidráulicas. Es así que mediante el dictado de la Ley N° 17.318, en el año 1967, se constituyó la empresa Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. (Hidronor S.A.), con mayoría estatal.

El principal objetivo propuesto fue construir el plan de la cuenca del Comahue, con las centrales hidráulicas El Chocón, Arroyito, Planicie Banderita, Alicurá, Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú para atender la demanda regional y, en especial, las zonas del Gran Buenos Aires y Litoral. Esto último se posibilitó mediante la construcción del sistema de transmisión de 500 KV hasta Buenos Aires.

En 1972, se decidió construir lo que se denominó complejo Alicopa, que estaba constituido por las centrales Alicurá, Piedra del Águila y Collón Curá (esta última obra jamás se hizo).

Por otra parte, ya a principios de los años '70, comenzaron también a manifestarse las preocupaciones acerca de los impactos del crecimiento económico sobre los recursos naturales y el medio ambiente, que impulsaron proyectos de generación eléctrica utilizando diferentes tecnologías.

En el periodo 1970-1973, la Organización de los Estados Americanos (OEA) junto al Gobierno de Argentina y Bolivia presentó el estudio de preinversión denominado "Estudio de los Recursos Hídricos de la Alta Cuenca del Río Bermejo" que se sitúa en sus territorios. El estudio tuvo como objetivo orientar el desarrollo de los recursos hídricos, para obtener el máximo beneficio en concordancia con las prioridades establecidas por los gobiernos. Se proyectó equipamiento para generación que debiera alcanzar en el año 2000, un nivel de 5.160 MW en el sector argentino, y de 28 MW en el sector boliviano.

El plan consistió en 16 proyectos que fueron clasificados en función de la relación de los costos y beneficios netos actualizados. Algunos de ellos presentaron de buena a muy buena rentabilidad y factibilidad técnico - económica. Otros han probado ser ineficientes frente a otras alternativas técnicas. Las centrales incluidas en estos

esquemas tendrían una capacidad instalada total de 1.220 MW, generando 2.500 GWh anuales.

Con el acuerdo existente entre Uruguay y Argentina, para el aprovechamiento del río Uruguay, se iniciaron, en el año 1974, las obras de construcción de la central hidráulica Salto Grande que entraría en operación en 1979. Posteriormente se firmó el Tratado de Yacyretá con Paraguay para la construcción del proyecto hidráulico más relevante de la historia argentina, cuyas obras comenzaron en 1983 y que luego de una década iniciaría la generación eléctrica, completándose el proyecto con la elevación de la cota a la prevista originalmente (83 m.s.n.m.) a principios del año 2011.

Al aparecer estos grandes aprovechamientos hidráulicos se produjo una sustitución paulatina en la matriz eléctrica que principalmente utilizaba combustibles líquidos, y eran comparativamente menos abundantes, por fuentes de energía renovable, como las centrales hídricas, o por aquellas que siendo fuentes agotables eran más abundantes, como el gas natural, utilizado como sustituto del petróleo en los usos residenciales y posteriormente en la generación eléctrica.

Gas Natural

En el ámbito del gas natural, Gas del Estado se caracterizaba por una constante, planificada y progresiva expansión principalmente en el interior del país. Había construido gasoductos e importantes obras complementarias, manteniendo una política de tarifas sumamente reducidas que alentaba el consumo de gas y favorecía una política de sustitución que contribuía a una armónica solución, en aquel tiempo, en el balance energético nacional.

Entre las obras proyectadas, se encontraba y ejecutaba la habilitación del tendido del Gasoducto Campo Duran (Salta) – Buenos Aires, en mayo de 1960, permitiendo al país acceder al consumo masivo del gas natural, tanto en la industria como en la generación térmica.

Autoabastecimiento Energético

Desde 1970 a 1990 los objetivos de la política se centraron en determinar e implementar planes que permitieran el autoabastecimiento energético a partir de diferentes tecnologías. Ante estas consideraciones el Estado Nacional asumió un rol definitorio con el objetivo de lograr el desarrollo económico, en donde casi íntegramente el sector energético se encontraba en su órbita o en manos de los Estados Provinciales.

El “Estado - propietario” en Argentina, se transformó también en un “Estado - planificador - promotor - coordinador - controlador”.

La “época dorada” para YPF se dio cuando en 1977 se descubrió el yacimiento

Loma de la Lata, contando con más de 300.000 millones de metros cúbicos de reservas recuperables de gas. A partir de ahí, Argentina cambió su matriz energética privilegiando al gas natural para el abastecimiento energético. Desde entonces se encaró una política tendiente a incrementar el consumo de gas en la industria nacional, disminuyendo paulatinamente la incidencia de los hidrocarburos líquidos.

Con los nuevos volúmenes de gas que debían transportarse hacia los centros de consumo, surgen diferentes planes para la construcción de infraestructura. Por ello, en 1982 se construyó el Gasoducto Centro - Oeste, que abastece desde Loma de la Lata a las provincias de La Pampa, Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, San Juan y el sur de Santa Fe, y se inició el desarrollo del Gasoducto Neuquén II, que sería habilitado en 1988.

Programa de Equipamiento Eléctrico de la Década 1971-1980

Con intención de lograr un equilibrio en materia eléctrica, surgió, desde la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles, en colaboración con distintos organismos y empresas estatales, el lanzamiento de un programa nacional de equipamiento eléctrico destinado a aumentar la potencia y calidad del sistema eléctrico en todo el país.

Este plan de equipamiento se basaba fundamentalmente en la hipótesis de una tasa de crecimiento anual de la demanda de potencia eléctrica del 10,5% como promedio para todo el país. Como consecuencia de los cálculos realizados y de criterios conservativos de reserva para aumentar la confiabilidad de todo el sistema, se debía incorporar una potencia de 7000 MW.

El plan incluía: la habilitación completa del Complejo Chocón-Los Colorados, la construcción de la central Alicurá con una potencia de 550 MW¹ y de Collón Curá con 600 MW², la incorporación de Salto Grande con 1.500 MW y la aceleración de las obras de Yacretá-Apipé de manera de incorporar 700 MW.

En materia de centrales térmicas convencionales el plan incluía una nueva usina de 350 MW en el sistema de SEGBA, ampliación de 350 MW en San Nicolás y 200 MW en Bahía Blanca, las ampliaciones en Córdoba por 150 MW, en el sistema sur de la provincia de Buenos Aires por 250 MW, y otros 250 MW en Cuyo.

1 En la actualidad la potencia instalada de la central hidráulica Alicurá es de 1.050 MW, de Salto Grande es de 1.890 MW; Yacretá, con la cota a 83 m.s.n.m. alcanzó una potencia de 2.730 MW.

2 La última integrante del complejo, la central hidroeléctrica de Collón - Curá, poseía aspectos de diseño no definidos por Hidronor S.A., motivados por necesidad de definiciones a nivel nacional y provincial. Finalmente esta obra no se realizó.

En materia nuclear el programa incluía además de la instalación de la Central Nuclear Atucha I (357 MW), una nueva central en Córdoba de 600 MW (ya aprobada) y hacia 1980 otra central más sin ubicación aún, entre 800 y 1.000 MW.

Además, este plan daba prioridad fundamental a la interconexión de todos los subsistemas de manera de constituir la red nacional de energía eléctrica e inmediatamente poner en operación un despacho unificado de carga para todo el sistema público de electricidad que estuviese interconectado. Se consideró la conexión de Gran Buenos Aires-Litoral con la región Centro y se continuaría con la conexión de éste con Cuyo (1979-80). Se programó que para la década del '80, se incorporaría al Sistema Nacional Interconectado, el Comahue³, el Patagónico Centro y más tarde el de las regiones del Noroeste Argentino (NOA) y Noreste Argentino (NEA)⁴.

Se planteó un plan de expansión para la distribución eléctrica en respuesta a la demanda existente y a la prevista de un conglomerado urbano de más de 8 millones y medio de personas que exigían un servicio eléctrico confiable. Es así como se planteó la unión, en forma de malla, de todo el sistema. Se planificó la construcción de un anillo de 220 kV que rodearía al Gran Buenos Aires y recibiría la electricidad tanto del Chocón como de Atucha. De ese cinturón de 220 kV se pasa a uno interior de 132 kV y de ahí se continuaba al interior del sistema.

Resultó entonces, que a fines de la década del '80, la generación, el transporte y la distribución (Gran Buenos Aires y algunas localidades del interior en proceso de transferencia a jurisdicciones locales) se encontraban gestionados por el Estado Nacional. El gerenciamiento provincial se circunscribía a empresas estatales locales o administraciones provinciales de energía con plantas generadoras, a algunos sistemas de transporte en tensiones de 132 kV e inferiores y a gran parte del servicio de distribución de electricidad en sus respectivos territorios.

Es así como Argentina durante las décadas del 60 al 80, llegó a tener planificaciones energéticas coherentes, extendidas a una década, que es el tiempo mínimo necesario para este sector económico, cuyas inversiones y lapsos de ejecución son considerables. Durante este período se desarrollaron los planes energéticos, contemplando la introducción de centrales generadoras y de una expansión del sistema de transporte, proyectos petroleros y gasíferos.

3 Las dos líneas de extra Alta Tensión de 500 kW que unen El Chocón/Alicurá con Ezeiza/Abasto, constituyeron el comienzo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), una se inauguró en la década del '70 y la otra en la del '80.

4 La conexión de Puerto Madryn – Choele Choe, que permitió incorporar el Área Patagonia al Mercado Eléctrico Mayorista, se realizó finalmente el 1^{er} de marzo de 2006. A su vez, en el año 2011 entró en servicio la interconexión de 500 kV que une las regiones del NOA y el NEA, como así también la interconexión entre Comahue y Cuyo.

Década del '80

Por su parte, la independencia y autoabastecimiento de los requerimientos en petróleo se logró a comienzos de los años ochenta.

En la década del 80 estuvieron muy presentes las centrales hidroeléctricas, ya que en el año 1983 se dio comienzo a la construcción de la represa hidroeléctrica de Yacyretá; y se habilitaron las siguientes centrales proyectadas en el plan de Hidronor S.A. en 1967.

Entre las obras proyectadas se encontraba también Michihuao y Pantanitos, las cuales nunca se realizaron.

Central Hidroeléctrica	Año de Habilitación	Potencia (MW)	Energía (GWh/año)
El Chocón	1973	1.200	3.100
Planicie Banderitas	1978	450	1.500
Arroyito	1983	120	720
Alicurá	1984	1.000	2.360
Piedra del Aguila	1992	1.400	5.600
Pichi Picún Leufú	1996	250	1.050

En 1980, se presenta el Plan Nuclear 1980; donde se prevé la entrada en operación de la central nuclear Embalse en 1983; Atucha II (CNA-II) en 1987; en la región Cuyo, una central nuclear de 600Mw para el año 1991, otra en 1995 en la región NOA y por último en 1997 en las región de Buenos Aires (BAS).

La construcción de CNA-II (reactor Siemens del orden de los 700 MWe refrigerado y moderado con agua pesada, del mismo tipo que CNA-I), comenzó en 1981, pero debido, principalmente a razones de índole financiera tuvo considerables demoras en la ejecución de la obra. A mediados de la década de los noventa la obra fue paralizada totalmente por la decisión política del momento a pesar de tener alrededor de un 80% de avance de obras civiles.

Plan Houston (1985)

Debido al no incremento en las reservas comprobadas en años anteriores, se entendió, nuevamente, que era necesario revertir esa tendencia, proyectando una política de hidrocarburos orientada hacia el autoabastecimiento, logrando un adecuado nivel de reservas y procurando mantener márgenes exportables. Se desarrolló un plan que comprendió una licitación internacional de 164 áreas ubicadas en tierra y mar que abarcaron más de la mitad del territorio nacional

(1.300.000 km²). El aspecto sobresaliente del plan era que, a diferencia de contratos anteriores, se licitaban áreas totalmente inexploradas o con un mínimo grado de exploración y además le permitía a YPF asociarse en el contrato si el área resultaba interesante.

Reforma del '90 -Privatización del Sector Eléctrico

A fines de la década del '80 el sector eléctrico argentino se encontraba casi íntegramente en manos del Estado Nacional y los Estados Provinciales, a través de sus empresas Hidronor S.A., SEGBA S.A. y Agua y Energía Eléctrica S.E. siendo éstas propietarias de las mayores centrales de generación térmica e hidroeléctrica del país. Entre las empresas y entidades estatales provinciales se encontraban la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) y la Empresa Provincial de Energía de Santa Fe (EPESF), entre otros.

Desde 1987, el Sistema Interconectado Nacional Argentino comenzó a experimentar los síntomas de una crisis que se manifestaba a través de una demanda insatisfecha.

Debido a esta situación, en 1990, se produjo el inicio de una transformación estructural en la política económica argentina. En particular en el sector energético, la misma se insertó dentro de una decisión política de alcance más vasto, que fue la de sustituir progresivamente al Estado por los particulares en la actividad comercial e industrial reservando para aquél el rol de regulador y fiscalizador.

Las bases legales de este proceso fueron establecidas, con anterioridad a agosto de 1989, principalmente en la Ley N° 23.696 de Emergencia Administrativa y Reforma del Estado y en menor medida en la Ley N° 23.697 de Emergencia Económica. Es por ello que el 19 de diciembre de 1991 se sancionó la Ley N° 24.065, en la cual se reasignaron los roles entre el sector público y el sector privado; el estado se retiró del rol empresario e inversor y toma el rol directo del Estado Regulador, dejando la planificación energética en manos del sector privado.

Es así como desde el Estado mediante diferentes leyes se crearon los organismos reguladores. Con la Ley N° 24.076 se creó el Ente Regulador de Gas (ENARGAS), organismo encargado de regular la distribución y transporte de gas y fijar tarifas. Para el caso eléctrico se creó el Ente Nacional Regulador Eléctrico (ENRE) con las funciones de controlar la cadena eléctrica y fijar los precios de venta de energía.

También se creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad SA. (CAMMESA), con el objetivo de administrar el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. Esta sociedad está constituida por 4 Asociaciones - Generadores (AGEERA), Distribuidores (ADEERA), Transportistas (ATEERA), Grandes Usuarios (AGUEERA) de Energía Eléctrica de la República Argentina - y el Estado Nacional representado por la Secretaría de Energía, con un 20% de las

acciones cada uno.

Se desintegraron y privatizaron los monopolios estatales integrados; en el caso eléctrico se separaron las actividades de generación, transporte y distribución.

Por ello, se dispuso en el sector eléctrico la privatización de SEGBA, de Agua y Energía Eléctrica (propietaria de centrales de generación y redes troncales de transmisión) y de Hidronor SA, lo que permitió la separación de las etapas de generación, transporte y distribución logrando, más tarde, con la privatización de muchas empresas eléctricas provinciales, que casi la totalidad del sector eléctrico fuera operada por el sector privado y bajo las nuevas reglas que introducían competencia a nivel de generación y una prestación por concesiones en las otras dos etapas (transporte y distribución).

El resultado fue que la totalidad de las centrales de generación térmica fósiles que antes eran propiedad del Estado Nacional, pasaran a manos privadas. Las dos centrales nucleares en operación, Atucha I y Embalse y la Central Nuclear Atucha II, actualmente en construcción, no fueron privatizadas aunque estaba previsto efectuarlo. Las centrales hidroeléctricas fueron concesionadas por 50 años y, el Estado Nacional retuvo su participación en las binacionales Salto Grande y Yacyretá.

Como consecuencia de esta transformación del sector eléctrico establecido por la Ley 24.065, el sistema de transporte fue concesionado a siete empresas transportistas. La distribución en el GBA también fue concesionada a tres grandes distribuidoras, Edenor, Edesur y Edelap.

El mismo destino sufrió YPF, cuando en 1999, cambió de manos a Repsol. Ese año, Repsol compró el total de las acciones de YPF, tanto las que estaban en manos del Estado Nacional, como las que -por la conformación anterior de la Sociedad Anónima- pertenecían a las 10 provincias productoras de hidrocarburos.

La reestructuración de las industrias energéticas significó una profunda reorganización productiva e institucional, un cambio radical en los principios regulatorios y la enajenación masiva de los activos de las empresas públicas.

Los actores privados que entraron a formar parte del sistema energético argentino a través de la privatización, monetizaron las reservas de gas y petróleo. Esta política empresaria, con el objeto de acelerar el plazo de retorno de las inversiones, consistió en extraer hidrocarburos ya descubiertos, cuando las empresas eran del Estado Nacional, mediante inversiones en desarrollo de áreas ya exploradas y con reservas comprobadas, minimizando la inversión en exploración.

Las reformas aplicadas provocaron primero una sobreinversión en equipamiento térmico quemando gas natural, lo que llevó a una alta dependencia de este fluido y luego a la interrupción de las inversiones en obras de largo plazo (hidro y nuclear).

En gran parte de esta década, el costo del gas natural fue relativamente bajo, vinculado con la política de precios aplicada al gas en relación a otros productos energéticos y con la concepción de que el gas en Argentina era un recurso más abundante que el petróleo. Particularmente estas características alentaron la sustitución de combustibles como, fuel oil, gas oil, por el gas natural en la generación de energía eléctrica.

Hallándose estancada la demanda interna de petróleo, las empresas exportaron los excedentes. También aumentaron notablemente los intercambios de combustibles líquidos entre los países del Mercosur más Chile como consecuencia de las exportaciones de petróleo de Argentina hacia los restantes países, derivadas de la acelerada extracción de recursos (sin recuperación de las reservas) que los nuevos actores privados estaban realizando.

Por consiguiente, a la demanda de gas para consumo interno final, se le agregó una fuerte demanda para generación de energía eléctrica y para la exportación a países vecinos, en especial hacia Chile. Esto llevó a que se planificasen diferentes gasoductos para su exportación.

Se ejecutaron varios proyectos de interconexión gasífera y eléctrica entre Argentina y Chile. En el año 1997 se construyó el primer gasoducto que vincula a Argentina con Chile en la zona central (Mendoza - Santiago de Chile). Años después, en 1999, entró en funcionamiento el gasoducto GASATACAMA y una línea de transmisión (Interandes), de 345 kV, para llevar al Sistema Interconectado del Norte Grande Chileno (SING) energía generada en el Noroeste argentino. Posteriormente se plantearon nuevos proyectos de construcción de gasoductos con el fin de continuar con la exportación a países vecinos, así se presentaron los siguientes proyectos: gasoducto Norandino, Pichanal (Argentina) – Tocopilla/Mejillones/Coloso (Chile); gasoducto Pacífico, Neuquén - Concepción (Chile); gasoducto Cóndor – Posesión, previsto para entrar en operación en junio de 1999 y dirigido a abastecer de gas natural a la planta de METHANEX en el extremo sur de Chile.

Existían otros proyectos para abastecer de gas natural a la zona sur y sudeste de Brasil desde Bolivia y Argentina, entre ellos el gasoducto Uruguayana (Argentina-Brasil), el cual parte de Entre Ríos, pasa por Uruguayana y se dirige a Porto Alegre; gasoducto Buenos Aires – Montevideo; otro en la zona litoral argentina hacia Paysandú destinado especialmente a alimentar una central térmica en suelo uruguayo; gasoducto Mercosur, Salta (Argentina) – Asunción (Paraguay) – Sao Paulo (Brasil); gasoducto Austral, cuenca Austral – Montevideo – Porto Alegre, estos dos últimos mencionados no han sido construidos hasta la fecha.

