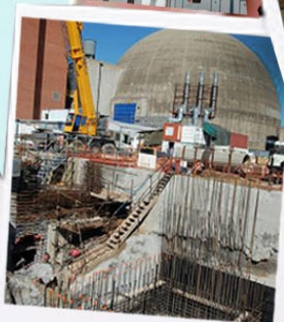


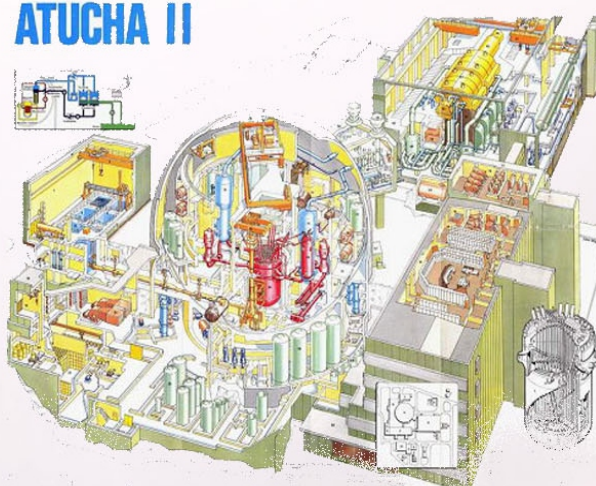
BOLETÍN ENERGÉTICO

33

1er. Semestre 2014
AÑO XVII N° 33



ATUCHA II



ISSN 1668-1525



Comisión Nacional
de Energía Atómica



Ministerio de
Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios

Dirección de la Publicación: Ing. Norberto Coppari

Coordinación Editorial: Ing. Santiago Jensen

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari

Lic. Cristina Delfino

Ing. Susana Gómez de Soler

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

Tel: 6772-7526/7869

Producción Editorial: Ing. Norberto Coppari

Srta. Mariela Iglesia

Comité Revisor: Ing. Amparo Biscarra

Ing. Valeria Cañadas

Ing. Santiago Jensen

Ing. Fernando Zirulnikow

Apoyo Técnico: Sr. Diego Coppari

Sr. Facundo Leuzzi

Sra. Mónica Nicolini

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina Delfino

Lic. Andrés Boselli

Impresión: Subgerencia Planificación Estratégica

CAC - CNEA

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

E-mail: sintesis_mem@cnea.gov.ar

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

ISSN 1668-1525

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



Contenido

Plan Energético 2014-2019

Energía Nuclear como Alternativa para la Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Ing. Santiago Jensen, Ing. Fernando Zirulnikow

- **Potencia Instalada**
 - Evolución de la Potencia Instalada
 - Histórico de Incorporación de Tecnologías
- **Generación de Energía Eléctrica**
 - Generación Nucleoeléctrica
- **Picos de Potencia**
- **Incorporaciones Previstas**
- **Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- **Evolución de los Precios**
- **Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles**
- **Demanda Eléctrica Regional: Gran Buenos Aires, Buenos Aires, Litoral, Noroeste y Noreste Argentino**
- **Noticias**

Editorial

En nuestro país, el 2014 es un año nuclear. Los primeros meses de 2014 han mostrado los frutos del esfuerzo y de las inversiones realizadas durante los últimos años en la actividad nuclear en nuestro país, pues se han concretado algunos hechos significativos.

El año comenzó con la construcción del prototipo del reactor CAREM, dejando así de ser un proyecto plasmado en papel para convertirse en una realidad. El 8 de febrero se realizó el primer hormigón del edificio que, a futuro, contendrá el reactor. Este es un hecho sumamente importante porque, para las distintas entidades internacionales, entre las que se encuentra el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), el hormigonado de la base donde estará instalado el recipiente de presión marca el momento en que comienza realmente la construcción de una central nuclear. Otro hito importante en esta obra ha sido la adjudicación de la construcción del recipiente de presión, ya que éste es considerado “el corazón del reactor”, y la pieza unitaria más importante por sus dimensiones. Después de muchos años de marchas y contramarchas, el reactor CAREM comienza a convertirse en una realidad, y será el orgullo de los argentinos, debido a un diseño innovador de origen nacional e intrínsecamente seguro.

Por otra parte, el 2014 trajo otra muy buena noticia, al completarse de manera exitosa las pruebas de presión y temperatura de la Central Nuclear Atucha II, Presidente Dr. Néstor Kirchner. Dichas pruebas son las últimas que se le realizan a un reactor antes de su puesta en

marcha nuclear, lo que significa que, luego de ellas, se retira toda el agua común del circuito primario, se seca, y se carga el agua pesada para continuar con la última etapa de la puesta en marcha.

Para terminar el primer semestre con buenas noticias, el 3 de junio se puso a crítico por primera vez la central nuclear Atucha II, Presidente Dr. Néstor Carlos Kirchner, la cual ha operado durante el resto del mes a modo de prueba. La puesta a crítico por primera vez es uno de los hitos importantes de la puesta en marcha de un reactor nuclear, debido a que es en esta instancia donde se produce la primera reacción nuclear en cadena de forma controlada, aunque en dicho momento la cantidad de vapor producida aún no es suficiente como para mover la turbina de generación.

Se espera que, cuando se hayan concluido las pruebas establecidas en el procedimiento de puesta en marcha –en julio– se comience a elevar la potencia en forma gradual, hasta que se conecte a la red eléctrica y empiece a entregar energía al Sistema Argentino de Interconexión.

La primera mitad de 2014 termina, además, con la aprobación del estudio de impacto ambiental que permitió el comienzo de las operaciones del módulo de prueba de la planta de enriquecimiento de uranio, ubicado en el complejo tecnológico Pilcaniyeu en la provincia de Río Negro. Así, nuestro país está nuevamente dentro del selecto grupo de naciones que cuentan con la tecnología de enriquecimiento.

De todas formas, las noticias mencionadas anteriormente no parecen ser las únicas que tendrá el sector nuclear argentino durante 2014, ya que se está definiendo la construcción de la cuarta central nuclear. Ésta se construirá bajo un acuerdo con China, en los próximos 8 años, en el predio donde están localizadas las centrales Atucha I y II.

Como se mencionó al comienzo, el 2014 ha sido hasta ahora un buen año para la actividad nuclear en nuestro país. Para el próximo semestre, se esperan aún mejores noticias.

Plan Energético 2014-2019

El ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Julio De Vido, presentó los diez objetivos del Plan Energético para los próximos años, en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires (UBA) en el marco de las “Primeras Jornadas en Energía, Desarrollo Soberano y Políticas Públicas”.

Al respecto, el ministro Julio De Vido aclaró que en 2002-2003, el país no contaba con seguridad energética, excepto en el sur de Santa Fe y Córdoba, más 300 kilómetros del sur de Buenos Aires. Para modificar eso, según palabras del ministro, se realizaron distintas obras como la línea Comahue-Cuyo, “que contribuyó a poner en valor toda la producción de energía de la provincia de Mendoza para la región de Cuyo y el norte del país”.

Además, el ministro enfatizó que “se hizo realidad la interconexión final eléctrica de 10 provincias. Antiguamente había 13 provincias interconectadas al sistema nacional y en la actualidad el número ascendió a 23”. Por su parte, Tierra del Fuego –la provincia restante– quedará interconectada en el curso del año que viene, con la construcción de un electroducto submarino de 220 kVA.

En el discurso, además, mencionó cómo se han tratado los problemas energéticos desde el ámbito de la distribución –el último tramo en donde todavía falta profundizar– para lo cual se están impulsando más de mil obras en las jurisdicciones de Edenor y Edesur. En ese sentido se ha avanzado en los últimos tiempos con el Programa de Convergencia Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico, que firmaron todas las provincias. Éste se basa en la necesidad de invertir en infraestructura de transporte y de distribución del Estado Nacional en las provincias. En ese sentido se han firmado los compromisos, a contraparte, para que las tarifas no se modifiquen durante 2014.

En cuanto a la distribución de gas natural, el ministro Julio De Vido mencionó la firma con la región de Saavedra para llevar gas, ya que el gasoducto General San Martín pasa a 100 km de dicho lugar. Las localidades cercanas –alrededor del 90% de la población– no tenían gas natural, a pesar de que el gasoducto pasaba por al lado del pueblo. Además, Tierra del Fuego quedará conectada gracias a dos gasoductos.

El ministro, por otra parte, recordó las obras energéticas terminadas y sus resultados, como la creación de ENARSA y la recuperación histórica de YPF por la Presidente de la Nación. Bolivia estará enviando 27 millones de metros cúbicos, lo que será un aporte concreto para la industria nacional”.

Con respecto a los biocombustibles, manifestó que Argentina entró en dicha etapa cuando Brasil ya llevaba muchos años en el tema. En materia de gas proveniente de Bolivia, gran parte del desarrollo metal mecánico e industrial de San Pablo se lo debe a las importaciones desde Bolivia. Argentina, por su parte, trae de Venezuela combustible crudo y exporta industria metal mecánica

Por otra parte, explicó la decisión de construir centrales térmicas de generación. Para hacer frente al crecimiento de la demanda resultante de la reactivación económica se construyeron, por vías del Estado, 2.400 MW para generación térmica de un total de 8.000 MW. Otros 1.600 MW que correspondieron al incremento de cota de la central de Yacyretá, a energías renovables y una pequeña porción invertida por las empresas privadas. El ministro reconoció también el momento en que se lanzó el plan de Energía Plus –consistente en acuerdos bilaterales entre las industrias y las generadoras– en el que trabajaron empresas privadas como ADIMRA, ENARSA y el grupo Albanesi. Algunos grupos tomaron el modelo y lo llevaron adelante sin condicionamiento tarifario. ENARSA, por su parte, construyó 2.400 MW.

El ministro, por otra parte, hizo hincapié en el cambio de la fuerza en la matriz energética. En este sentido, el Estado pasó de tener un 7% de presencia en la matriz energética en 2003 a ser

responsable del 45 % de la generación en la actualidad. El capital privado nacional, por su parte, subió del 13% al 30%, mientras que el capital extranjero se retrajo del 80% al 25%. También se destacó, a partir de la priorización de la participación de la industria nacional, el hecho de que actualmente las empresas constructoras son importantes generadoras de empleo, incorporando también nuevas tecnologías, lo que permitió consolidar también un empresariado nacional con capacidad para la ejecución de obras de gran envergadura a la altura de cualquier empresa internacional. En ese sentido, el ministro Julio De Vido se refirió particularmente a Atucha II, que actualmente tiene un 88% de integración nacional. “Cuando el gobierno se hizo cargo de Atucha II, la obra civil se encontraba casi terminada, pero afuera había una gran carpa llena de tierra, y ahí estaba el reactor. Quien lo había provisto 14 años atrás –Alemania– se había retirado del sector nuclear. Si no hubiera sido por la capacidad, la ingeniosidad y fundamentalmente la voluntad de las empresas argentinas de asociarse no se hubiese podido terminar Atucha II”. Se calcula que el 31 de mayo el núcleo de esta central va a entrar en estado crítico, lo cual resultará en el corto plazo –dos o tres meses más– en un incremento de 360 MW en la matriz energética argentina.

El ministro también agradeció al Congreso de la Nación, y a los diputados y senadores, ya que salió la ley de la Cámara de Diputados imponiendo a Atucha I el nombre de quien la inauguró y terminó, el Teniente General Juan Domingo Perón, y el nombre Presidente Dr. Néstor Carlos Kirchner a Atucha II, “que es el que realmente tuvo el coraje de terminarla”. Asimismo siempre enfatizó que los logros se dieron dentro de un modelo de inclusión social. “Nunca relegamos o dejamos de lado el proceso inclusivo. La continuidad del Plan Energético y de las políticas de planificación a largo plazo es el debate que hay que poner arriba de la mesa, y discutir a partir de ahora, tomando como base el hecho de que es inamovible el proyecto. El tema, entonces, está en dónde ponemos la energía. Es decir, si la usamos para exportar –y regalar– dejando a millones de personas sin trabajo y cerrando centenares de miles de empresas, o las utilizamos para desarrollar más a Argentina y generar, en la próxima década, seis millones de puestos de trabajo más”.

El ministro Julio De Vido, por último, mencionó los 10 objetivos del Plan Energético:

1 – Las hidroeléctricas Kirchner y Cepernic, de 1.140 MW y 600 MW.

2 – La hidroeléctrica Chihuido I, de 637 MW, cuya licitación se abrirá en los próximos días. El plan de diez hidroeléctricas presentado tanto en Rusia, como en China y Brasil, conjuntamente con Chihuido, contemplan 4.288 MW. Dentro de esas diez están también incluidas: Chihuido II, Potrero del Clavillo, Zanja del Tigre, Cordón del Plata, Río de llanura; Portezuelo del Viento y Collon Cura).

3 – La central 'Vuelta de Obligado'. Por primera vez una empresa asociada de ADIMRA tiene el 50% de una central, junto con General Electric. La condición era que fuera esta fuera de capital argentino y extranjero, dividido en porcentajes iguales.

4 – Las centrales Guillermo Brown y Belgrano II, de 850 MW cada una.

5 – La cuarta y la quinta central nuclear, que tendrían que estar finalizadas y no lo están debido al parate que sufrió el plan nuclear por casi 14 años, más las complicaciones con Atucha II. Además, el proyecto CAREM que se está llevando a cabo actualmente. El CAREM es el reactor nuclear de potencia argentino con uranio enriquecido. “Hay una maqueta de 25 MW que se va a traducir en una central de 125 MW, y estamos en la fase de estudios –muy avanzados– en la provincia de Formosa, con el objetivo de instalar una central ahí en el mediano plazo”.

6 – La represa binacional Panambí, de 1.150 MW, y Garabí de 1.048 MW, con la República Federativa de Brasil.

7 – El Plan de Transporte Eléctrico Federal II. Ahora es posible porque estamos completamente integrados con 500 kW. El último tramo de la línea de 500, el que llega a Río Gallegos, con una inversión de 7.000 millones de pesos.

8 – La apertura de ofertas del gasoducto del Noreste, también en Formosa y Salta. Próximamente se abrirán en Santa Fe –aproximadamente en un mes–, y Chaco –en 14 meses–.

9 – Se va a continuar avanzando con los combustibles, y propugnando un aumento en los cortes de nafta con bioetanol y gasoil con biodiesel al máximo posible.

10 – Desarrollar los recursos no convencionales que hay en el país, a costos nacionales y competitivos. Se trabajará también sobre el convencional. “Su puesta en valor posibilitará que Argentina abastezca con gas y combustible de producción nacional el 10% de toda la energía que consumimos. Hay planes concretos, hay cuencas específicas, y hay reservas posibles ya detectadas que van a cubrir el crecimiento de la demanda”.

Antes de finalizar, el ministro Julio De Vido explicó que Argentina posee la segunda reserva en gas y la cuarta en petróleo no convencional, con un horizonte de promedio al actual consumo de 200 años de reserva. YPF tiene el 40% de esos recursos y conduce el sector en el marco de iniciativa política de la actual Presidente. Además, aclaró que estas nuevas metas del plan energético requerirán un piso de 25 mil millones de dólares de inversión, tarea en la que está trabajando la Presidente.

Las últimas palabras del ministro en esta ocasión fueron:

“Estos 10 objetivos del Plan Energético de aquí en adelante serán nuestra plataforma para seguir construyendo una Argentina con todos ustedes, federal, inclusiva y desarrollada que se encuentre a la altura de los desafíos que impondrá el futuro y el pueblo argentino”

Energía Nuclear como Alternativa para la Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Santiago Jensen, Fernando Zirulnikow

Introducción

Entre los muchos problemas que enfrenta el mundo a comienzos del siglo XXI, el cambio climático sigue siendo uno de los principales. La posibilidad de cambio climático global acelerado, resultante de las crecientes emisiones antropogénicas de Gases de Efecto Invernadero (GEI), ha sido una preocupación importante en las últimas décadas. El aumento se debe principalmente, al quemado creciente de combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón) que son utilizados como fuente primaria para la producción de energía, principalmente para transporte, calefacción o generación de energía eléctrica.

En este contexto, a nivel mundial, se espera que la demanda de energía aumente drásticamente en el siglo XXI y en particular aún más la demanda de energía eléctrica. Ello se debe a su creciente participación en los usos energéticos, sobre todo en los países en desarrollo, donde el crecimiento demográfico es más rápido, y donde, además, alrededor de 1,6 mil millones de personas aún no tienen acceso a la electricidad.

Por este motivo, el consumo energético por habitante de los países en desarrollo resulta actualmente muy inferior al de los países desarrollados, pero la tendencia inevitable que se está dando por lo mejora en la calidad de vida de los habitantes de estos países, implicará un aumento en el consumo energético por habitante achicando la brecha con los otros países.

Por otra parte, de no realizar grandes esfuerzos para limitar las emisiones futuras de gases de efecto invernadero, especialmente desde el sector de suministro de energía, se podría desencadenar una "interferencia antropogénica peligrosa con el sistema climático".

Considerando que la producción masiva de electricidad mediante el uso de la tecnología nuclear no produce emisiones de GEI, ésta constituye una alternativa para contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, al mismo tiempo que ofrece seguridad de abastecimiento de energía eléctrica en la cantidad necesaria para el desarrollo socioeconómico global. Actualmente la energía nuclear es un importante contribuyente a las necesidades de electricidad del mundo, suministrando el 14% de la generación mundial.

Energía Nuclear: Una Tecnología de Bajo Carbono

En un mundo que posee una creciente concentración de GEI en la atmósfera, especialmente de dióxido de Carbono (CO₂), se debe incrementar la participación de las tecnologías que emiten pequeñas cantidades de gases de efecto invernadero por unidad energía generada. Las centrales nucleares producen electricidad prácticamente sin emisiones de GEI a lo largo de su vida útil y sólo muy bajas emisiones durante su ciclo de vida.

La evaluación del ciclo de vida (ECV) se define como la evaluación de todas las entradas y salidas como así también, de los impactos ambientales de un sistema de producción durante su vida útil. Esta visión incluye las instalaciones y los materiales utilizados para su construcción, materias primas y la disposición final o eliminación de los residuos de sustancias no deseables. Las ECV son consideradas un indicador aceptable de impacto ambiental, utilizado a nivel mundial para determinar las tecnologías que más contaminan.

A continuación se muestran los resultados de las ECV presentados en el documento "Climate Change and Nuclear Power 2013" del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), obtenidos a partir de una gran base de datos internacionales llamada Ecoinvent. Este documento, también muestra las conclusiones del estudio reciente realizado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de EE.UU, así como los resultados de una amplia selección de publicaciones científicas.

En las Figuras 1 y 2 se pueden observar los resultados de las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida para diversas tecnologías de generación de electricidad. Las mismas están representadas en dos gráficas debido a la diferencia en el orden de magnitud del eje vertical de las emisiones. Entre paréntesis, se encuentran cuantificados la cantidad de informes de ECV de cada tecnología y la cantidad de regiones geográficas a nivel mundial donde se llevaron a cabo dichos estudios.

En la figura 1 se muestran las tecnologías de mayor magnitud de emisiones y que incluso agregando Sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC) a tecnologías fósiles, estas emisiones siguen siendo elevadas (los valores presentados rondan los 200 g equivalentes de CO₂ por kWh generado para el carbón y los 150 g equivalentes de CO₂ para el gas natural).

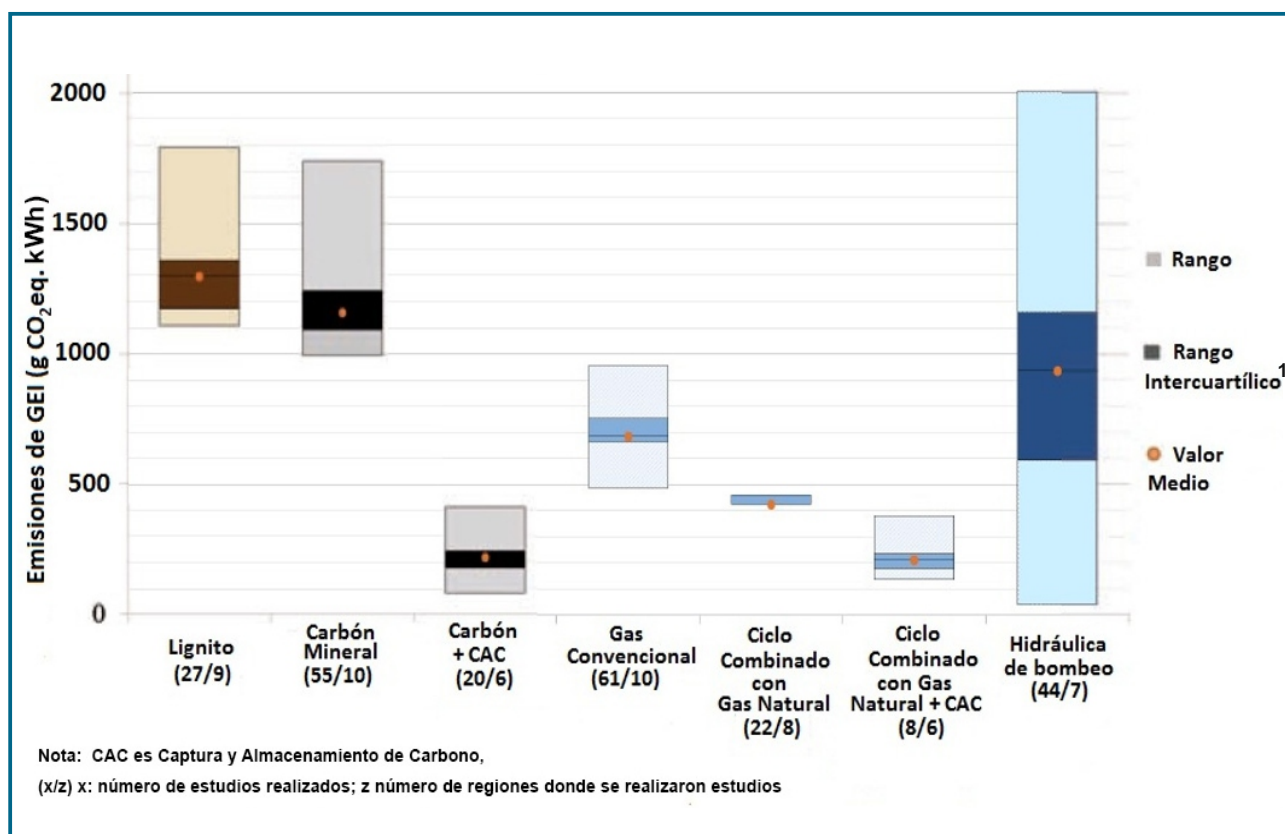


Figura 1: Emisiones de GEI de ECV de las tecnologías térmicas fósiles e Hidráulicas de Bombeo¹.

En la Figura 2 se muestran las tecnologías de menores emisiones y se puede apreciar que las tecnologías hidráulica y nuclear tienen claramente emisiones inferiores al resto del grupo, incluyendo a la eólica y la solar.

Como puede verse en la Figura 2, para las emisiones de GEI de la energía nuclear en reactores tipo PWR², el valor medio se estima en 14,9 g de CO₂ por kWh de electricidad generada, con un rango que oscila entre 13,5 y 19,8 g de CO₂ equivalentes por kWh. En el cálculo del ciclo de las emisiones de la energía nuclear se incluyeron todas las actividades del ciclo de combustible nuclear, que comprenden desde la minería del uranio hasta la gestión de combustibles gastados.

Si bien los CAC no se han implementado, hasta el momento, en una escala industrial, se consideran una opción viable en muchos estudios de mitigación de GEI. Sin embargo, las ECV indican que las emisiones por kWh de la generación térmica, aún utilizando esta tecnología, a menudo ascienden a valores muy superiores a los correspondientes a la generación de energía nuclear, o hidráulica.

¹ El rango intercuartílico es una estimación estadística de la dispersión de una distribución de datos. Mediante esta medida se eliminan los valores extremadamente alejados.

² PWR: Reactor de Agua Liviana a Presión del Inglés Pressurized Water Reactor

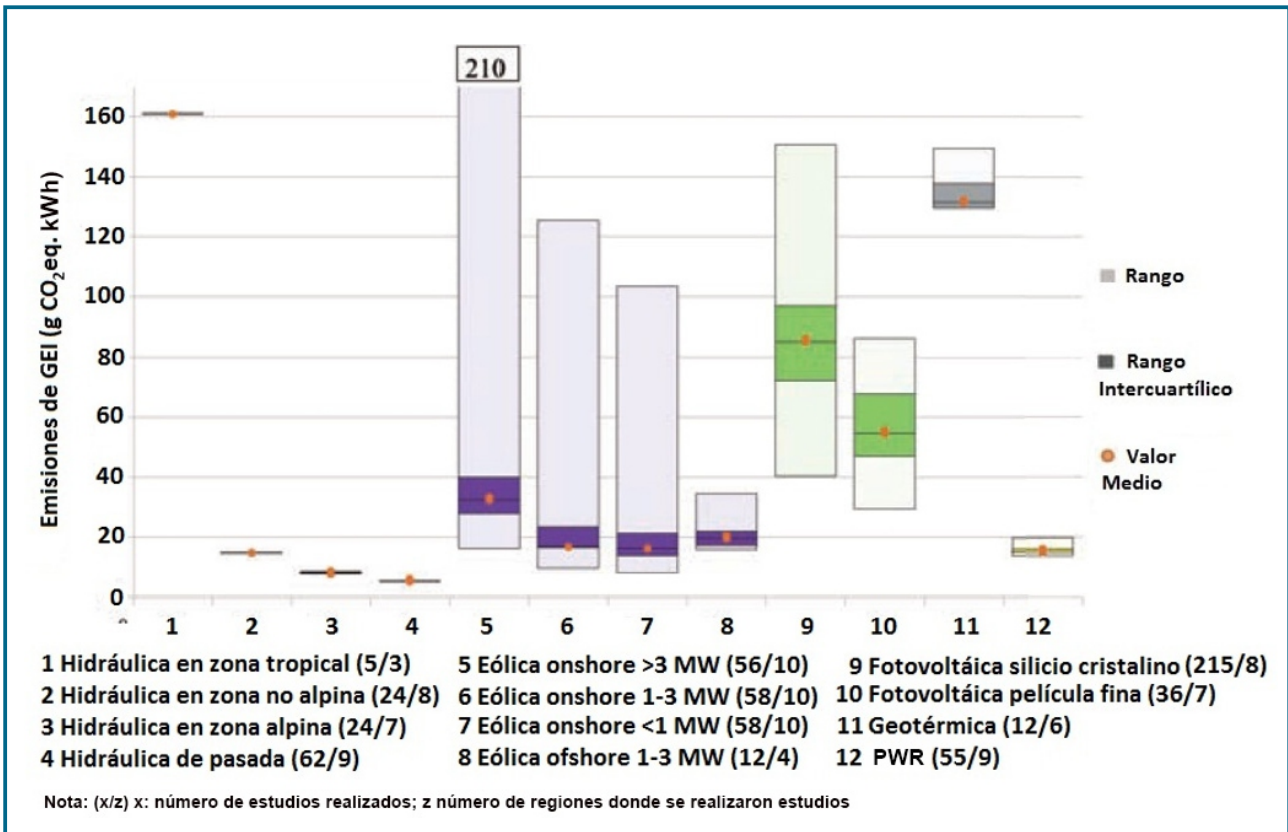


Figura 2: Emisiones de GEI de ECV de las tecnologías renovables y nucleares.

Los valores medios para la energía solar fotovoltaica, en comparación con la energía nuclear, se encuentran en un rango entre 4 y 6 veces superior.

Las centrales hidráulicas de embalse y pasada en zonas no tropicales, también tienen emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida comparables a la energía nuclear.

Existen expectativas que indican que la tecnología de generación nucleoelectrica pueda alcanzar en el futuro valores de emisiones de GEI incluso más bajos debido a nuevas mejoras en:

- Tecnologías de enriquecimiento de uranio: dejando atrás métodos electro-intensivos, como la difusión gaseosa, y utilizando nuevas tecnologías que requieren menos electricidad, como ultracentrifugación o láser.
- Mejoras en la fabricación de combustible, tales como mayor grado de quemado, reduciendo las emisiones por kWh asociados con el ciclo del combustible.
- Prolongación del tiempo de operación de las centrales nucleares desde 40 hasta 60 años, sumando a la reducción de emisiones por kWh las asociadas con la construcción y el desmantelamiento, dado que éstas se prorratean en más años de funcionamiento.

