

Boletín Energético

2do. Semestre 2008
AÑO XI N° 22



ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Ing. Francisco Carlos Rey

Coordinación Editorial: Ing. Norberto Coppari

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari

Lic. Cristina A. Delfino

Ing. Jorge Giubergia

Ing. Susana Gómez de Soler

Ing. Lucía Ramilo

Boletín elaborado y emitido por la Subgerencia de Planificación Energética, perteneciente a la Gerencia de Planificación, Coordinación y Control, Comisión Nacional de Energía Atómica; Av. Libertador 8250 (C1429BNP) CABA; Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires. Tel.: 6772-7422/7419/7526/7869.

Producción Editorial: Ing. Francisco Carlos Rey

Ing. Norberto Coppari

Ing. Jorge Giubergia

Srta. Mariela Iglesia

Comité Revisor: Ing. Gustavo Barbarán

Ing. Valeria Cañadas

Sr. Diego Maur

Ing. Inés Torino Aráoz

Apoyo Técnico Administrativo: Sr. Diego Coppari

Sr. Facundo Leuzzi

Sra. Mónica Nicolini

Este Boletín presenta los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta diciembre de 2008, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina A. Delfino

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

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

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

ISSN 1668-1525

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



CONTENIDO

Proyección de la demanda energética para el período 2004-2030 en Argentina empleando el modelo MAED

Valeria Cañadas, Santiago Jensen Mariani

- ☐ **Potencia Instalada**
- ☐ **Generación de Energía Eléctrica**
- ☐ **Generación Nucleoeléctrica**
- ☐ **Picos de Potencia**
- ☐ **Incorporaciones Previstas**
- ☐ **Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- ☐ **Indisponibilidades en la Generación**
- ☐ **Evolución de los Precios**
- ☐ **Consumo de Combustibles**
- ☐ **Demanda Eléctrica Regional**
Regiones del Comahue, Patagonia y Tierra del Fuego
- ☐ **Noticias**

Editorial

En los últimos años, la comunidad científica internacional ha tomado conciencia de que los modelos actuales de producción y uso de la energía, deberían reevaluarse, y en algunos casos ser reemplazados por otros que no dañen el ambiente, y resulten acordes al uso racional de los recursos y a la seguridad de abastecimiento energético.

Las conclusiones del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) de las Naciones Unidas, han confirmado las cifras alarmantes sobre el calentamiento global producido por las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Desde hace más de una década, se cuenta como principales instrumentos para canalizar la preocupación global sobre el calentamiento de la tierra, con la Convención Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas y su Protocolo de Kyoto, la cual da el marco general para la acción internacional, sin obligar a los países a reducir sus emisiones, sino sólo de manera indirecta para el grupo del Anexo I (41 países desarrollados y en transición a economías de mercado).

La falta de compromisos explícitos y

vinculantes (obligatorios), durante la Convención, movió a la comunidad científica internacional a negociar el Protocolo de Kyoto, que compromete a los países del Anexo I a reducir sus emisiones alrededor de 5% durante el período de 2008 a 2012.

El principal punto de conflicto desde hace 16 años, es la dificultad que tienen los países industrializados para disminuir sus emisiones de GEI sin comprometer su calidad de vida ni a sus posibilidades de desarrollo industrial.

Los países de las Naciones Unidas han debatido, en diciembre del 2007, en la Cumbre de Bali, Indonesia, medidas encaminadas a reducir las emisiones de estos gases más allá de lo estipulado por el Protocolo de Kyoto. En este escenario, a cuatro años de su expiración, unos 160 representantes de todo el mundo participaron de la reunión sobre cambio climático en Bali, redactando "la hoja de ruta de Bali", que será el eje del trabajo de la conferencia de las partes de la Convención, que sesionará a fines del 2009 en Copenhague, Dinamarca.

El objetivo fundamental ya no sólo se concentrará en la reducción de emisiones de GEI. El proceso se ha complejizado y se esperaba que la reunión de Bali emergiera como una solución para resolver cuestiones de adaptación, cooperación tecnológica; y los métodos para financiar una respuesta al cambio climático. Por lo que la claridad normativa debería promover que las próximas inversiones se orienten hacia tecnologías ecológicamente racionales. Es innegable la necesidad de hacer llegar la energía a las personas y habida cuenta del cambio climático, es todavía mayor la necesidad de hacerles llegar energía limpia.