Hasta el año 1990 se contaba con una capacidad de transporte de 62 MMm³/día, en el año 2004 se duplicó su capacidad (120 MMm³/día) y en el año 2008 su capacidad llegó a 131,8 MMm³/día, luego de la introducción de los nuevos proyectos.

El sistema de transporte de gas argentino estaba conformado por cinco gasoductos principales: Gasoducto Norte y Gasoducto Centro Oeste, que pertenecen al sistema de Transportadora de Gas del Norte S.A (TGN); Gasoducto San Martín, Gasoducto Neuba I y Gasoducto Neuba II, operados por Transportadora de Gas del Sur (TGS). Estas dos transportadoras cubren las regiones Norte y Sur del país para luego empalmar con el anillo de Alta Presión de Buenos Aires, como se muestra en la Figura 1.

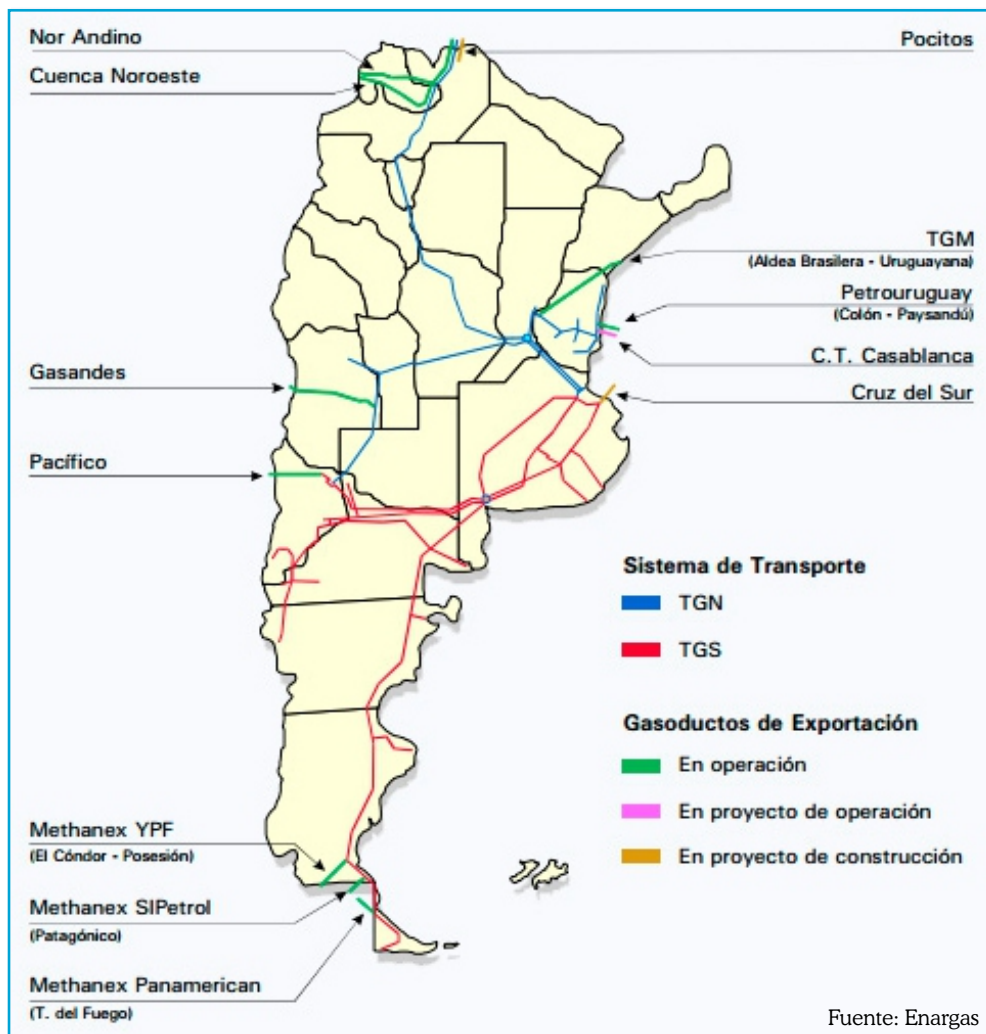


Figura 1. Red de Gasoductos

En la década de los 90, Argentina ocupaba la posición 22 en el ranking mundial de recursos de gas natural y su matriz energética dependía fuertemente del gas y petróleo, superando casi el 85% y siendo el gas natural su base principal de suministro. Seguían las importaciones de gas desde Bolivia por una decisión de carácter geopolítico de apoyo a aquel país, dado que Argentina durante esta década no las necesitaba.

El país dispone de recursos naturales, como petróleo, gas natural, carbón y uranio, pero no se podía considerar un país petrolero o gasífero como se pensaba en la década de los 90, era un país que se autoabastecía y contaba con saldos exportables.

En los últimos años el paradigma descripto ha sufrido algunos cambios severos. Argentina había paralizado su desarrollo hidroeléctrico y fundamentalmente el nuclear

En el año 2001 el país soportó una fuerte crisis económica financiera que se extendió hasta el año 2002, provocando un descenso de la demanda de la electricidad de un 2% en ese último año.

A partir del año 2003 hasta el año 2008 el país experimentó una rápida recuperación de su sector industrial acompañado por un brusco crecimiento de la demanda de gas natural y de energía eléctrica, a la que el mercado no respondió con agilidad, lo cual llevó a un cambio de políticas.

Plan Energético Nacional 2004 - 2008 (Secretaría de Energía)

Se implementó, de forma planificada, un Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía. Paralelamente se implementó el Programa de Uso Racional para Energía Eléctrica (PUREE), mediante Resolución N° 415/04 de la Secretaría de Energía, con el objetivo de producir ahorros de energía estableciendo premios y castigos para consumidores residenciales y comerciales. El área de aplicación del Programa se circunscribió a las empresas EDENOR, EDESUR y EDELAP (distribuidoras de electricidad en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires).

Más allá de estos programas destinados a los consumidores se sancionaron una serie de leyes tendientes a disminuir el uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica. Ellas proponían una serie de objetivos y mecanismos de promoción reconociendo la importancia de la participación de todas las fuentes de generación en la integración de la matriz energética nacional.

Entre las leyes promulgadas se citan a continuación aquellas directamente relacionadas a alcanzar el objetivo propuesto: Ley N° 25.019: de promoción de energía solar y eólica (1998); Ley N° 26.093: de promoción y uso sustentable de biocombustibles (2006), la Ley N° 26.123: de promoción del hidrógeno como combustible y

vector de energía; y la Ley N° 26.190: para lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar un 8% del consumo de energía eléctrica nacional en el plazo de 10 años a partir del año 2013.

En consonancia, con este objetivo, en lo atinente al sector nuclear, en agosto del año 2006 se declaró formalmente la reactivación de la actividad nuclear en el país; sancionándose leyes y decretos. Entre ellos la Ley N° 26.566 de 2009, donde se declaró de interés la finalización de la construcción de la Central Nuclear Atucha II, la extensión de vida de la Central Nuclear de Embalse, y se autorizó la creación de sendos fideicomisos para dicha extensión y para la construcción de la cuarta central nuclear argentina. A su vez también se declaró de interés nacional y se encargó a CNEA la construcción de la Central Nuclear CAREM 25.

En cuanto a los proyectos de transporte de electricidad, aumento en la capacidad instalada y capacidad en transporte de gas se planificaron y se construyeron los siguientes:

- Ampliación de la capacidad de transporte del corredor Comahue-Buenos Aires
 - Construcción de la línea 500 kV Choele Choel – Puerto Madryn, uniendo así el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con el Sistema Patagónico (MEMSP).
 - Compensación e incremento de Estaciones Transformadoras.

Los planes para incrementar la potencia del parque generador fueron:

- Aumento de cota de la Central Hidroeléctrica Yacyretá, a 83 m.s.n.m., totalizando una potencia instalada de 3.100 MW.
- Negociaciones para garantizar la continuidad y finalización de la central nuclear Atucha II, de 692 MWe.
- Revisión de los proyectos hidroeléctricos existentes de módulos superiores a los 400 MW: entre ellos los binacionales Garabí (con Brasil) y Corpus Christi (con Paraguay).

Ampliaciones en la capacidad de la red de transporte de gas natural.

- Gasoducto Transportadora de Gas del Sur (TGS). Primera etapa del San Martín II.
- Gasoducto Transportadora de Gas del Norte (TGN).
- Gasoducto Patagónico: desde Cerro Dragón hasta Esquel.

Plan Federal de Transporte Eléctrico I, 2004 - 2010

En el año 2004 se lanzó el programa orientado a la integración energética de las regiones de la República Argentina, el “Plan Federal de Transporte Eléctrico I 2004 -

2010". El mismo incrementaría la seguridad del abastecimiento requerido; como así también disminuiría los costos de las inversiones en el sistema de suministro.

Un mapa de las obras previstas (línea azul punteada) en el Plan Federal se muestra en la Figura 2. Como puede apreciarse, estas obras tienden a solucionar la estructura radial del sistema, cerrando circuitos en la malla, que responderá más eficientemente ante sus fallas.

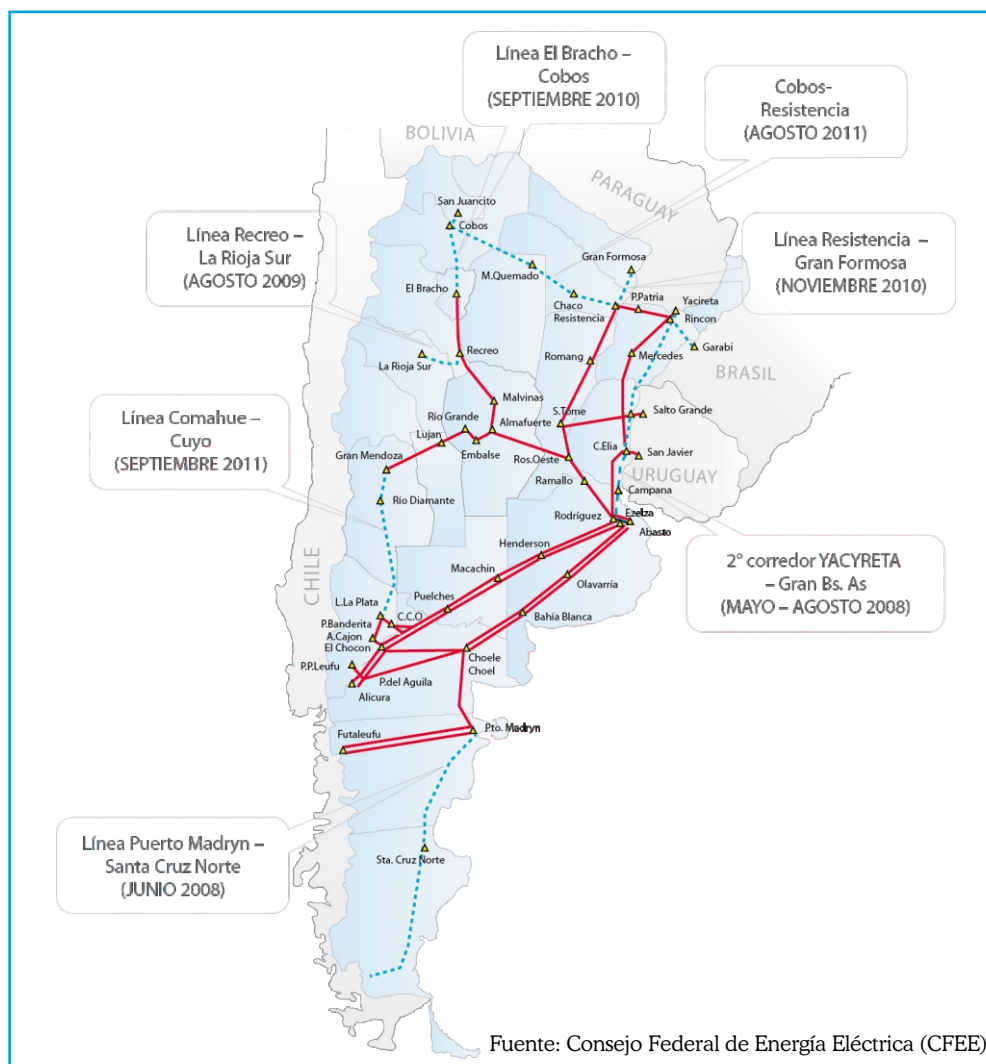


Figura 2: Obras previstas en el Plan Federal de Transporte Eléctrico I

Se planificó la construcción de las siguientes obras de transporte de energía eléctrica.

- La llamada “Línea Minera”, la cual unirá las provincias de Mendoza y San Juan, que resulta fundamental para el desarrollo de la industria cuyana. La obra cuenta con una extensión de 175 kilómetros de una línea de alta tensión.
- Segundo tramo de la interconexión patagónica, Puerto Madryn con Pico Truncado, lo cual significará una mayor integración permite extender la conexión eléctrica entre el sur de la Patagonia y el resto del país. La obra contará con una extensión de 543 kilómetros de una línea de alta tensión.
- La tercera línea de Yacyretá, por medio de ella se transportará el excedente de generación que resulte de la elevación de la cota de la Central Yacyretá. Incluye la construcción de 912 kilómetros de una línea de alta tensión.
- El segundo tramo de la Línea Minera, Recreo-La Rioja, incluye 190 kilómetros de tendido de líneas de transporte (150 km de 500 kV y 40 km de 132 kV).
- La interconexión NOA-NEA, este proyecto es uno de los que contribuirá a cerrar el anillo energético nacional llegando desde Tucumán a Salta, Jujuy, Santiago del Estero, Chaco y Formosa. Incluye la construcción de aproximadamente 1.200 kilómetros de líneas de extra alta tensión (LEAT) de 500 kV, la ampliación de dos estaciones transformadoras (El Bracho y Bastiani) y la construcción de cinco más (Cobos, San Juancito, Monte Quemado, Sáenz Peña y Formosa).
- La línea Comahue-Cuyo, permitirá que la gran oferta eléctrica del norte de la Patagonia se dirija hacia las provincias cuyanas. La línea de 500 kV partirá desde la estación transformadora Agua del Cajón y llegará hasta las estaciones transformadoras Gran Mendoza y Los Reyunos, atravesando Neuquén y todo Mendoza. Esta obra incluye 708 kilómetros de línea en 500 kV.
- El tercer tramo de la interconexión patagónica, Pico Truncado-Río Gallegos, que supone 1.094 kilómetros de línea en 500 kV.

Al finalizar el “Plan Federal de Transporte Eléctrico”, el país estará eléctricamente integrado a través de una estructura de transporte en 500 kV sólida y confiable; y se llevará el índice de electrificación al 98% en las zonas urbanas y por encima del 86% a nivel nacional.

Plan de Expansión del Sistema de Generación Eléctrica 2008-2025

En el año 2008, se lanzó un plan orientado a incrementar la oferta de electricidad

por medio del Plan de Expansión del Sistema de Generación Eléctrica 2008-2025. Esta planificación tiene como objetivo principal la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica en el mediano y largo plazo, con una mayor participación de la energía nuclear, hidráulica y renovable (eólica, solar, minihidro, geotérmica, entre otras). Esto se logró a través del diseño de políticas públicas para el desarrollo energético nacional, otorgando medios para el análisis de la promoción de políticas de competencia, sustentabilidad y eficiencia en la asignación y el uso de los recursos energéticos del país

El proceso encarado fue el resultado del esfuerzo llevado a cabo por la Secretaría de Energía, con la integración del Estado Nacional, las provincias y los actores privados. Para ello, participaron en este plan instituciones públicas y privadas como la Comisión Nacional de Energía Atómica, Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A., la Secretaría de Política Económica, la Subsecretaría de Recursos Hídricos, la Universidad Nacional de La Plata, el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, el Consejo Federal de Energía Eléctrica, la Fundación Bariloche y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe entre otras.

En el plan se contemplaron dos escenarios, estructural y tendencial, con distinto crecimiento de la demanda de energía eléctrica. En el primero se supusieron cambios tecnológicos y acciones de conservación de la energía. Mientras que en el escenario tendencial se mantuvo en la oferta, la participación histórica de las fuentes energéticas, en el escenario estructural se intentó modificar esa tendencia y se realizaron acciones para incrementar la integración energética regional especialmente mediante la concreción de obras binacionales.

Bajo el marco de un convenio firmado entre la Secretaría de Energía de la Nación y la Comisión Nacional de Energía Atómica, se evaluó la planificación de la oferta energética utilizando herramientas informáticas. En esta oportunidad se empleó el modelo MESSAGE, contemplando los estudios de demanda eléctrica efectuados por la Fundación Bariloche y la Secretaría de Energía con el modelo LEAP.

El plan de Gobierno para el año 2025, tiene por objeto (considerando la demanda estructural que incorpora las consideraciones de uso racional de la energía y mayor eficiencia en el consumo energético industrial) una disminución de la generación eléctrica con hidrocarburos de un 29%. La generación nuclear se incrementaría un 21%. Para la generación con energías renovables, los valores ascenderían un 8%. Finalmente la participación hidráulica crecería un 40%.

Conclusión

La planificación energética en Argentina tuvo diferentes matices, pero tuvo épocas en donde la visión estratégica primó sobre todas las cuestiones privadas o estatales.

El Estado Nacional cumplió un rol preponderante y privilegiado con una gestión clara. Esto se observa en la cantidad de proyectos de infraestructura que se lograron antes de la década del '90.

Sin embargo, la visión neoliberal que acompañó la política de los '90, guió al país a una desinversión en cuestiones energéticas que ante diferentes crisis y problemas de abastecimiento hicieron imperiosa la necesidad de un Estado decisor y planificador. Un estado involucrado en las políticas claras para el desarrollo sostenido de la economía y productividad del país.

La planificación implica y genera una cultura, un compromiso y una conducta para el desarrollo de un país.

Ing. Delia Parera, Ing. Inés Torino Aráoz

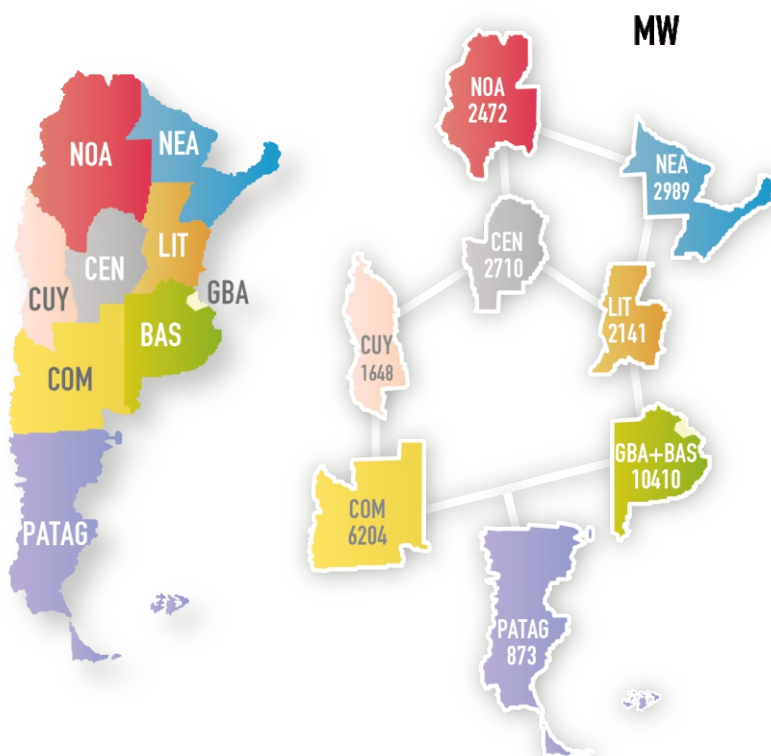
División Gestión Estratégica. Subgerencia de Planificación Estratégica.
Gerencia de Planificación, Coordinación y Control. CNEA

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 diciembre de 2011.