Sin duda, estas emisiones muy bajas de CO₂ y otros gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de la energía nuclear, la convierten en una opción tecnológica importante como estrategia energética frente al cambio climático para muchos países.

Si bien es responsabilidad de cada país decidir sobre la conformación de su canasta energética, contemplando factores tales como disponibilidad de recursos, políticas energéticas, desarrollo tecnológico, etc.; la generación nucleoelectrica resulta una opción tecnológica importante y su uso una decisión estratégica para la mitigación de GEI.

Contribución de la energía nuclear a evitar emisiones de GEI

En los últimos 40 años, las emisiones de CO₂ del sector de generación eléctrica mundial han aumentado sustancialmente, casi se han triplicado debido al crecimiento de la demanda de electricidad y a la alta dependencia de la generación con los combustibles fósiles.

Para mostrar la efectividad de cada fuente de energía no fósil para evitar las emisiones de GEI (en la producción de electricidad), en la Figura 3 se puede observar la evolución desde 1970 de las emisiones en toneladas equivalentes CO₂ del sector de generación eléctrica mundial y además las emisiones evitadas por la generación de otras fuentes bajas en emisión de carbono.

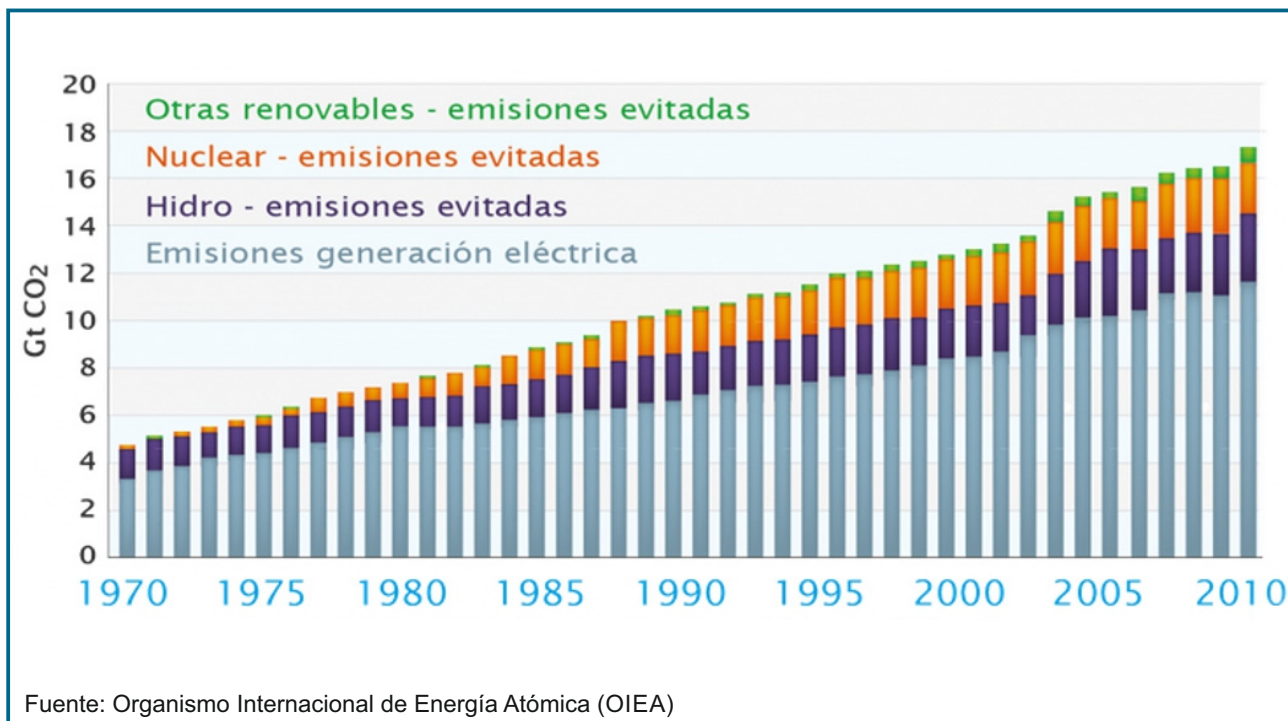


Figura 3: Evolución de las emisiones emitidas y evitadas por tecnologías no emisoras de GHG a nivel mundial. (basado en datos de la Agencia Internacional de Energía del OIEA)

Las **emisiones evitadas** se refieren a la cantidad de GEI que se hubieran vertido a la atmósfera si las tecnologías con baja emisión de carbono (hidráulicas, nuclear y otras renovables) no hubieran reemplazado a parte de la generación térmica fósil y considerando que en esas centrales hubieran quemado el mismo mix de combustible (carbón, petróleo y gas natural) que consumió el resto del parque de generación térmico para cada año determinado.

Es evidente que la cantidad de emisiones producidas por el sector eléctrico se incrementa año a año. Sin embargo, es importante destacar, el aporte que realizan las tecnologías hidráulica, nuclear y en menor medida otras renovables para reducir la cantidad de CO₂ emitido. En el año 2010, las emisiones totales del sector térmico fueron aproximadamente 12 Gton, y las emisiones evitadas en el sector eléctrico a nivel mundial han sido de 5,6 Gton en total (hidráulica 2,8 Gton, nuclear 2,2 Gton y otras renovables 0,6 Gton), lo que significa que de no existir estas fuentes de generación, las emisiones hubieran sido superiores en un 45%, siendo el sector nuclear participe del 41% del total evitado.

En el caso de otras renovables (solar, eólica, etc.) a pesar de las importantes instalaciones que poseen algunos países, la baja disponibilidad de estas fuentes hace que, a nivel de lo efectivamente generado y por lo tanto de las emisiones evitadas, su importancia sea menor.

En nuestro país se observa una tendencia similar a la del ámbito internacional, como se muestra en la Figura 4.

A pesar de que Argentina ha aumentado el uso de centrales térmicas fósiles para la generación de energía y este incremento se vio reflejado en las emisiones del sector eléctrico, la importante presencia de los parques de generación hidráulica y nuclear hace que nuestro país tenga en el sector eléctrico un perfil ambiental superior a la media mundial pero que puede ser aún mejorado manteniendo el porcentaje de generación hidráulica y aumentando en la participación de la generación nuclear.

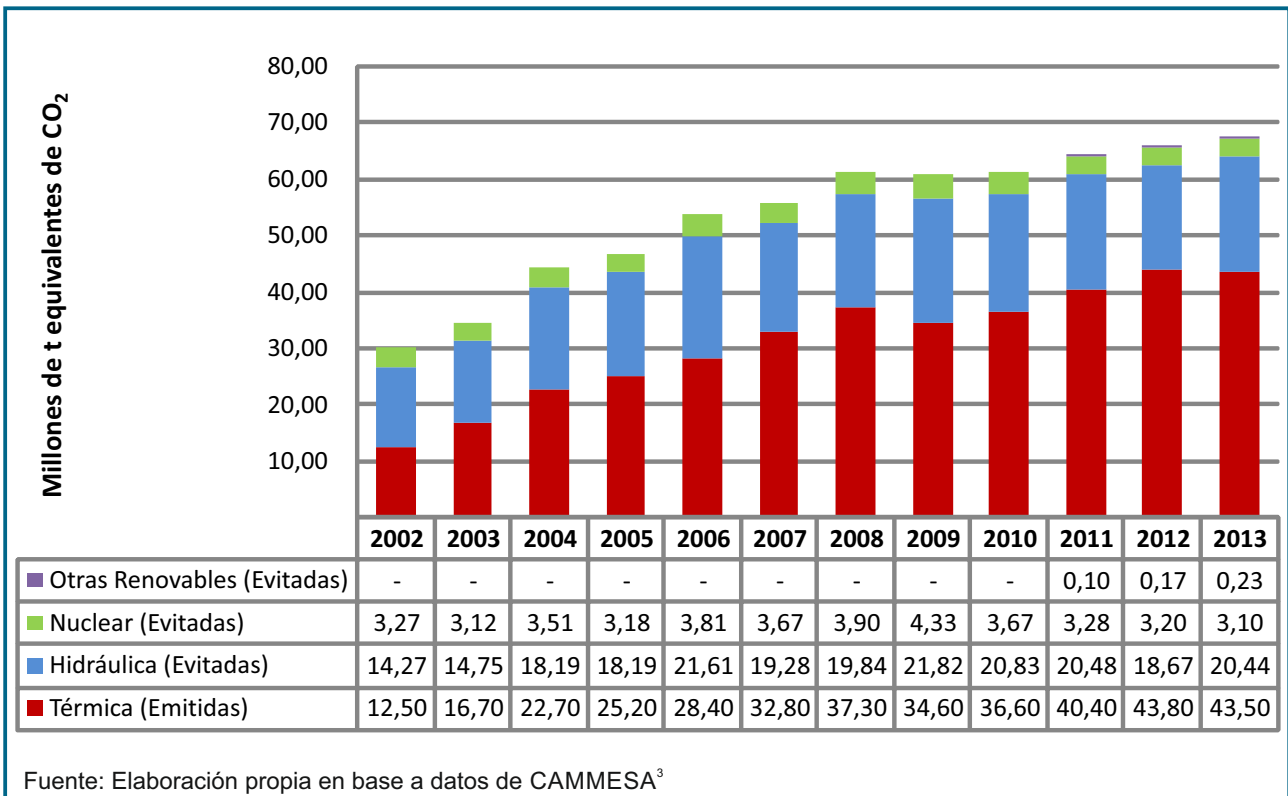


Figura 4: Emisiones producidas por las centrales térmicas convencionales y evitadas por el resto de las tecnologías de generación en Argentina.

Como se puede apreciar en la Figura 4 estas dos tecnologías de generación, han cumplido un rol fundamental en evitar emisiones de CO₂. Es un dato a destacar que de no existir estas dos fuentes de energía, las emisiones del sector eléctrico para el año 2013 hubieran sido un 55% superiores, enviando a la atmósfera 23,8 millones de toneladas de CO₂ más respecto de las 43,5 millones de toneladas actuales.

En los últimos años viene creciendo significativamente la incorporación de otras tecnologías renovables en la matriz eléctrica (especialmente eólica) pero, igual que en el resto del mundo, aún la generación eléctrica y por lo tanto las emisiones evitadas, es marginal respecto de las que evitan las tecnologías hidráulica y nuclear.

La importancia de profundizar los esfuerzos para la incorporación de otras fuentes de generación eléctrica, por parte de los países, es fundamental para combatir el cambio climático, pero se debe centrar el esfuerzo en aquellas más efectivas en evitar las emisiones que requieran menores inversiones por KWh generado.

En este sentido el estado argentino, a partir del año 2006, propuso la reactivación del plan nuclear, el cual incluye la incorporación de nuevas centrales nucleares a la matriz energética para año 2022, considerando la relevancia desde el punto de vista ambiental y la importancia del sector estratégico para el desarrollo industrial.

Proyecciones de expansión del sector nucleoelectrico argentino en el periodo 2013 -2022

En el año 2006, el poder ejecutivo nacional propuso, la reactivación de la actividad nuclear en la República Argentina y estableció un Plan Estratégico Nuclear Argentino, que incluye la reactivación del sector, básicamente desde el punto de vista energético, a través de la inserción en la matriz eléctrica de una mayor participación nuclear.

³ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

Este plan, además, se encuentra respaldado por la Ley Nacional 26.566, sancionada con fecha 25 de noviembre de 2009 y promulgada el 17 de diciembre del mismo año, la cual impulsa la actividad nucleoelectrica en el país.

En el Plan Estratégico Nuclear Argentino se prevé la instalación de centrales nucleares de tecnología y desarrollo Nacional, CAREM 25, la cuarta central nuclear argentina en uno o dos módulos que contemplan una alta participación nacional en su construcción y la realización de obras de extensión de vida y repotenciación de la Central nuclear Embalse.

Este es el plan de expansión del sector nucleoelectrico nacional y las proyecciones de potencia instalada y generación se especifican a continuación.

- En el año 2013 ingresan 5 MW producto de mejoras en Central Nuclear Atucha I.
- En el año 2014 entra en operación la Central Nuclear Atucha II y sale de servicio la Central Nuclear Embalse (CNE) por tareas de extensión de vida y repotenciación. Estos trabajos se estima que durarán entre 18 y 24 meses.
- Entre los años 2016 y 2020 la incorporación del reactor CAREM 25 y la finalización de las tareas de extensión de vida de la CNE.
- En el año 2020 ingresa el reactor CAREM Formosa y el primer módulo de la cuarta central nuclear.
- El año 2022 se proyecta el ingreso del primer reactor de tecnología PWR en el país.

La incorporación de esta capacidad nuclear al sistema eléctrico nacional permitirá reducir la emisión de GEI en varias decenas de millones de toneladas equivalentes de CO₂ por año. Los datos mostrados en este documento pusieron en evidencia el potencial de reducción de emisiones de GEI que tiene la generación nucleoelectrica.

Capacidad de reducción de emisiones de GEI del sector nuclear argentino

La realización del plan nuclear argentino hasta el año 2022, además de impulsar el desarrollo de la industria, abastecer la demanda y diversificar la matriz energética representará una importante medida estratégica para reducir la cantidad de emisiones liberadas a la atmósfera.

Es importante destacar que la cantidad de emisiones evitadas por el sector nuclear está íntimamente ligada al tipo de tecnología que se esté sustituyendo (ciclos combinados, turbina de gas, turbina de vapor o motores diesel, etc.) y al tipo de combustible que se utilice en ellas para la generación de electricidad.

Esto se debe, en primer lugar, a que las distintas tecnologías de generación fósil difieren ampliamente en la eficiencia térmica, es decir, en el aprovechamiento del calor, producido por el quemado de los combustibles fósiles, que es transformado en energía eléctrica y en segundo lugar porque los combustibles líquidos producen mayor cantidad de CO₂ por unidad de calor generado, es decir, tienen un factor de emisión superior.

En la tabla que se muestra a continuación, se observa la cantidad anual de emisiones de GEI que podrían producir algunas de las tecnologías de generación fósiles (Ciclos Combinados (CC), Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG) y turbomotores diesel (Diesel)), si reemplazasen a la generación del sector nuclear argentino durante el periodo 2010-2022. Este análisis se realizó considerando que se concreta el plan nuclear argentino en las fechas previstas como se mostró anteriormente.

Se puede observar que, dependiendo de la tecnología que se escoja, el ahorro en emisiones puede ser de entre 57 y 150 millones de toneladas hasta el año 2022 y que el combustible utilizado es un factor muy importante a tener en cuenta respecto de las emisiones.

Cabe aclarar que el objetivo de analizar las emisiones de algunas tecnologías con diferentes combustibles se debe a que en Argentina, durante el invierno, existen restricciones al uso del gas para la generación eléctrica y en consecuencia las centrales térmicas durante estos periodos deben reemplazar este combustible por combustibles líquidos como Gas Oil y Fuel Oil.

Los combustibles líquidos alternativos (Gas Oil y Fuel Oil) sustituyen al gas natural en los ciclos combinados y las turbinas de vapor pero estos combustibles producen una mayor cantidad de emisiones por unidad de energía generada.

Año	CC (Gas) ⁴	CC (Gas+ GO)	TG (Gas)	TG (Gas + GO)	TV (Gas)	TV (Gas + FO)	Diesel (Gas)	Diesel (GO)	TV (Carbón)
2010	2,69	2,79	4,14	4,40	4,84	5,42	5,80	6,21	7,05
2011	2,38	2,48	3,68	3,90	4,29	4,81	5,15	5,51	6,26
2012	2,39	2,48	3,68	3,91	4,29	4,81	5,15	5,51	6,26
2013	2,32	2,41	3,59	3,81	4,18	4,69	5,02	5,37	6,10
2014	2,79	2,90	4,30	4,57	5,02	5,63	6,02	6,45	7,32
2015	3,25	3,38	5,02	5,32	5,85	6,56	7,02	7,52	8,54
2016	4,25	4,42	6,56	6,97	7,66	8,59	9,19	9,84	11,17
2017	5,26	5,46	8,11	8,61	9,46	10,61	11,36	12,16	13,80
2018	5,33	5,54	8,23	8,73	9,60	10,76	11,52	12,33	13,99
2019	4,27	4,43	6,59	6,99	7,68	8,61	9,22	9,87	11,20
2020	6,91	7,18	10,66	11,32	12,44	13,95	14,93	15,98	18,14
2021	7,98	8,28	12,30	13,06	14,36	16,09	17,23	18,44	20,93
2022	7,98	8,28	12,30	13,06	14,36	16,09	17,23	18,44	20,93
Total	57,80	60,02	89,17	94,64	104,03	116,61	124,84	33,61	151,70

Tabla 1: Proyección de emisiones evitadas por tecnología y mix de combustibles⁴.

También, es importante destacar que, por cuestiones de disponibilidad de combustible, se considera que el uso de estos combustibles líquidos en las centrales argentinas es de 90 días al año. Esto, representa que, como máximo, el 25% de la generación anual puede ser realizada con este tipo de combustibles. Es por ello, que los cálculos de emisiones evitadas de la tabla anterior para las tecnologías con combustibles alternativos, se realizaron utilizando la proporción que marca el límite máximo establecido.

Si bien estas comparaciones son una buena aproximación de la cantidad de emisiones evitadas por el sector nuclear, una aproximación más exacta del potencial de reducción de emisiones, se puede obtener si se conocen las estimaciones de expansión del parque de generación térmica fósil y los volúmenes de combustibles que se esperan que sean consumidos por estas tecnologías en el futuro. Es por ello que, a partir de la modelación del Sistema Eléctrico-Gasífero Argentino en el periodo 2010-2030 realizada por la subgerencia de Planificación Estratégica de la CNEA, se estimó la expansión del sistema eléctrico nacional (que incluyen al parque térmico y nuclear) y en función de estos resultados la cantidad de emisiones evitadas por la tecnología nuclear, como se explica a continuación.

Proyecciones de emisiones evitadas por el sector nuclear Argentino. Periodo 2010 - 2022.

Durante el año 2013, la subgerencia de Planificación Estratégica de la CNEA representó el Sistema Eléctrico-Gasífero Argentino utilizando el modelo MESSAGE⁵.

En dicho trabajo se consideró como un horizonte de estudio al año 2030 y diferentes escenarios con el objetivo de evaluar la evolución del "mix" de abastecimiento eléctrico y en particular la posible inserción de la nucleoelectricidad en el horizonte estipulado.

En este trabajo, se establecieron los lineamientos fundamentales de dos escenarios de demanda alternativos (Alta y Moderada) según como se espera que esos sectores demanden energéticos y dos escenarios de oferta de hidrocarburos (Base y Alternativo).

En el caso de la demanda, el escenario Alta, consiste en una descripción posible de cómo evolucionaría el sistema energético en el futuro, en ausencia de nuevas políticas energéticas que

⁴ Entre paréntesis se especifica el mix de combustibles que quema cada una de las tecnologías. Cuando utilizan combustible dual la proporción de líquidos que consume la central se considera que representa un 25% del consumo total.

⁵ MESSAGE Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental impacts provisto por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

implementen cambios estructurales en la demanda de energía, y considerando solamente las que actualmente están en curso o ya fueron previstas.

En cambio el escenario Moderado incorpora los efectos esperados de una política tendiente a promover la sustentabilidad y eficiencia en la asignación y uso de los recursos energéticos disponibles en el periodo analizado. En él se proponen metas y políticas de uso eficiente de la energía (UEE).

En cuanto a la evolución de la oferta de energía, por cada escenario de demanda, se modelaron un escenario Base y otro Alternativo de oferta de hidrocarburos. En el escenario alternativo se proyectó que habrá una mayor disponibilidad de gas natural en general, y por ende una mejor disponibilidad de este combustible para las usinas térmicas generando una menor utilización de combustibles líquidos.

Los siguientes cuatro escenarios resultan de la combinación de los escenarios de oferta y demanda:

- Alta demanda – Básico en oferta de hidrocarburos (A-B)
- Alta en demanda – Alternativo en oferta de hidrocarburos (A-A)
- Moderado en demanda – Básico en oferta de hidrocarburos (M-B)
- Moderado en demanda – Alternativo en oferta de hidrocarburos (M-A)

Cabe aclarar que en los cuatro escenarios se consideró que el plan de expansión del sector nucleoelectrico argentino, previamente explicado, se cumple en su totalidad para las fechas indicadas en todos los escenarios.

Como resultado del estudio, se observó que el primero de los escenarios (A-B), presentó la mayor participación de la generación térmica dentro de la matriz energética con un mayor uso de combustibles líquidos causantes de mayor cantidad de emisiones. En contraposición, se obtuvo que el escenario Moderado Alternativo (M-A) presentó menor utilización de combustibles líquidos en favor de gas natural y a su vez disminución en la demanda eléctrica total generando menor cantidad de emisiones.

Estas diferencias también se hicieron notorias en la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía generada por las centrales térmicas fósiles en los diferentes escenarios.

En función de estas proyecciones de corto plazo presentadas se calculó el potencial de emisiones evitadas del sector de generación nuclear argentino hasta el año 2022, multiplicando la generación nucleoelectrica esperada para cada año por el factor de emisión (t equivalentes de CO₂/MWh generado) de las centrales térmicas que utilizan Gas Natural, Carbón, Fuel Oil y Gas Oil.

A continuación se pueden ver en la Figura 5 las proyecciones de las emisiones evitadas por el sector nucleoelectrico argentino para los escenarios de máxima (Escenario A-B) y de mínima (Escenario M-A) respecto de las emisiones.

Las estimaciones de las emisiones evitadas por el sector nucleoelectrico, según estas proyecciones, varían de acuerdo al mix de combustibles fósiles utilizados y al año 2022 contabilizan entre 11,0 y 13,1 millones de toneladas de CO₂.

La variación anual en las proyecciones también depende de los ingresos y salidas de las centrales nucleares argentinas, actualmente en operación, para realizar trabajos de extensión de vida y repotenciación y por la instalación de nuevas centrales nucleares. Se recuerda que las adiciones y egresos de potencia nuclear son idénticos para todos los escenarios contemplados.

Se puede observar que en el escenario M-A, a partir del año 2015, comienzan a hacerse presentes las políticas implementadas de eficiencia energética y aumentos en la producción de gas dando como resultado una diferencia de 5,6 toneladas evitadas hasta el año 2022.

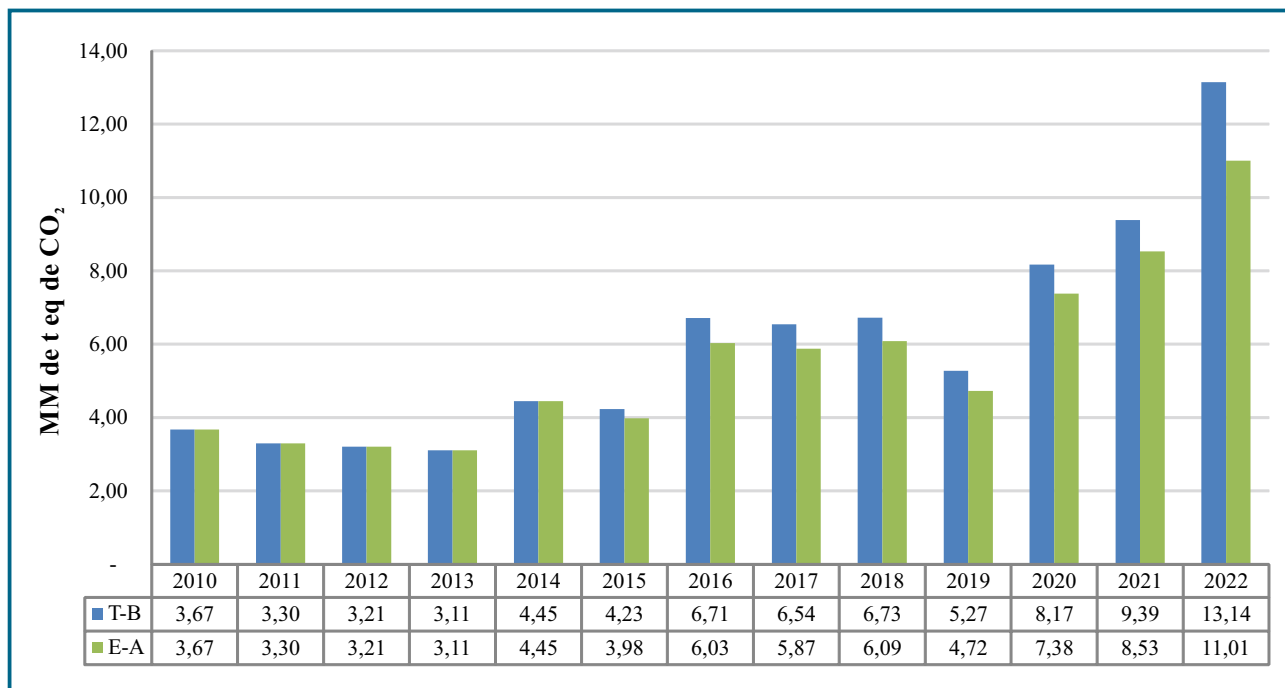


Figura 5: Proyecciones de las emisiones evitadas por la generación nucleoelectrica para el periodo 2010-2022.

Conclusión

A partir de los datos mostrados en este documento, se pudo apreciar que en la producción de energía eléctrica la tecnología nuclear es la que produce menos cantidad de emisiones de GEI por unidad de energía, comparado con otras tecnologías como térmicas fósiles, eólicas o solar fotovoltaicas por citar algunos ejemplos y que son la mejor alternativa para combatir el calentamiento global.

En los últimos 40 años, la generación nucleoelectrica, al reemplazar la generación de las centrales térmicas convencionales, se transformó en una importante alternativa para la producción de electricidad evitando la emisión de cantidades significativas de gases de efecto invernadero en nuestro país y en todo el mundo. A nivel mundial, la cantidad de emisiones evitadas mediante el uso de generación nuclear equivale a 60 billones de t de CO₂, hasta el año 2010.

Según las proyecciones de expansión de la generación nuclear argentina, realizadas por la Subgerencia de Planificación Estratégica de la Comisión Nacional de Energía Atómica, se establece que desde el año 2014 hasta el año 2022 un desarrollo nuclear argentino con una fuerte penetración en la matriz energética de origen nuclear podría evitar la emisión de 58 millones de toneladas equivalentes de CO₂ de GEI.