Si bien "La hoja de ruta de Bali", resultó ser un cronograma bastante laxo de cómo se iba a recorrer el camino que va desde los desacuerdos observados en la capital de Indonesia a los acuerdos futuros, se espera que para la 15ª Conferencia de las Partes (países miembros de la convención), que se realizará en el año 2009 en Copenhague, se puedan lograr acuerdos sustanciales para enfrentar el cambio climático.

La esperanza de la próxima reunión de Copenhague se basa, además de afianzar el compromiso definitivo en la reducción de emisiones de los países, en el potencial de recursos financieros nuevos y adicionales a movilizar, así como recursos tecnológicos igualmente significativos, con el fin de ayudar a los países en desarrollo en sus medidas adicionales de mitigación.

Los retos combinados de la competitividad, la seguridad energética global y el cambio climático dan lugar a un nuevo debate sobre el futuro de la energía

nuclear, con el fin de asegurar el uso creciente de esta energía.

En la próxima reunión de Copenhague los países deberían superar las barreras sectoriales que impidieron el ingreso de la energía nuclear como tecnología básicamente mitigadora de la emisión de gases de efecto invernadero, y definir una canasta de tecnologías de futura generación a incorporar por la matriz energética mundial, con vistas a lograr efectivamente las reducciones propuestas.

Se prevé que tras un período en el que los combustibles fósiles aún seguirán dominando el escenario eléctrico, en el futuro a mediano plazo habrá un importante predominio de centrales nucleares, y de energías renovables. Se dará así un renacimiento nuclear que tanto los estamentos oficiales como los agentes económicos, consideran ineludible.

Las centrales nucleares resultan una opción óptima para la generación de grandes cantidades de electricidad en régimen de base. Por otra parte también se considera oportuna la introducción de nuevas centrales renovables, de régimen menos estable.

No cabe duda de que las instituciones y la industria tendrán que prepararse para este reto, adecuando en todo el mundo la infraestructura legislativa, reglamentaria, técnica y financiera, necesaria para llevar a cabo éstos proyectos ambiciosos. Mención especial debe hacerse a los profesionales, técnicos e investigadores requeridos para hacer frente a las nuevas tecnologías de sistemas energéticos, nucleares y renovables, la gestión de los residuos y las nuevas aplicaciones como la desalinización del agua del mar y la producción y utilización del hidrógeno. Por lo tanto, se vuelve fundamental formar nuevas generaciones que releven a los que dejan el campo nuclear por motivos imperativos de su edad, evitando la pérdida de capacidades adquiridas y la experiencia acumulada.

Proyección de la Demanda Energética para el Período 2004-2030 en Argentina Empleando el Modelo MAED

Valeria Cañadas, Santiago Jensen Mariani

1. Presentación y Objetivo

El presente trabajo desarrolla el Informe de Caso País de la República Argentina, en su Segunda Revisión, a septiembre de 2008, enmarcado dentro del proyecto de “Fortalecimiento de capacidades para el desarrollo de sistemas energéticos sostenibles” RLA/0/029, organizado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

El Objetivo Principal fue realizar un estudio de la posible proyección de la demanda de energía en el país utilizando el Modelo MAED, como una herramienta para continuar con el desarrollo interno de la prospectiva energética de la Argentina para el

período 2004-2030, permitiendo retomar los estudios de demanda energética realizados históricamente por CNEA.

Dado que el Modelo MAED fue diseñado para realizar estudios de proyección de la demanda energética a largo o mediano plazo, en lugar de detenerse en las dispersiones anuales que a largo plazo se cancelarían, se adoptaron etapas de 2 a 5 años como puntos intermedios del período, denominados “años de corte” (2004, 2006, 2010, 2015, 2020, 2025 y 2030), para analizar el comportamiento de las variables.