La potencia bruta total instalada, al 31 de diciembre de 2011, es de 29.448 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 31 de diciembre del año 2011 clasificada por región y tipo de equipo.

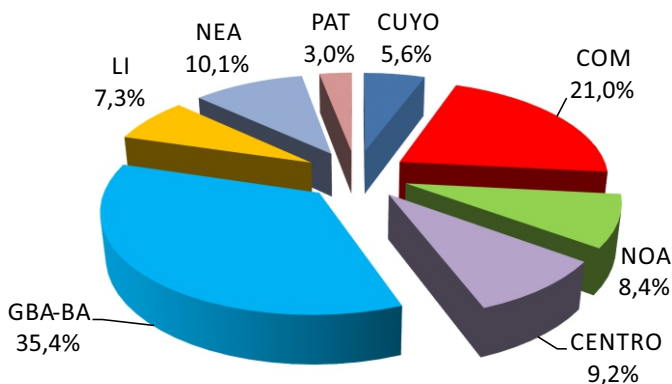
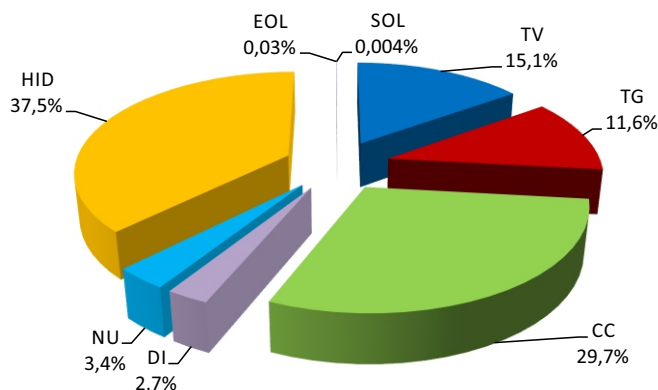
Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	EO	SO	TOTAL
CUYO	120	90	374		584		1.063		1,2	1.648,2
COMAHUE		203	1.281	73	1.557		4.647			6.204,0
NOA	261	993	828	171	2.253		217	2,1		2.472,1
CENTRO	200	833	68	43	1.144	648	918			2.710,0
GBA-BAS	3.647	1.041	5.140	225	10.053	357	0	0,3		10.410,3
LIT	217	82	849	48	1.196		945			2.141,0
NEA		26		233	259		2.730			2.989,0
PAT		160	188		348		519	6,3		873,3
TOTAL	4.445	3.428	8.728	793	17.394	1.005	11.039	8,7	1,2	29.447,9
	<i>Relación %</i>				59,07	3,41	37,49	0,03	0,004	

En el segundo semestre de 2011 se incorporaron al SADI 475,9MW. Las principales diferencias respecto de junio de 2011 son:

- En el **Centro** se incorporaron 26 W de potencia provista por una TG en la C.T. 13 de Julio (GECOR) R. Tercero (prov. de Córdoba).
- En la región de **Cuyo** entraron C. H. San Guillermo (Prov. de San Juan) (SIEyE) quedaron habilitados en servicio comercial 5 mini grupos hidráulicos con una potencia total de 0.1 MW conectados a la red de 13,2 kV de Energía de San Juan.
- En la región **Patagonia** en el Parque Eólico Diadema (Prov. de Chubut) quedó habilitada la operación comercial de aerogeneradores, con una potencia total de 6,3 MW.
- En la región del **Comahue** ingresaron:

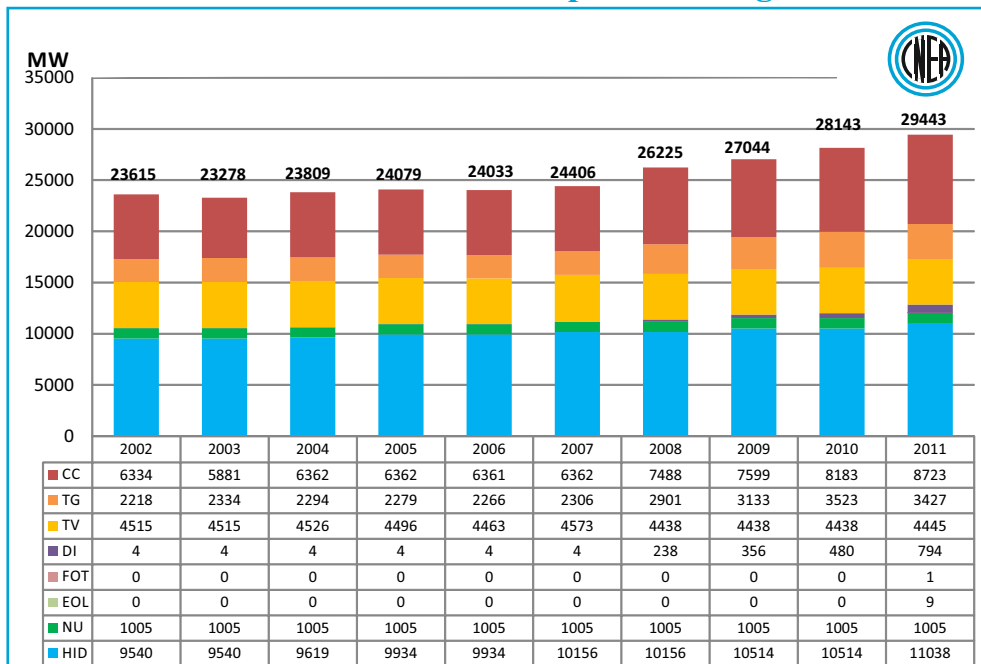
- 1,5 MW de potencia con motogeneradores (MD) adicionales a los ya habilitados en la C.T. SANTA ROSA (Prov. de Bs. As.) (ENARSA), totalizando la potencia de la central en 6 MW.
- 7 MW de potencia adicional por el ingreso de 6 MD adicionales en la C.T. Rincón de los Sauces (MEDANITO S.A.), totalizando la potencia de la central en 32 MW.
- 165 MW por la TV del Ciclo Combinado que fue habilitada a la operación comercial en la C.T. Loma de la Lata.
- 20 MW en MD en la C. T. Bariloche (Prov. de Río Negro) (ENARSA), vinculados a la E. T. Bariloche 33 kV (EdERSA).
- En el **NOA** ingresaron:
 - 11,5 MW constituida por MD en la C.T. Anatuya II (Prov. de Santiago del Estero) (ENARSA) (adicionales a la potencia de Anatuya I.).
 - 15 MW de potencia con MD en la C.T. Orán (Prov. Salta) (ENARSA).
 - 100 MW de potencia total por las TG01 y TG02 que quedaron habilitadas en la C.T. Independencia (GEN. INDEPENDENCIA).
 - 7 MW por la habilitación a la operación comercial de la C.T. INTA Catamarca (ENARSA) vinculada a ET. Catamarca I (EDECAT) en 13,2 kV.
- En el **Litoral** se incorporó la C.T. Viale (Prov. de Entre Ríos) (ENARSA), constituida por 12 MD que totalizan una potencia de 10 MW.
- En el **NEA** se adicionaron MD a la C.T. Esquina (ENARSA) con un total de 1.1 MW de potencia adicional.
- En la región **GBA-BA** se incorporaron 105,4 MW distribuidos de la siguiente forma:
 - 80 MW provenientes de la TG 18 con una en C.T. Villa Gesell.
 - 2,4 MW de potencia adicional con 18 MD en la C.T. Salto (Prov. de Bs. As.) (ENARSA), totalizando la potencia de la central en 22,4 MW.
 - 16 MW provenientes de MD en la C.T. Lobos (Prov. Bs. As.) (ENARSA).
 - 2 MW de MD en la C. T. Lincoln (Prov. de Bs. As.) (ENARSA).
 - 5 MW de potencia adicional en MD en la C.T. Arrecifes (ENARSA), totalizando la potencia de la central en 20 MW.

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

Potencia Instalada por Región**Potencia Instalada por Tecnología**

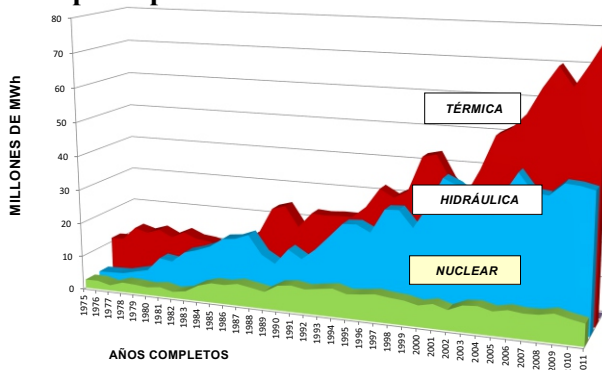
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda de energía eléctrica local o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas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



A continuación se presenta la energía generada por fuente y su correspondiente porcentaje en la matriz energética desde 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	20.256.772	46,89	15.659.886	36,25	7.280.198	16,85			43.196.856
1991	24.668.702	54,02	13.228.842	28,97	7.771.236	17,02			45.668.780
1992	24.397.817	50,92	16.432.090	34,30	7.080.633	14,78			47.910.540
1993	24.688.600	46,69	20.497.800	38,76	7.694.151	14,55			52.880.551
1994	24.674.300	42,86	24.659.700	42,84	8.234.953	14,30			57.568.953
1995	27.969.200	46,66	24.902.500	41,55	7.066.739	11,79			59.938.439
1996	33.618.300	52,52	22.933.300	35,83	7.459.308	11,65			64.010.908
1997	31.418.700	45,37	29.863.500	43,13	7.960.599	11,50			69.242.799
1998	33.651.400	47,26	30.100.700	42,27	7.452.828	10,47			71.204.928
1999	43.685.900	57,35	25.382.500	33,32	7.105.976	9,33			76.174.376
2000	44.611.900	53,98	31.863.200	38,55	6.177.090	7,47			82.652.190
2001	37.601.700	44,38	40.057.500	47,28	7.058.638	8,33			84.717.838
2002	33.629.400	43,28	38.259.800	49,23	5.820.814	7,49			77.710.014
2003	41.334.200	49,26	35.014.100	41,73	7.566.289	9,02			83.914.589
2004	51.060.700	55,74	32.674.000	35,67	7.868.603	8,59			91.603.303
2005	53.280.500	55,02	36.699.700	37,90	6.857.026	7,08			96.837.226
2006	57.400.800	53,00	43.212.600	39,90	7.690.909	7,10			108.304.309
2007	64.785.200	58,85	38.080.700	34,59	7.217.228	6,56			110.083.128
2008	70.734.000	61,13	37.622.300	32,51	7.360.388	6,36			115.716.688
2009	65.360.400	56,97	41.211.700	35,9	8.161.669	7,11			114.733.769
2010	71.819.800	59,92	40.874.400	34,10	7.170.885	5,98			119.865.085
2011	78.876.400	62,98	39.977.700	31,92	6.370.904	5,09	13.28	0,00	125.238.284
TOTAL	1.195.479.043	53,32	830.052.634	37,02	216.739.549	9,67	13.28	0,00	2.242.284.506

Generación Nucleoeléctrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque núcleo eléctrico argentino. Acumulado desde el año 1990, hasta el 31 de diciembre 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	1.868.571	5.411.627	7.280.198	82,92
1991	92,58	89,37	2.895.226	4.876.010	7.771.236	90,51
1992	75,96	84,24	2.382.000	4.698.633	7.080.633	81,30
1993	81,86	90,43	2.560.205	5.133.946	7.694.151	87,39
1994	86,03	97,68	2.690.435	5.544.518	8.234.953	93,54
1995	91,08	74,32	2.848.210	4.218.529	7.066.739	80,27
1996	69,78	92,60	2.188.238	5.271.070	7.459.308	84,50
1997	92,74	89,14	2.900.396	5.060.203	7.960.599	90,42
1998	80,95	86,72	2.531.503	4.921.325	7.452.828	84,67
1999	47,65	99,07	1.490.158	5.615.818	7.105.976	80,81
2000	57,00	77,21	1.787.473	4.389.617	6.177.090	70,03
2001	48,66	97,56	1.521.612	5.537.026	7.058.638	80,19
2002	34,44	83,92	1.077.094	4.743.720	5.820.814	66,34
2003	68,82	95,42	2.152.220	5.414.069	7.566.289	85,97
2004	92,58	87,33	2.903.329	4.965.274	7.868.603	89,19
2005	68,19	83,39	2.132.622	4.724.404	6.857.026	77,99
2006	71,34	96,37	2.231.018	5.459.891	7.690.909	87,48
2007	92,47	76,21	2.891.410	4.325.818	7.217.228	81,99
2008	84,13	82,96	2.638.118	4.722.270	7.360.388	83,38
2009	81,68	98,82	2.554.541	5.607.128	8.161.669	92,73
2010	94,64	74,19	2.959.589	4.211.296	7.170.885	81,45
2011	79,30	68,55	2.479.958	3.890.946	6.370.904	72,37

Picos de Potencia

Durante el segundo semestre de 2011, se registró un nuevo pico de potencia superior a los de los años anteriores. El valor se registró el 1 de agosto con una potencia de 21.564, 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.

Lunes 01-08-2011 hora: 20:18

Generación Nuclear	970
Generación Térmica	12190
Generación Hidráulica	7382
Generación Total	20542
Importación de Paraguay	28
Importación de Brasil	994
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda total SADI	21564
Reserva rotante (RPF + RRSF + PRO)	1359

Temperatura promedio GBA + Litoral

5,9°C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En arranque	Total
TV	0	0	0
TG	219	0	219
CC	0	0	0
DI	308	0	308
Total	527	0	527

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	0	0	828	324	1189
TG	520	190	1150	500	2838
CC	417	0	178	374	841
TOTAL	937	190	2156	1084	4868

F/S Fuera de Servicio por problemas técnicos

E/S Mantenimiento programado en máquinas en Servicio

Generación Hidráulica

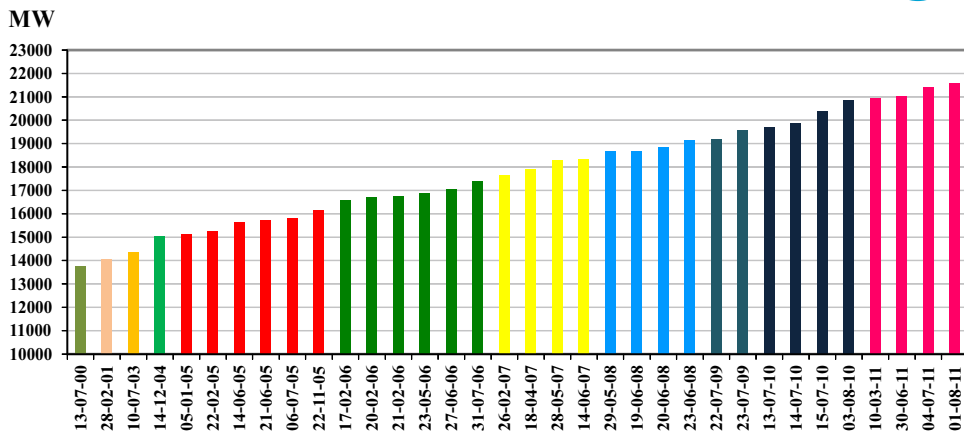
F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
CHOCÓN	200	C. RÍO GRANDE	188
C. LOS REYUNOS	112	C. NIHUIL	36
C.F. AMEGHINO	20	C.YACYRETÁ	270
Total	332	Total	494

Generación Nuclear Limitada o Indisponible [MW]

C.N.EMBALSE 25
Total 25

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:

- **Generación Distribuida:** ingreso previsto en Las Lomitas, Salta.
- **Parque eólico Rawson:** se prevé un incremento en la potencia instalada de 30 MW en la segunda fase de entrada en servicio comercial.
- **C.T. Frías:** TG de 60 MW, prevista para marzo de 2012.
- **C.T. Brigadier López:** TG de 280 MW, previstas principio de marzo, inicialmente y hasta finalización obras del Sistema de Gas disponibles sólo con líquido.
- **Ensenada de Barragán:** dos TG de 280 MW, previstas primera unidad principio de enero y segunda unidad a fines de febrero, inicialmente y hasta finalización obras del Sistema de Gas disponibles sólo con líquido.

Equipamiento Modelado (fechas estimadas de entrada en servicio)

Central Nuclear ATUCHA II

2do semestre de 2012

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 sobrecosto 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 prorateo 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.

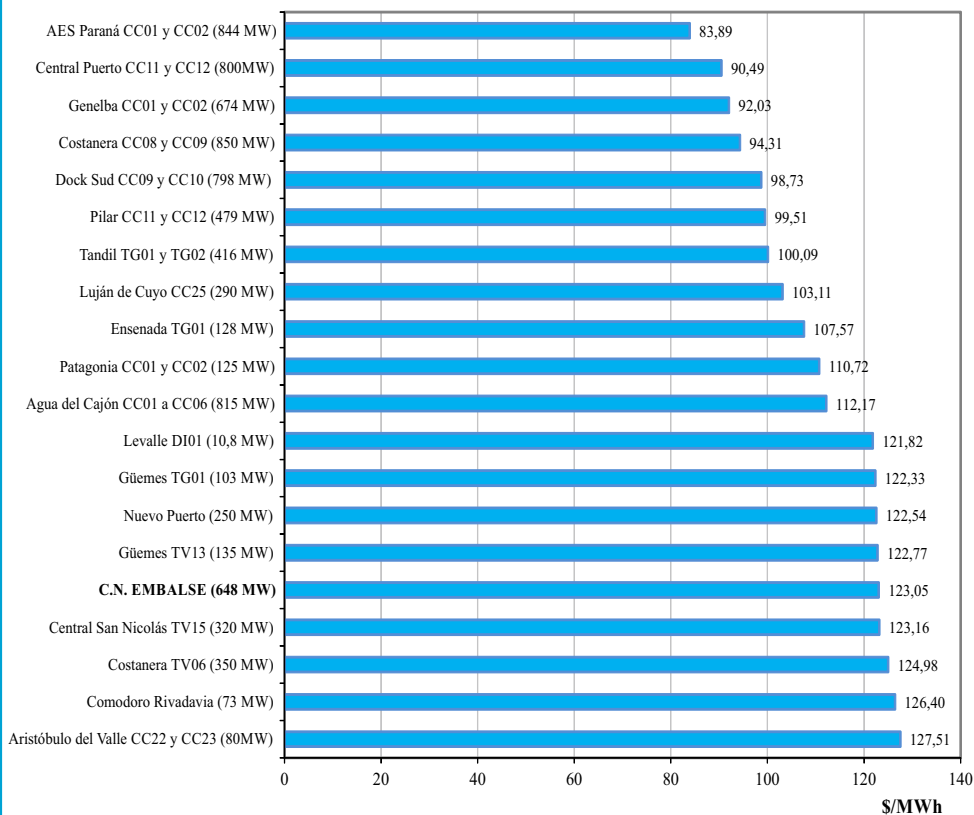
En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA. Es decir que existen generadores que declaran por separado las Turbinas de Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) y luego también los CC por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de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

Los valores indicados en el gráfico se obtienen dividiendo los costos variables de producción declarados por los generadores por 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

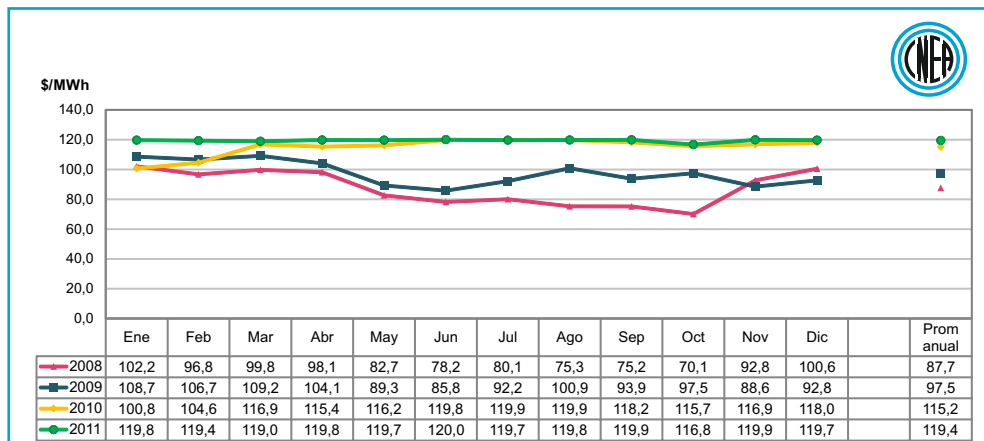
por lo que es inferior al precio de mercado. La diferencia entre ambos (el precio estacional y el precio de mercado) la asume el Fondo de Estabilización del MEM, el cual a partir de junio de 2003 registra un saldo negativo, lo que corresponde a una deuda reconocida por CAMMESA para con los agentes generadores.