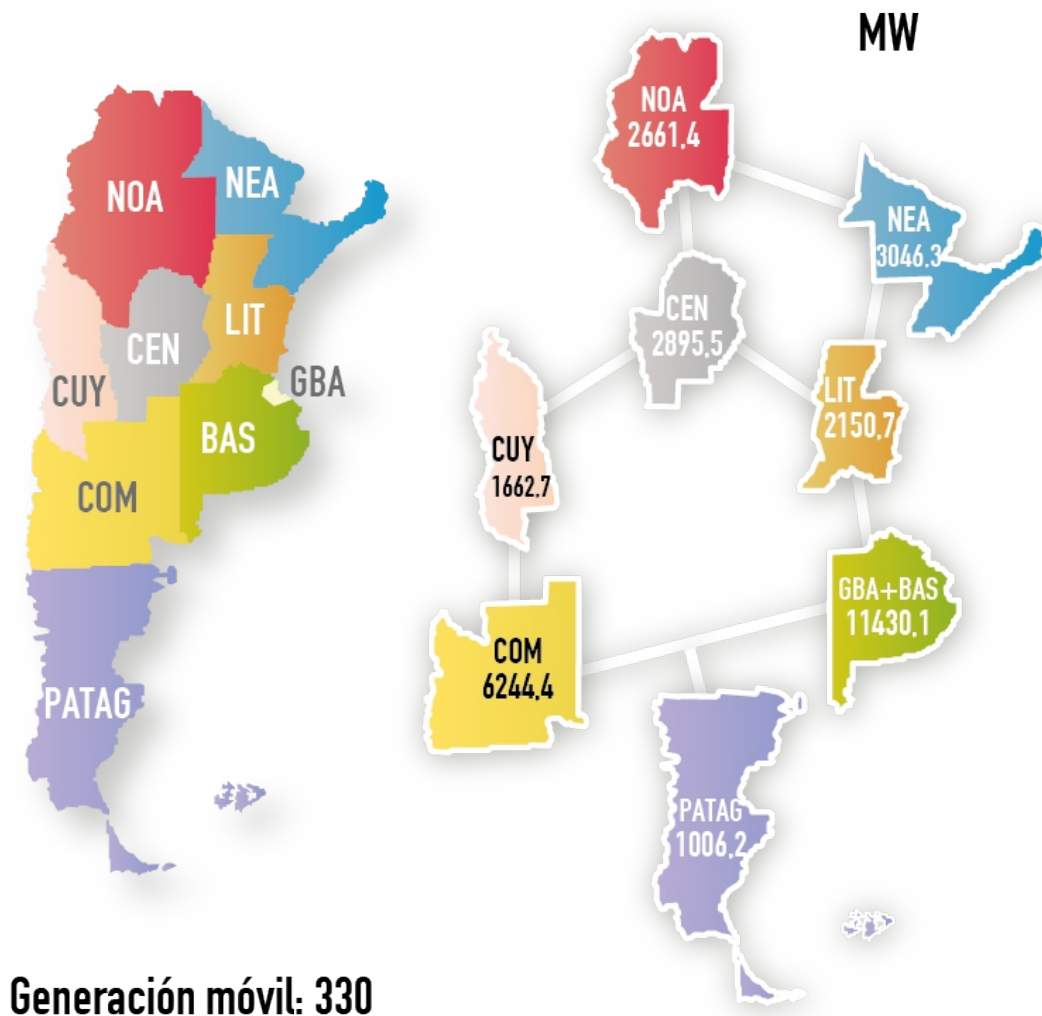
Dada la evidencia que presenta este documento, la generación nucleoelectrica no puede dejar de ser tomada en cuenta como una de las principales fuentes de energía que permiten combatir la emisión de GEI y en consecuencia el calentamiento global. Por este motivo es que debería ser tenida en cuenta en las políticas públicas que estén involucradas con esta temática.

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 las vinculaciones existentes entre ellas, junto a la potencia instalada en MW, a junio de 2014.



La potencia bruta total instalada, al 30 de junio de 2014, es de 31.427,1 MW. La generación móvil es aquella que no tiene una región predeterminada, sino que se desplaza según los requerimientos de la demanda.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en cinco tipos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC), Hidráulico (HID), Solar (FT) y Eólica (EO). Los térmicos a combustible fósil, a su vez se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos, de acuerdo con el tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV) en ciclo Rankine (utiliza la energía del vapor de agua), Turbina de Gas (TG) en ciclo Joule-Brayton, (utiliza la energía contenida en los gases provenientes en la combustión), turbina de gas en Ciclo Combinado (CC), en ciclos Rankine + Joule-Brayton, (combinación de los tipos anteriores, donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y utilizarlo en una turbina de vapor) y los Motores Diesel (MD), ciclo Otto. El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

La tabla siguiente expone la potencia instalada, en MW, al 30 de junio de 2014 clasificada por región y tipo de equipo.

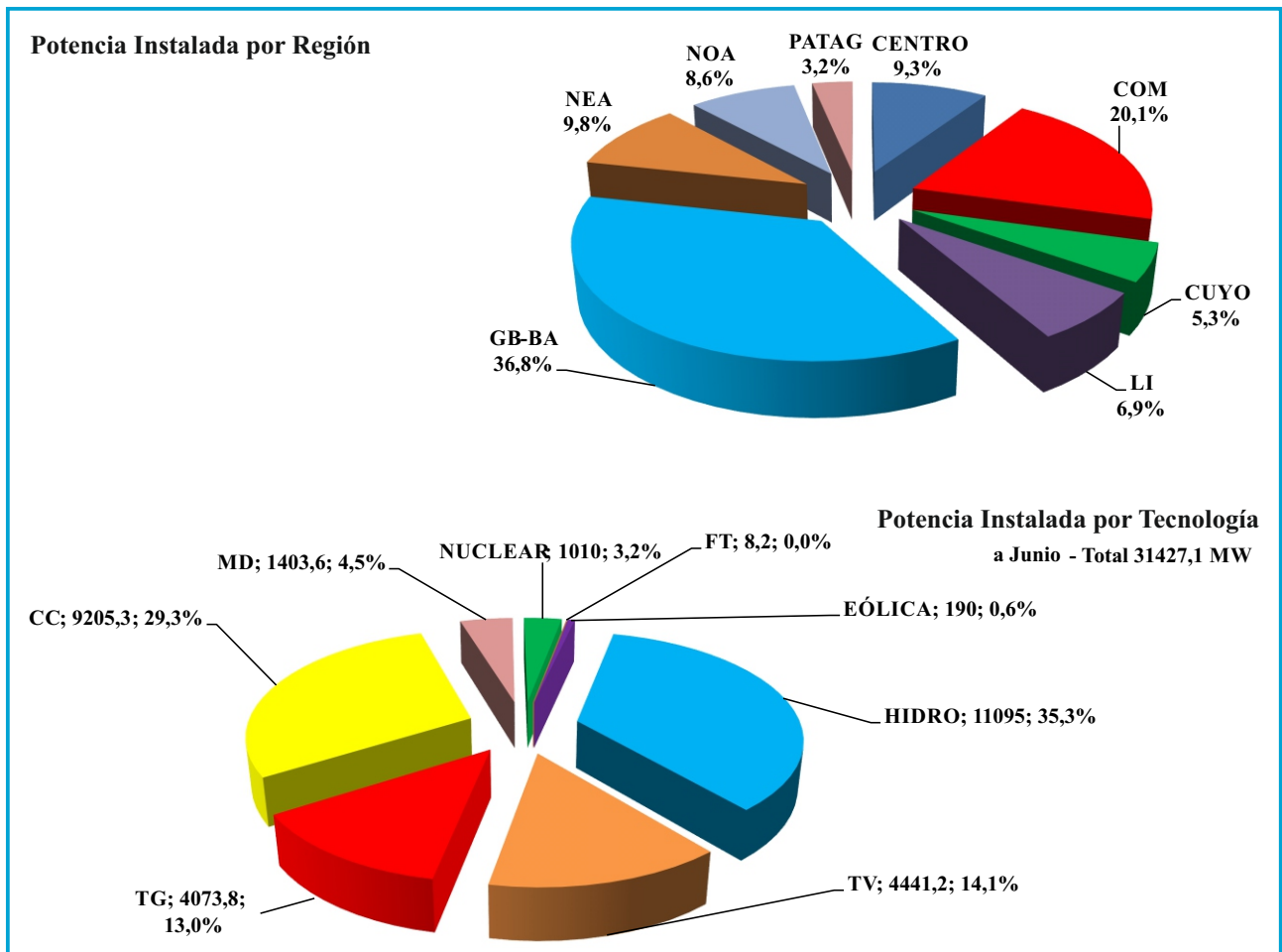
Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	FT	EO	HID	Total
CUYO	120,0	89,6	374,2		583,8		8,2		1.070,7	1.662,7
COMAHUE		207,9	1.282,5	73,3	1.563,7				4.680,7	6.244,4
NOA	301,0	1.001,0	829,2	262,6	2.393,8			50,4	217,2	2.661,4
CENTRO	200,0	510,8	547,3	71,8	1.329,9	648,0			917,6	2.895,5
GBA -LIT-BA	3.620,2	2.045,5	5.984,0	423,6	12.273,3	362,0		0,3	945,0	13.580,6
NEA		59,0		242,3	301,3				2.745,0	3.046,3
PAT		160,0	188,1		348,1			139,3	518,8	1.006,2
Generación móvil				330,0	330,0					330,0
SIN Total	4.441,2	4.073,8	9.205,3	1.403,6	19.123,9	1.010,0	8,2	190,0	11.095,0	31.427,1
Porcentaje					60,85	3,21	0,03	0,60	35,30	

En el primer semestre de 2014 se incorporaron al SADI 25,2 MW. Las principales diferencias con respecto a diciembre de 2013 son:

En la región del NOA

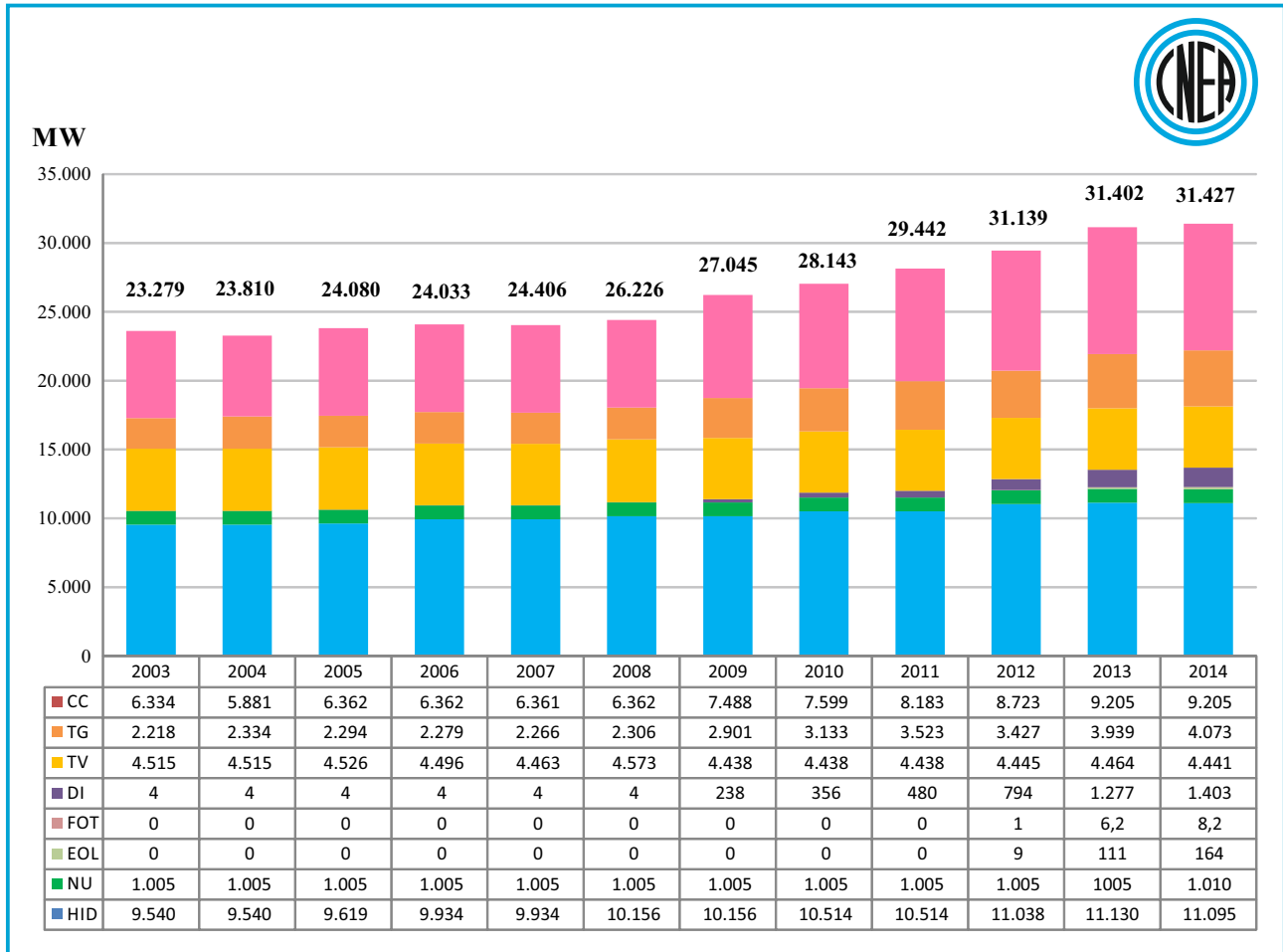
- Se produjo la habilitación de operación comercial del Parque Eólico Arauco II de 25,2 MW.

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



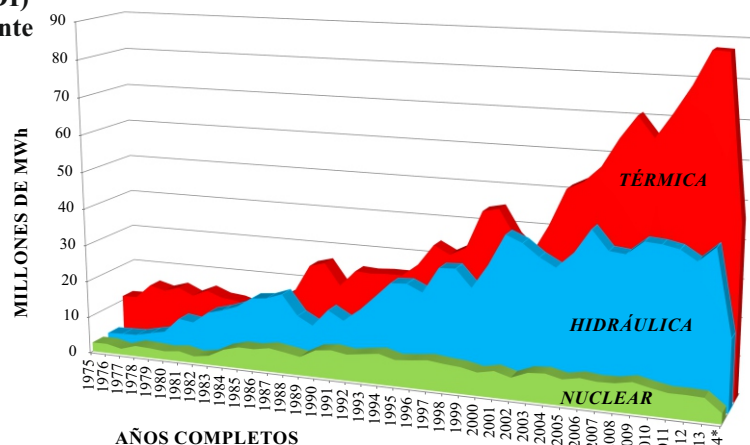
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer su demanda de energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas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

Evolución de la Incorporación de la Potencia Instalada por Tecnologías



Generación de Energía Eléctrica

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



*Nota: Información hasta junio de 2014.

La generación de Otras renovables, como ser la eólica y la fotovoltaica, que comenzó a partir del año 2011 con un valor de 13.100 MWh y creció a 456.800 MWh para el año 2013, por la magnitud no es visible en el gráfico.

Boletín Energético N° 33

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

Año	Térmica MWh	%	Hidráulica MWh	%	Nuclear MWh	%	REN MWh	%	Total MWh
1990	20.256.772	46,89	15.659.886	36,25	7.280.198	16,85			43.196.856
1991	24.668.702	54,02	13.228.842	28,97	7.771.236	17,02			45.668.780
1992	24.397.817	50,92	16.432.090	34,30	7.080.633	14,78			47.910.540
1993	24.688.600	46,69	20.497.800	38,76	7.694.151	14,55			52.880.551
1994	24.674.300	42,86	24.659.700	42,84	8.234.953	14,30			57.568.953
1995	27.969.200	46,66	24.902.500	41,55	7.066.739	11,79			59.938.439
1996	33.618.300	52,52	22.933.300	35,83	7.459.308	11,65			64.010.908
1997	31.418.700	45,37	29.863.500	43,13	7.960.599	1,50			69.242.799
1998	33.651.400	47,26	30.100.700	42,27	7.452.828	10,47			71.204.928
1999	43.685.900	57,35	25.382.500	33,32	7.105.976	9,33			76.174.376
2000	44.611.900	53,98	31.863.200	38,55	6.177.090	7,47			82.652.190
2001	37.601.700	44,38	40.057.500	47,28	7.058.638	8,33			84.717.838
2002	33.629.400	43,28	38.259.800	49,23	5.820.814	7,49			77.710.014
2003	41.334.200	49,26	35.014.100	41,73	7.566.289	9,02			83.914.589
2004	51.060.700	55,74	32.674.000	35,67	7.868.603	8,59			91.603.303
2005	53.280.500	55,02	36.699.700	37,90	6.857.026	7,08			96.837.226
2006	57.400.800	53,00	43.212.600	39,90	7.690.909	7,10			108.304.309
2007	64.785.200	58,85	38.080.700	34,59	7.217.228	6,56			110.083.128
2008	70.734.000	61,13	37.622.300	32,51	7.360.388	6,36			115.716.688
2009	65.360.400	56,97	41.211.700	35,9	8.161.669	7,11			114.733.769
2010	71.819.800	59,92	40.874.400	34,10	7.170.885	5,98			119.865.085
2011	78.876.400	62,98	39.977.700	31,92	6.370.904	5,09	13.100		125.238.104
2012	87.538.100	66,54	37.307.200	28,36	6.361.168	4,84	350.100	0,27	131.556.568
2013	87.362.400	64,58	41.234.800	30,48	6.206.899	4,58	456.800	0,33	135.260.899
2014*	45.737.800	67,57	18.912.000	27,94	2.776.938	4,10	260.010	0,38	67.686.748
Total	1.416.117.343	54,95	927.506.634	35,99	232.118.546	9,01	1.080.010	0,04	2.576.822.533

*Los valores corresponden al primer semestre de 2014.

Generación Nucleoelectrica

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

AÑO	CENTRAL NUCLEAR ATUCHA I	CENTRAL NUCLEAR EMBALSE	CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA II	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNE	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I-CNE	CNA I- CNE FACTOR DE DISPONIBILIDAD TOTAL EN EL SADI
	%	%	%	MWh	MWh	MWh	MWh	%
1990	59,75	95,69		1.868.571		5.411.627	7.280.198	82,92
1991	92,58	89,37		2.895.226		4.876.010	7.771.236	90,51
1992	75,96	84,24		2.382.000		4.698.633	7.080.633	81,30
1993	81,86	90,43		2.560.205		5.133.946	7.694.151	87,39
1994	86,03	97,68		2.690.435		5.544.518	8.234.953	93,54
1995	91,08	74,32		2.848.210		4.218.529	7.066.739	80,27
1996	69,78	92,60		2.188.238		5.271.070	7.459.308	84,50
1997	92,74	89,14		2.900.396		5.060.203	7.960.599	90,42
1998	80,95	86,72		2.531.503		4.921.325	7.452.828	84,67
1999	47,65	99,07		1.490.158		5.615.818	7.105.976	80,81
2000	57,00	77,21		1.787.473		4.389.617	6.177.090	70,03
2001	48,66	97,56		1.521.612		5.537.026	7.058.638	80,19
2002	34,44	83,92		1.077.094		4.743.720	5.820.814	66,34
2003	68,82	95,42		2.152.220		5.414.069	7.566.289	85,97
2004	92,58	87,33		2.903.329		4.965.274	7.868.603	89,19
2005	68,19	83,39		2.132.622		4.724.404	6.857.026	77,99
2006	71,34	96,37		2.231.018		5.459.891	7.690.909	87,48
2007	92,47	76,21		2.891.410		4.325.818	7.217.228	81,99
2008	84,13	82,96		2.638.118		4.722.270	7.360.388	83,38
2009	81,68	98,82		2.554.541		5.607.128	8.161.669	92,73
2010	94,64	68,55		2.959.589		4.211.296	7.170.885	81,45
2011	79,30	68,55		2.479.958		3.890.946	6.370.904	72,37
2012	83,76	65,84		2.647.423		3.747.738	6.395.161	72,25
2013	82,43	69,14		2.613.969		3.592.930	6.206.899	73,90
2014*	99,30	79,60	1,00	1.561.481	898	1.214.559	2.776.938	84,95

*Los valores corresponden al primer semestre de 2014.

Nota: desde el año 2010 la Central Nuclear Embalse ha reducido su capacidad a fines de realizar tareas de preparación para la extensión de su vida útil.

Picos de Potencia



Durante el primer semestre de 2014, se registraron nuevos picos de potencia superior, siendo el último pico de potencia el registrado el día 20 de enero, con un valor de 24.034 MW.

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

Lunes 20-01-2014 hora: 15:05

Generación Nuclear	876
Generación Térmica	13.714
Generación Hidráulica	8.992
Generación Total	23.582
Importación de Paraguay	15
Importación de Brasil	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	437
Exportación a Uruguay	0
Demanda total SADI	24.034
Reserva rotante (RPF + RRSF + PRO)	1.000

Temperatura promedio GBA + Litoral

35,7 °C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En arranque	Total
TV	0	0	0
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	64	2	66
Total	64	2	66

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	79	0	757	684	1.520
TG	32	190	879	542	1.643
CC	0	808	436	642	1.158
Total	111	270	2.072	1.868	4.321

Generación Hidráulica

F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
C.H. NIHUIL	40	C. NIHUIL	170
		C. AGUA DE TORO	75
		C. YACYRETÁ	35
		C. SALTO GRANDE	135
Total	40	Total	515

Generación Nuclear Limitada o Indisponible [MW]

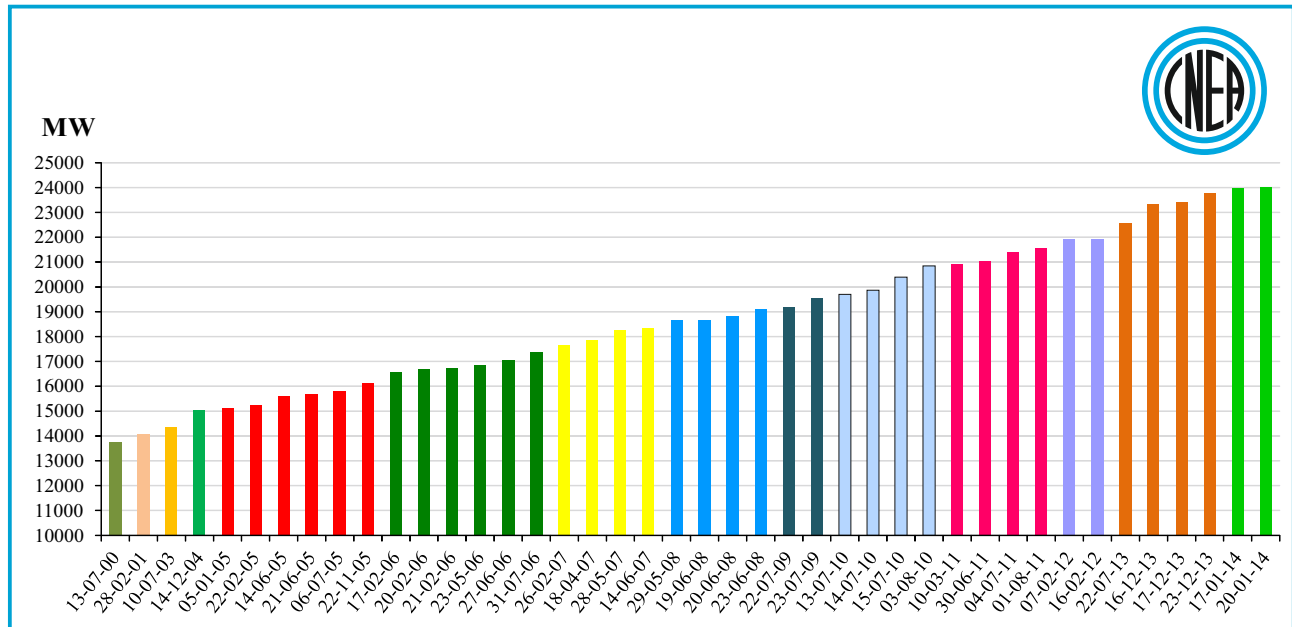
C.N. EMBALSE	119
Total	119

F/S Fuera de Servicio por problemas técnicos

E/S Mantenimiento programado en máquinas en Servicio

Registro Histórico de Picos de Potencia

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



Incorporaciones Previstas

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

- Vuelta de Obligado: ingresos previstos de 2 turbinas de gas de 270 MW cada una, ingresando una a fines de junio y otra a mediados de julio con baja disponibilidad (70 MW).
- Central Nuclear Atucha II se estima su entrada a mediados de julio 2014 a menor potencia.

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.

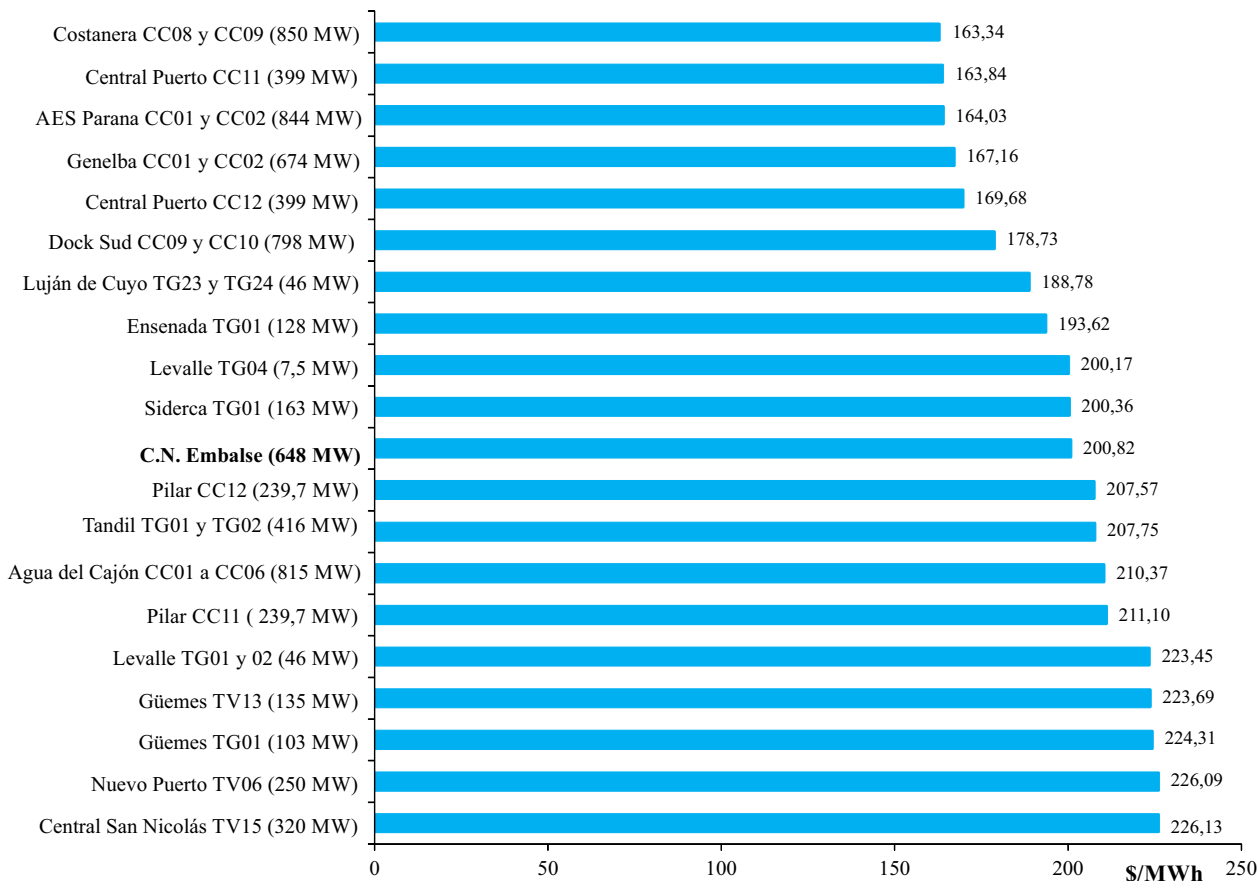
La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta la operatoria del sistema, tanto en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los 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, sólo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem "sobrecostos transitorios de despacho" es un prorrateo de este sobrecosto entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio monómico.

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

**Orden de Despacho Térmico
Junio 2014**



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

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

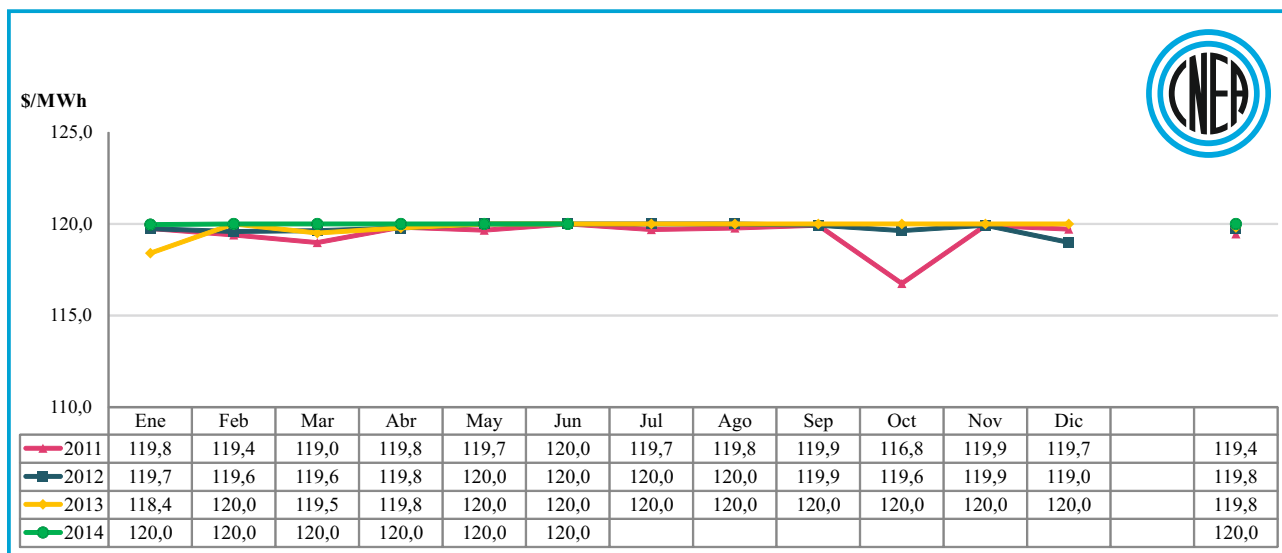
El valor utilizado para el despacho incluye el costo del combustible más los de operación y mantenimiento.