2. Introducción y Fuentes de Información

El trabajo está basado en la segunda revisión y no constituye la versión definitiva, debido a que la información existente en el Balance Energético Nacional 2004 (BEN 2004) se encuentra actualmente bajo consideración por parte de la Secretaría de Energía de la Nación, así como también por la inexistencia de información específica de ciertos sectores en el país, la cual

tuvo que ser estimada con la ayuda de expertos de cada área, a la espera de que la misma pueda ser formalmente recabada.

Se utilizó como año base el 2004, por ser un año representativo con una considerable estabilidad económica en el país, y con mayor disponibilidad de información del sector de energía y de las variables socioeconómicas requeri-

das por el modelo.

Para realizar la proyección de la demanda energética se realizaron una serie de hipótesis acerca del crecimiento de la población y de la economía. En el primer caso se utilizó como fuente la información estadística del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), y en el segundo se contó con la información económica suministrada por la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía y Producción de la Nación.

Desde el punto de vista energético se utilizó el BEN del año 2004 como punto

de partida, y se tuvieron en cuenta los BEN de años anteriores para analizar el comportamiento de la demanda histórica.

En cuanto a los factores específicos de los sectores Transporte, Comercial y Público, Residencial y Manufactura (compuesto por los Subsectores Agricultura, Construcción, Minería e Industria), fueron consultados en las diferentes cámaras o asociaciones y se contó con el asesoramiento de analistas e investigadores expertos de dichas áreas.

3. Herramienta Empleada para la Modelización

La herramienta utilizada en CNEA para realizar estudios de proyección de la demanda energética en la Argentina, es el Modelo para el Análisis de Demanda de Energía “MAED”, propiciado por OIEA, que consta de las siguientes características:

- Fue diseñado para establecer la demanda en términos de energía útil, con el propósito de poder estudiar la sustitución de combustibles, en los casos en que sea factible. Entendiéndose por energía útil, por ejemplo, la requerida por el proceso de cocción de un alimento determinado; y por energía final la consumida efectivamente por el equipo para cocinarlo, incluyendo las pérdidas en la transformación.
- Lo interesante de este análisis es que permite determinar cuán lejos se está

de utilizar los equipamientos y formas energéticas (combustibles, electricidad, etc.) más eficientes para determinado uso (por ejemplo gas natural versus leña, para cocción o calefacción); cuánto se pierde por la utilización actual o se ganaría realizando los reemplazos respectivos; y cuán dependiente es el país de ciertas formas energéticas para las que se haya montado una infraestructura específica, que dificulte su reemplazo.

- Los datos de salida del modelo están expresados en términos de energía final, lo que permite su comparación con los Balances Energéticos tradicionales.
- El consumo de combustibles fósiles para usos térmicos (calefacción, acondicionamiento de aire, refrigeración, cocción, provisión de agua

caliente, vapor u hornos industriales), o para medios de transporte (gas natural, gas oil, nafta), no resulta desagregado entre sus formas energéticas constituyentes (petróleo, gas natural, carbón). Aunque sí se cargan sus factores de consumo en forma desagregada para cada sector consumidor de ese tipo de energía, el modelo los agrega, solo para diferenciarlos de los combustibles modernos y menos contaminantes, como la electricidad, la biomasa y otros energéticos de fuentes renovables. Esta consideración se justifica además en que para usos térmicos, generalmente los hidrocarburos pueden ser más fácilmente reemplazables por otros energéticos como la electricidad. Por el contrario los equipamientos y toda la infraestructura eléctrica o de transporte a combustión interna, no admiten la

sustitución inversa.

- El precio de las diferentes formas de energía no está explícitamente considerado en el análisis MAED, sino indirectamente a través de las participaciones de las mismas en el mercado, y de los usos a los que se asignan.
- El Modelo es aplicable para análisis en el mediano y largo plazo.
- Se trata de un modelo de simulación en lugar de optimización. Se basa en la proyección de escenarios, analizando el comportamiento de los sectores de consumo (transporte, servicios, residencial e industrial) ante la variación de ciertos “drivers”, como el producto bruto interno (PBI), demografía y consumos energéticos típicos, esperados para dichos sectores.