Orden de Despacho Térmico Diciembre 2011



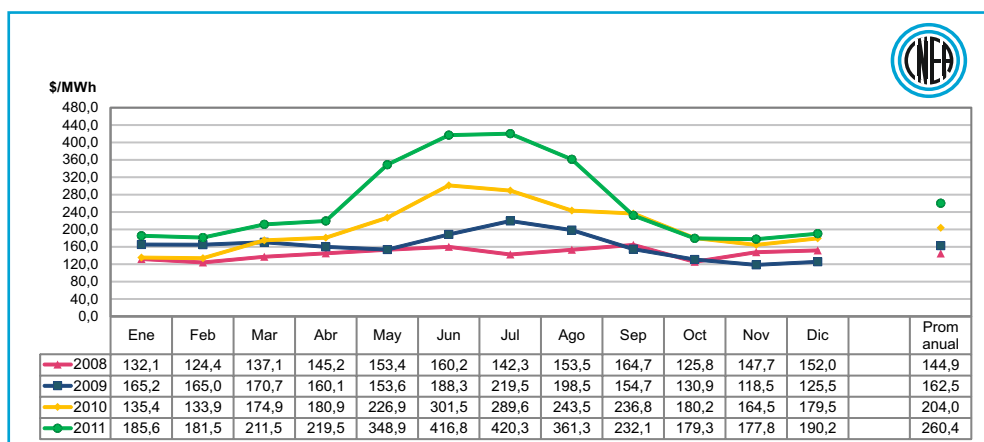
Evolución de los Precios

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.



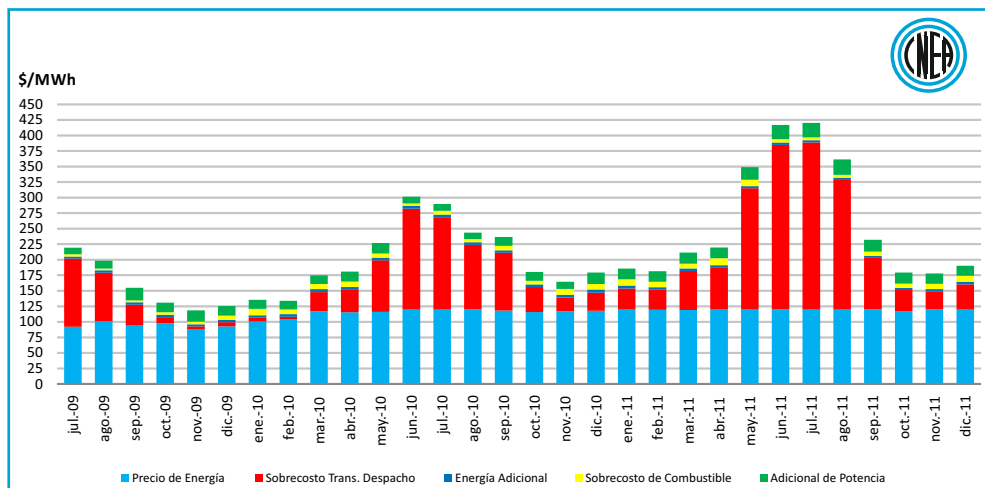
Precio de la Energía en el MEM para el Período 2008 - 2011

Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA. A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico durante los últimos cuatro años.



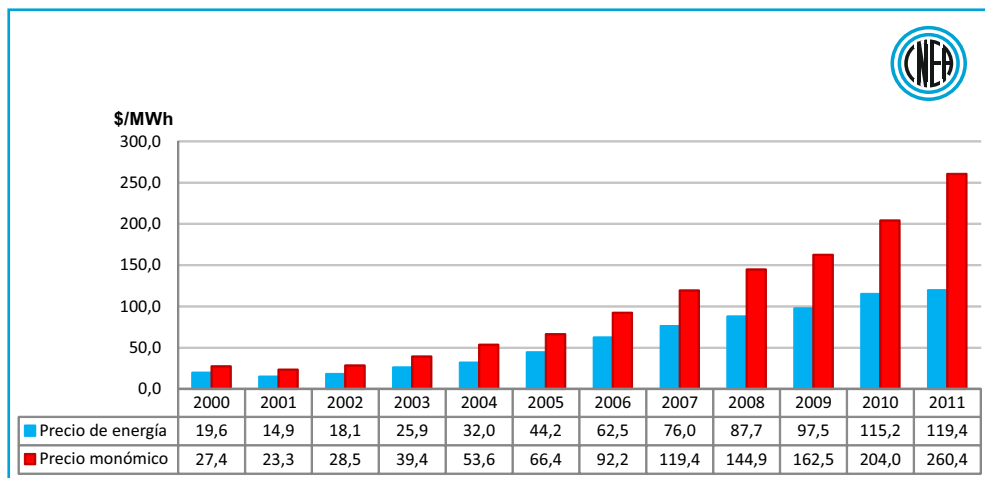
Precio Monómico en el MEM para el Período 2008 - 2011

Al precio de la energía de mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CMMESA. A continuación se muestran los ítems y el valor alcanzado en cada caso. Los valores dados corresponden al período comprendido entre julio de 2009 y diciembre de 2011.



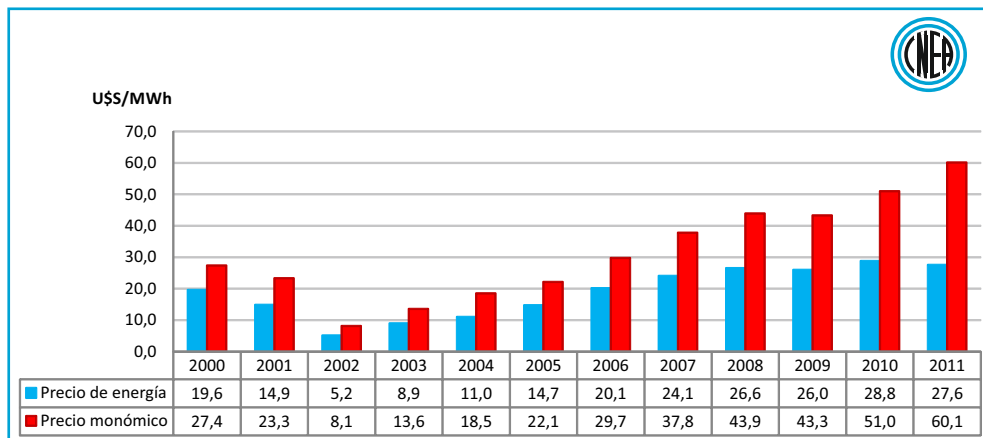
Composición del precio monómico para el período 2009 – 2011

A continuación se indica la evolución del precio de la energía y del precio monómico de la energía desde el año 2000. Los valores están expresados en pesos y hay que tener en cuenta, para su comparación, que en 2002 se produjo una importante devaluación.



Precios Medios Anuales

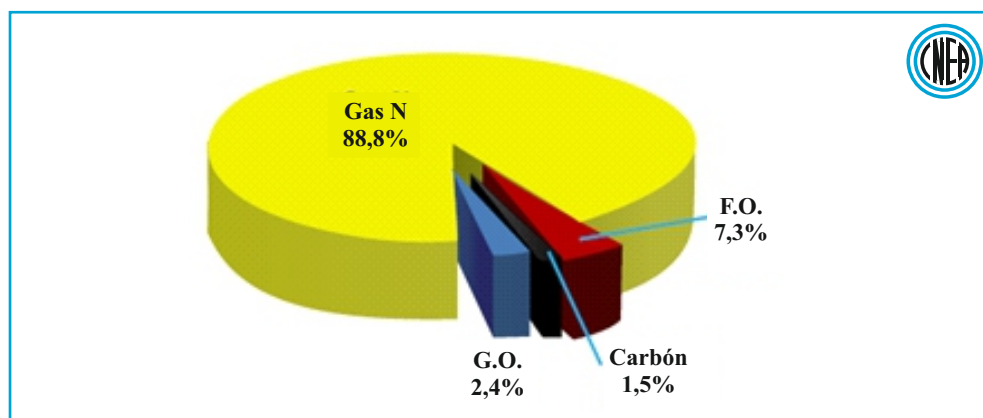
Pueden verse a continuación los valores en moneda constante (U\$S).



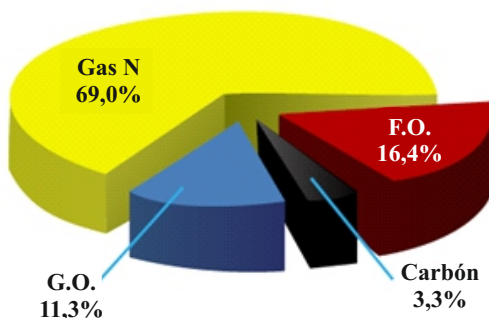
Precios Medios Anuales



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 diciembre del año 2011 y el acumulado durante el año 2011, en unidades equivalentes (energía).

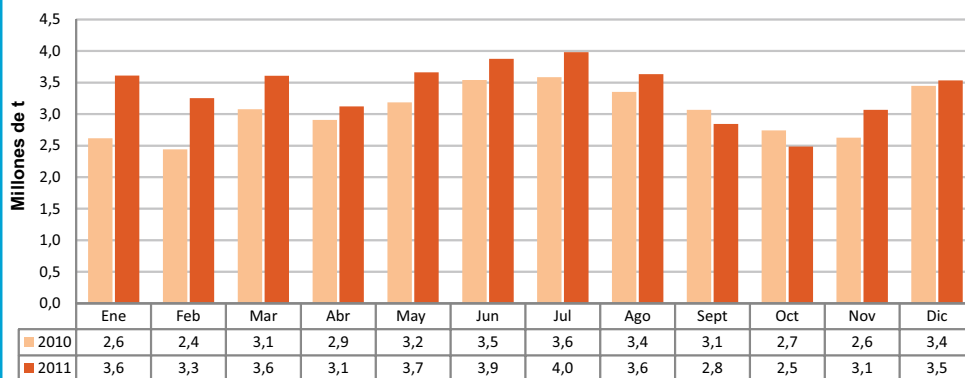


Consumo de Combustibles Fósiles - Diciembre 2011



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 de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Demanda Eléctrica Regional



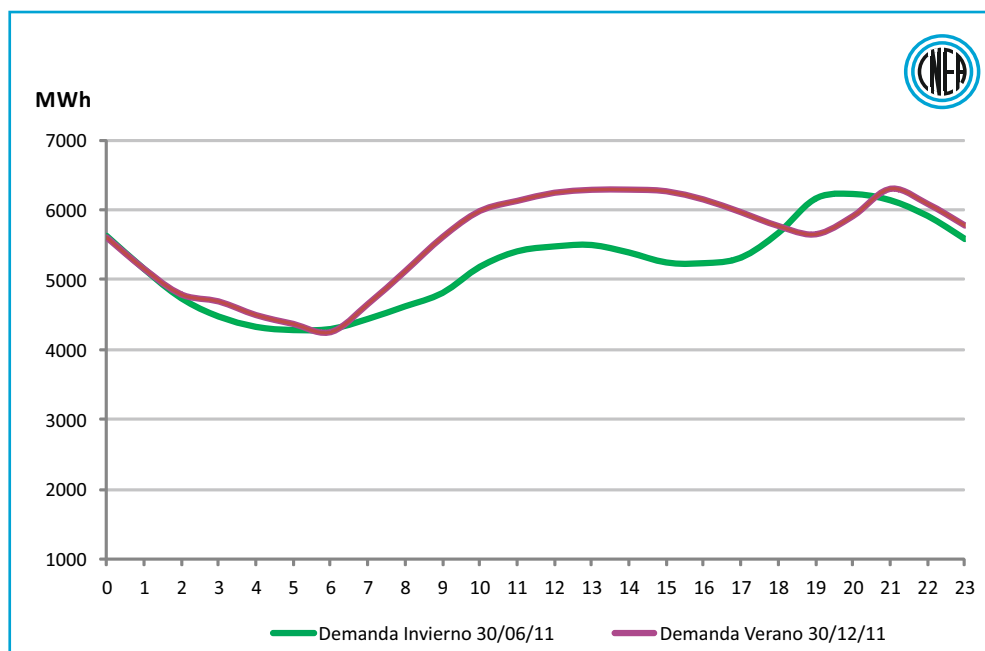
Esta sección presenta datos relevantes de la demanda regional con datos del informe eléctrico 2010 de Secretaría de Energía, población del Censo 2010, líneas de transmisión de ADEERA y datos de CAMMESA.

Región GBA - BA

La región de GBA-BA está integrada por todos los partidos que componen la provincia de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires, la cual según el Censo 2010 posee del orden 18.490.000 habitantes (47% de la población total de Argentina), distribuidos en 307.774 km² (11% del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2009 se consumieron 48.607.292 MWh, lo que representa un 54,6% del total del país.

Demanda de GBA-BA

A continuación se muestra la demanda de la región de GBA y BA durante un día de verano y otro de invierno.



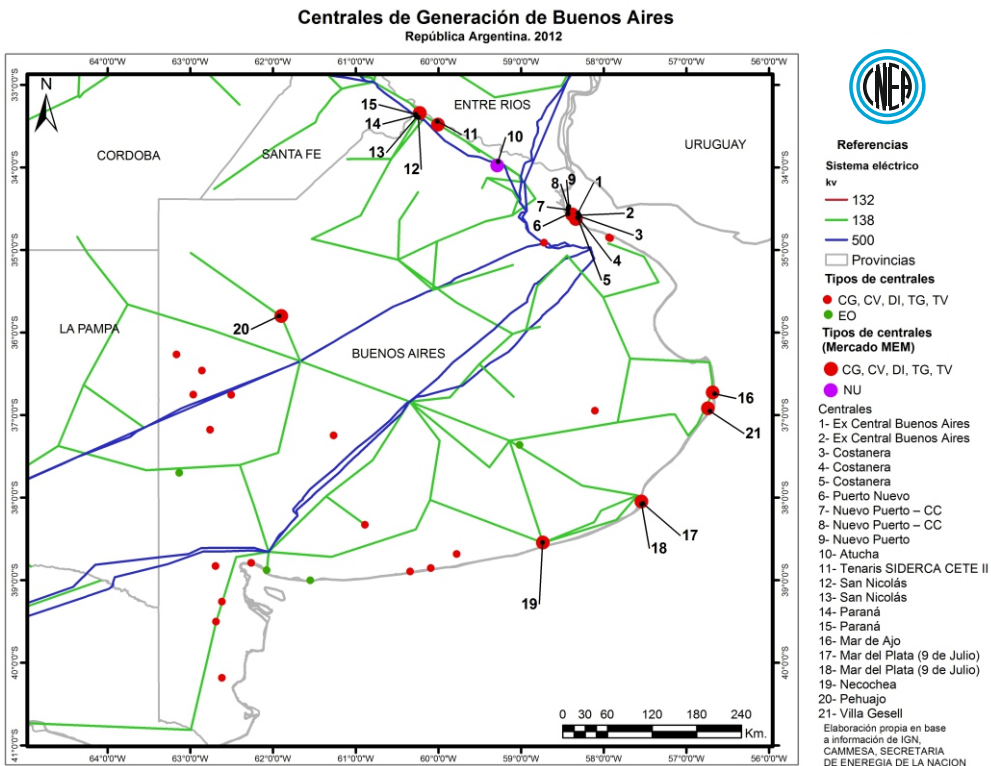


Potencia Instalada de GBA-BA

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 eólicas (EO). La potencia instalada unificada al SADI en la región GBA-BA es de 10.410,3 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)
C. COSTANERA	COSTANERA	TV	GN	GO,FO	1982
	BAS	CC	GN	GO	322
GENELBA	GENELBA	TG y CC	GN	GO,FO	838
C. PUERTO	PUERTO	TV	GN	GO,FO	1387
	NUEVO PUERTO	TV	GN	GO,FO	390
CMS ENSENADA	ENSENADA	TG	GN	GO	128
DIQUE	DIQUE	TG	GN	GO	55
DOCK SUD	DOCK SUD	TG	GN	GO	870
C.T. PIEDRABUENA	PIEDRABUENA	TV	GN	GO,FO	620
C.C. ATLANTICA	NECOCHEA	TV	GN	GO,FO	204
	9 DE JULIO	TV y TG	GN	GO,FO	151
	V. GESELL	TG	GN	GO	125
	MAR DE AJÓ	TG	GN	GO	30
T.G.M. BELGRANO	C.T. BELGRANO	TG y CC	GN	GO	848
PETROBRAS	C.T. ECOENERGIA	TV	GN	GO,FO	7
ENARSA	PINAMAR	TG	GN	GO	21
	JUNÍN	DI	GO	-	22
	COLÓN	DI	GO	-	15
	ARRECIFES	DI	GO	-	20
	SALTO	DI	GO	-	22
	GRAL.VILLEGAS	DI	GO	-	24
	LINCOLN	DI	GO	-	15
	PEHUAJO	DI	GO	-	22
	REALICÓ	DI	GO	-	24
	LA PLATA	DI	GO	-	40
	MATHEU	TG	GN	GO	40
	CAPITÁN SARMIENTO	DI	GO	-	5
	OLAVARRÍA	TG	GN	GO	39
	BRAGADO	TG	GN	GO	50
	LAS ARMAS	TG	GN	GO	10
	LAS ARMAS II	TG	GN	GO	23
	LOBOS	DI	GO	-	16
ARGENER	ARGENER	TG	GN	GO	163
S. NICOLÁS	S. NICOLÁS	TV y TG	GN	GO,FO	675
AES PARANÁ	AES PARANÁ	CC	GN	GO	845
N A S A - CNA	C.N. ATUCHA	PHWR	ULE	-	357
Total					10.405

Fuente: Informe Mensual a diciembre de 2011. CAMMESA



Transporte del Polo Energético de la Región GBA-BA

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT <500kV), media (MT <33kV) y baja tensión (BT <380V). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER y TRANSBA.