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

Evolución de los Precios



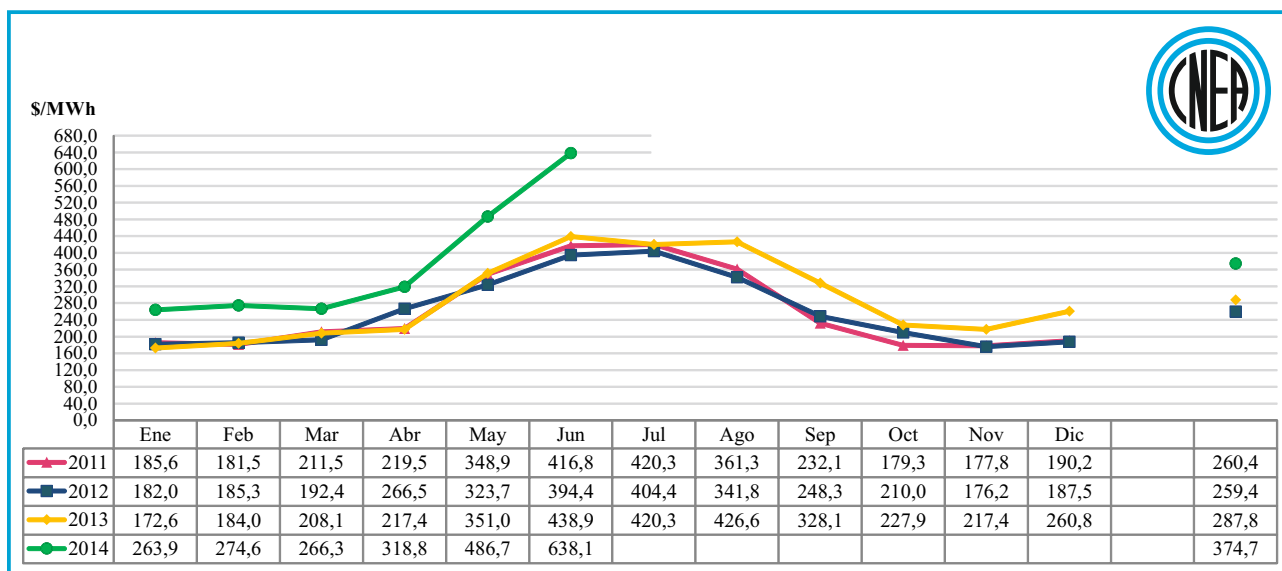
Se indica a continuación la evolución del precio en pesos de la energía en el mercado spot durante los últimos cuatro años.



Precio de la energía en el MEM para el período 2011 – 2014

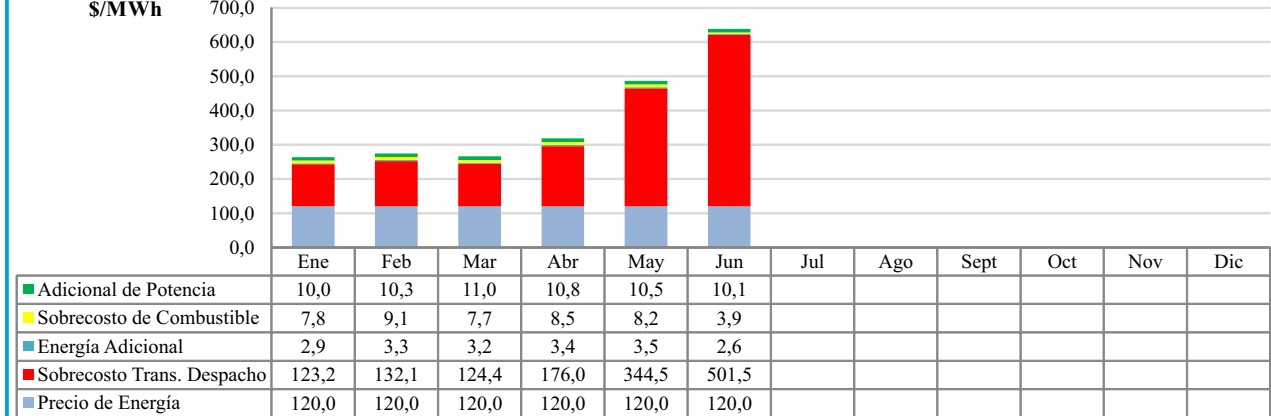
Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos de los informes mensuales de CAMMESA.

A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde 2011 hasta 2014.



Precio Monómico en el MEM para el período 2011 – 2014

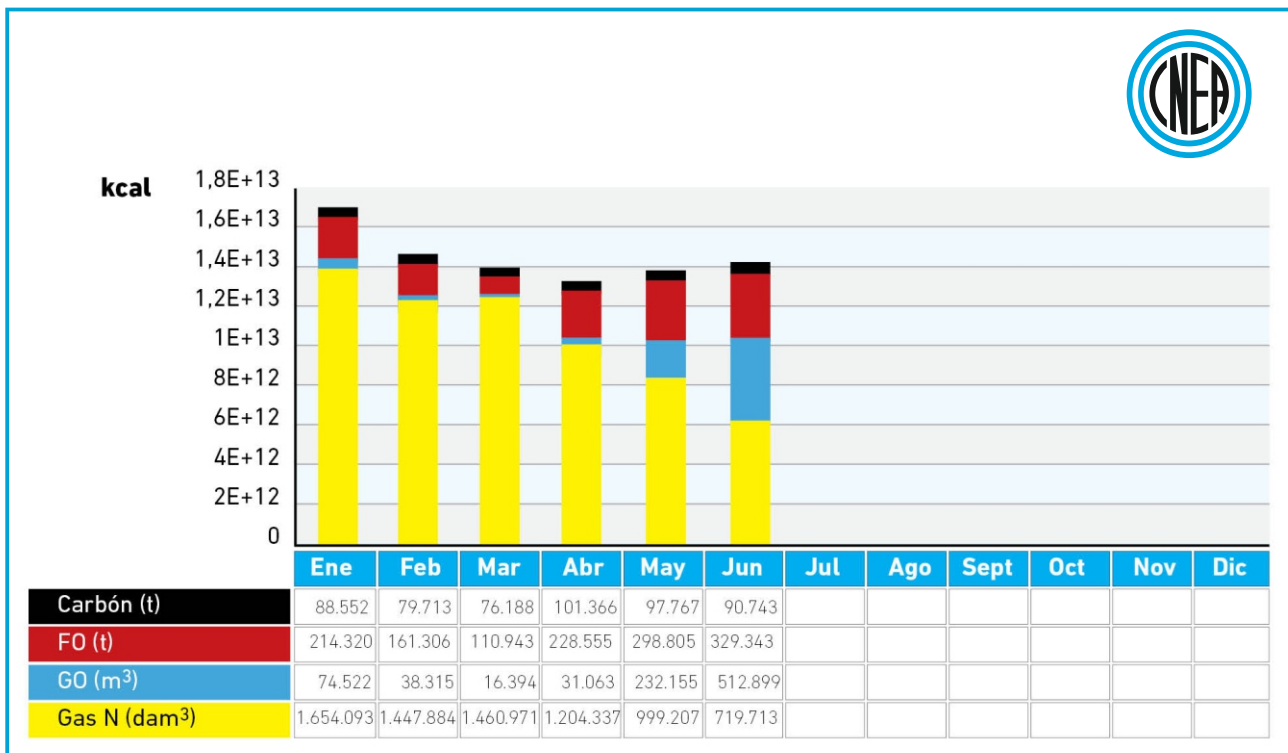
Al precio de la energía de mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA. A continuación se muestran los ítems y el valor alcanzado en cada caso.



Composición del Precio Monómico. 1^{er} semestre año2014

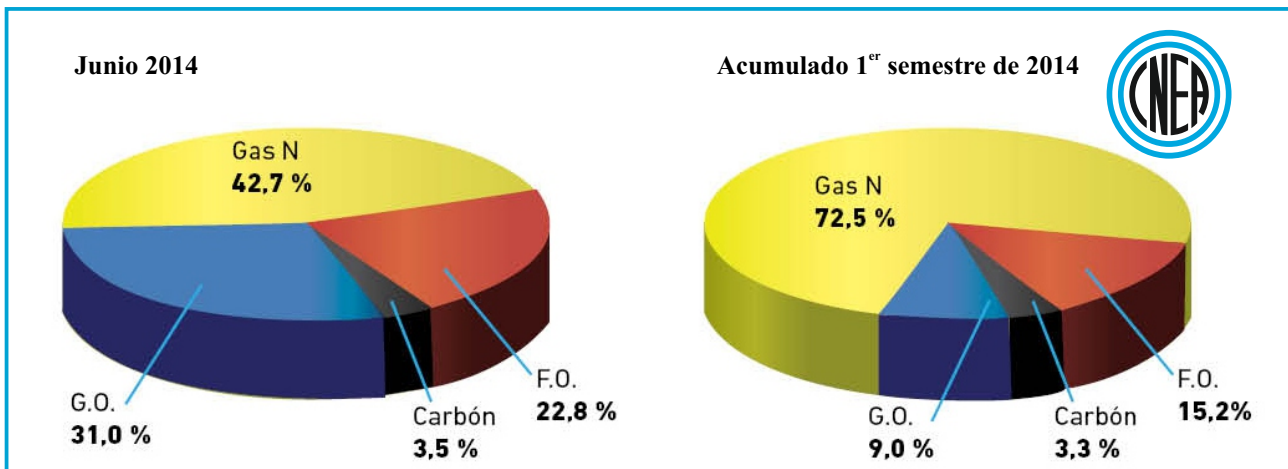
Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante el primer semestre del año 2014. En el gráfico se utilizan unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra el consumo en unidades físicas.



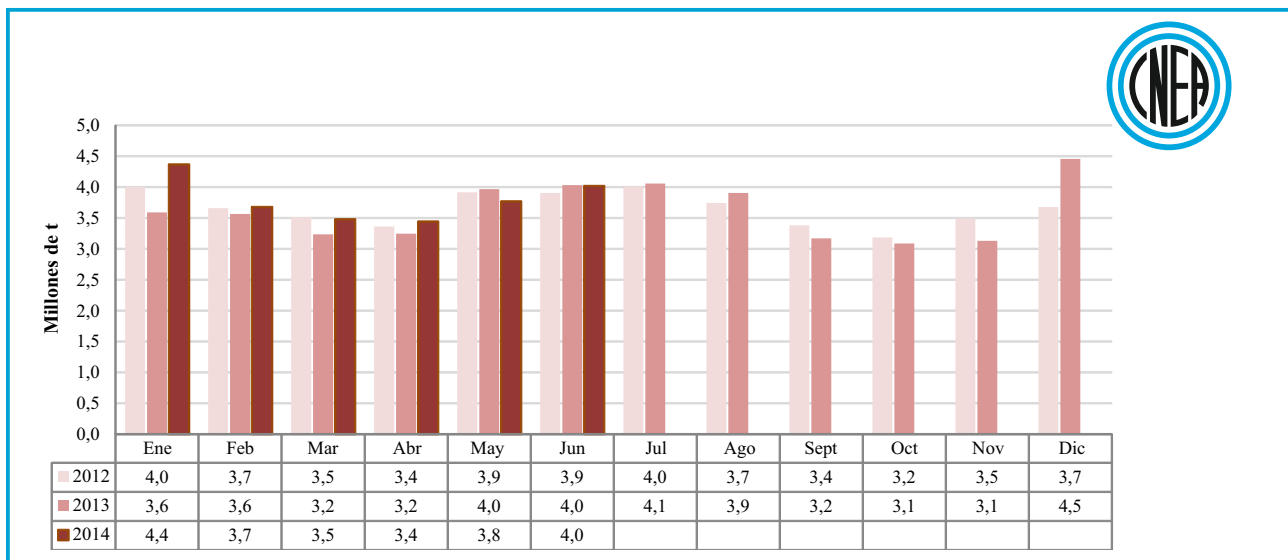
Consumo de combustibles en el MEM. 1^{er} semestre 2014

En los siguientes dos gráficos se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en junio del año 2014 y el promedio del primer semestre de 2014, en unidades equivalentes (energía) respectivamente.



Consumo de Combustibles Fósiles

En el gráfico que sigue se pueden observar 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 2012 a junio de 2014.

Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Demanda Eléctrica Regional

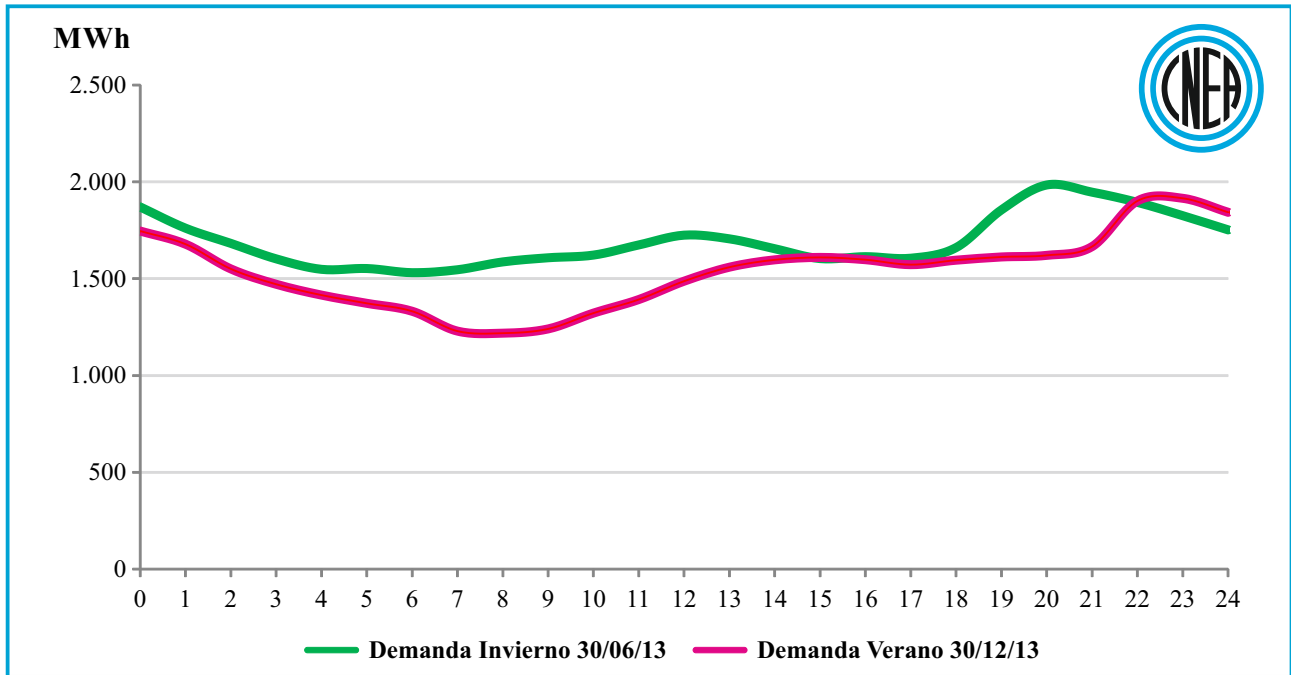
Esta sección presenta datos relevantes de la demanda regional con datos del informe eléctrico 2012 de la Secretaría de Energía, población del Censo 2010, y de líneas de transmisión de ADEERA y CAMMESA.

Región Gran Buenos Aires-Buenos Aires

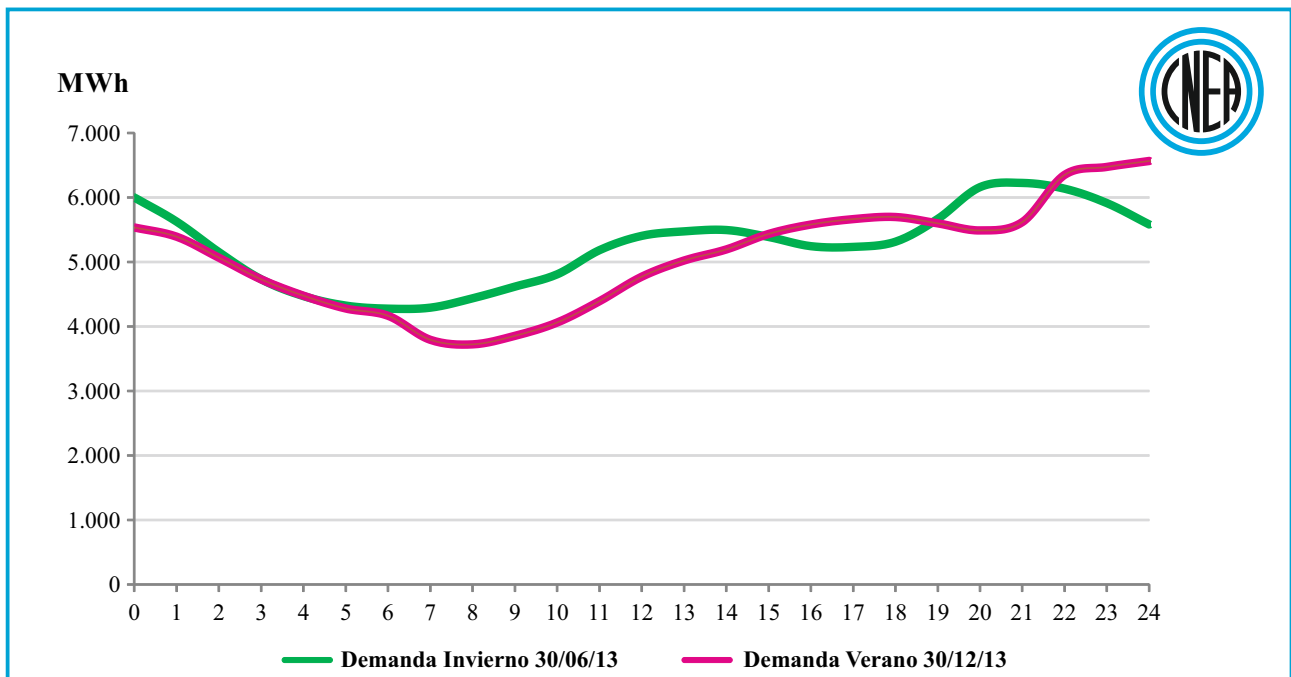
La región de Gran Buenos Aires-Buenos Aires está integrada por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C.A.B.A) y la provincia de Buenos Aires. Según el Censo 2010, la región posee del orden 18.485.510 habitantes (47,0% de la población total de Argentina), distribuidos en 307.773 km² (11,1% del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2012 se consumieron 54.122.838 MWh, lo que representa un 51,1% del total del país.

Demanda de Buenos Aires

A continuación se muestra la demanda de Buenos Aires durante un típico de verano e invierno.



Demanda Eléctrica de Buenos Aires



Demanda Eléctrica de Gran Buenos Aires

Como puede observarse, para ambas figuras, la demanda comienza a aumentar a partir de la hora en donde la población arranca su jornada laboral y tiene un pico a la hora en que la misma regresa a sus hogares.

Potencia Instalada Gran Buenos Aires-Buenos Aires

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NU) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región Gran Buenos Aires-Buenos Aires es de 11.430,1 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	Ref.	TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA INSTALADA (MW)
				Principal	Alternativo	
CT COSTANERA SA	EX CENTRAL BUENOS AIRES	1	CG	GN	GO	216,0
		2	CV			105,0
	COSTANERA	3	CG	GN	GO	528,8
	COSTANERA	4	CV			322,4
	COSTANERA	5	TV	GN	FO	1.131,0
CT PUERTO SA	PUERTO NUEVO	6	TV	GN	FO	589,0
	NUEVO PUERTO- CC	7	CV			1.188,0
	NUEVO PUERTO- CC	8	CG	GN	GO	515,0
	NUEVO PUERTO	9	TV	GN	FO	420,0
TENARIS SIDERCA CETE II		11	TG	GN		163,2
SAN NICOLÁS		12	TV	GN	FO	650,0
SAN NICOLÁS		13	TG	GN		24,0
PARANÁ		14	CV			525,9
PARANÁ		15	CG	GN	GO	319,3
MAR DE AJO		16	TG	GN	GO	30,0
MAR DEL PLATA (9 DE JULIO)		17	TG	GN	GO	99,0
MAR DEL PLATA (9 DE JULIO)		18	TG			77,9
NECOCHEA		19	TV	GN	FO	204,0
PEHUAJO		20	DI	GO		18,9
VILLA GESELL		21	TG	GN	GO	125,0
COOP. VILLA GESELL		21	DI	GO		3,0
CENTRAL DIQUE S.A.	DIQUE		TG	GN	GO	55,0
CENTRAL DOCK SUD	DOCK SUD		TG	GN	GO	869,5

EMPRESA	CENTRAL	Ref.	TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		(MW)
				Principal	Alternativo	
CENTRAL PIEDRA-BUENA S.A.	BAHIA BLANCA		TV	GN	FO	620,0
ECOENERGÍA	ECOENERG CERRI		TV	GN	FO	13,2
EDEA GENERAC.	SAN CLEM. TUYÚ		DI	GO		14,0
ENARSA	ALMIRANTE BROWN		DI	GO		25,0
	LAS ARMAS		TG	GN	GO	33,7
	ARRECIFES ENARS		DI	GO		20,0
	BRIGADIER LÓPEZ		TG	GN	GO	280,0
	BRAGADO		TG	GN	GO	50,0
	CERES ENARSA		DI	GO		18,0
	COLÓN BSAS		DI	GO		15,0
	CAPITÁN SARMIEN		DI	GO		5,0
	ENSE. BARRAGÁN		TG	GN	GO	567,0
	JUNÍN		DI	GO		19,6
	LINCOLN		DI	GO		15,0
	LOBOS ENARSA		DI	GO		15,7
	LA PLATA		DI	GO		40,4
	MAGDALENA		DI	GO		25,0
	MATHEU		TG	GN	GO	40,0
	MIRAMAR I ENARS		DI	GO		20,0
	OLAVARR DELIVER		TG	GN	GO	38,8
	PINAMAR		TG	GN	GO	20,5
	REALICO		DI	GO		24,0
	REM ESCAL ENARS		DI	GO		25,0
	SALTO BSAS		DI	GO		22,5
	S.MARTIN N ENAR		DI	GO		5,1
	SAN MIGUEL NORTE III		DI	GO		11,5
VILLEGASENARSA		DI	GO		23,5	
ENDESA COSTANERA SA	BUENOS AIRES		CC	GN	GO	321,6
GENELBA - PETROBRAS	C.T. GENELBA		TG,CC	GN	GO	838,2
LA PLATA COGENERACIÓN SA	CO. ENSENADA		TG	GN	GO	128,0
SIDERCA SA(EX ARGENERGEN.PAR)	CO. ARGENER		TG	GN	GO	163,3
TERMOELÉCTRICA M.BELGRANO S.A.	GRAL BELGRANO		CC	GN	GO	847,6
TOTAL ÁREA						11.067,8

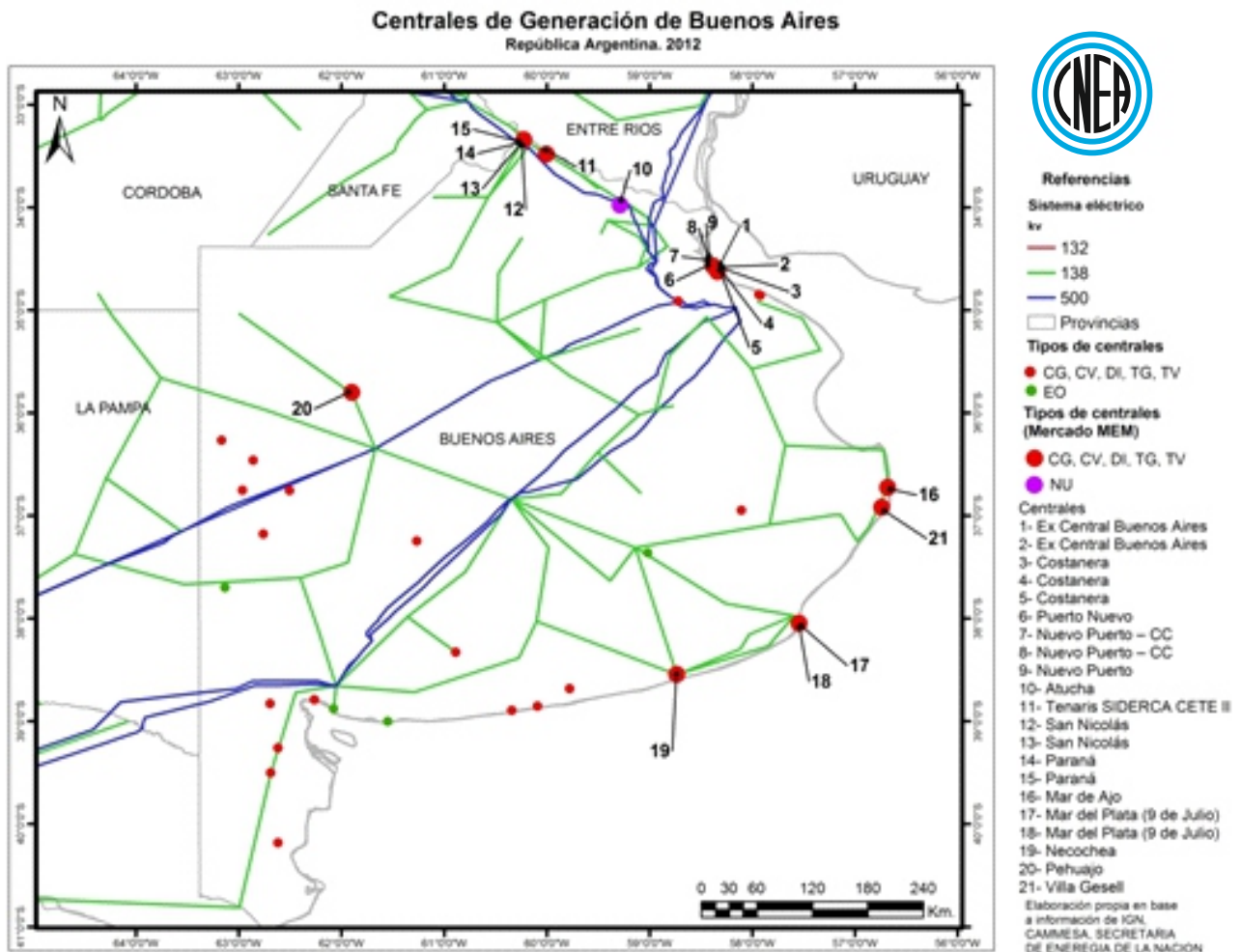
Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMMESA

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
SEA ENERGY PARQUE EÓLICO	NECOCHEA EÓLICO	EO	0,3

Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMMESA

EMPRESA	CENTRAL	REF.	TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE	POTENCIA INSTALADA (MW)
NA-SA	ATUCHAI	10	PHWR	Uranio levemente enriquecido	362

Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMMESA



Transporte del Polo Energético de la Región y Distribución

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

Las distribuidoras que atienden en la región son las que se encuentran listadas en la tabla a continuación con sus correspondientes kilómetros de tendido eléctrico en los diferentes niveles de tensión.