4. Escenario Planteado

Como se ha dicho anteriormente, el modelo utiliza variables económicas, demográficas y de comportamiento sectorial, permitiendo analizar su eventual variación ante distintos contextos posibles y de interés. Por tal razón se analizaron una por una las consideraciones realizadas para dichas variables.

4.1. Descripción del Escenario Base o de Referencia Modelado

Cualquier escenario a considerar para la modelación de la demanda energética, consta de dos aspectos relevantes: el socioeconómico y el energético propiamente dicho, con todos sus

aspectos concomitantes.

Particularmente, el escenario base o “Business as Usual” (BAU), no presenta cambios drásticos en la economía ni en la participación de los sectores económicos, sino que de una forma conservadora, todo se comporta de manera tendencial. A partir del mismo, pueden plantearse para el futuro diferentes escenarios con introducción de mejoras al BAU o mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, en lugar de limitarse a seguir la tendencia histórica de la demanda. Estos escenarios admiten la aplicación de una serie de políticas y medidas destinadas a

realizar un uso menos contaminante y más racional de la energía, minimizando los recursos demandados.

Para el escenario BAU considerado en el presente trabajo, se adoptaron las siguientes hipótesis:

- Políticas de Uso Racional de la Energía (URE) ya definidas para los sectores de consumo. Estas son aplicadas, según lo establecido por un programa a corto y largo plazo, “Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía” (PRONUREE), anunciado por el Estado Nacional en diciembre de 2007.

- En el caso de la electricidad, se consideró un leve aumento de su utilización para usos térmicos. Esto tiene como objeto diversificar la matriz energética, brindándole una mayor robustez y disminuyendo la preponderancia de los combustibles fósiles. Otra justificación al reemplazo de combustibles fósiles por electricidad, es el supuesto de un aumento en la participación de generación de origen nuclear, fundado entre otros motivos, en la escasez de los combustibles fósiles, la inestabilidad de sus precios y en la necesidad de disminuir el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la generación eléctrica con hidrocarburos.

- A su vez, también se supone una mayor utilización del gas natural (en los sectores residencial y comercial), por motivos de equidad distributiva, en las zonas aún no cubiertas por su servicio (como por ejemplo el noreste argenti-

no).

4.1.1. Escenario Demográfico BAU

El crecimiento histórico poblacional en Argentina nunca ha superado la barrera del 1,75%, habiéndose estabilizado inclusive en la última década, en torno al 1% anual acumulativo.

La distribución entre población urbana y rural, en cambio, sí ha sufrido variaciones. Desde 1970 a 2004 la población urbana ha pasado de un 79% a un 90% de participación; y por ende la población rural ha disminuido de un 21% a un escaso 10%.

Asimismo, cabe aclarar la importancia de la centralización de la población, dada su gran influencia en la demanda de energía, del sector tanto de transporte urbano (debido a las frecuencias y distancias recorridas por persona dentro de las ciudades), como en el transporte interurbano (por las significativas distancias que suelen separar a los pueblos y ciudades entre sí).

En el caso de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires (GBA), en ellos se concentra más de la tercera parte de la población total del país, volviéndolos sumamente relevantes a la hora de evaluar consumos energéticos de transporte, residenciales y de servicios.

Por lo tanto, en términos demográficos se adoptó la hipótesis de que el crecimiento de la población se comportará para el período 2004-2030, en forma similar a la tendencia histórica del país. Es decir, se determinó una tasa superior inicial al 1% anual, que decrece en el

tiempo para ubicarse algo más abajo del punto porcentual al final del período de estudio (pasando de 37.400.000 de habitantes en 2004 a más de 48.300.000 para el año 2030).

Con relación a los porcentajes de población urbana y rural, éstos tampoco cambian demasiado de acuerdo con la tendencia histórica de las últimas décadas, manteniendo un pequeño aumento de participación de población urbana en desmedro de la rural.

4.1.2. Escenario Económico BAU

El escenario socioeconómico presentado en el estudio, fue elaborado en conjunto con la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía y Producción de la Nación, con el objeto de unificar criterios y fundamentos para el análisis de la demanda del sistema energético.