Distribución de la región GBA-BA

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	AREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EDENOR	4.367	25.123	10.468	1.279
EDESUR	3.309	15.985	7.346	1.139
EDEA	105.438	5.094	6.492	52
EDEN	109.141	7.268	10.238	328
EDELAP	5.780	5.433	2.970	267
EDES	76.259	2953	2.733	0

Fuente: Datos característicos de las empresas. Año 2011 ADEERA.

La Empresa Distribuidora y Comercializadora de Energía Norte S.A. (EDENOR) atiende a parte de la Capital Federal y a los siguientes partidos del Gran Buenos Aires: Escobar, General Las Heras, General Rodríguez, General San Martín, Hurlingham, Ituzaingó, José C. Paz, La Matanza, Malvinas Argentinas, Marcos Paz, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Fernando, San Isidro, San Miguel, Tigre, Tres de Febrero y Vicente López.

La Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDESUR) atiende al resto de la Capital Federal y a los siguientes partidos del Gran Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.

La Empresa de Energía La Plata (EDELAP), atiende a los Partidos de: Berisso, Brandsen, Ensenada, La Plata, Magdalena y Punta Indio pertenecientes al Gran Buenos Aires.

La Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA) atiende a partidos de la Provincia de Buenos Aires. Dichos Partidos se citan a continuación: Adolfo González Chávez, Ayacucho, Azul, Balcarce, Benito Juárez, Berazategui, Castelli, Chascomús, Coronel Brandsen, Dolores, General Alvarado, General Alvear, General Belgrano, General Guido, General Juan Madariaga, General Lavalle, General Paz, General Pueyrredón, Las Flores, Lobería, Maipú, Mar Chiquita, Municipio de la Costa, Necochea, Olavarría, Pila, Pinamar, Punta Indio, Rauch, San Cayetano, Tandil, Tapalqué, Tordillo, Tres Arroyos y Villa Gesell.

La Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES) atiende a los partidos de la Provincia de Buenos Aires que se citan a continuación: Adolfo Alsina, Bahía Blanca, Cnel de Marina L. Rosales, Coronel Dorrego, Coronel Pringles, Coronel Suárez, General Lamadrid, Guaminí, Laprida, Monte Hermoso, Patagones, Puán, Saavedra, Tornquist y Villarino.

La Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (EDEN) atiende a los siguientes partidos de la Provincia de Buenos Aires: 25 de Mayo, 9 de Julio, Alberti, Arrecifes, Baradero, Bolívar, Bragado, Campana, Cañuelas, Capitán Sarmiento, Carlos Casares, Carlos Tejedor, Carmen de Areco, Chacabuco, Chivilcoy, Colón, Daireaux, Escobar, Exaltación de la Cruz, Florentino Ameghino, General Arenales, General Las Heras, General Pinto, General Viamonte, General Villegas, Hipólito Irigoyen, Junín, Leandro N. Alem, Lincoln, Lobos, Luján, Mercedes, Monte, Navarro, Pehuajó, Pellegrini, Pergamino, Ramallo, Rivadavia, Rojas, Roque Pérez, Saladillo, Salto, San Andrés de Giles, San Antonio de Areco, San Nicolás, San Pedro, Suipacha, Trenque Lauquen, Tres Lomas y Zárate.

En algunos casos el abastecimiento en algunos partidos del GBA es compartido por varios distribuidores.

El listado de Cooperativas de la Provincia de Buenos Aires, operando como distribuidoras del MEM a es el siguiente:

En el área de EDEN: San Antonio de Areco, Chacabuco, Colón, Luján, Monte, Moreno, Pergamino, Ramallo, Rivadavia, Rojas, Saladillo, Salto, San Pedro, Trenque Lauquen y, Zárate. Y como Distribuidor menor la Cooperativa de Piedritas.

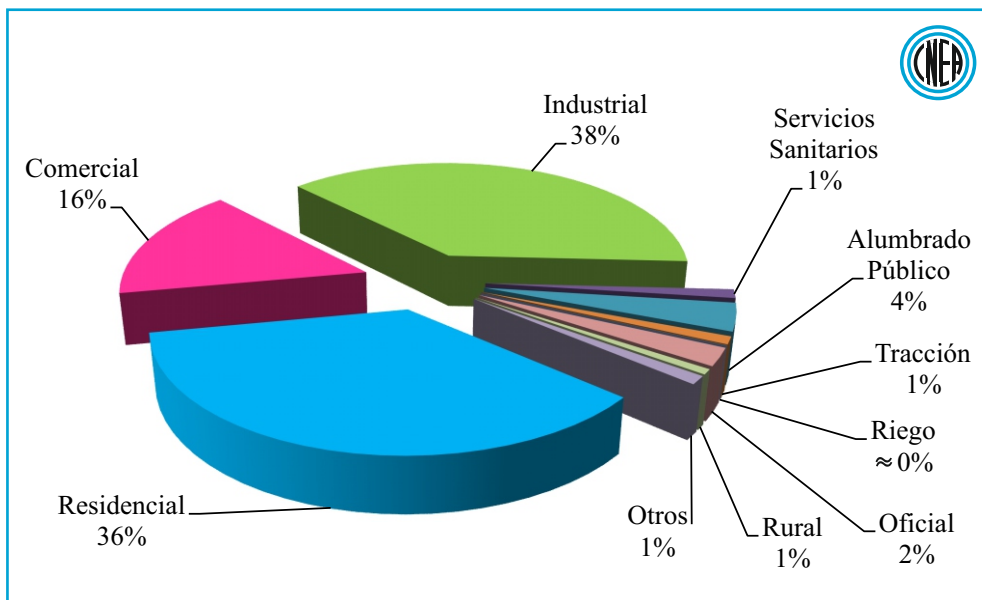
En el área de EDES: Coronel Dorrego, Pigüé, Coronel Pringles, Punta Alta y Puán.

En el área de EDEA: Azul, Barker, Castelli, Lezama, Las Flores, Necochea, Olavaria, Ranchos, San Bernardo, Tandil, Tres Arroyos y Villa Gesell.

Las restantes Cooperativas de la Provincia de Buenos Aires, compran su energía en bloque a las distribuidoras provinciales y atienden su mercado.

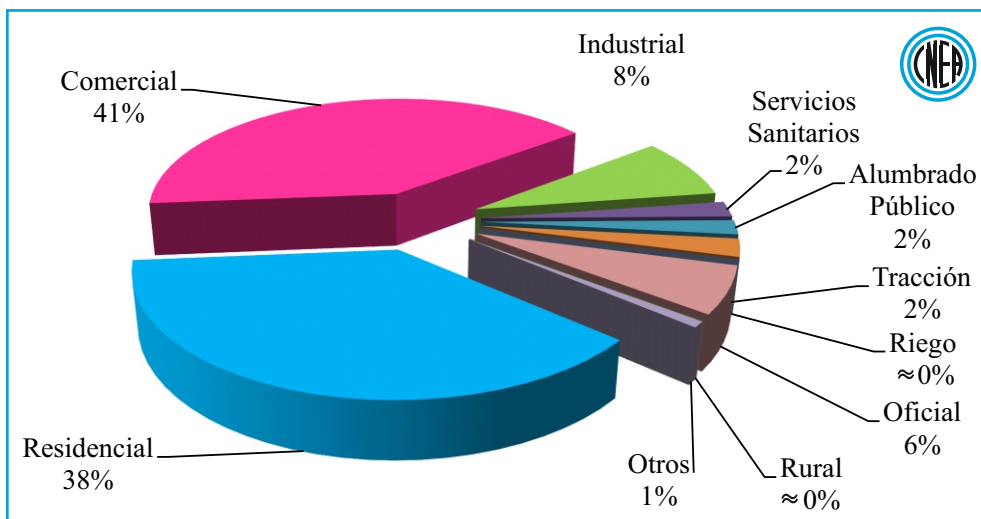
Consumo Eléctrico por Partidos

El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 48.608.059 MWh. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) 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 CABA. Año 2009

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

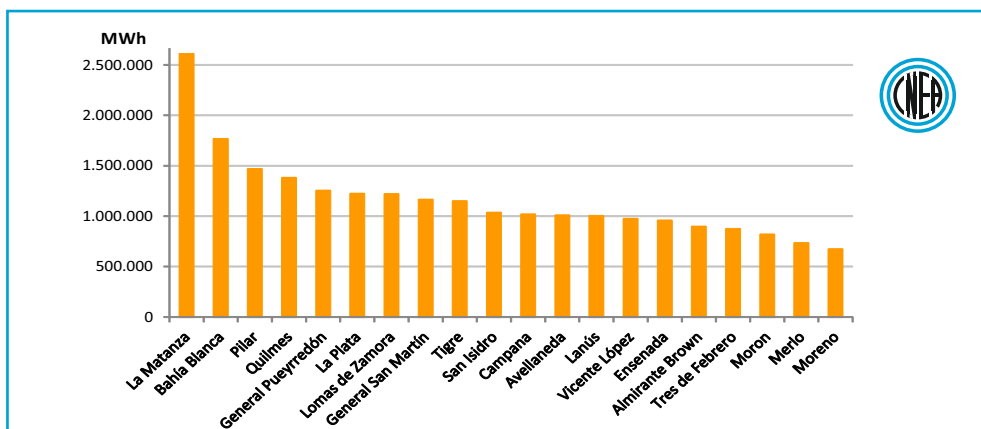


Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Buenos Aires. Año 2009

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

La Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) tiene un consumo 11.730.777 MWh lo que representa el 23,3% de la región. El consumo de la provincia de Buenos Aires por su parte es de 37.277.281 MWh representando el 76,7% de la región.

A continuación se presenta el consumo de electricidad de los 20 partidos de la provincia de Buenos Aires más consumidores de energía.



Demanda eléctrica regional de los 20 partidos más consumidores de energía eléctrica de Buenos Aires. Año 2009

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

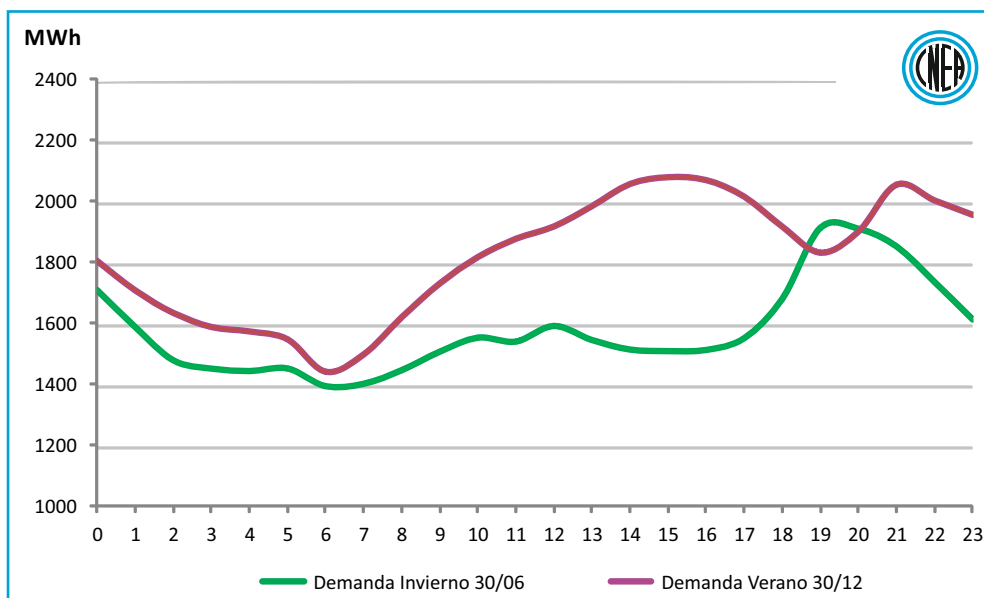
El mayor consumo eléctrico de Buenos Aires corresponde a lo demandado por el partido de La Matanza con un 11,2%, le sigue el partido de Bahía Blanca con el 7,6%, el partido de Pilar con el 6,3% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 2,9% y 5,9% de la electricidad generada.

Región Litoral

La región del Litoral está integrada por la provincia de Entre Ríos y Santa Fe, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 4.437.036 habitantes (11,3% de la población total de Argentina), distribuidos en 211.788 km² (7,6% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2009, se consumieron 10.360.636 MWh, un 11,6% del total del país.

Demanda del Litoral

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



Demanda Eléctrica del Litoral

Potencia Instalada del Litoral

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región LITORAL es de 2.141 MW. A continua-

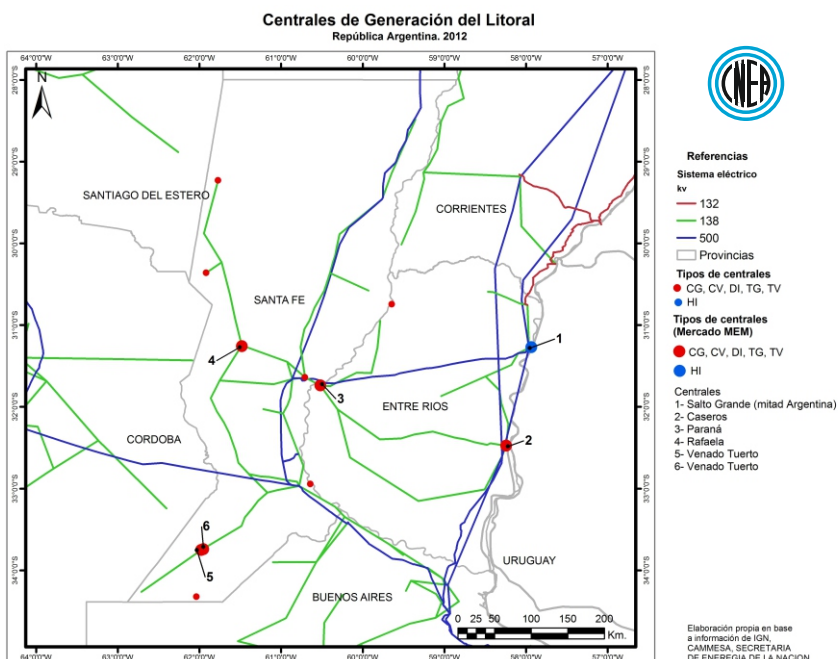
ción se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indica, con el número de referencia, la ubicación de cada una de ellas.

Empresa	Central	Tecnología	Comb.	Comb. Alternativo	Potencia Instalada (MW)
SORRENTO	SORRENTO	TV	GN	GO,FO	217
T. G. SAN MARTÍN	C.T. TIMBUES	CC	GN	GO	849
ENARSA	VENADO TUERTO	DI	GO	-	19
	RAFAELA	DI	GO	-	19
	PARANÁ	TG	GN	GO	40
	VIALE	DI	GO	-	10
	C. DEL URUGUAY	TG	GN	GO	42
Total					1.196

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2011. CAMMESA

Empresa	Central	Tecnología	Potencia Instalada (MW)
CTMSG	SALTO GRANDE	Embalse Semanal	945

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2011. CAMMESA



Transporte del Polo Energético de la Región Litoral

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT <500kV), media (MT <33kV) y baja tensión (BT <380V). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Distribución del Litoral

Las distribuidoras que atienden en la región son:

Empresa	Área [km²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
ENERSA	56.287	8.185	12.370	1.110
EPESF	133.696	17.745	29.910	2.190

Fuente: Datos característicos de las empresas. Año 2011 ADEERA.

Energía de Entre Ríos S. A. (ENERSA) atiende al mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Los departamentos de la provincia a los cuales atiende se citan a continuación: Colón, Concordia, Diamante, Federación, Federal, Feliciano, Gualaguay, Gualaguaychú, Islas del Ibicuy, La Paz, Nogoyá, Paraná, San Salvador, Tala, Uruguay, Victoria y Villaguay.

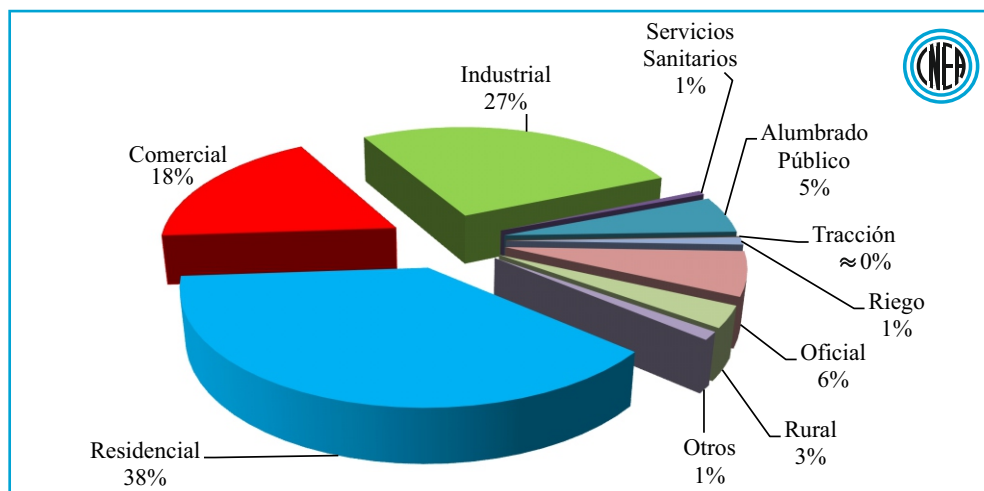
Las Cooperativas de Concordia y de Gualaguaychú compran su energía al Mercado Eléctrico Mayorista.

Empresa Provincial de Energía de Santa Fe (EPESF) atiende al mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Los departamentos de la provincia a los cuales atiende se citan a continuación: 9 de Julio, Belgrano, Caseros, Castellanos, Constitución, Garay, General López, General Obligado, Iriondo, La Capital, Las Colonias, Rosario, San Cristóbal, San Javier, San Jerónimo, San Justo, San Lorenzo, San Martín y Vera.

Consumo Eléctrico por Provincias

Entre Ríos

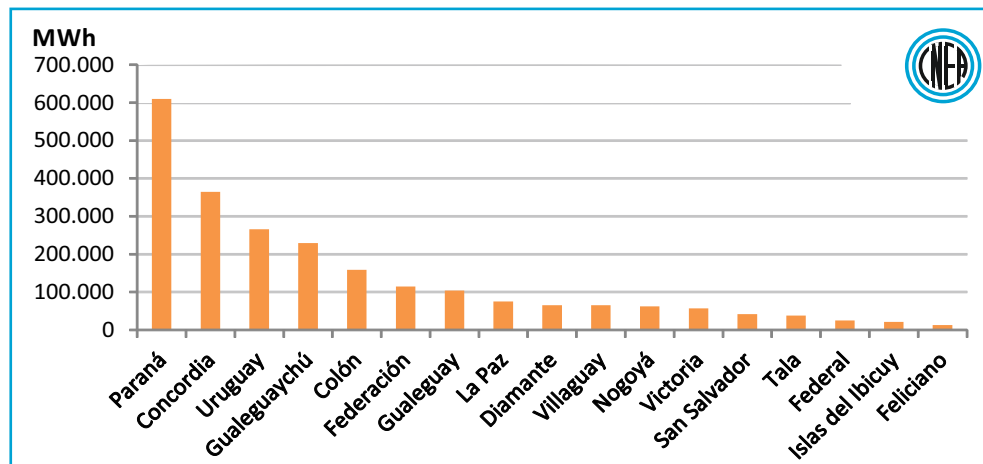
El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 2.310.159 MWh, que corresponde a un 22,3% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Entre Ríos según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Entre Ríos. 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 Entre Ríos desagregado por departamentos.