EMPRESA	AREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EDESUR	3.309	16.007	7.373	1.146
EDENOR	4.367	25.123	10.468	1.279
EDELAP	5.780	5.492	2.985	268
EDEN	109.141	7.268	10.238	328
EDES	76.259	3.065	2.822	0
EDEA	105.438	5.145	6.739	56

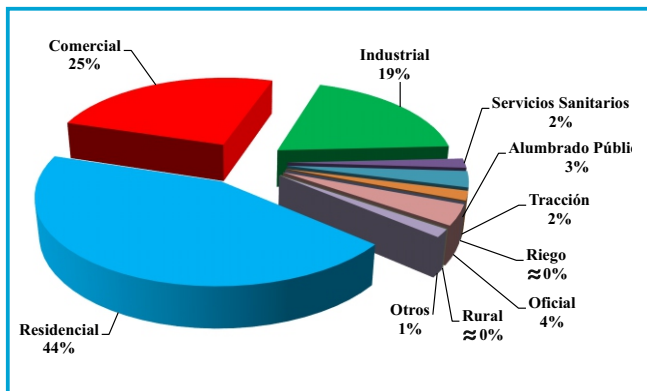
Fuente: Datos característicos 2013. ADEERA

Consumo Eléctrico

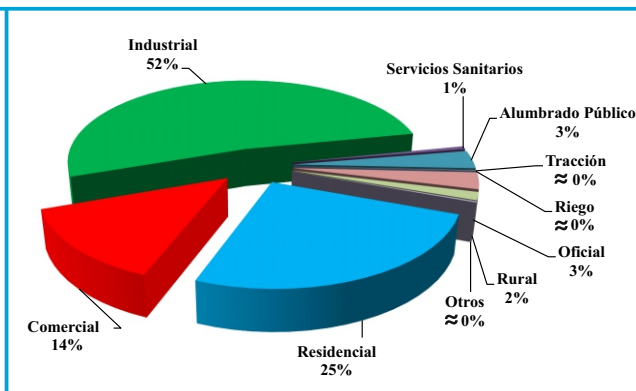
El consumo de Gran Buenos Aires en el año 2012 fue de 34.747.885 MWh, que corresponde a un 64,2% del consumo de la región, mientras que Buenos Aires (conformada por los partidos que no pertenecen al GBA) consumió 19.374.953 MWh, representando el 35,8%. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Gran Buenos Aires y Buenos Aires según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos	
	Buenos Aires	Gran Buenos Aires
Residencial	4.902.546	15.179.241
Comercial	2.658.546	8.764.702
Industrial	10.118.271	6.659.841
Servicios Sanitarios	108.617	624.800
Alumbrado Público	649.907	1.057.978
Tracción	2.659	606.154
Riego	11.490	0
Oficial	596.163	1.338.109
Rural	283.249	0
Otros	43.504	517.059
Total	19.374.952	34.747.884

Fuente: Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012. Secretaría de Energía



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de Gran Buenos Aires. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

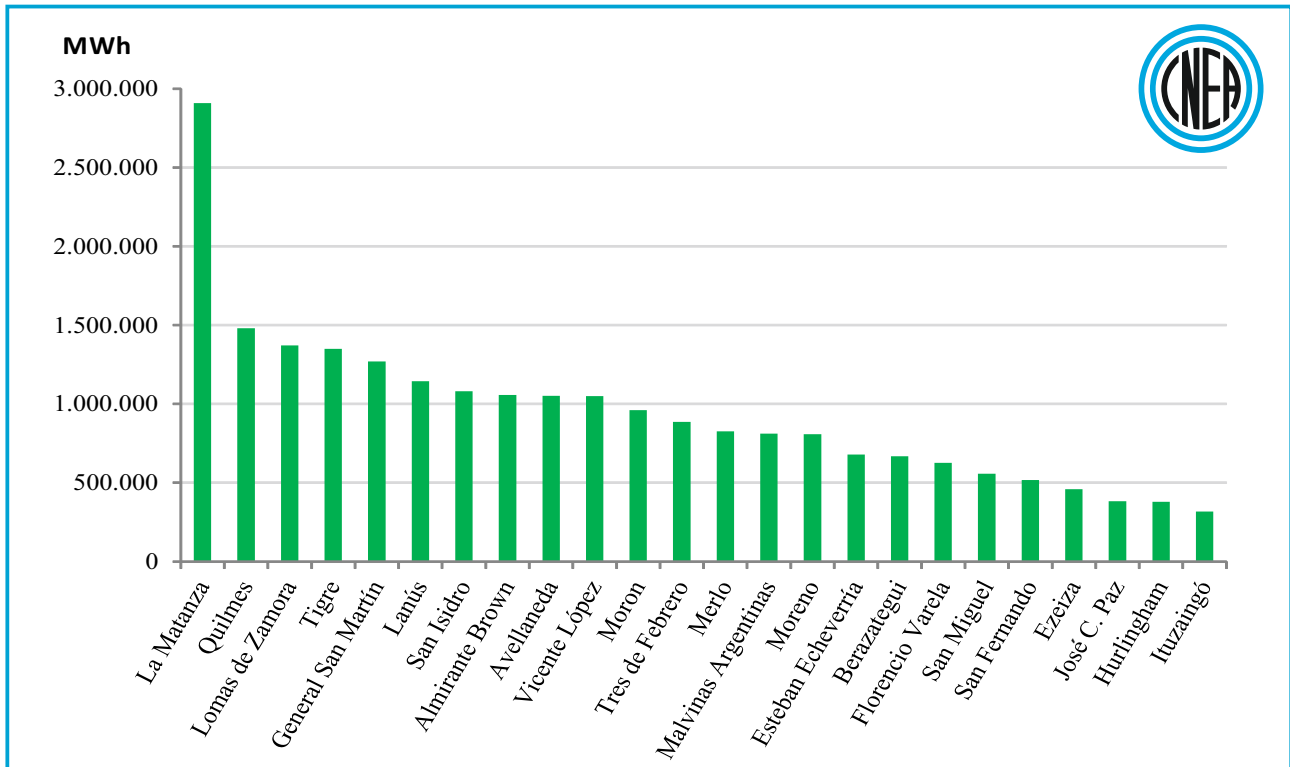


Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de Buenos Aires. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

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

La mayor demanda corresponde a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires que consumió un 34,9% de lo demandado por Gran Buenos Aires, mientras que los 20 partidos con mayor demanda se presentan en la gráfica siguiente.

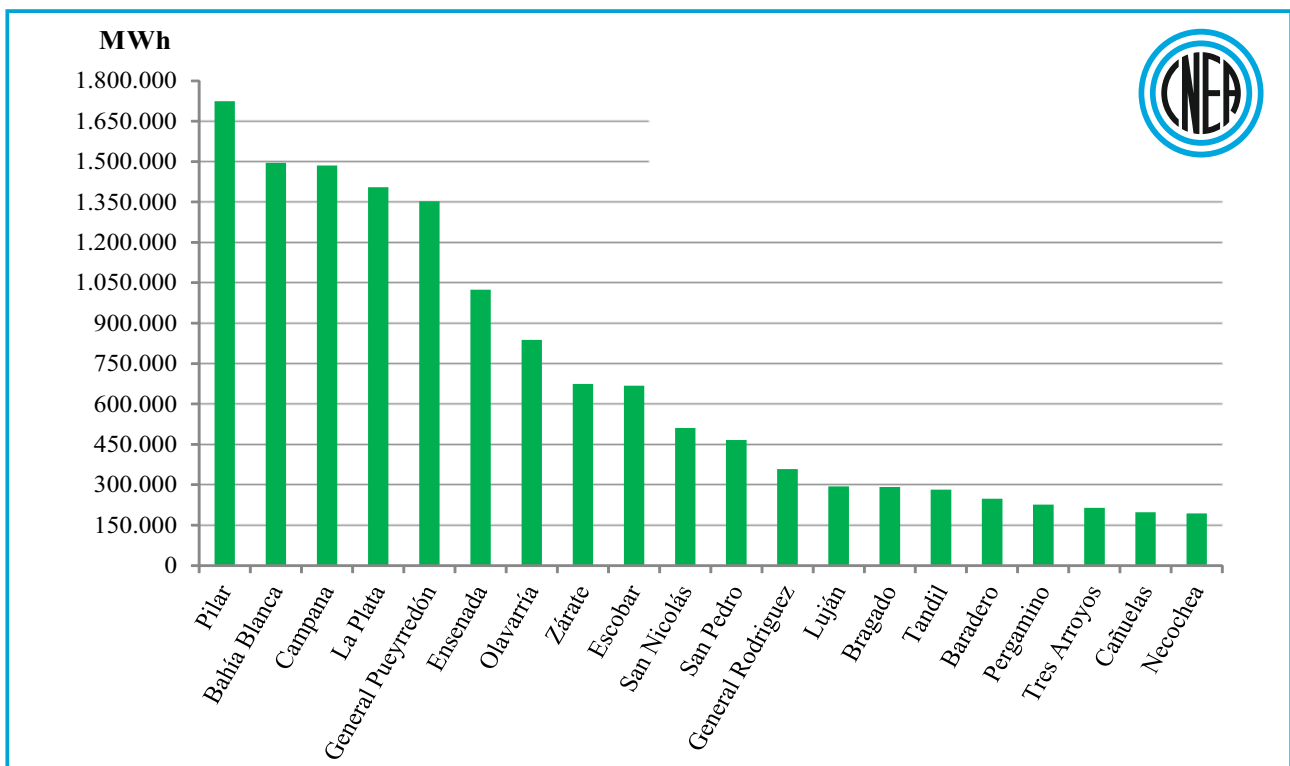
Como puede observarse el partido con mayor demanda es La Matanza con un 8,4%, le sigue Quilmes con un 4,3%, y luego el resto de los partidos que consumen entre un 0,9 y 4,0% de la electricidad generada.



Demanda eléctrica por partidos del Gran Buenos Aires. Año 2012.

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

Como puede observarse los partidos con mayor demanda son Pilar con un 8,9%, Bahía Blanca y Campana con un 7,7%, le sigue La Plata con un 7,2% y el resto de los partidos que consumen entre un 1 % y 7,2% de la electricidad generada.



Demanda eléctrica por partidos de Buenos Aires. Año 2012.

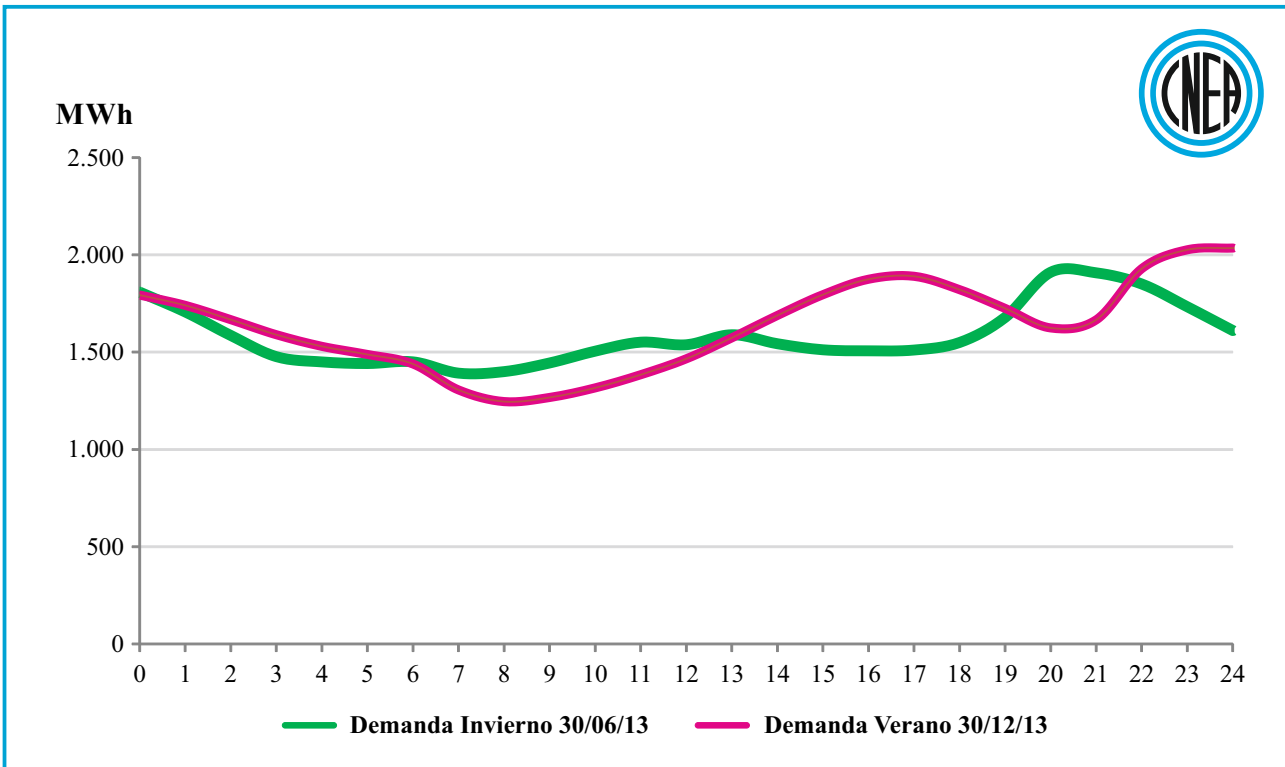
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

Región Litoral

La región del Litoral está integrada por las provincias 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 2012 se consumieron 12.567.263 MWh, un 11,9% del total del país.

Demanda del Litoral

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



Demanda Eléctrica del Litoral

Como puede observarse en la figura precedente la demanda comienza a aumentar a partir de la hora en donde la población arranca su jornada laboral y tiene un pico a la hora en que la misma regresa a sus hogares, la mayor demanda.

Potencia Instalada Litoral

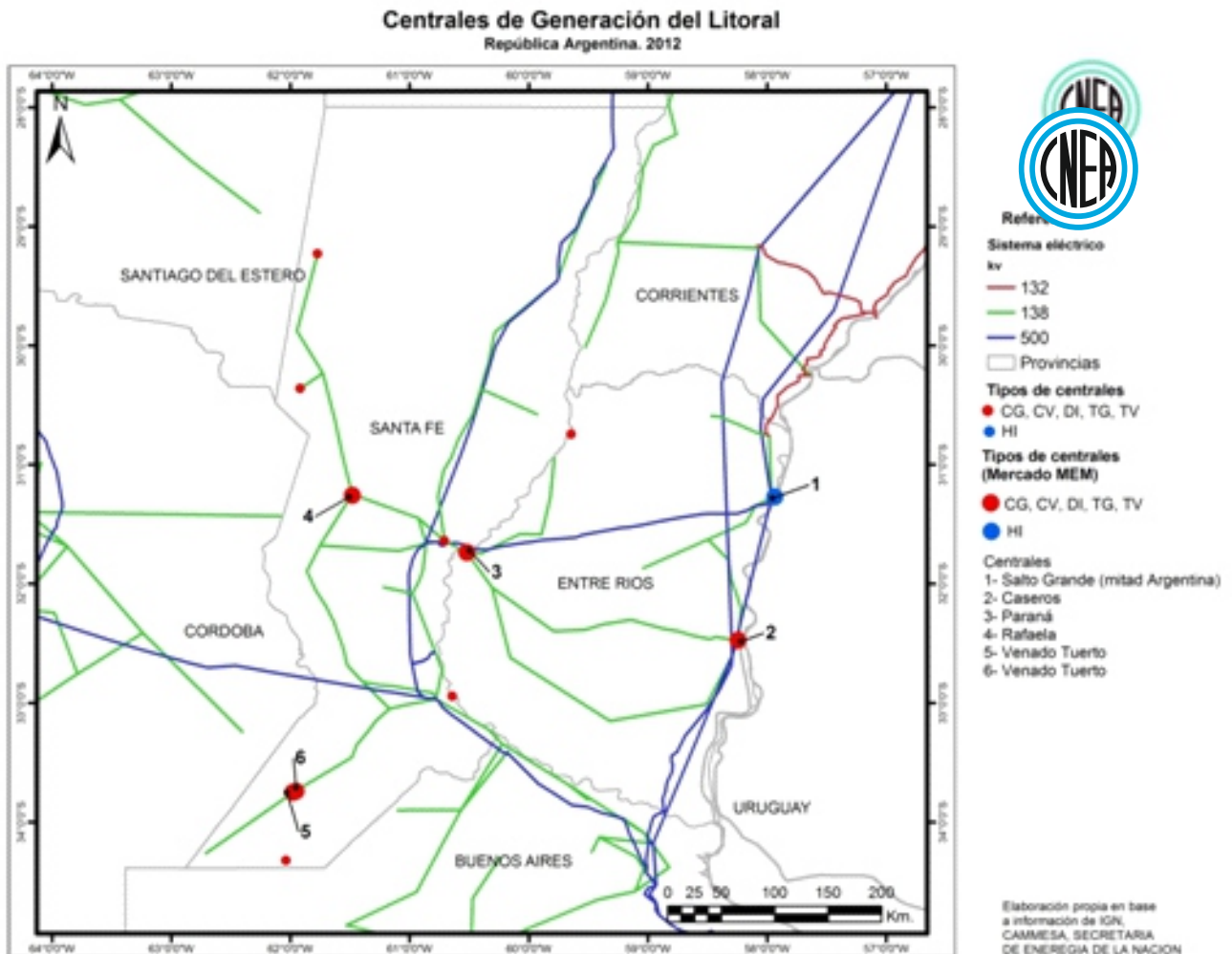
Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones fotovoltaicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región del Litoral es de 2.150,7 MW. A continuación se detalla la 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	COMBUSTIBLE	COMBUSTIBLE ALTERNATIVO	POTENCIA
TERMOELE. JOSE SAN MARTÍN S.A	CT TIMBUES(GSMA)	CC	GN		849,4
C.TÉRMICA SORRENTO	SORRENTO	TV	GN	FO	217,0
	CONCEP. URUGUAY	TG	GN	GO	41,8
	PARANA DELIVERY	TG	GN	GO	40,0
ENARSA	RAFAELA	DI	GO	-	19,2
	VIALE E. RÍOS	DI	GO	-	10,0
	V. TUERTO DELIV	DI	GO	-	19,2
EPE SANTA FE GENERACIÓN	VENADO TUERTO	DI	GO	-	9,1
TOTAL					1.205,7

Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMMESA

EMPRESA	CENTRAL	REF.	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
CTMSG	SALTO GRANDE	1	Embalse Semanal	945

Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMESA



Transporte del Polo Energético de la Región y Distribución

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

Las distribuidoras que atienden en la región son las que se encuentran listadas en la tabla que sigue con sus correspondientes km de tendido eléctrico en los diferentes niveles de tensión.

EMPRESA	AREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
ENERSA	56.287	8.185	12.370	1.110
EPESF	133.696	17.745	29.910	2.190

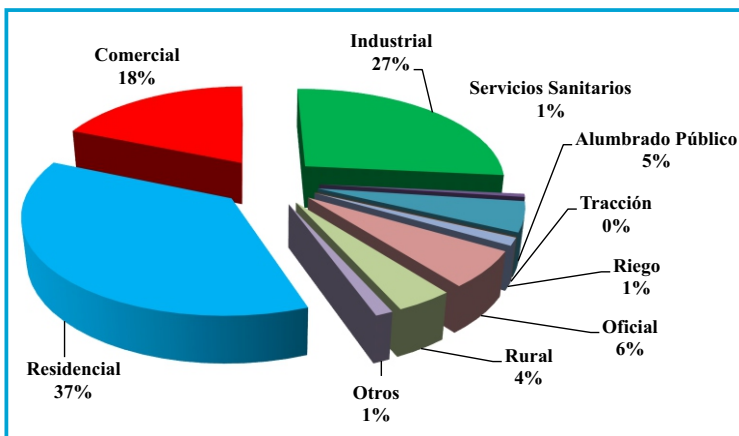
Fuente: Datos característicos 2013. ADEERA

Consumo Eléctrico por Provincias

Entre Ríos

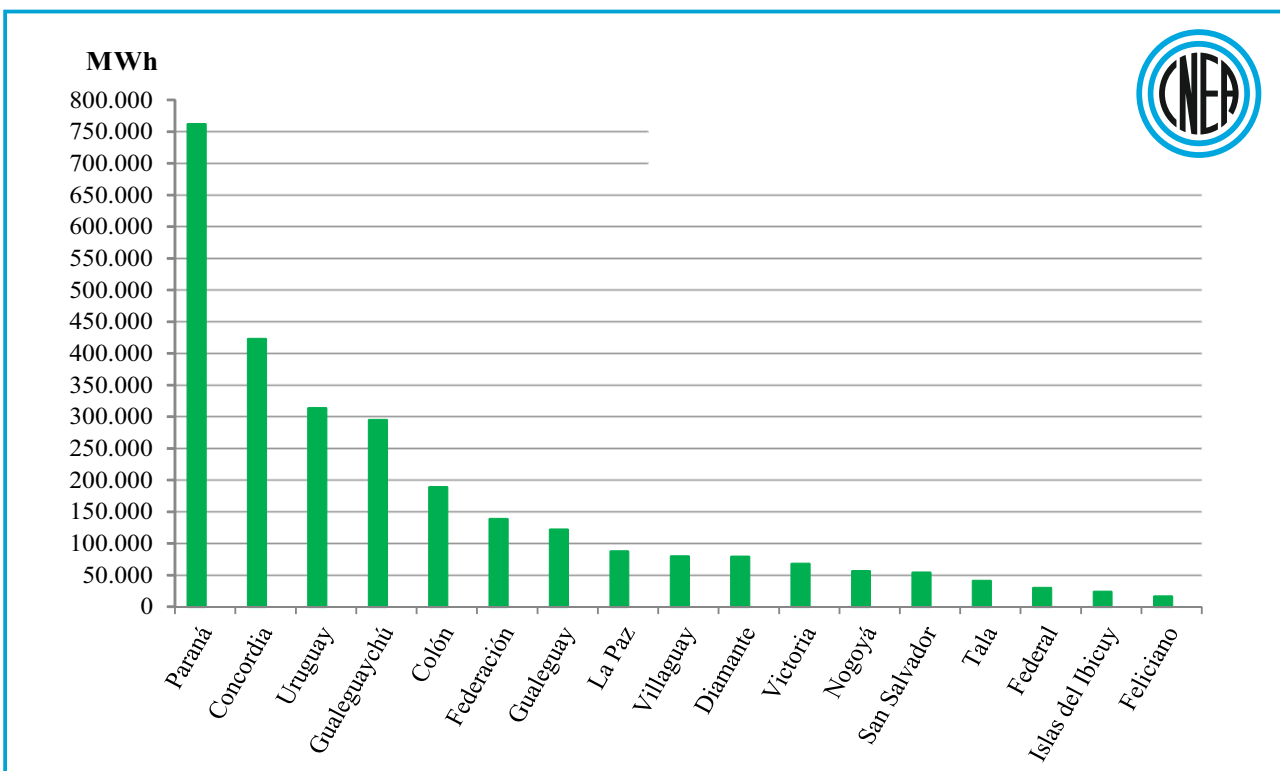
El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 2.771.483 MWh, que corresponde a un 22,1% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Entre Ríos según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	1.020.908
Comercial	511.140
Industrial	743.673
Servicios Sanitarios	14.611
Alumbrado Público	138.269
Tracción	0
Riego	36.064
Oficial	167.503
Rural	106.577
Otros	32.737
Total	2.771.482



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Entre Ríos. Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, 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 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

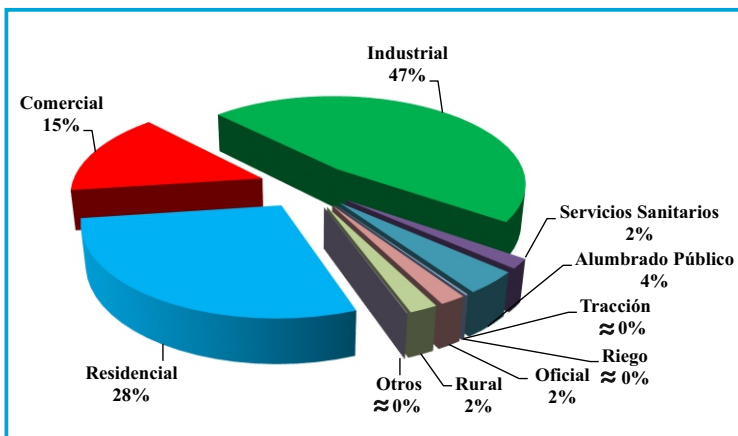
El mayor consumo eléctrico de Entre Ríos corresponde a lo demandado por el departamento de Paraná con un 27,5%, le sigue el departamento de Concordia con el 15,3%, el departamento Uruguay con el 11,3%,

Gualeguaychu con el 10,6% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,6% y 6,8% de la electricidad generada.

Santa Fe

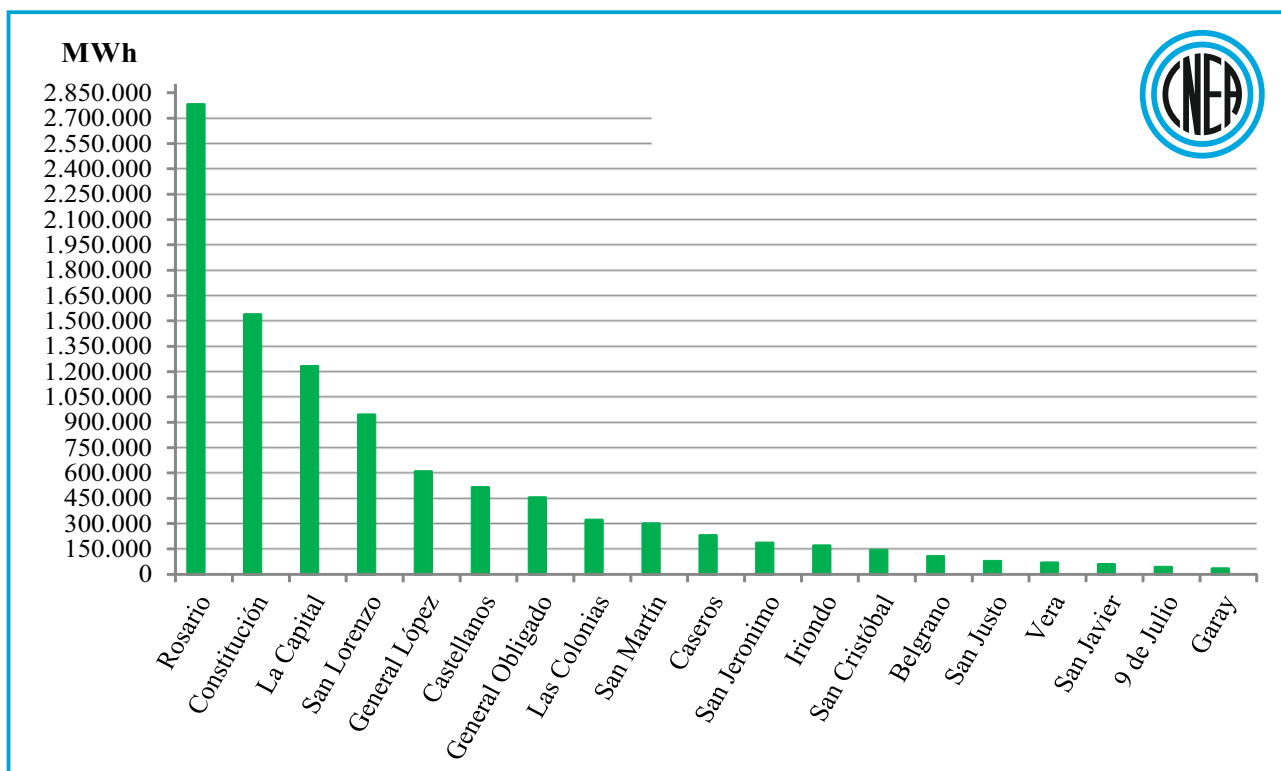
El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 9.795.780 MWh, que corresponde a un 77,9% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Fe según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	2.787.377
Comercial	1.458.338
Industrial	4.601.426
Servicios Sanitarios	167.989
Alumbrado Público	383.524
Tracción	0
Riego	16.677
Oficial	180.213
Rural	195.588
Otros	4.649
Total	9.795.781



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santa Fe. Año 2012
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, 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 2012.
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

El mayor consumo eléctrico de Santa Fe corresponde a lo demandado por el departamento de Rosario con un

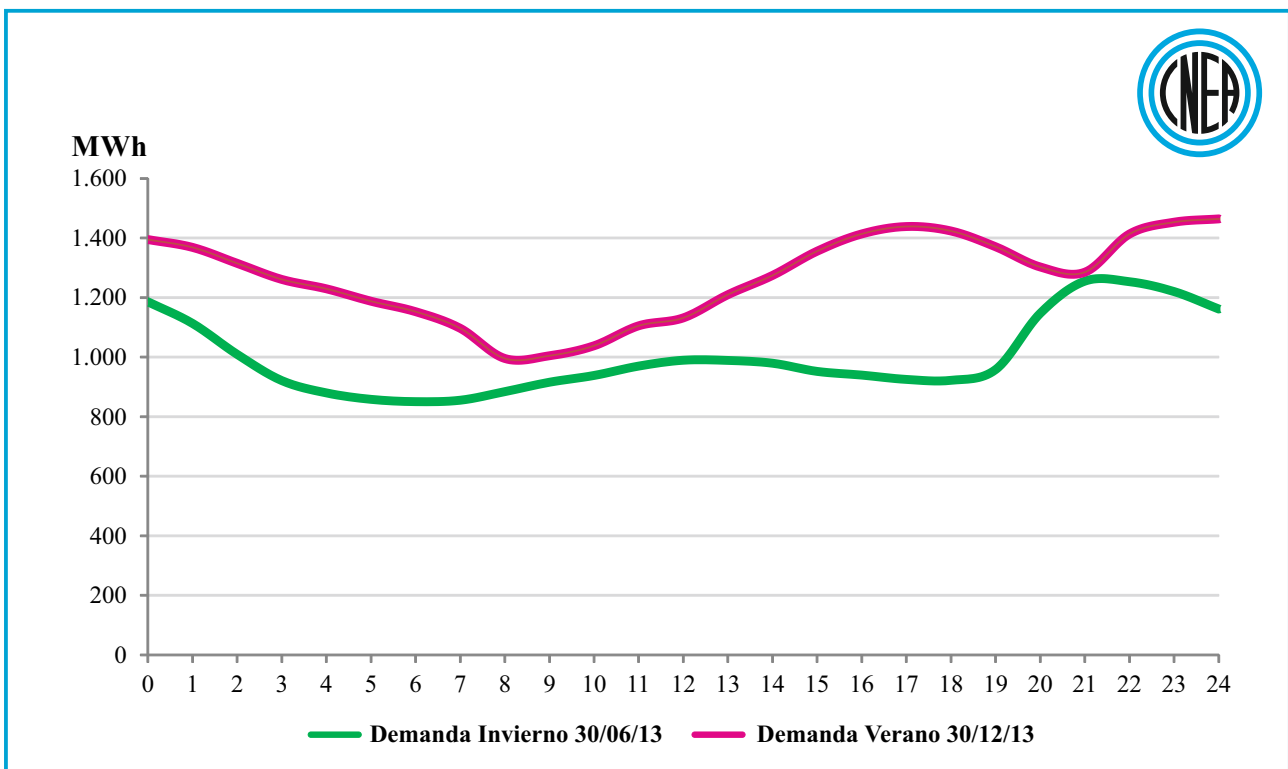
28,4%, le sigue el departamento de Constitución con el 15,7%, el departamento Capital con el 12,6%, San Lorenzo con el 9,6% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 6,2% de la electricidad generada.

Región NOA

La región del NOA está integrada por las provincias de Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán, según el Censo 2010 posee 4.931.795 habitantes (12,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 559.864 km² (20,1% del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2012 se consumieron 8.916.964 MWh, lo que representa un 8,4% del total del país.

Demanda del NOA

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



Demanda Eléctrica del 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 nucleares (NU) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región NOA es de 2.661,4 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indican con el número de referencia la ubicación de cada una de ellas.

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
PARQUE EÓLICO ARAUCO SAPEM	ARAUCO		50,4
ENARSA	CHIMBERA 1		2,0
TOTAL ÁREA			52,4

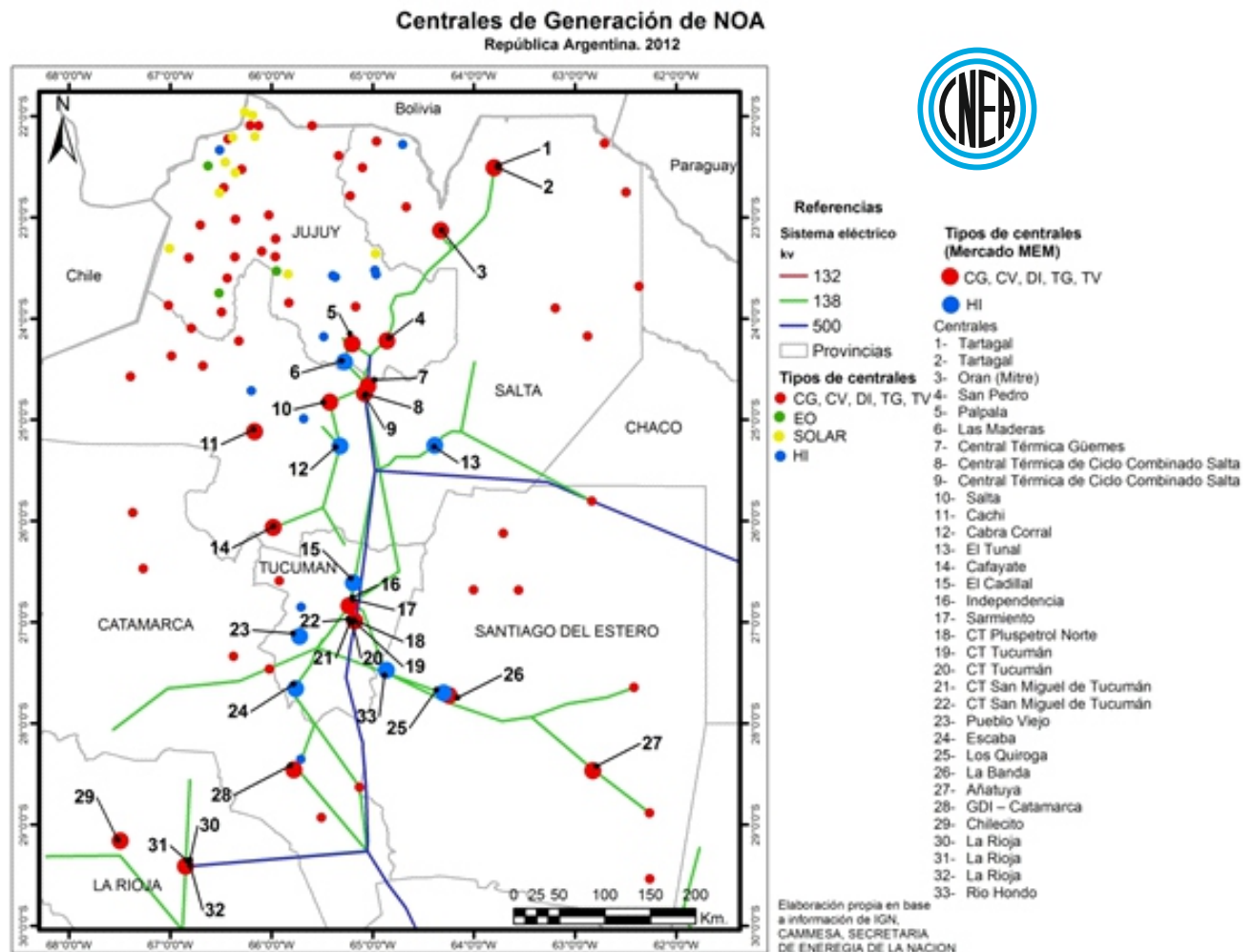
Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMMESA

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	Tecnología	COMB.	COMB.ALT.	Potencia
C.T. NOA	LA BANDA	TG	GN	GO	26,0
	PALPALA	TG	GN	GO	30,0
	SALTA	TG	GN	GO	10,0
	SAN PEDRO	TG	GN	GO	26,0
C.T. SALTA (TERMOANDES)	TERMOANDES	TG	GN	GO	416,0
C.TÉRMICA GÜEMES S.A.	GÜEMES	TV,TG	GN	GO,FO	364,0
CENTRAL TÉRMICA PIQUIRENDA	PIQUIRENDA	DI	GO	-	30,4
ENARSA	AÑATUYA	DI	GO	-	30,7
	CATAMARC DELIV	DI	GO	-	19,2
	CHILECITO ENARS	DI	GO	-	10,0
	INTA CATAM ENAR	DI	GO	-	7,0
	LIB. SAN MARTIN	DI	GO	-	15,3
	LA RIOJA DELIV	DI	GO	-	17,8
	LA RIOJA SUR ENA	DI	GO	-	10,0
	ORÁN ENARSA	DI	GO	-	15,0
	P.IND.CAT ENARS	DI	GO	-	15,0
	SALTA	DI	GO	-	15,0
	TARTAGAL ENARSA	DI	GO	-	10,0
	TEREVINTOS ENAR	DI	GO	-	8,0
	TINOGASTA ENARS	DI	GO	-	15,0
EC SAPEM	CATAMARCA	DI	GO	-	17,6
	SANTA MARÍA	DI	GO	-	2,8
EDELAR GENERACIÓN	CHILECITO	DI	GO	-	5,0
	L RIOJA PRECARIA	DI	GO	-	6,7
EDESASA GENERACIÓN	CACHI	DI	GO	-	0,6
	CAFAYATE	DI	GO	-	3,7
	ORÁN	DI	GO	-	3,8
	TARTAGAL	TG	GN	GO	20,0
GENERACION INDEPENDENCIA S.A.	INDEPENDENCIA	TG	GN	GO	130,0
	SARMIENTO TUC	TG	GN	GO	10,0
GENERACIÓN RIOJANA S.A.	LA RIOJA	TG	GN	GO	42,0
PLUSPETROL ENERGY S.A. (TUC Y SM)	S.M. DE TUCUMÁN	CC	GN	GO	382,2
	C.T. TUCUMÁN	CC	GN	GO	447,0
PLUSPETROL S.A.	PLUSPETROL NORT	TG	GN	GO	232,0
TOTAL ÁREA					2.393,8

Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMMESA

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

Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMMESA



Transporte del Polo Energético de la Región y Distribución

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

Las distribuidoras que atienden en la región son las que se encuentran listadas en la tabla a continuación con sus correspondientes km de tendido eléctrico en los diferentes niveles de tensión.

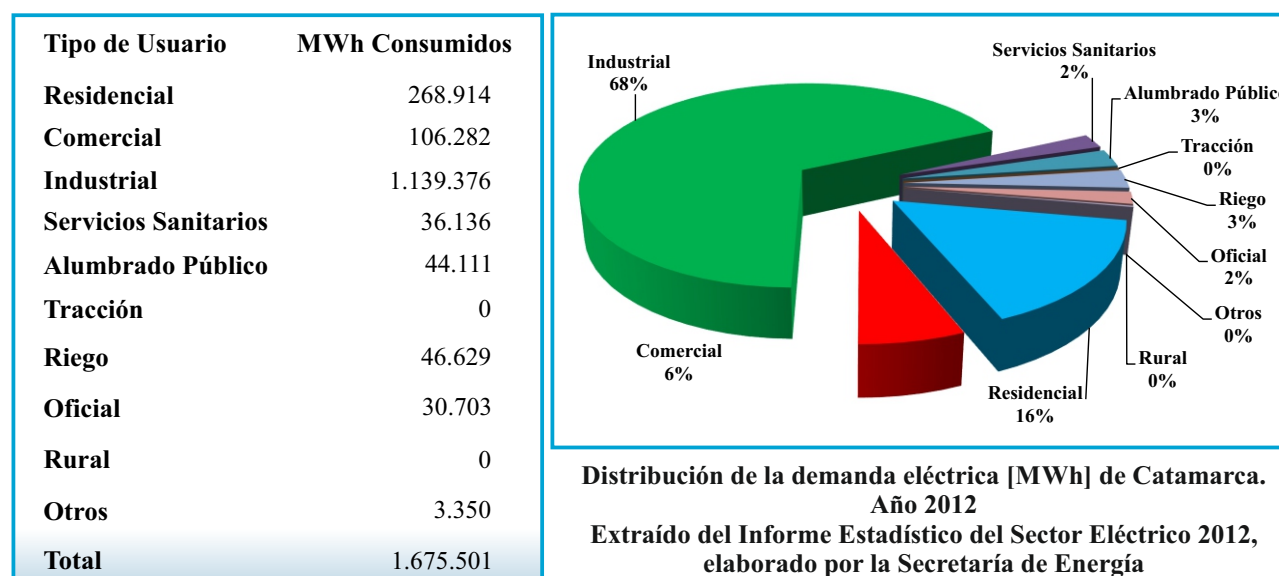
EMPRESA	AREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
Energía de Catamarca S.A.P.E.M	102.602	2.505	2.631	-
EDELAR S.A.	89.680	3.083	4100	496
EDESAS.A	76.748	6 345	4.389	299
EDESE S.A.	150.536	7.063	7.246	-
EDET S.A.	22.524	7.122	5.581	-
EJE S.A.	22.060	2.992	3.669	-

Fuente: Datos característicos 2013. ADEERA

Consumo Eléctrico por Provincias

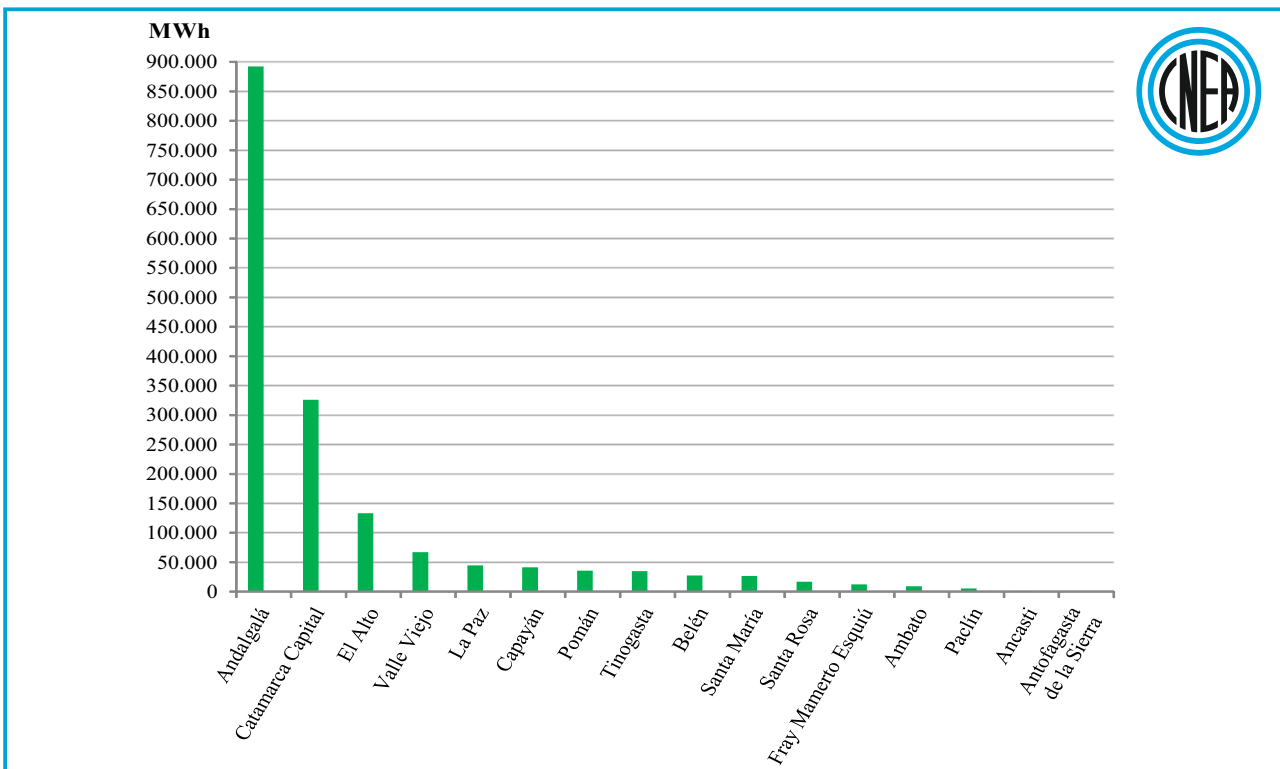
Catamarca

El consumo de la provincia en el año 2012 fue de 1.675.501 MWh, que corresponde a un 18,8% 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 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.



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

El mayor consumo eléctrico de Catamarca corresponde a lo demandado por el departamento Andalgalá con un 53,2%, le sigue el departamento de Catamarca Capital con el 19,5%, el departamento de El Alto con el 8,0%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,05% y 4,0% de la electricidad generada.

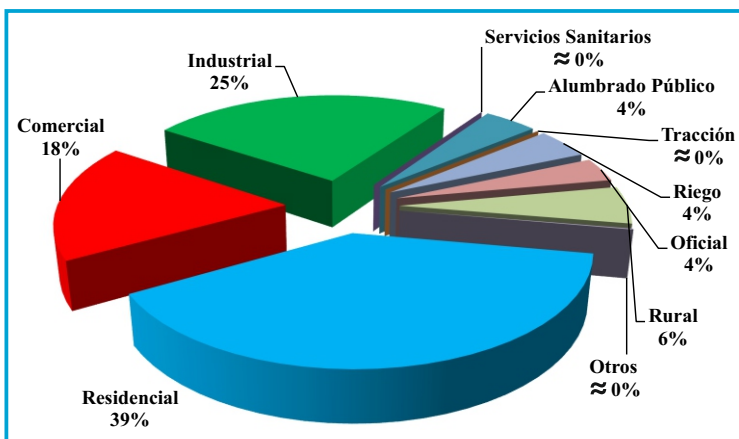


Demanda eléctrica [MWh] regional de Catamarca. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Jujuy

El consumo de la provincia, en el año 2012, fue de 843.485 MWh, que corresponde a un 9,5% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Jujuy según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

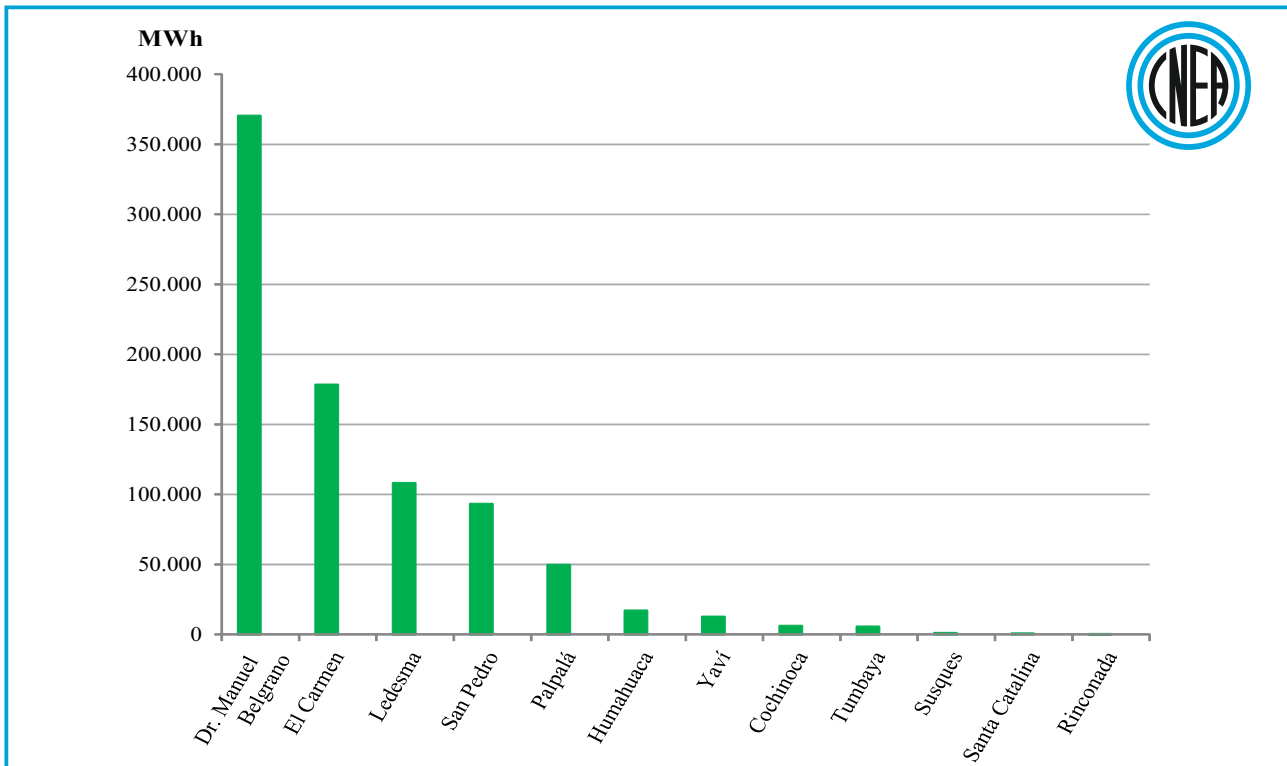
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	329.419
Comercial	148.559
Industrial	211.837
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	37.401
Tracción	0
Riego	38.226
Oficial	30.048
Rural	46.840
Otros	1.156
Total	843.486



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Jujuy.
Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

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

El mayor consumo eléctrico de Jujuy corresponde a lo demandado por el departamento Dr. Manuel Belgrano con un 43,9%, le sigue el departamento de El Carmen con el 21,1%, el departamento de Ledesma con el 12,8%, el departamento de San Pedro con el 11,0% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 5,5% de la electricidad generada.

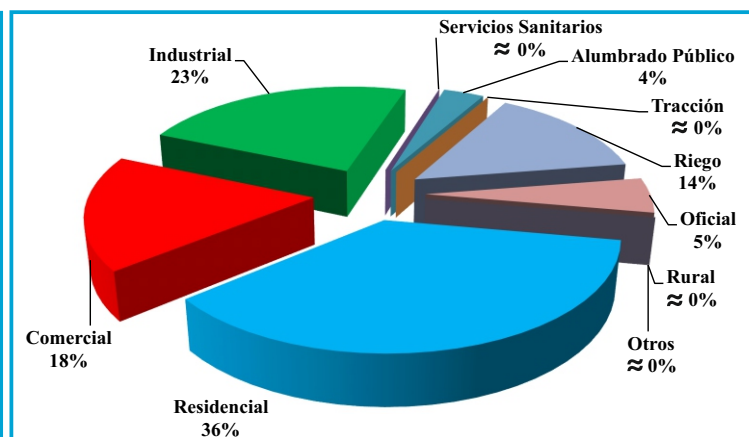


Demanda eléctrica [MWh] regional de Jujuy. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

La Rioja

El consumo de la provincia, en el año 2012, fue de 1.117.985 MWh, que corresponde a un 12,5% 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 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

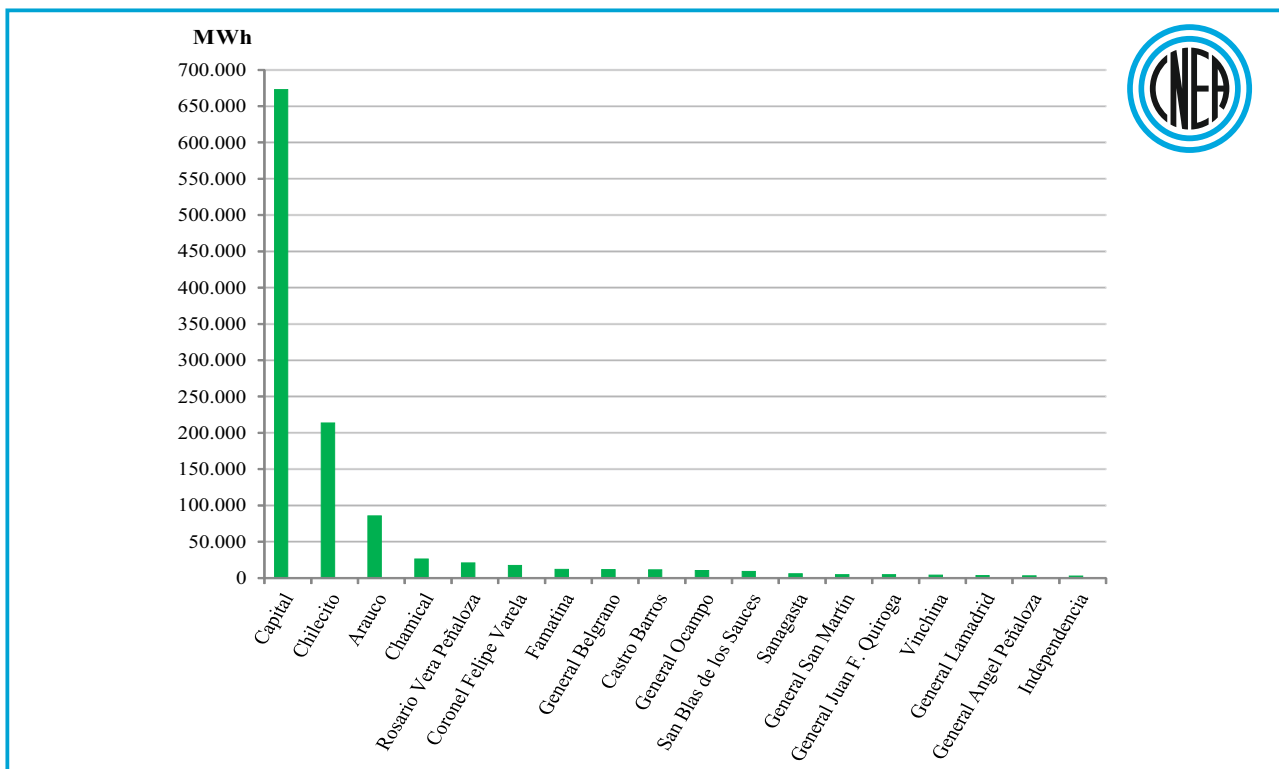
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	405.799
Comercial	194.446
Industrial	260.374
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	38.496
Tracción	0
Riego	159.877
Oficial	58.992
Rural	0
Otros	0
Total	1.117.984



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de La Rioja.
 Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012,
 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.

El mayor consumo eléctrico de La Rioja corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 60,2%, le sigue el departamento de Chilecito con el 19,1%, el departamento de Arauco con el 7,7% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 2,3% de la electricidad generada.