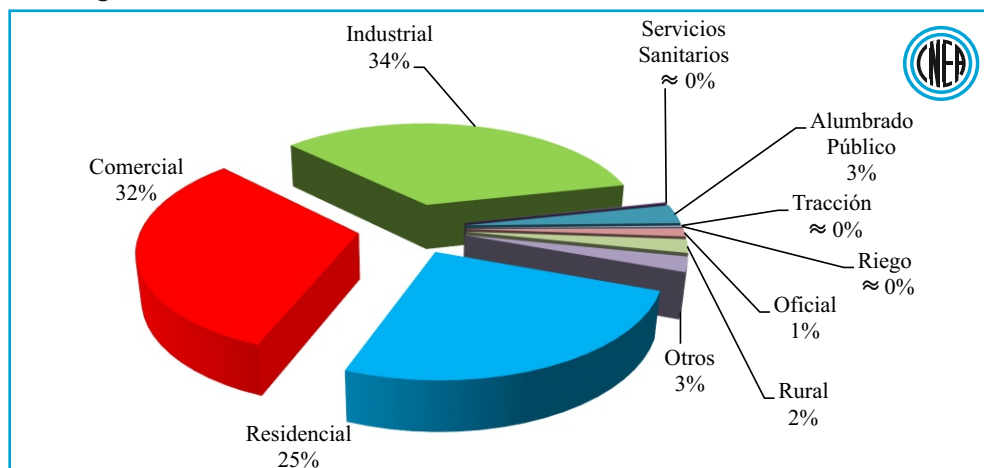
Demanda eléctrica [MWh] regional de Entre Ríos. Año 2009

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

El mayor consumo eléctrico de Entre Ríos corresponde a lo demandado por el departamento de Paraná con un 26,4%, le sigue el departamento de Concordia con el 15,8%, el departamento de Uruguay con el 11,5%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,6% y 9,9% de la electricidad generada.

Santa Fe

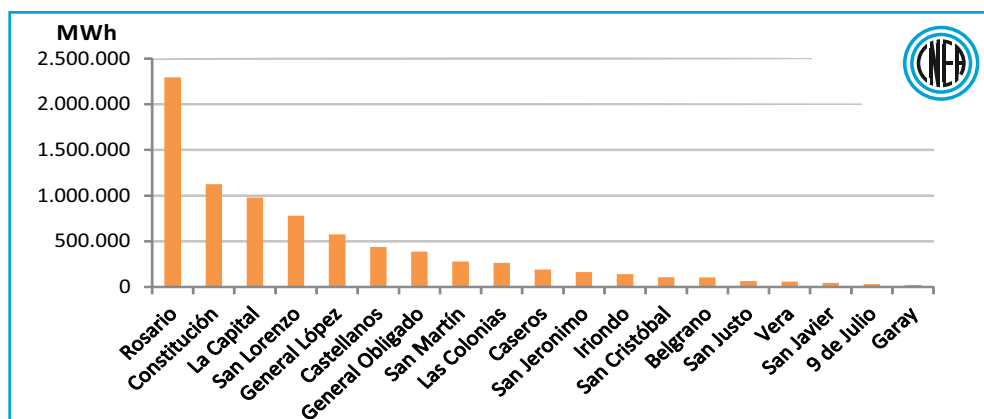
El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 8.050.474 MWh, que corresponde a un 77,3% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Fe según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santa Fe. 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 Santa Fe desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Santa Fe. Año 2009

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

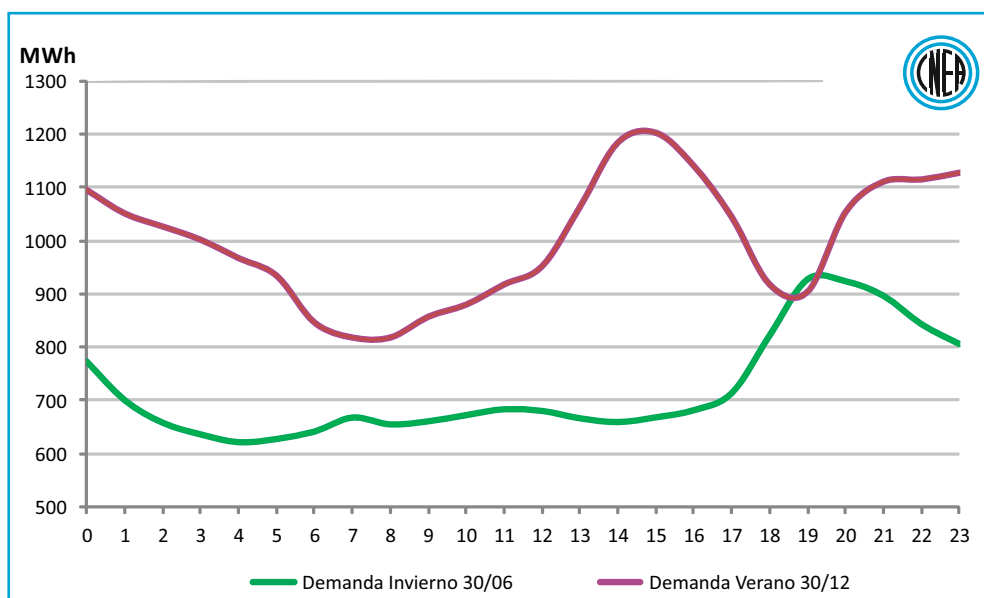
El mayor consumo eléctrico de Santa Fe corresponde a lo demandado por el departamento de Rosario con un 28,5%, le sigue el departamento de Constitución con el 14,0%, después el 12,2% el departamento capital y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 9,7% y 0,3% de la electricidad generada.

Región NEA

La región de noroeste argentino está integrada por la provincia de Corrientes, Misiones, Chaco y Formosa, 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 2009, se consumieron 4.498.718 MWh, un 5,1% del total del país.

Demanda del NEA

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



Demanda Eléctrica NEA

Potencia Instalada del NEA

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 NEA es de

2.989 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)
ELECTRO-PATAGONIA	FORMOSA	TG	GN	GO	13
	GOYA	TG	GN	GO	13
ENARSA	CASTELLI	DI	GO	-	15
	PIRANE	DI	GO	-	15
	FORMOSA	DI	GO	-	30
	ING. JUAREZ	DI	GO	-	4
	SANTA ROSA	DI	GO	-	6
	SAENZ PEÑA	DI	GO	-	19
	SAENZ PEÑA II	DI	GO	-	15
	PASO DE LA PATRIA	DI	GO	-	5
	CHARATA	DI	GO	-	16
	GOYA	DI	GO	-	13
	LAGUNA BLANCA	DI	GO	-	7
	VILLA ANGELA	DI	GO	-	15
	ARIST,DEL VALLE	DI	GO	-	15
	ALEM	DI	GO	-	15
	LAS PALMAS	DI	GO	-	6
	CORRIENTES	DI	GO	-	20
	ESQUINA	DI	GO	-	17
Total					259

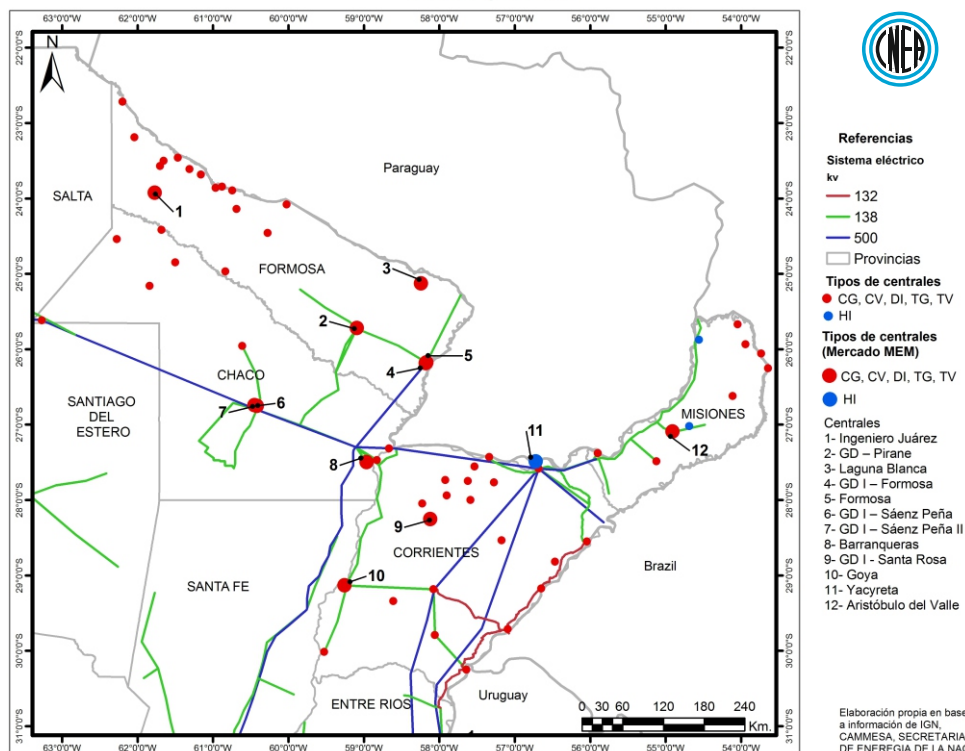
Fuente: Informe Mensual diciembre de 2011. CAMMESA

Centrales Hidráulicas

Empresa	Central	Tecnología	Potencia Instalada (MW)
YACYRETÁ	YACYRETÁ (Arg.)	De pasada	2730

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2011. CAMMESA

Centrales de Generación del NEA República Argentina. 2012



Transporte del Polo Energético de la región NEA

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT <500kV), media (MT <33kV) y baja tensión (BT <380V). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Distribución del NEA

Las distribuidoras que atienden en la región son:

Empresa	Área [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
DPEC	88.199	4.450	12.834	555
SECHP	99.633	5.627	6.975	739
REFSA	72.000	1.850	2623	0
EMSA	16.206	3856	7.701	568

Fuente: Datos característicos de las empresas. Año 2011 ADEERA.

La **Dirección Provincial de Energía de Corrientes** (DPEC) atiende al mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Los departamentos de la provincia a los cuales atiende se citan a continuación: Bella Vista, Berón de Astrada, Capital, Concepción, Curuzú Cuatiá, 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 **Distribuidora Provincial, Servicios Eléctricos del Chaco** (SECHEEP) atiende al mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Los departamentos de la provincia atendidos son: 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 Gral. San Martín, Maipú, Mayor Luis J. Fontana, O'Higgins, Presidencia de la Plaza, Quitilipi, San Fernando, San Lorenzo, Sargento Cabral y Tapenagá.

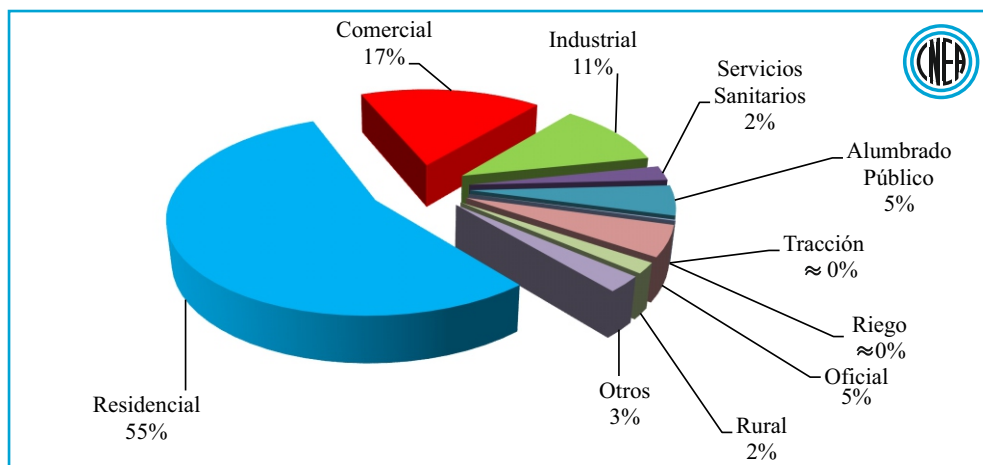
La **Recursos y Energía Formosa S. A. (REFSA)** atiende al mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas rurales. Los departamentos de la provincia se citan a continuación: Bermejo, Formosa, Laishi, Matacos, Patiño, Pilagás, Pilcomayo y Pirané.

La **Empresa Provincial Energía de Misiones S. A. (EMSA)**, atiende al mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Los departamentos de la provincia a los cuales atiende se citan a continuación: 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 Provincias

Chaco

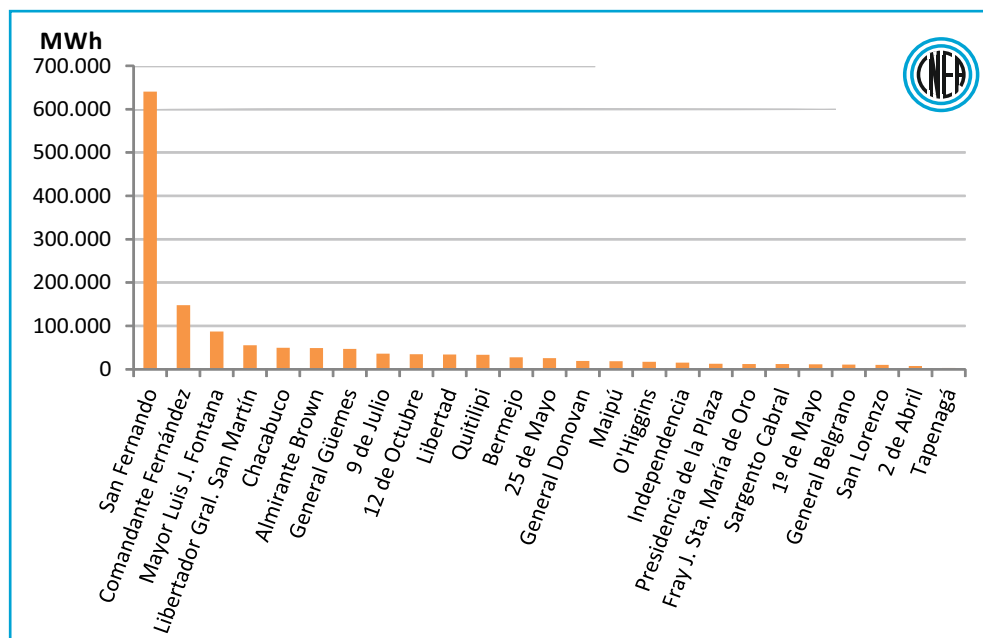
El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 1.417.288 MWh, que corresponde a un 31,5% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Chaco según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chaco. 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 Chaco desagregado por departamentos.



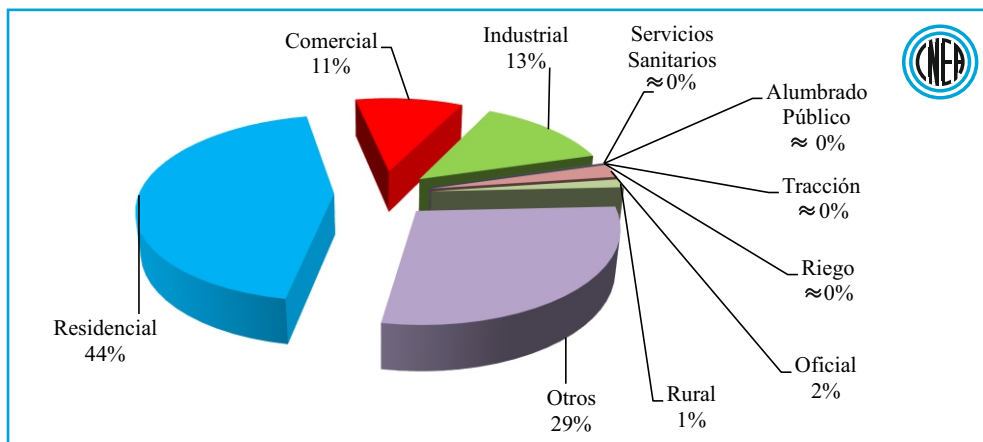
Demanda eléctrica [MWh] regional de Chaco. Año 2009

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

El mayor consumo eléctrico de Chaco corresponde a lo demandado por el departamento de San Fernando con un 45,2%, le sigue el departamento de Comandante Fernández con el 10,4%, el departamento de Mayor L. J. Fontana con el 6,1% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 3,9% y 0,2% de la electricidad generada.

Corrientes

El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 1.199.906 MWh, que corresponde a un 26,7% 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 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

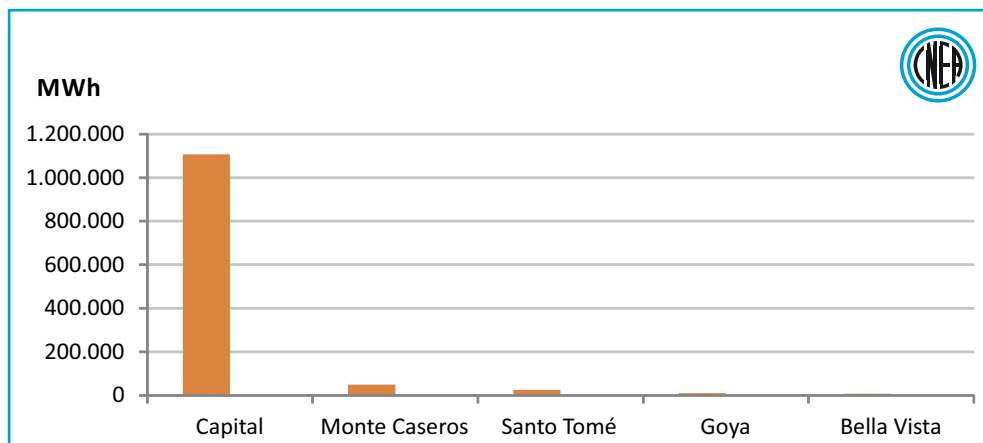


Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Corrientes. Año 2009

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 Corrientes desagregado por departamentos.