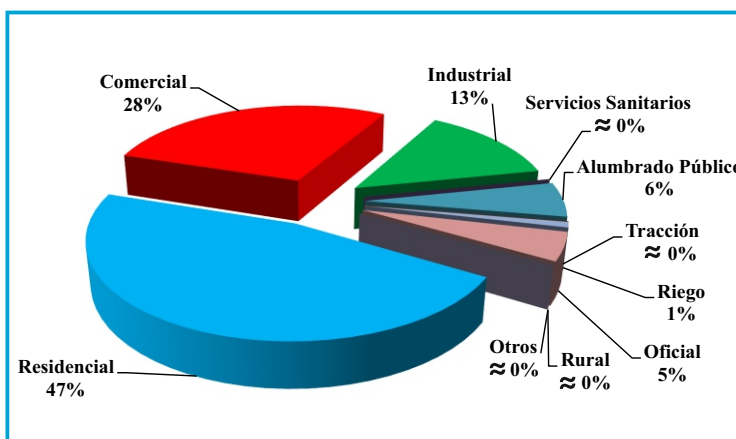


Demanda eléctrica [MWh] regional de La Rioja. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Salta

El consumo de la provincia, en el año 2012, fue de 1.537.776 MWh, que corresponde a un 12,5% 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 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

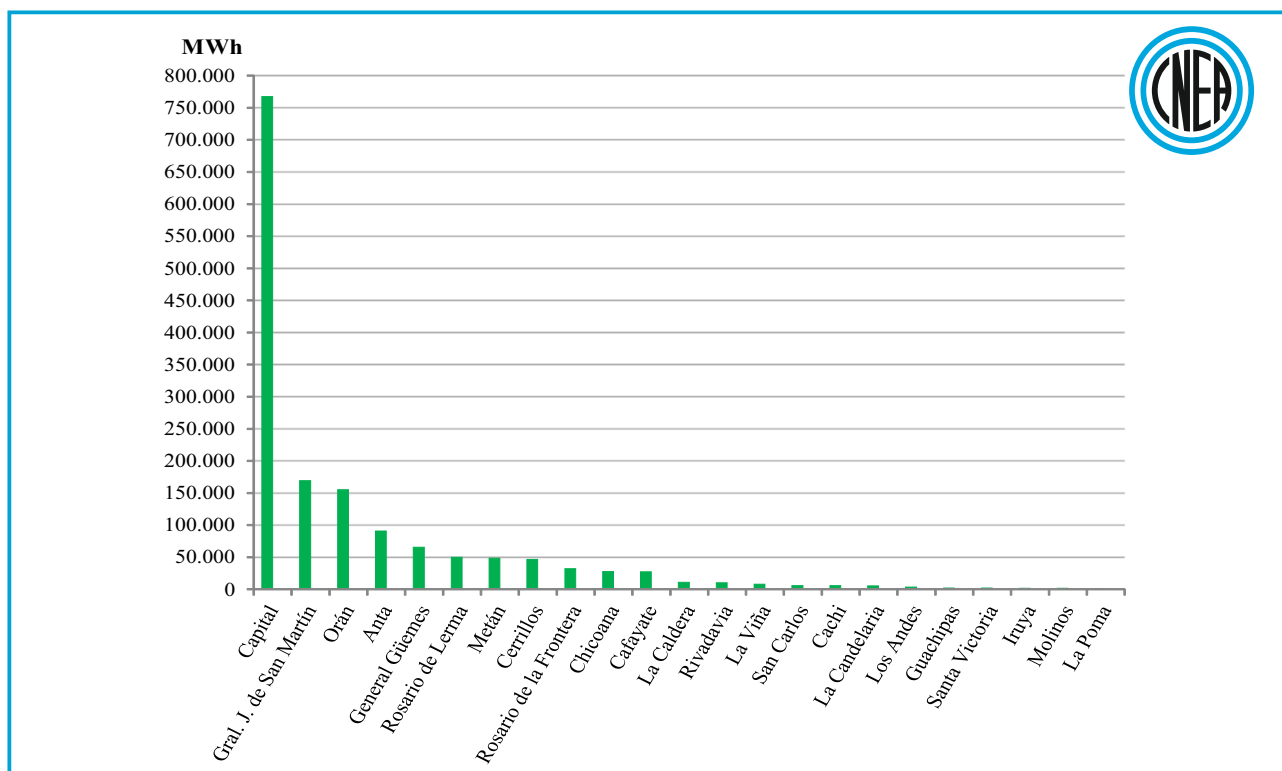
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	716.820
Comercial	434.817
Industrial	208.531
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	90.402
Tracción	0
Riego	13.943
Oficial	73.263
Rural	0
Otros	0
Total	1.537.776



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Salta. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, 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 49,9%, le sigue el departamento de General J. de San Martín con el 11,0%, el departamento de Orán con el 10,1% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 5,9% de la electricidad generada.

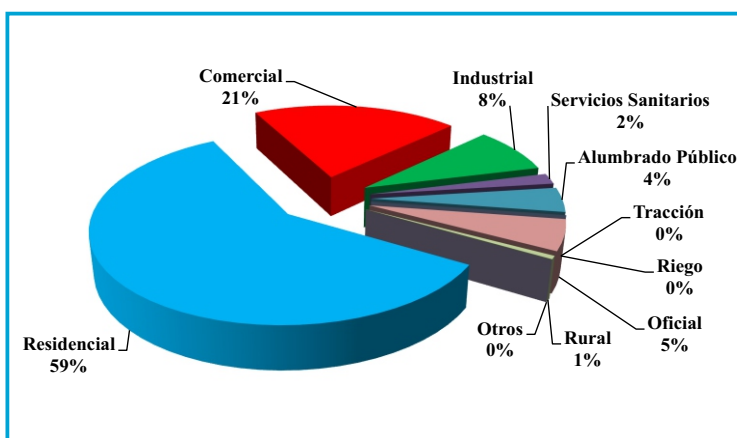


Demanda eléctrica [MWh] regional de Salta. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Santiago del Estero

El consumo de la provincia, en el año 2012, fue de 1.039.538 MWh, que corresponde a un 11,7% 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 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

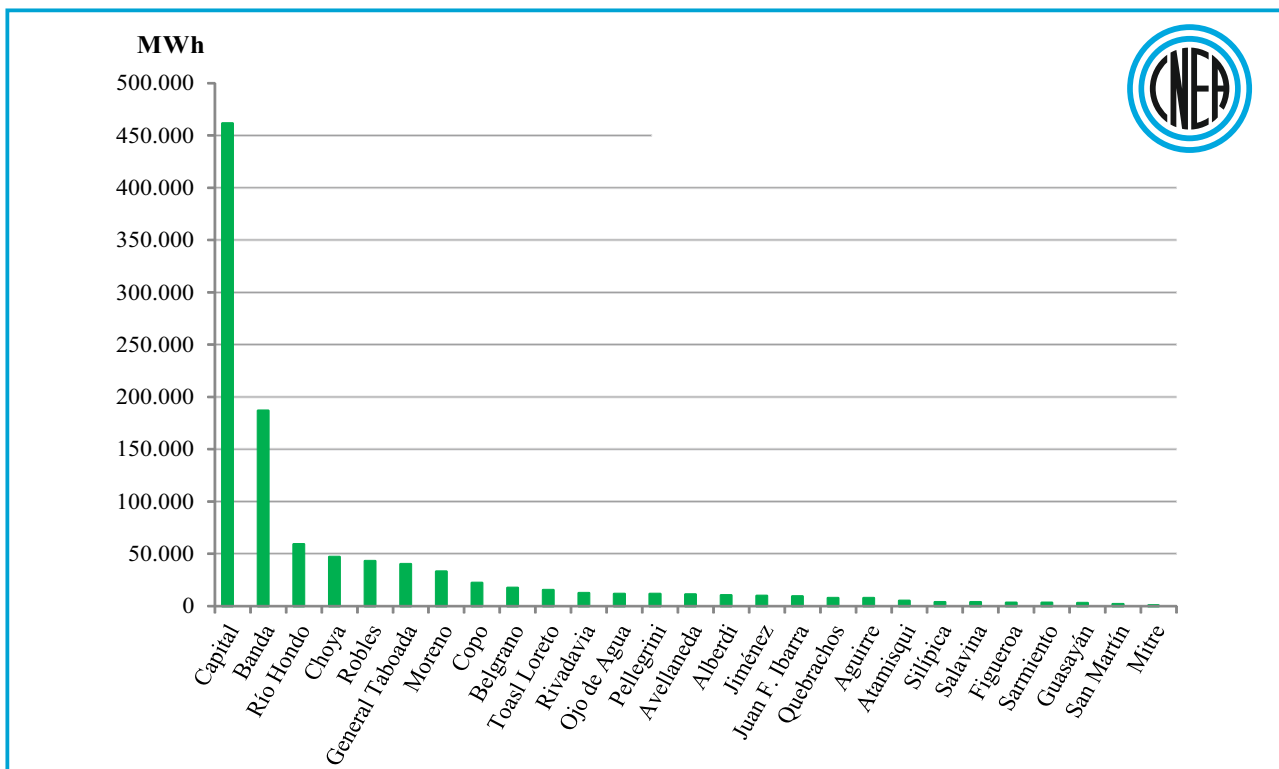
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	613.832
Comercial	213.344
Industrial	85.321
Servicios Sanitarios	19.760
Alumbrado Público	45.264
Tracción	0
Riego	0
Oficial	56.120
Rural	5.898
Otros	0
Total	1.039.539



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santiago del Estero. Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

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

El mayor consumo eléctrico de Santiago del Estero corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 44,4%, le sigue el departamento de la Banda con el 18,0%, el departamento de Río Hondo con el 5,7% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,05% y 4,5% de la electricidad generada.

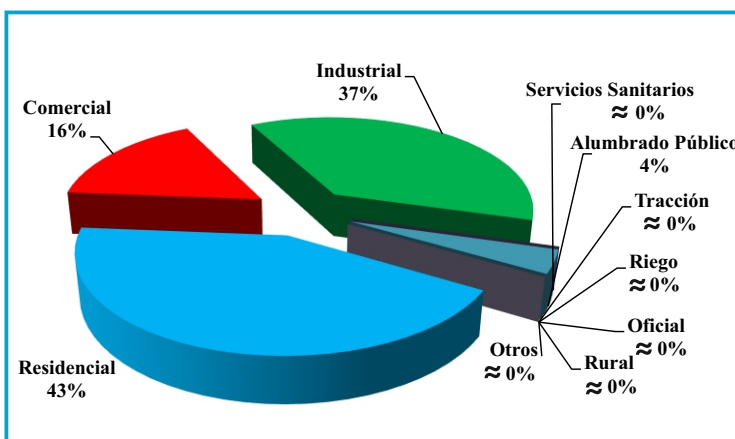


Demanda eléctrica [MWh] regional de Santiago del Estero. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Tucumán

El consumo de la provincia, en el año 2012, fue de 2.702.680 MWh, que corresponde a un 30,3% 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 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

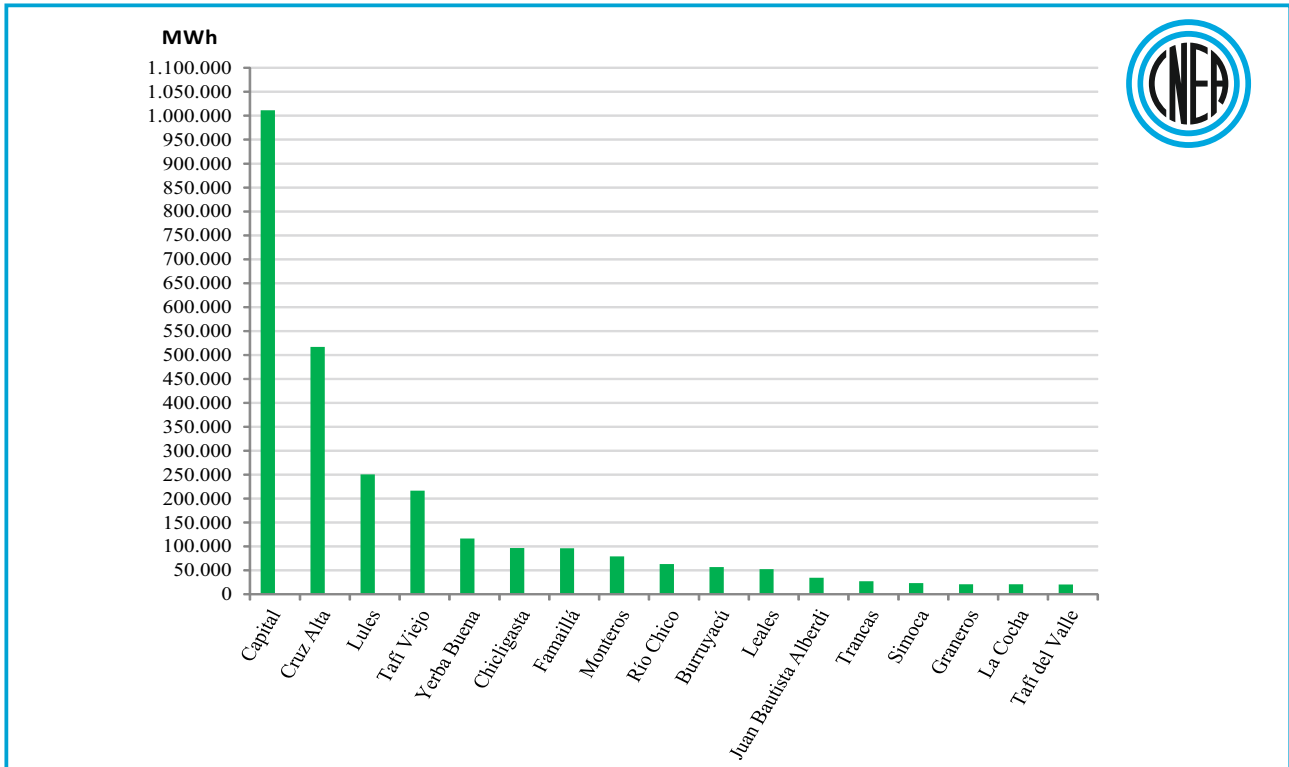
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	1.159.946
Comercial	438.012
Industrial	1.000.384
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	104.340
Tracción	0
Riego	0
Oficial	0
Rural	0
Otros	0
Total	2.702.680



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Tucumán.
 Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012,
 elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación 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 37,4%, le sigue el departamento de Cruz Alta con el 19,1%, el departamento de Lules con el 9,3%, el departamento de Tafí Viejo con el 8,0% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,8% y 4,3% de la electricidad generada.

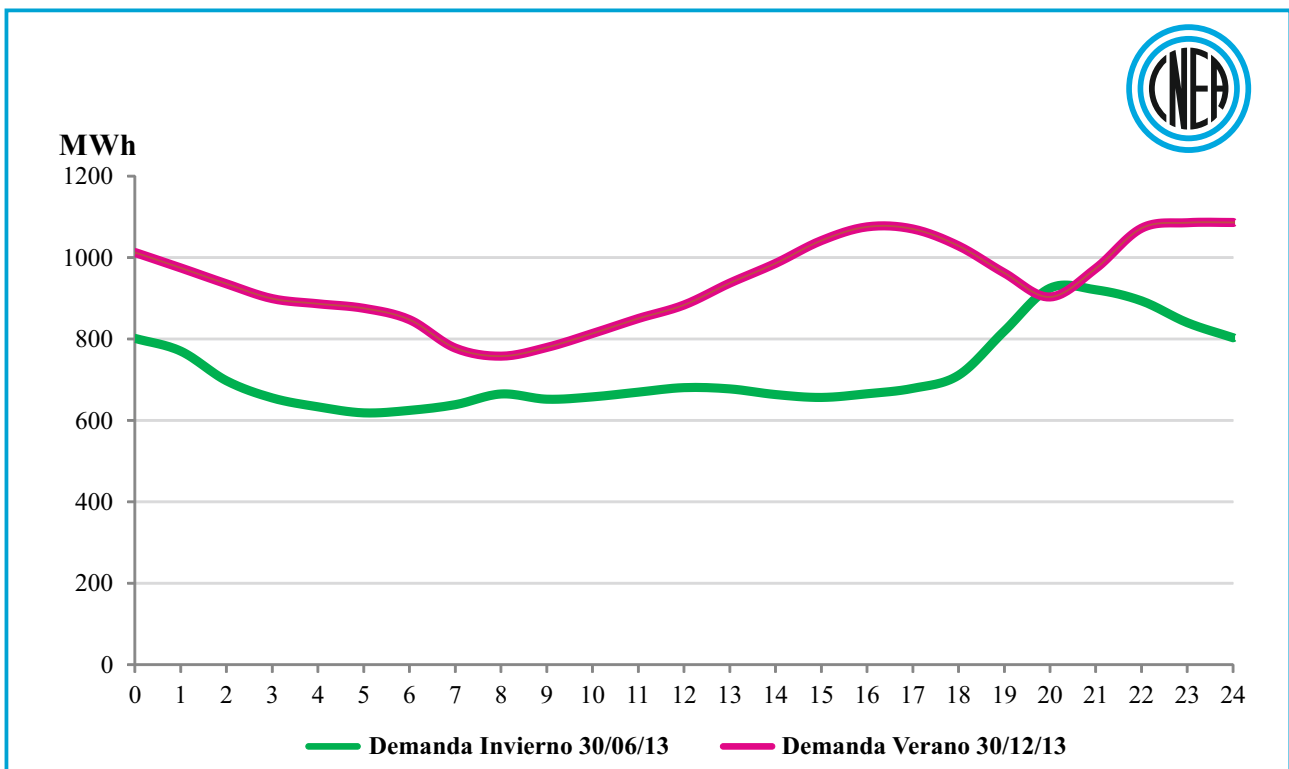


Demanda eléctrica [MWh] regional de Tucumán. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Región NEA

La región del NEA está integrada por las provincias de Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 3.672.528 habitantes (9,3% de la población total de Argentina), distribuidos en 289.699 km (10,4% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2012 se consumieron 5.685.160 MWh, un 5,4% del total del país.

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



Demanda Eléctrica del NEA

Potencia Instalada del NEA

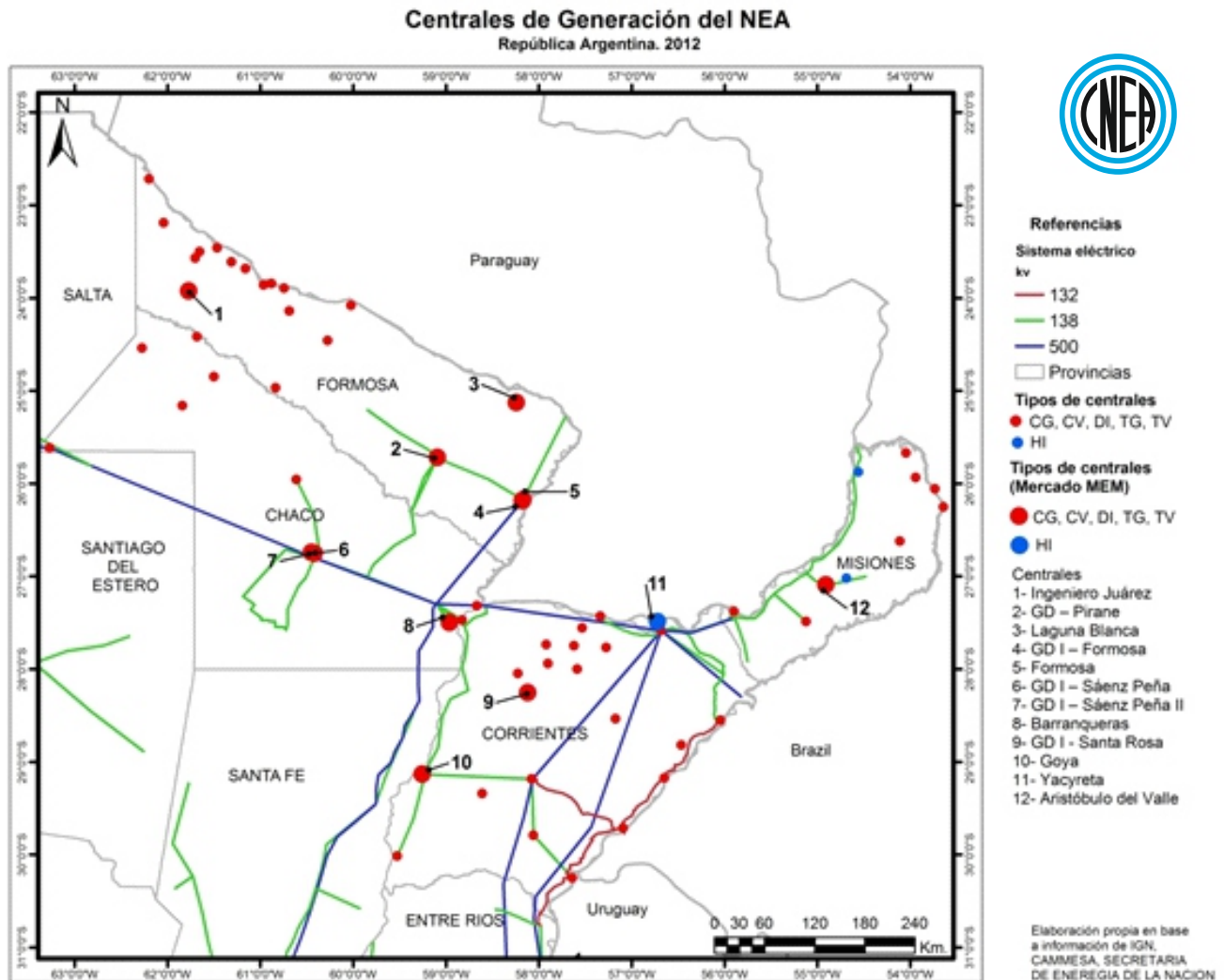
Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones fotovoltaicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región del NEA es de 3.046,3 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indican con el número de referencia la ubicación de cada una de ellas.

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

Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMMESA

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
E.B. YACYRETA	YACYRETA	Pasada	2.745

Fuente: Informe Mensual junio de 2014. CAMMESA



Transporte del Polo Energético de la Región y Distribución

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

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

Las distribuidoras que atienden en la región son las que se encuentran listadas en la tabla a continuación con sus correspondientes km de tendido eléctrico en los diferentes niveles de tensión.

EMPRESA	AREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
SECHEEP	99.633	5.627	6.975	739
DPEC	88.199	4.450	12.834	555
Refsa	72.000	1.850	2.623	0
EMSA	16.206	4.290	7.515	512

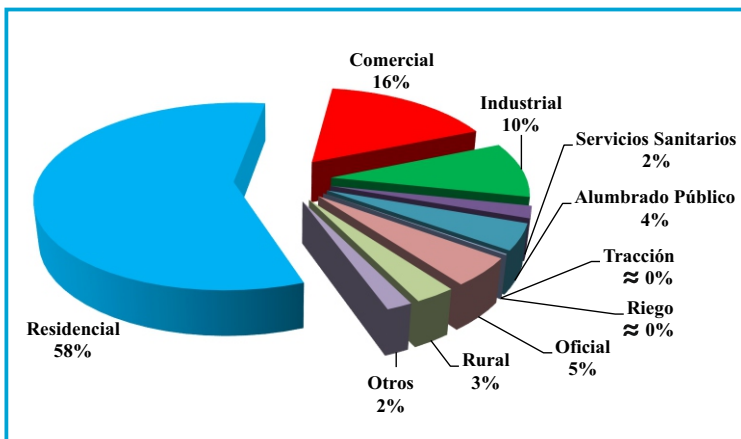
Fuente: Datos característicos 2013. ADEERA

Consumo Eléctrico por Provincias

Chaco

El consumo de la provincia, en el año 2012, fue de 1.812.757 MWh, que corresponde a un 31,2% 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 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

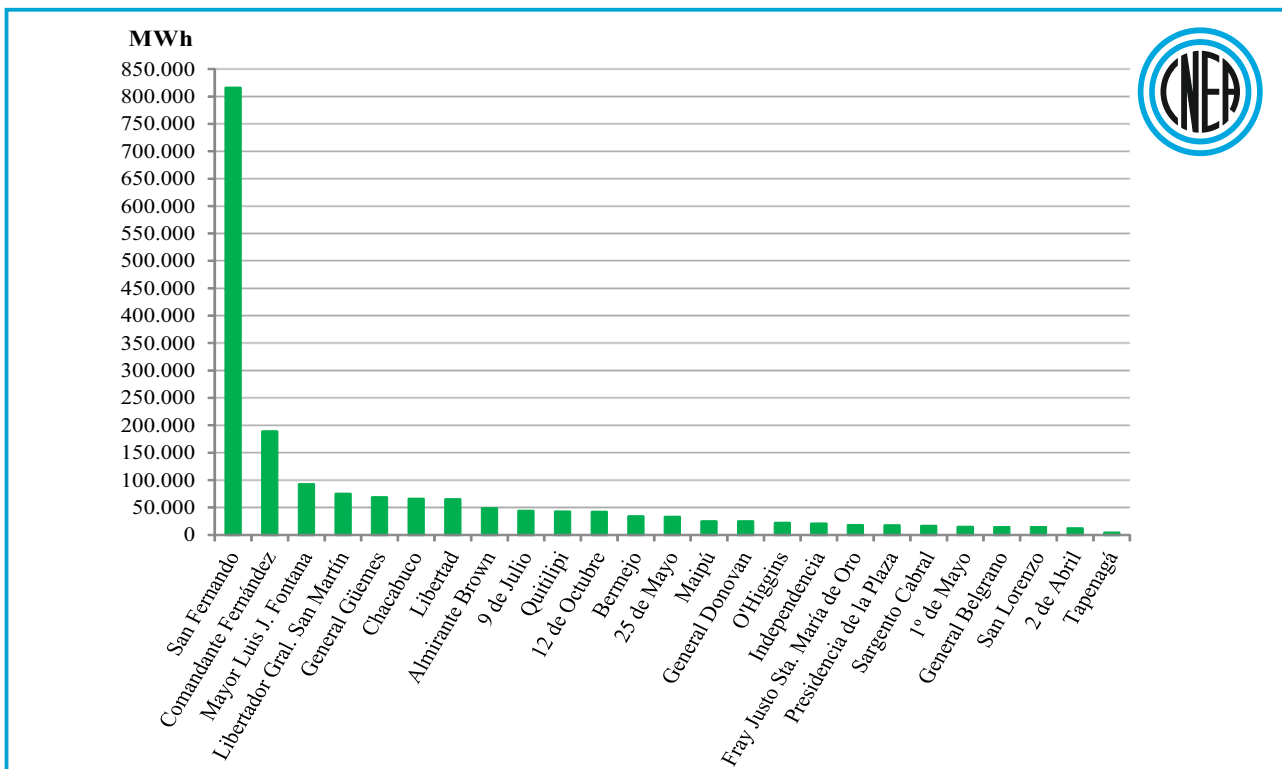
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	1.049.694
Comercial	297.117
Industrial	173.767
Servicios Sanitarios	37.441
Alumbrado Público	81.143
Tracción	0
Riego	2.679
Oficial	87.202
Rural	51.410
Otros	32.306
Total	1.812.759



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chaco. Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

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

El mayor consumo eléctrico de Chaco corresponde a lo demandado por el departamento de San Fernando con un 45,0% (departamento que contiene a la capital de la provincia, Resistencia), le sigue el departamento de Comandante Fernández con el 10,4%, el departamento de Mayor Luis J. Fontana con el 5,1%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,2% y 4,1% de la electricidad generada.