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

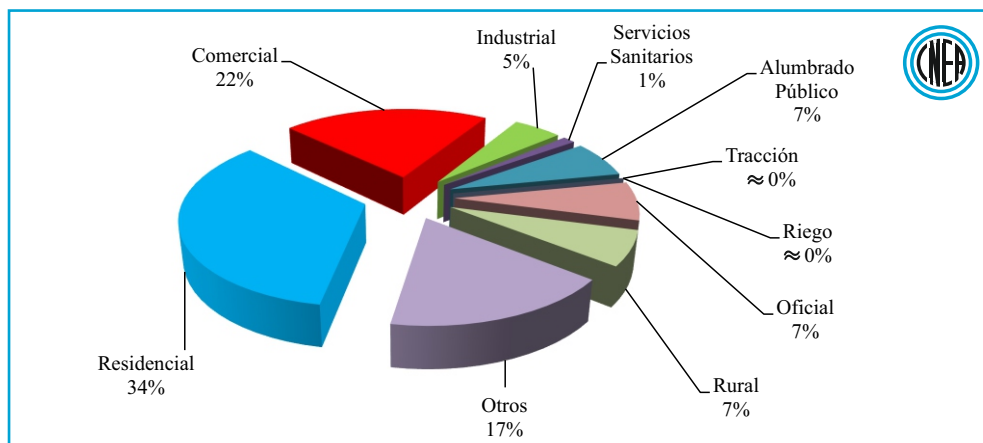


Demanda eléctrica [MWh] regional de Corrientes. Año 2009

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

Formosa

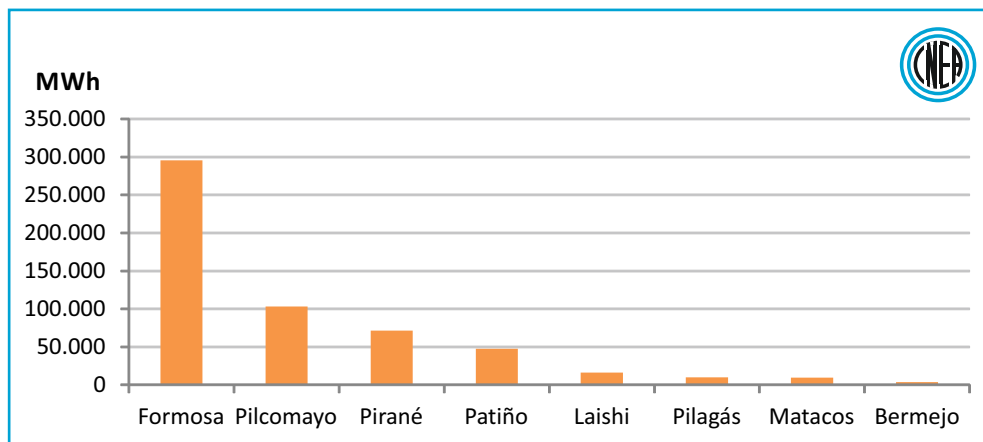
El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 556.549 MWh, que corresponde a un 12,4% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Formosa según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Formosa. 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 Formosa desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Formosa. Año 2009

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

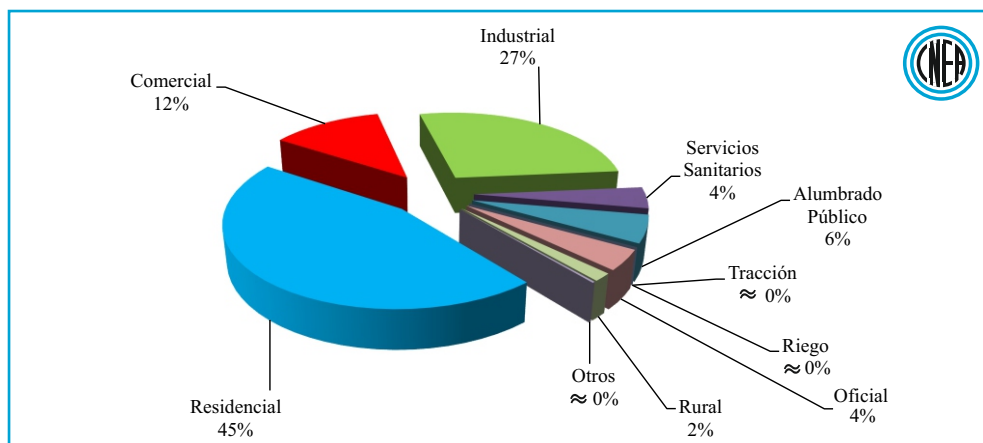
El mayor consumo eléctrico de Formosa corresponde a lo demandado por el departamento capital con un 53,1%, le sigue el departamento de Pilcomayo con el 18,6%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,7% y 12,8% de la electricidad generada.

Misiones

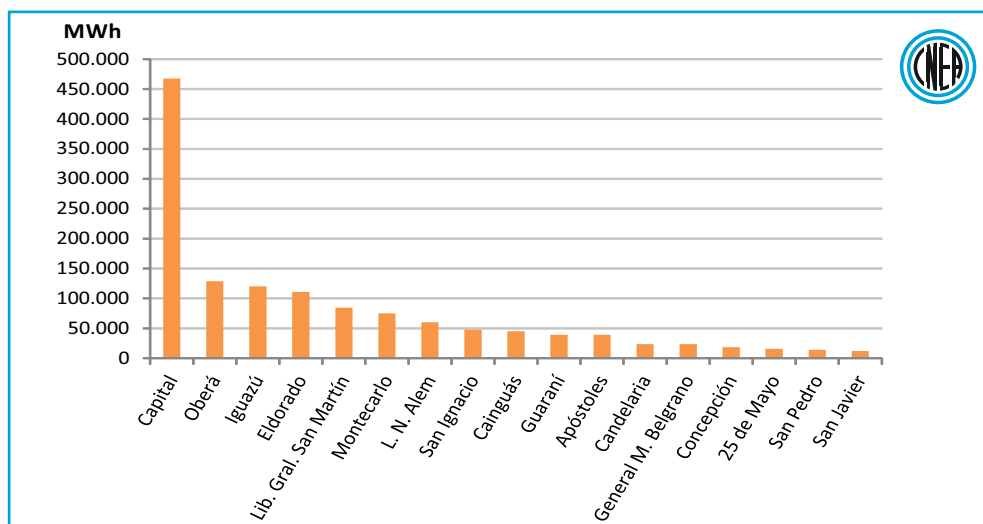
El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 1.324.974 MWh, que corresponde a un 29,4% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Misiones según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

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

El mayor consumo eléctrico de Misiones corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 35,3%, le sigue el departamento de Oberá con el 9,7%, el departamento de Iguazú con el 9,1% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 8,4% y 0,9% de la electricidad generada.



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



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

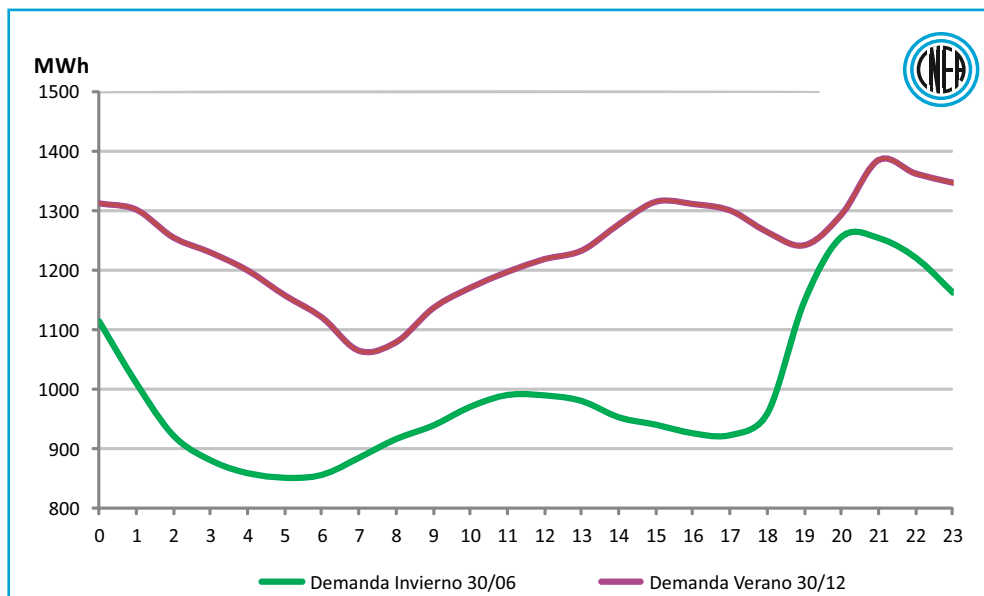
Región NOA

La región de NOA está integrada por la provincia de Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 4.940.000 habitantes (12,5% de la población total de Argentina), distribuidos en

559.864km² (20,1% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2009 se consumieron 7.380.440 MWh, un 8,3% del total del país.

Demanda del NOA

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



Demanda Eléctrica NOA

Potencia Instalada del NOA

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 NOA es de 2472,1 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)
GÜEMES	GÜEMES	TV,TG	GN	GO,FO	361
C.T. SALTA	TERMOANDES	TG	GN	GO	411
GEN. INDEPENDENCIA	C.T. INDEPENDENCIA	TG	GN	GO	100
C.T.NOA	INDEPENDENCIA	TG	GN	GO	10
	SALTA	TG	GN	GO	10
	PALPALA	TG	GN	GO	30
	S. PEDRO	TG	GN	GO	26
	L. BANDA	TG	GN	GO	26
	SARMIENTO	TG	GN	GO	10
	DIESEL	DI	GO	-	4
GENERACION RIOJANA	LA RIOJA	TG	GN	GO	38
ENARSA	LA RIOJA	DI	GO	-	19
	LA RIOJA SUR	DI	GO	-	10
	CATAMARCA	DI	GO	-	19
	INTA - CATAMARCA	DI	GO	-	7
	AÑATUYA	DI	GO	-	31
	TARTAGAL	DI	GO	-	10
	LIBERT. G.S.MARTIN	DI	GO	-	15
	CHILECITO	DI	GO	-	10
	ORAN	DI	GO	-	15
EMDERSA	PIQUIRENDA	DI	GO	-	30
PLUSPETROL ENERGY	S.M.TUC	CC	GN	GO	382
	TUCUMÁN	CC	GN	GO	446
	PLUSPETROL NORTE	TG	GN	GO	232
Total					2.252

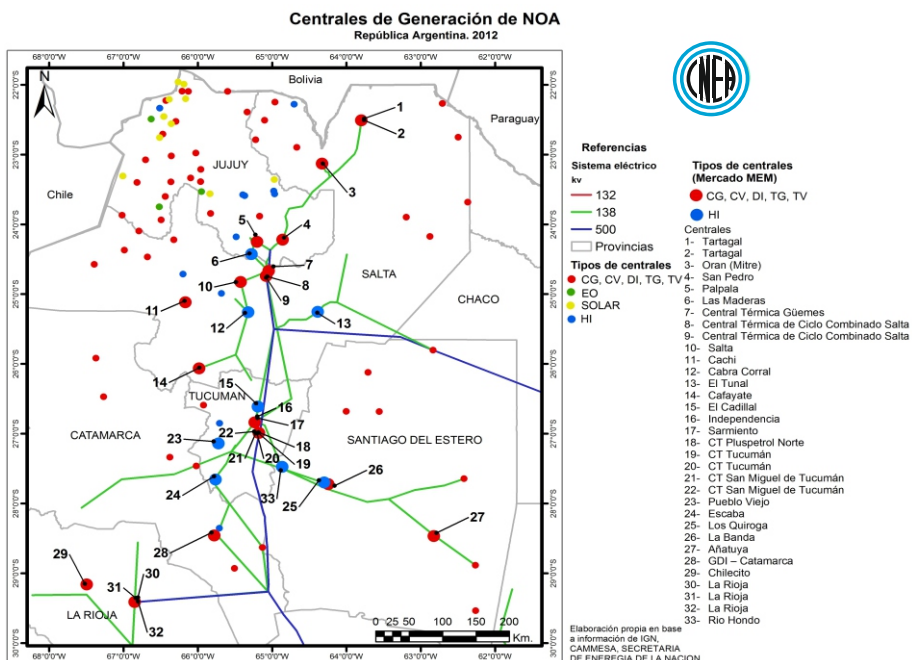
Fuente: Informe Mensual diciembre de 2011. CAMMESA

Empresa	Central	Tecnología	Potencia Instalada (MW)
AES ALICURA	C. CORRAL	Embalse Semanal	101
	E. TUNAL	Compensador	11
HIDROCUYO	LAS MADERAS	De Pasada	31
H.TUCUMAN	ESCABA	De Pasada	24
	P. VIEJO	De Pasada	15
	CADILLAL	De Pasada	13
H.R.HONDO	R. HONDO	De Pasada	15
	L. QUIROGA	De Pasada	2
EJSEDSA	REYES	De Pasada	7
Total			219

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2011. CAMMESA

Empresa	Central	Tecnología	Potencia Instalada (MW)
SAPEM	ARAUCO EÓLICO	EÓLICA	2

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2011. CAMMESA



Transporte del Polo Energético de la Región NOA

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT <500kV), media (MT <33kV) y baja tensión (BT <380V). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Distribución del NOA

Las distribuidoras que atienden en la región son:

Empresa	Area [km²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EDECAT	102.602	2.493	2.616	0
EJESA	22.060	3.019	3.601	0
EDELAR	89.680	2.796	3.497	0
EDESA	155.488	6.125	4.234	299
EDESE	150.536	6.979	7.070	0
EDET	22.524	7.233	5.653	0

Fuente: Datos característicos de las empresas. Año 2011 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, Chamical, 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 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 energía eléctrica 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 Silipica. 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.

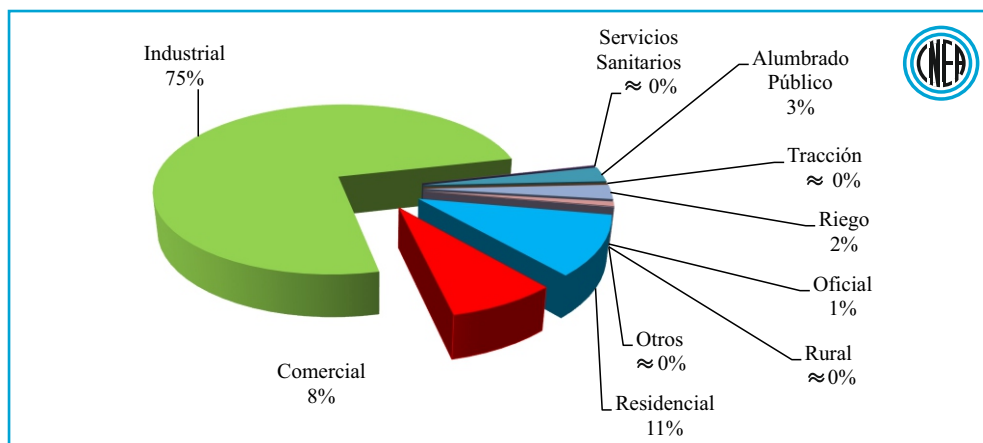
Consumo Eléctrico por Provincias

Catamarca

El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 1.569.981 MWh, que corresponde a un 21,3% 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 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

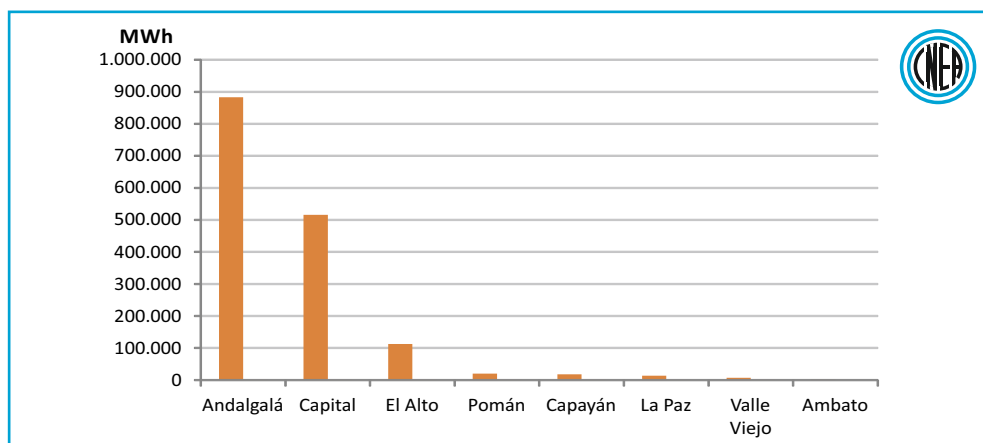
En el gráfico que le sigue al anterior se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Catamarca desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico de Catamarca corresponde a lo demandado por el departamento de Andagalá con un 56,3%, el departamento capital de con el 32,9%, le sigue el departamento El Alto con el 7,2%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,08% y 1,3% de la electricidad generada



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Catamarca Año 2009

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



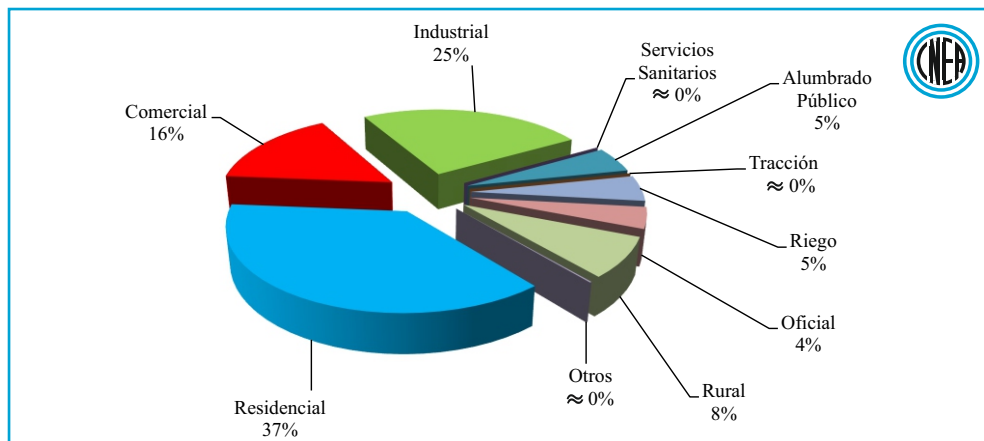
Demanda eléctrica [MWh] regional de Catamarca Año 2009

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

Jujuy

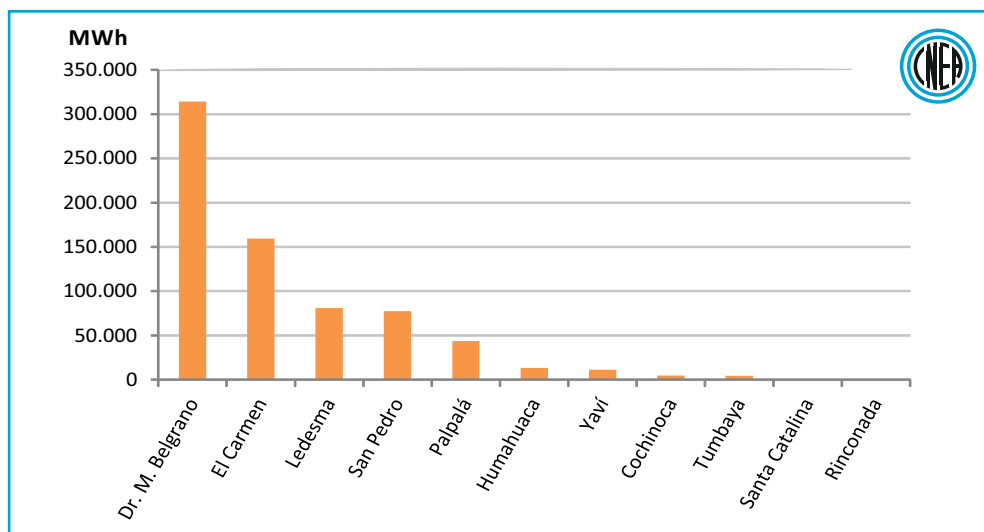
El consumo de la provincia en el año 2009 fue de 711.631 MWh, que corresponde a un 9,6% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Jujuy según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

En el gráfico que le sigue al anterior se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Jujuy desagregado por departamentos.



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

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



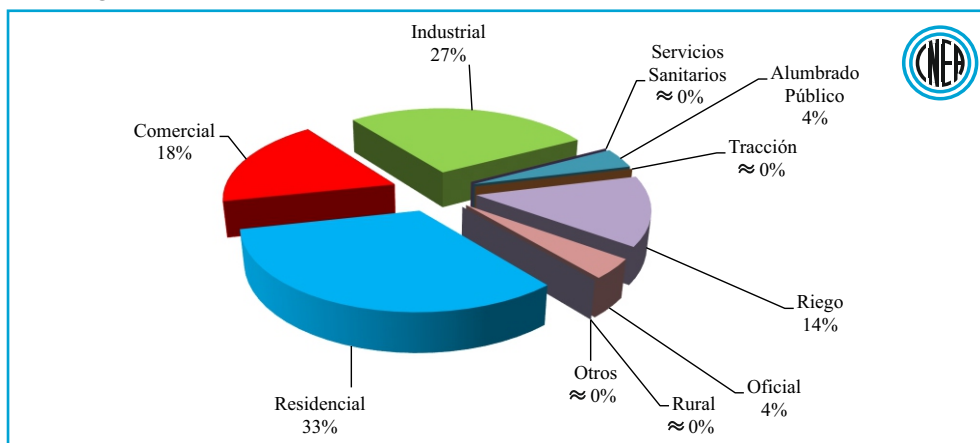
Demanda eléctrica [MWh] regional de Jujuy. Año 2009

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

El mayor consumo eléctrico de Jujuy corresponde a lo demandado por el departamento Dr. Manuel Belgrano con un 44,3%, le sigue el departamento de El Carmen con el 22,5%, el departamento de Ledesma con un 11,4% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,02% y 10,9% de la electricidad generada.

La Rioja

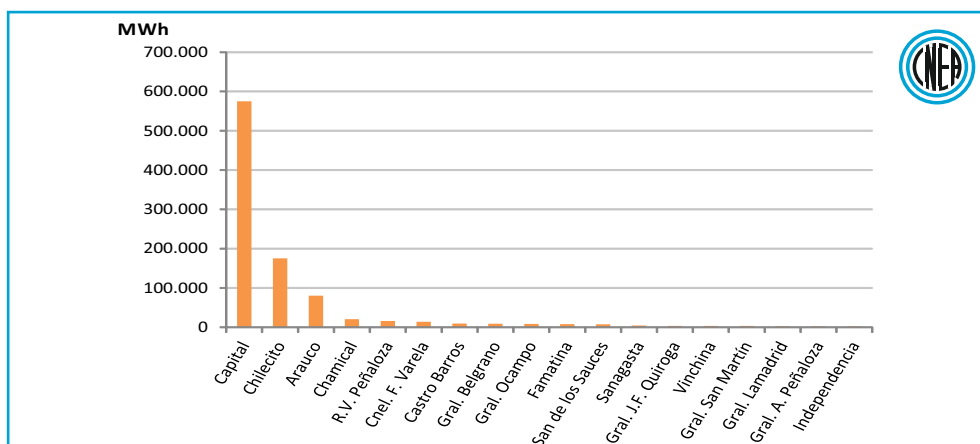
El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 943.827 MWh, que corresponde a un 12,8% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de La Rioja según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de La Rioja. 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 La Rioja desagregado por departamentos.



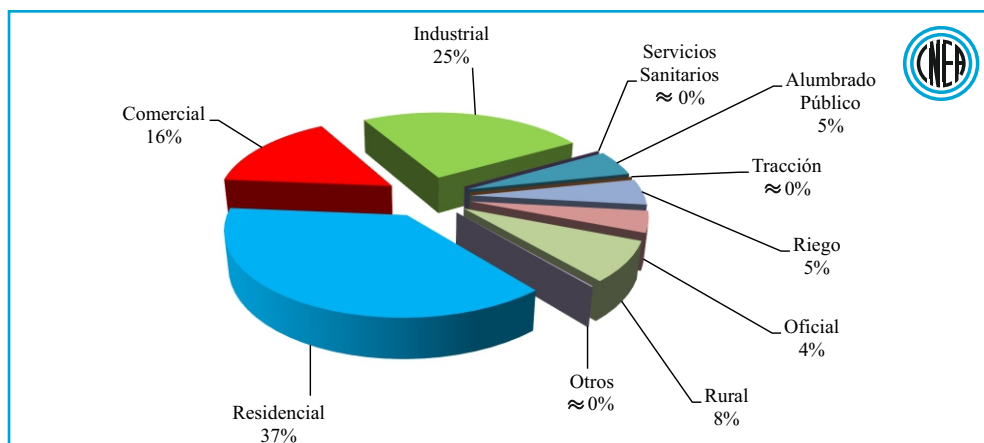
Demanda eléctrica [MWh] regional de La Rioja. Año 2009

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

El mayor consumo eléctrico de La Rioja corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 60,9%, le sigue el departamento de Chilecito con el 18,6%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,2% y 8,5% de la electricidad generada.

Salta

El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 1.321.305 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 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

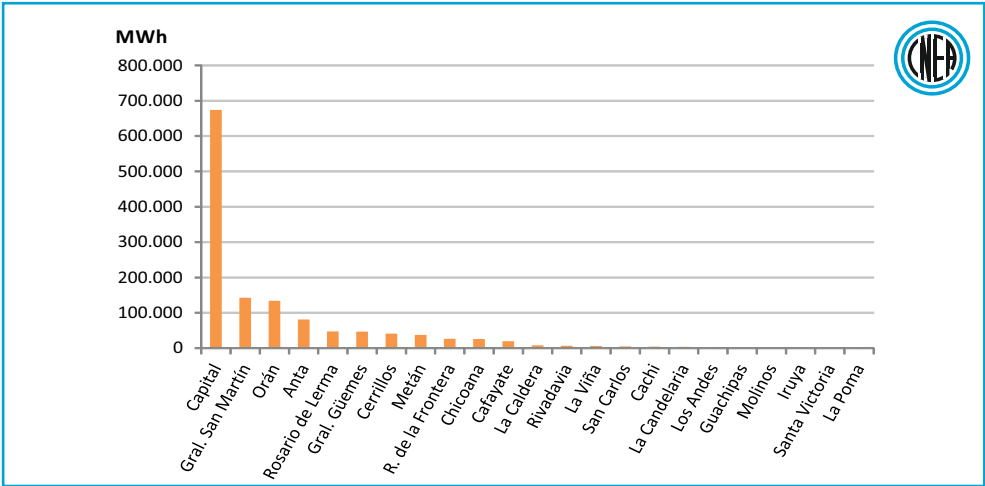


Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Salta. Año 2009

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 Salta desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico de Salta corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 51,0%, le sigue el departamento de Gral. San Martín con el 10,8%, Orán con el 10,2%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 6,1% de la electricidad generada.

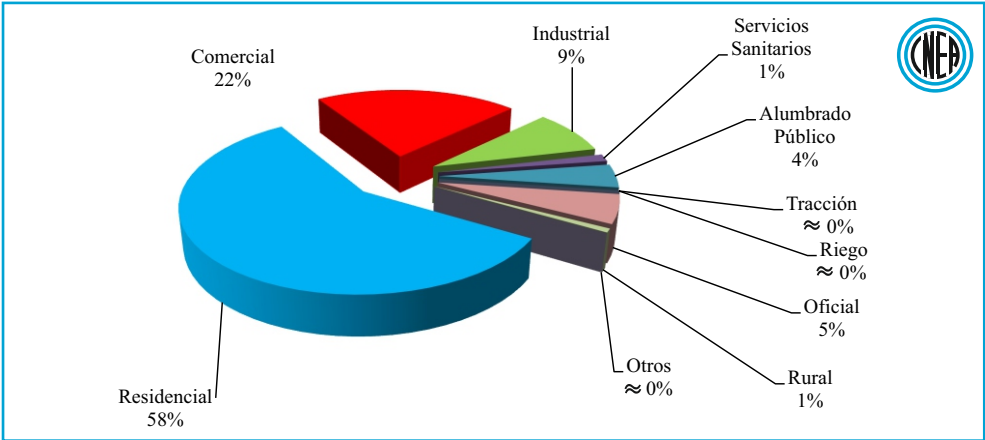


Demanda eléctrica [MWh] regional de de Salta. Año 2009

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

Santiago del Estero

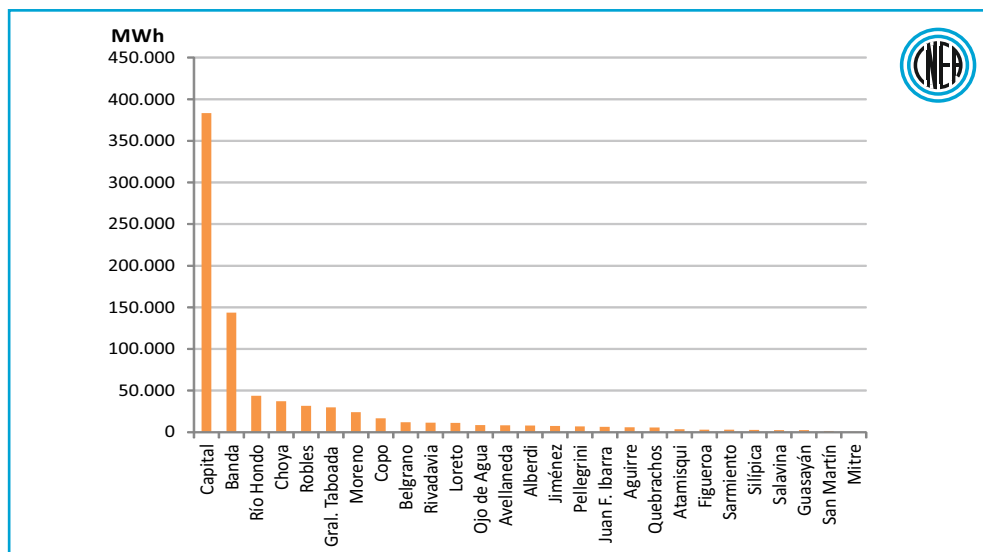
El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 821.105 MWh, que corresponde a un 11,1% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santiago del Estero según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santiago del Estero. 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 Jujuy desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Santiago del Estero. Año 2009

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

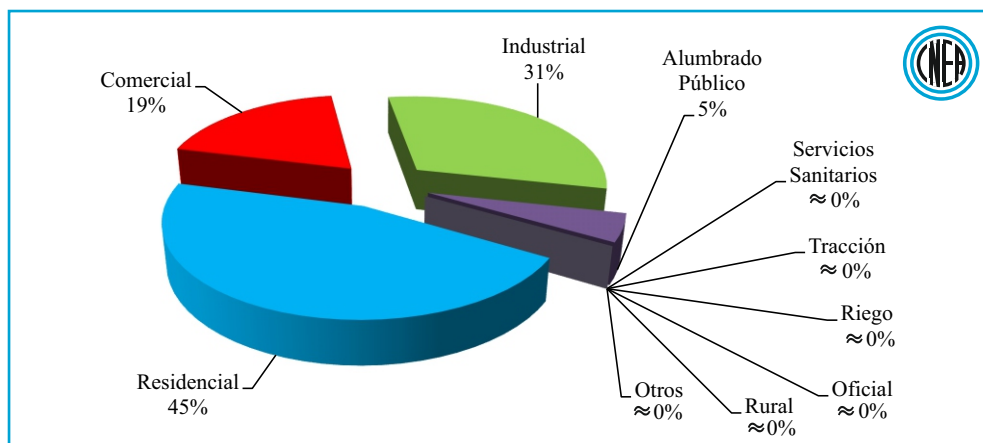
El mayor consumo eléctrico de Santiago del Estero corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 46,7%, le sigue el departamento de la Banda con el 17,5%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,05% y 4,5% de la electricidad generada.

Tucumán

El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 2.012.588 MWh, que corresponde a un 27,3% 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 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

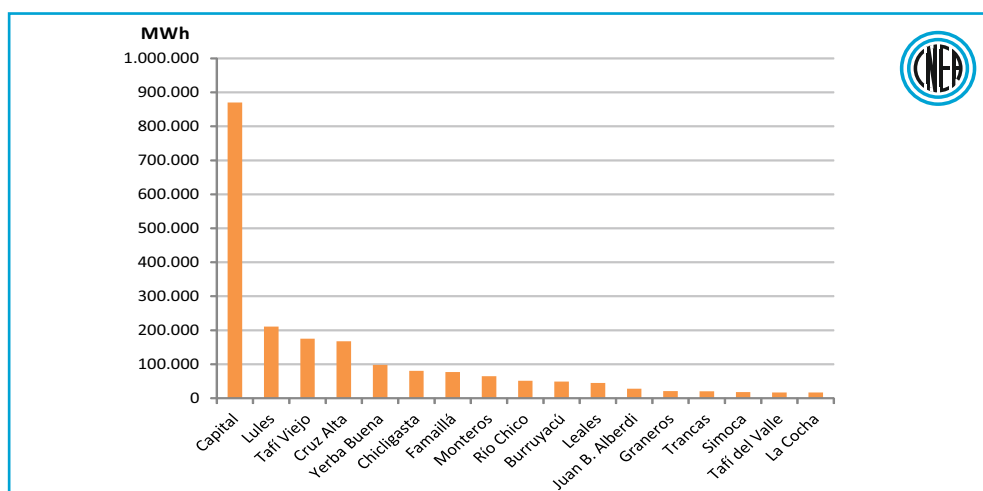
En el gráfico que le sigue al anterior se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Tucumán desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico de Tucumán corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 43,2%, le sigue el departamento de Lules con el 10,5%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,8% y 8,7% de la electricidad generada.



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

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



Demanda eléctrica [MWh] regional Tucumán. Año 2009

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

Noticias



Avanzan a Paso Firme las Obras del CAREM25

Así lo pudieron constatar las máximas autoridades de la CNEA, Norma Boero y Mauricio Bisauta, quienes realizaron una visita al predio, ubicado en Lima, en noviembre de 2011, para supervisar los avances de las obras que allí se llevan a cabo.

Las obras incluyen tareas de remoción de diversas estructuras de hormigón remanentes de la ex Planta Experimental de Agua Pesada; la construcción de la playa de estacionamiento junto al acceso al predio; el alambrado perimetral; tareas de alisamiento de distintos sectores del terreno; y fundamentalmente la excavación del importante pozo que requiere el edificio del CAREM25, el cual ha avanzado hasta alcanzar una profundidad de 6 metros.

En una segunda etapa, la zona media del pozo (donde estará ubicada la contención del reactor) alcanzará una profundidad final de 12 metros.

Asimismo, se continúa con la remodelación integral de los edificios de la ex Planta Experimental de Agua Pesada (PEAP), que CNEA está reconvirtiendo para nuevos usos, como el Centro de Servicios a las Centrales Nucleares, un Centro de Visitas, un Simulador del Reactor CAREM a escala real, un comedor para el personal y un aula de capacitación, entre otros.

Durante este año se avanzó fuertemente en la remodelación de estos edificios, los cuales en su mayoría estarán prácticamente terminados durante las próximas semanas.

Fuente: CNEA - 07 de diciembre del año 2011

Se Encuentra en Tensión la Línea de 500 kV de la Estación Sáenz Peña del Electroducto NEA-NOA

La estación transformadora que la empresa Linsa instaló en Sáenz Peña entró en tensión y un equipo de técnicos acompañados por el gobernador del Chaco, Jorge Capitanich y el ministro de Infraestructura, Omar Judis, harán la verificación de la

maniobrabilidad de la tensión, que está a prueba de fallas, a fin de que en poco tiempo más la empresa comercializadora de energía en el país, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), autorice, tras superar el periodo de prueba, a entrar en servicio. La prueba inicial alimentando la estación transformadora que la empresa Linsa tiene en Sáenz Peña con capacidad para 500 kilovatios, enlazada al electroducto NEA-NOA, se realiza con la presencia del gobernador del Chaco, como parte de los procedimientos de protocolos técnicos previo a que entre en servicio, se harán las pruebas de maniobrabilidad de la tensión. Precisamente, la etapa de prueba se realiza a fin de evitar que cualquier falla en el sistema, produzca un apagón no sólo en el Chaco sino en toda la región, de allí que se cumplen al pie de la letra los protocolos de seguridad establecidos en el convenio marco y regulado por CAMMESA. En esta estación, fue instalado un transformador de gran potencia, de 500/132 kV y permitirá al Chaco, además de estar integrado en forma regional, a establecer una oferta eléctrica que beneficiará a las empresas y un padrón de 300.000 usuarios que la empresa estatal SECHEEP tiene en la provincia. La obra del electroducto tiene una inversión de 1.174 millones de pesos, y el transformador de Sáenz Peña es igual, en potencia, a los tres que se encuentran en Puerto Bastiani. Finaliza en Formosa, con una extensión de 1.028 km. en 500 kV con 7 estaciones transformadoras y cierra el anillo del Sistema Interconectado Nacional. Su importancia radica en la integración de nueve provincias del norte argentino: Misiones, Corrientes, Chaco, Formosa, Jujuy, Salta, Catamarca, Santiago del Estero y Tucumán, como asimismo posibilitar del intercambio de energía, permitiendo la importación y exportación entre países limítrofes, en especial Brasil. El programa que se lleva adelante se divide en dos grandes rubros, por un lado, la Interconexión NEA NOA, y por otro, las obras de transmisión y subtransmisión regional y provincial. Los objetivos del programa de transmisión eléctrica del norte grande, se resumen en reforzar la red nacional de transmisión eléctrica facilitando la competencia en el mercado mayorista de generación y a su vez satisfacer la demanda de energía eléctrica del sistema y en particular de esta región, en forma oportuna, a menor costo económico, y con niveles de seguridad, eficiencia y calidad adecuados. Asimismo, el programa constituye una de las condiciones necesarias para reducir la brecha de desarrollo económico y social de la Región del Norte Grande con respecto al resto del país.

Fuente: Diario Norte -Resistencia-Chaco 02 de agosto del año 2011

Inauguraron la Central Térmica Independencia

Se inauguró la Central Térmica Independencia cuya inversión asciende a los 365 millones de pesos. La obra comprende la instalación de dos nuevas turbinas de 60 MW y cuenta con abastecimiento de gas natural y una planta de tratamiento de agua.

Con una inversión de 365 millones de pesos, los trabajos en la central incluyeron dos nuevas turbinas aeroderivadas de avanzada tecnología en ciclo abierto y una playa de combustibles con una capacidad de 33.000 metros cúbicos, señala la información.

La operación de la central aportará 120 megavatios al sistema nacional, con una tecnología dual, es decir, que podrá funcionar con gas natural o gas oil.

La central, que estuvo fuera de servicio durante un largo tiempo, se completará en una segunda etapa con la conversión a ciclo combinado, lo que elevará su potencia total a 165 MW.

También se encuentra instalada una Estación de Maniobras en 132 kV y líneas de Alta Tensión que permitirán evacuar la energía producida a través del Sistema de Interconexión Nacional.

La central cuenta con abastecimiento de gas natural, dado que está conectada al Gasoducto Norte a través de un by pass físico propio. Además, las turbinas podrán generar con combustible líquido. Por este motivo fueron instalados dos tanques para almacenamiento de Gas Oil con una capacidad de total de 13 millones de litros.

A su vez, se instaló un Sistema de Protección Contra Incendios bajo las normas vigentes, que mejorará las condiciones de seguridad que la Central Independencia posee actualmente.

Entre las inversiones para poner en funcionamiento las turbinas, se construyó una planta de tratamiento de agua, un compresor de gas para aumentar la presión de llegada del fluido a la planta, una planta de tratamiento de gasoil, y la instalación de un transformador de reserva.

En el proyecto está estipulado implementarse un sistema de gestión ambiental y de seguridad que permitirá operar la Central Independencia en condiciones de seguridad tanto para las personas como para el ambiente.

Fuente: Tucumán Hoy-30 de agosto 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 diciembre 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: sintesis_mem@cnea.gov.ar

<http://www.cnea.gov.ar>