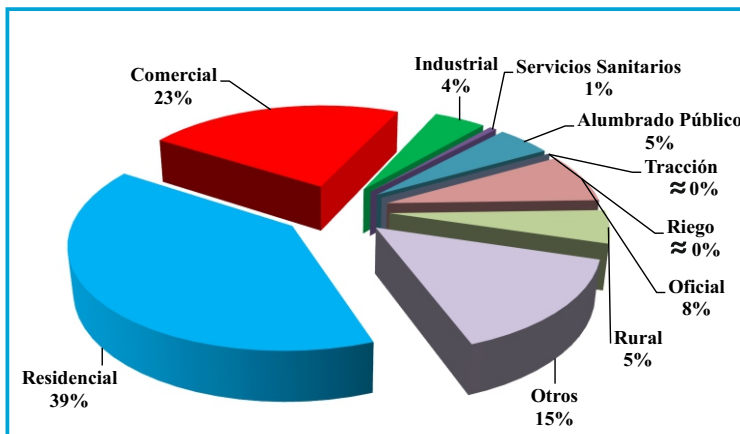


Demanda eléctrica [MWh] regional de Chaco. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Corrientes

El consumo de la provincia, en el año 2012, fue de 1.544.748 MWh, que corresponde a un 27,2% 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 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	1.178
Comercial	18.733
Industrial	167.995
Servicios Sanitarios	99
Alumbrado Público	310
Tracción	0
Riego	216
Oficial	248
Rural	22.937
Otros	15
Total Parcial	211.732
DPEC	1.333.016
Total	1.544.749

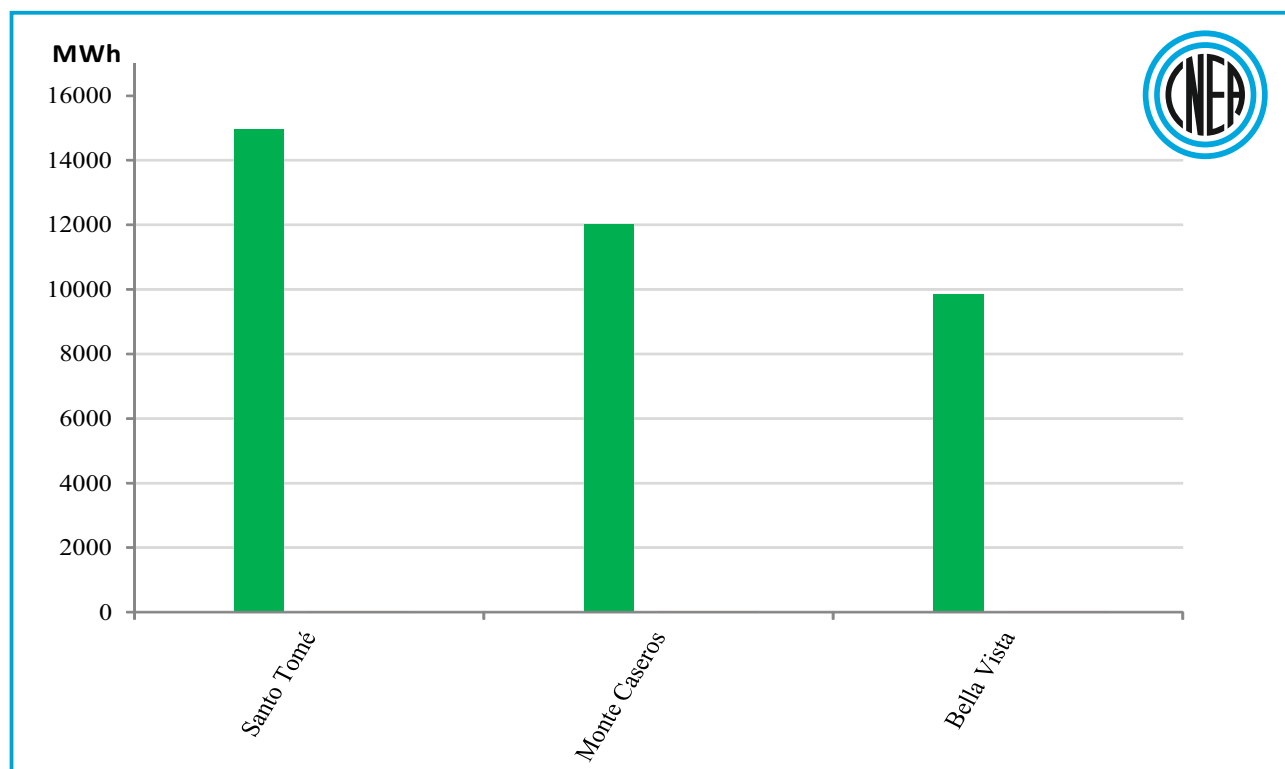


Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Corrientes. Año 2012
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Nota: Los valores son parciales ya que DPEC no presentó la desagregación por sectores de consumos y departamentos.

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

El mayor consumo eléctrico de Corrientes corresponde a lo demandado por el departamento Santo Tomé con un 40,6%, le sigue el departamento de Monte Caseros con el 32,6%, y el departamento de Bella Vista con el 26,7%.

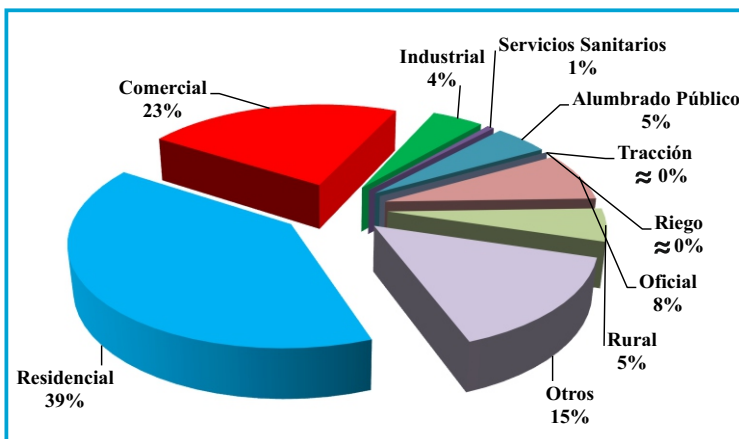


Demanda eléctrica [MWh] regional de Corrientes. Año 2012.
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Formosa

El consumo de la provincia, en el año 2012, fue de 719.918 MWh, que corresponde a un 12,7% 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 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

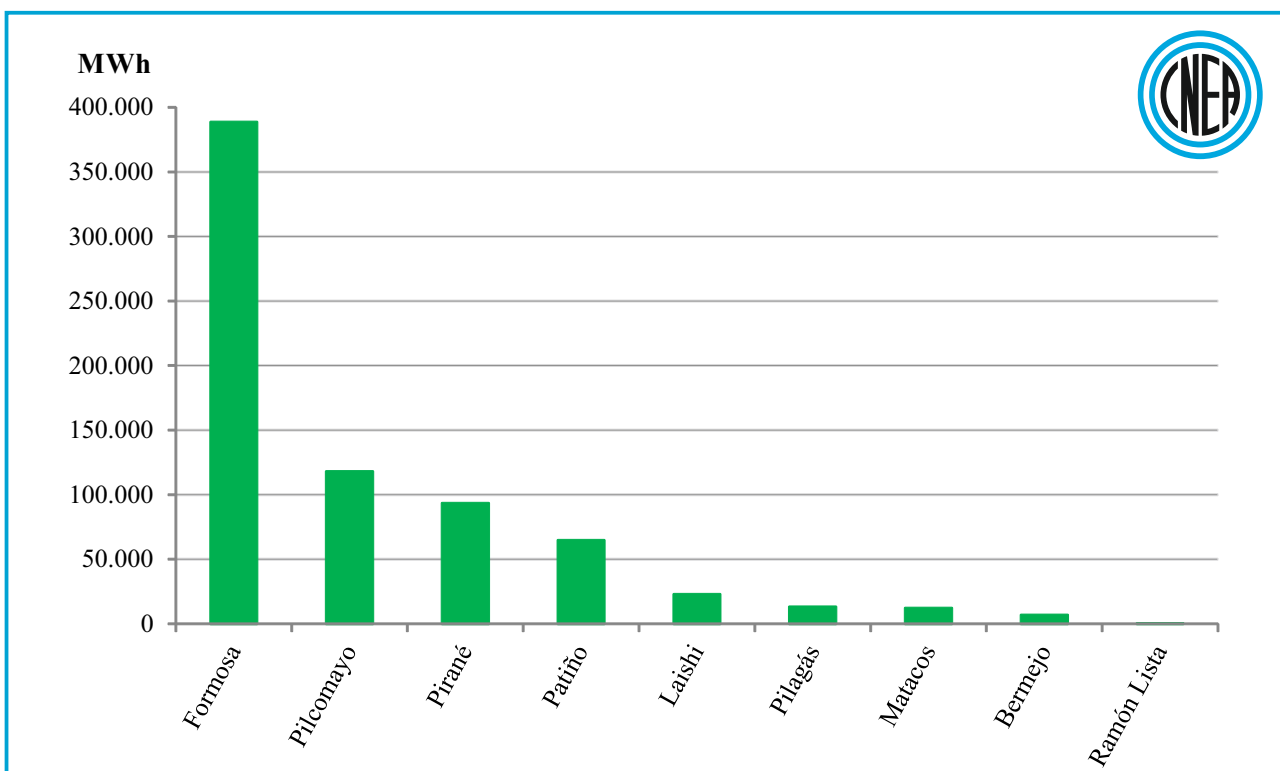
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	285.242
Comercial	163.302
Industrial	32.958
Servicios Sanitarios	4.561
Alumbrado Público	34.788
Tracción	0
Riego	0
Oficial	55.512
Rural	37.198
Otros	106.360
Total	719.921



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Formosa. Año 2012
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

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

El mayor consumo eléctrico de Formosa corresponde a lo demandado por el departamento de Formosa con un 54,0%, le sigue el departamento de Pilcomayo con el 16,4%, el departamento de Pirané con el 13,0%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 9,0% de la electricidad generada.

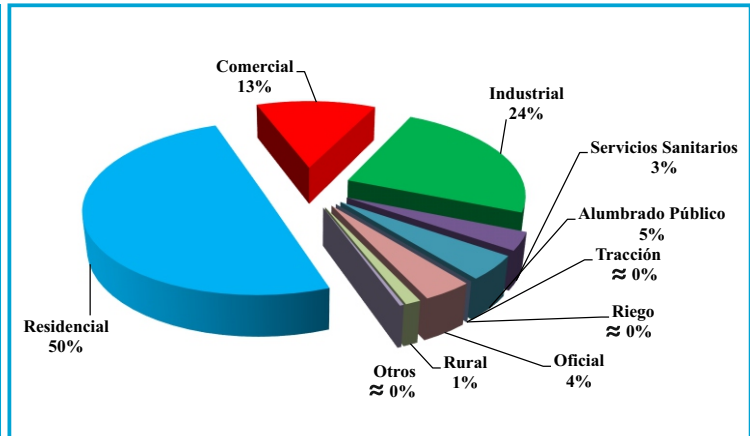


Demanda eléctrica [MWh] regional de Formosa. Año 2012.
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Misiones

El consumo de la provincia, en el año 2012, fue de 1.607.736 MWh, que corresponde a un 28,3% 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 2012, elaborado por la Secretaría de Energía.

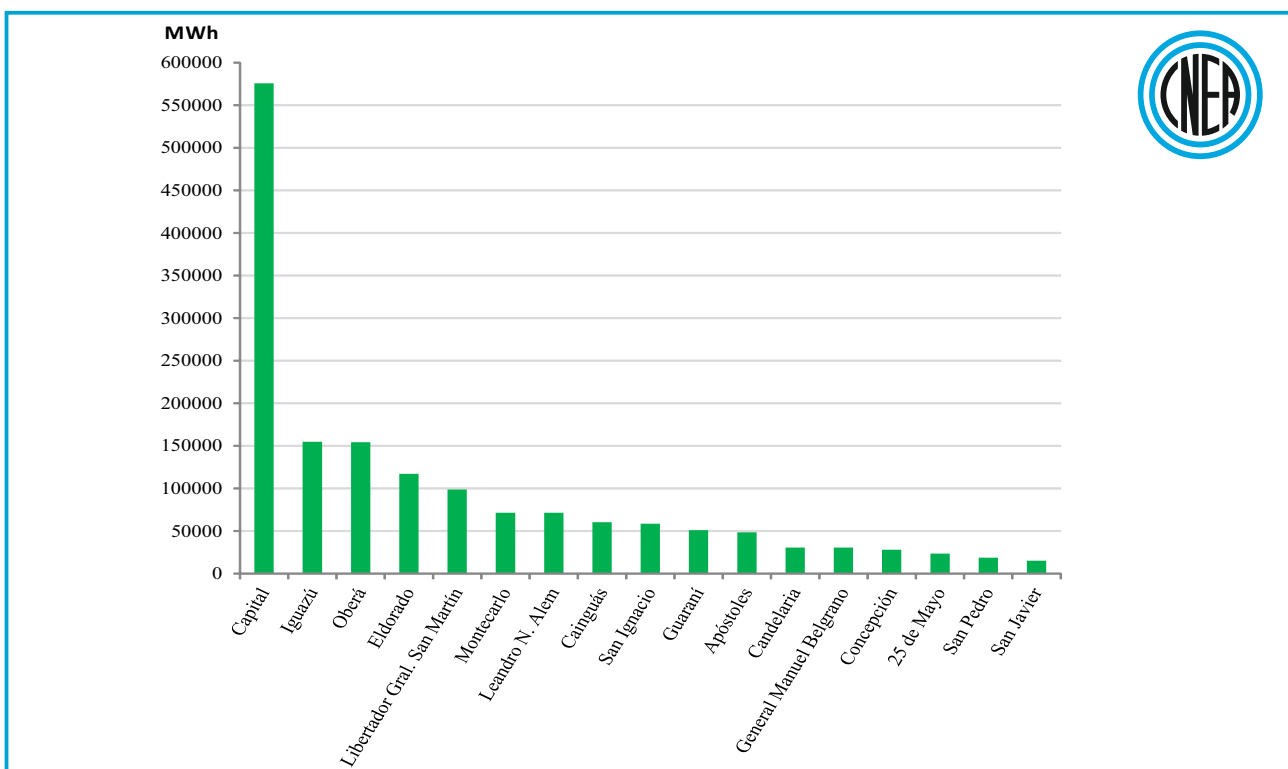
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	801.952
Comercial	207.864
Industrial	384.722
Servicios Sanitarios	54.784
Alumbrado Público	72.902
Tracción	0
Riego	0
Oficial	61.380
Rural	19.070
Otros	5.063
Total	1.607.737



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Misiones.
Año 2012
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012,
elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta la distribución del 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 35,6%, le sigue el departamento de Iguazú y el de Oberá, ambos con el 9,6%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 1,0% y 7,3% de la electricidad generada.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Misiones. Año 2012.
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2012, elaborado por la Secretaría de Energía

Noticias



La Central Nuclear Presidente Dr. Néstor Kirchner comenzó a generar energía

Con la presencia del ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios Julio De Vido, la Central Nuclear Atucha II - "Presidente Dr. Néstor Carlos Kirchner" entró en sincronización con el Sistema Interconectado Nacional y comenzó a entregar energía eléctrica a la red.

El ministro encabezó este acontecimiento acompañado por los intendentes de Zárate, Osvaldo Caffaro, y de Berazategui, Juan Patricio Mussi; el Presidente de Nucleoeléctrica S.A.(NA-SA), Ing. José Luis Atunéz; la Presidente y el Vice Presidente de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Lic. Norma Boero y el Ing. Mauricio Bisauta; y el Presidente de la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN), Dr. Francisco Spano.

Tras accionar el comando que conectó la Central a la Red Eléctrica Nacional desde la Sala de Control, el Ministro De Vido calificó este hito como un "día muy importante y de mucho orgullo para todos los argentinos".

Posteriormente, el ministro visualizó, a través de la página web de CAMMESA y por medio de gráficos, la energía preentregada con la puesta en marcha.

Vale recordar que el 3 de junio se puso por primera vez a crítico el reactor de la central. Luego, continuaron con pruebas a distintos niveles de potencia para verificar el comportamiento de los sistemas, hasta llegar a esta importante instancia. En línea con ello, gradualmente se irá aumentando la potencia hasta llegar, finalmente, al 100% de su capacidad en noviembre.

"Este aporte de energía es diversificación de la materia energética, es sustitución de importaciones y apunta a recuperar la soberanía energética, tal cual lo planteó la Presidenta Cristina Fernández de Kirchner cuando envió la ley que -además- sirvió para recuperar YPF", aseguró el ministro De Vido, quien además agregó que "días pasados iniciamos el proceso de criticidad, luego vinimos a conmemorar con los trabajadores de Atucha y con la Presidenta, el proceso de puesta en crítico del reactor. Hoy estamos con el reactor enviando ya la potencia, la turbina que está acá arriba nuestro, y de esa turbina está ya enviando el 5% de su capacidad a la red".

Respecto a la puesta en marcha de la central nuclear, el titular de la cartera de Planificación anunció que "a mitad de julio estaremos en el 30% de su capacidad. Luego, los próximos 60/90 días, estaremos seguramente cercanos al 100% y tendremos casi 800 megavatios, 760 megavatios en el sistema nacional interconectados que diversifica nuestra matriz energética, que sustituye las importaciones, que hace al autoabastecimiento energético y -fundamentalmente- hacen a la soberanía argentina en materia de conocimiento y desarrollo tecnológico. Es la soberanía que más cuenta, la que más vale, la que más pesa en el mundo".

Julio De Vido destacó, a su vez, que "al diversificar la matriz energética, al generar energía limpia y económica con esta central nuclear estamos incorporando en el corto plazo 800 megavatios a la red, hoy se incorporan los primeros 17. Si tuviéramos que generar esta energía con gasoil por ejemplo gastaríamos 1.500 millones de dólares más de lo que nos genera por un año. Esto hace claramente al autoabastecimiento, apunta a mejorar la balanza de divisas en materia de importación de combustible, sustituye importación de combustible y fundamentalmente consolida el desarrollo del conocimiento y la tecnología argentina".

"Esta central fue hecha con más del 88% del conocimiento y tecnología desarrollada acá en Argentina lo cual la posiciona a nivel universal ya como proveedor y desarrollador de tecnología industrial, de hecho en días pasados y por propuesta de la Presidenta oportunamente el embajador De Grossi es el actual Presidente de la Asociación de Proveedores Nucleares del mundo", resaltó el Ministro.

"Estamos muy orgullosos de este momento, muy orgullosos de los trabajadores de Atucha, de los operadores que me acompañan. Es realmente un nuevo momento histórico", concluyó De Vido al finalizar el evento.

El Calafate se incorpora al Sistema Argentino de Interconexión

Para las obras ejecutadas por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, se invirtieron 378 millones de pesos y forman parte de otras 7 obras ya en funcionamiento: la Ampliación de la estación transformadora "Santa Cruz Norte" de 500 kV, en Pico Truncado, la Línea de 500 kV "Pico Truncado-Piedrabuena", la ET de 132 kV "Río Santa Cruz", en Piedrabuena, la Línea de 500 kV "Piedrabuena-Esperanza", la ET de 132 kV "Esperanza", la Línea 220 kV "Esperanza-Río Gallegos", y la ET de 33 kV "Río Gallegos"; estas últimas inauguradas en septiembre de 2013.

Asimismo, se encuentran en ejecución las obras de la Línea 220 kV "Esperanza - Río Turbio", de 149 kilómetros de extensión y de la ET "Río Turbio", de 13,2 kV, ambas a inaugurarse a fines de 2014. Esto hará posible la incorporación de la cuenca carbonífera a la ecuación energética nacional con los 240 megavatios que aportará la usina térmica.

En su conjunto, se trata de 5 líneas eléctricas que totalizan 564 km de 500 kilovoltios, 277 km en 220 kilovoltios y 154 km en 132 kilovoltios y 5 ET de las cuales 4 son totalmente nuevas y la restante es la repotenciación en Pico Truncado de la ET "Santa Cruz Norte".

Además, el Estado Nacional está ejecutando un Plan Adicional de Obras Eléctricas en Santa Cruz que extenderá la Red Eléctrica Provincial, contemplando el tendido de líneas de 132 kV en el norte de dicha provincia a las siguientes ciudades: Los Antiguos, Perito Moreno, Caleta Olivia, San Julián y Gobernador Gregores, todo con una inversión de \$1.275 millones. Para llegar hasta Río Gallegos, por ejemplo, se tuvo que construir el tendido eléctrico desde Choele Choel (a 1.634 km de distancia).

Es oportuno recordar que desde 2003, se construyeron 5.500 km de líneas de Extra Alta Tensión que han permitido interconectar al Sistema a 10 Provincias que estaban aisladas, con una inversión de \$ 16.000 millones. Estas obras forman parte del Plan Energético Nacional, que hizo posible aumentar un 61% la red de alta tensión existente, pasando de 9.000 a 14.500 kilómetros de extensión.

La inclusión de la Patagonia en la red de Alta Tensión, gracias a la decisión política del ex presidente Néstor Kirchner y de la presidenta Cristina Fernández de Kirchner, permite darle al sur de nuestro país un suministro eléctrico eficiente y seguro, logrando así aprovechar todo su potencial energético y conectando al 84% de los hogares santacruceños a la red nacional.

Para la electrificación de la red provincial y la Interconexión de San Cruz, se viene realizando una inversión total de 6.525 millones de pesos. Así, el Gobierno Nacional tiene el compromiso de seguir avanzando en el desarrollo del Plan Energético Nacional, con la firme convicción de apostar a una mejor calidad de vida para todos los habitantes de nuestro país.

Por otro lado, se realizó, además, la firma de convenio para la pavimentación de 30 cuadras en la ciudad de El Calafate con una inversión de 18.688.286 pesos, las cuales se suman a las 20 ya en ejecución, financiadas a través de la Subsecretaría de Desarrollo Urbano y Vivienda, dependiente del Ministerio de Planificación Federal.

Los trabajos a realizar forman parte del proyecto de vinculación del Barrio Aeropuerto Viejo con la Avenida Costanera, que también permitirá unir el Acceso Principal de la ciudad con la costanera, conformando un nuevo circuito turístico.

Fuente: Minplan- 15 de febrero del 2014

YPF adquiere los activos de Apache y se convierte en líder de la producción de gas del país. También cierra acuerdo de asociación con Pluspetrol

YPF firmó hoy un acuerdo para adquirir la totalidad de las operaciones que Apache tiene en la Argentina por un monto de 800 millones de dólares, lo que le permite a la compañía posicionarse como el principal operador de gas en el país. YPF es además el mayor productor de petróleo.

"Esta es una excelente oportunidad para sumar a los activos de YPF una operación en actividad con importantes reservas de gas convencional y recursos no convencionales", señaló Miguel Galuccio, presidente de YPF.

Apache tiene operaciones en las provincias de Neuquén, Río Negro y Tierra del Fuego, con una producción diaria de 46.800 barriles equivalentes de petróleo (boes) y reservas probadas estimadas en 135 millones de boes. Cuenta con más de 350 empleados directos y una importante infraestructura de servicios petroleros.

El impacto de esta operación es significativo para la actividad productiva de YPF. Le permite aumentar sus reservas de hidrocarburos en aproximadamente un 14%, incrementar la producción de gas en un 15% y acceder a nueva producción de petróleo calidad Medanita, óptimo para las refinerías en su producción de combustibles de consumo masivo. Asimismo, YPF vuelve a operar en la Cuenca Austral.

Sobre los próximos pasos Galuccio indicó: "Confiamos en el potencial de estos activos y en la calidad técnica y profesional de su personal, a quienes le damos la bienvenida e invitamos a que se sumen a este enorme desafío que hoy lidera YPF".

Además, Galuccio aseguró: "Vamos a aumentar de inmediato los equipos de perforación para acelerar la producción, especialmente de gas. Y trabajaremos conjuntamente con las autoridades nacionales y provinciales para asegurar el crecimiento y desarrollo sustentable de las economías regionales involucradas".

Para esta operación, YPF desembolsa, en el día de la fecha, un primer pago de 50 millones de dólares y el saldo será abonado en los próximos 30 días, al cierre de la transacción. La misma se realiza completamente con fondos propios de YPF.

A partir de la adquisición de Apache, YPF acordó la venta a Pluspetrol de 1.240 kilómetros cuadrados en Vaca Muerta, por un monto de 217 millones de dólares, con vistas a la exploración y delineación del acreage exploratorio de alto potencial, así como la implementación de un proyecto piloto para la extracción de gas y petróleo no convencional. La mayoría de la superficie resultante de esta asociación está comprendida por activos adquiridos de Apache.

Sobre esta operación, Galuccio manifestó: "Estamos muy satisfechos de asociarnos a una compañía como Pluspetrol, que se destaca por su profesionalismo. Y que, además, fue la única que junto a YPF revirtió el declino de la producción durante 2013".

YPF ya cuenta con 12.000 km² en Vaca Muerta, con más de 100 pozos perforados, 19 equipos de perforación en la zona y una producción diaria de más de 13.000 boes de petróleo y gas.

Fuente: YPF- 12 de febrero el 2014

Cooperación nuclear con Paraguay

El ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Julio De Vido, recibió al embajador del Paraguay, Nicanor Duarte Frutos, para trabajar en conjunto sobre las relaciones bilaterales en el sector energético, en especial en empresas de tecnología.

De la reunión fueron parte la presidenta de CNEA, Lic. Norma Boero, el Director ejecutivo de la entidad Binacional Yacyretá, Oscar Thomas y una comitiva de funcionarios del Paraguay.

Las máximas autoridades de CNEA, Lic. Norma Boero y el Ing. Mauricio Bisauta, encabezaron junto a su par de delegación de Paraguay, César Cardozo, un encuentro donde se reafirmó la decisión de promover la cooperación bilateral en el campo del desarrollo e investigación de la energía nuclear y sus aplicaciones con fines pacíficos. También estuvieron presentes el subsecretario de Desarrollo Económico de Formosa, Ing. Julio Aráoz, y el presidente de Dioxitek, Ing. Gustavo Navarro.

En tal sentido, se decidió realizar la actualización del Acuerdo sobre Cooperación en los Usos Pacíficos de la Energía Nuclear, suscripto por ambos países en 1967. Asimismo, se acordó iniciar la vinculación entre la Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina y la Universidad Nacional de Asunción, como así también organizar un cronograma de visitas de intercambio entre científicos.

Por otra parte, se sentaron las bases para la cooperación mutua en el ámbito de regulación nuclear y extender formalmente la invitación cursada por el ministro De Vido a las autoridades del Paraguay para que participen en la ceremonia de puesta en marcha de la Central Atucha II.

Fuente: CNEA- 30 de Abril de 2014

De Vido detalló las prioridades del plan energético 2014-2019

El ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios expuso sobre los objetivos en materia energética para los próximos años, afirmó que la concreción del Plan Energético Nacional "es irreversible" y aseguró que "el modelo y el proyecto van a continuar" luego del 10 de diciembre de 2015.

"El Plan Energético para los años que vienen tiene diez objetivos", sostuvo el ministro al participar de las "Primeras Jornadas en Energía, Desarrollo Soberano y Políticas Públicas", que se realizaron en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires (UBA).

En su exposición, De Vido remarcó que, en la actualidad "estamos impulsando más de mil obras en el área de distribución eléctrica".

En uno de los tramos del discurso, De Vido también ratificó que Atucha I pasará a llamarse Juan Domingo Perón "porque fue quien la terminó", y Atucha II se llamará Néstor Kirchner "quien tuvo el coraje de terminarla", a partir de sendos proyectos votados recientemente en el Congreso.

El Panel "Avances del Plan Nuclear" estuvo integrado por el vicepresidente de la CNEA, Ing. Mauricio Bisauta; el Director de Obra, Ing. Rubén Quintana; el Gerente de Proyectos Nucleares de INVAP, Lic. José Gil Gerbino; y moderado por el gerente de Relaciones Institucionales de la CNEA, Lic. Facundo Deluchi.

Bisauta sostuvo que "la Argentina es un país nuclear. Tenemos un desarrollo en todas las provincias del país. En Córdoba, funciona la Regional Centro; en Mendoza está la Regional Cuyo; en Salta, la Regional Norte; y en Trelew tenemos la Regional Patagonia. Esto incluye, por su distribución, a 17 provincias.

Asimismo, el vicepresidente de la CNEA afirmó que "el lanzamiento del Plan Nuclear tiene para nosotros un eje fundamental: recuperar capacidades que se habían perdido. Hoy, con el desafío que nos propuso el Gobierno Nacional de reactivar la construcción del reactor CAREM, la Extensión de Vida de la Central Embalse, la terminación de Atucha II, la medicina nuclear, el reactor multipropósito RA-10, la planta de enriquecimiento y la exploración y extracción de uranio.

Por su parte, la senadora nacional Rosana Bertone señaló durante su intervención que "no es posible entender esta década de transformaciones en el sector energético sin mencionar los principales logros obtenidos en materia de inversiones en el sector, lo cuales hoy se cuadran dentro de un marco de diversificación de la matriz energética, dándole sustentabilidad y seguridad de abastecimiento".

En el encuentro, organizado por el Observatorio de la Energía, la Tecnología y la Infraestructura para el Desarrollo (OETEC), también expusieron el presidente provisional del Senado, Dr. Gerardo Zamora; el ministro de Economía de Formosa, Dr. Jorge Ibañez; y el vicepresidente de Adimra, Dr. Juan Carlos Lascurain entre otros.

Fuente: CNEA - 16 de mayo 2014

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

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

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250 (C1429BNP), CABA

Centro Atómico Constituyentes

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

Tel: 54-011-6772-7526/7869

Fax: 54-011-6772-7526

email:

sintesis_mem@cnea.gov.ar