El crecimiento del país se basa en consideraciones acerca del escenario internacional, la marcha de la economía nacional y la inserción de Argentina en el contexto económico mundial.

Por ello, se considera que la expansión del mercado interno de China, India y Japón dependería fuertemente de las importaciones de bienes primarios que obtengan de los países en vías de desarrollo, como Argentina.

Se planteó sobre esta base otro importante supuesto: la economía Argentina incrementaría su comercio con China, India y el resto del mundo y lo estabilizaría con Estados Unidos y la Unión Europea.

Se entiende que como tercer productor mundial de soja (luego de EEUU y Brasil), Argentina podría seguir abasteciendo la demanda de productos primarios de China y demás economías asiáticas, acrecentando de este modo sus exportaciones y pudiendo pasar sin grandes problemas, la eventual desaceleración de la economía mundial.

Por estas razones, se asumió que Argentina crecería en forma más dinámica que la región durante la primera mitad del período de análisis, mientras que luego iría convergiendo a los valores de crecimiento regionales.

Se consideró que dada su estructura productiva, enfocada principalmente en los bienes primarios, la región podría continuar su sendero de crecimiento, en forma virtualmente independiente de los avatares de la economía mundial.

Una importante cuestión a considerar es que, tradicionalmente, la demanda futura de energía se estimaba en Argentina, en base a la relación histórica entre el consumo final agregado de formas energéticas y el PBI a precios constantes, es decir en forma tendencial. El nuevo objetivo, en cambio, plantea diseñar un escenario que refleje una visión esperable de futuro, para luego poder confrontar las distancias entre lo existente y lo deseable y buscar los caminos capaces de acercar ambos extremos.

Esta visión concibe la evolución futura de la realidad socioeconómica como

un proceso dinámico, estimado a partir de un conjunto de escenarios económicos seleccionados entre aquellos que presentan un mayor grado de posibilidad de concretarse.

A partir del empleo de esta herramienta combinada con otras, como las provenientes de la macroeconomía, se procura profundizar la visión de una relación agregada entre el consumo final de energía y la actividad económica. Esto permite identificar los consumos energéticos de aquellos “sectores clave” en el entramado productivo y en las actividades de consumo. De esta forma, se logra un conocimiento más profundo del comportamiento del sistema, que permitiría en un futuro introducir las mejoras necesarias.

Con el objetivo de contar con parámetros para formular en términos operativos el escenario económico, se asignaron valores globales de mediano y largo plazo a las variables del modelo. Entre las más importantes se destacan: las tasas de crecimiento del PBI y demográficas, la penetración de las formas energéticas y los consumos energéticos de los sectores económicos, para cada uno de los años de corte.

Por convención con los organismos participantes, y para facilitar la comparación y análisis posteriores de los resultados entre los países integrantes del proyecto regional de OIEA, las estimaciones fueron realizadas en dólares constantes del año 2000.

Para explicitar una visión acerca del movimiento general de la economía, se

adoptaron tasas de crecimiento del PBI para cada sub-período. Se comenzó con un crecimiento del 8%, justificado por los altos niveles de ociosidad económica registrados en el inicio del análisis (donde el país estaba resurgiendo de una crisis socioeconómica importante); para alcanzar un 2,5% al final del estudio (de acuerdo a suposiciones sobre el impacto de la desaceleración de la economía mundial en nuestra economía).

En la Figura 4.1 se muestra el comportamiento actual y proyectado del PBI desagregado en los aportes de cada Sector Económico, en el período de análisis.

4.2. Consideraciones en los Sectores de Consumo

A continuación se detallan las consideraciones y aclaraciones específicas realizadas en el escenario BAU, para todo el período de análisis; en orden descendente desde los sectores con más alto consumo de energía.

4.2.1. Sector Industrial

Dentro del sector Industrial se encuentran incluidos los subsectores Agricultura, Construcción y Minería, además de Manufactura; para los que se mantuvo la inexistencia de combustibles tradicionales (como leña y carbón vegetal), emergente del BEN del año base, hacia el resto de los años proyectados. Esto se justifica en que aun tratándose de biomásas, éstas son de

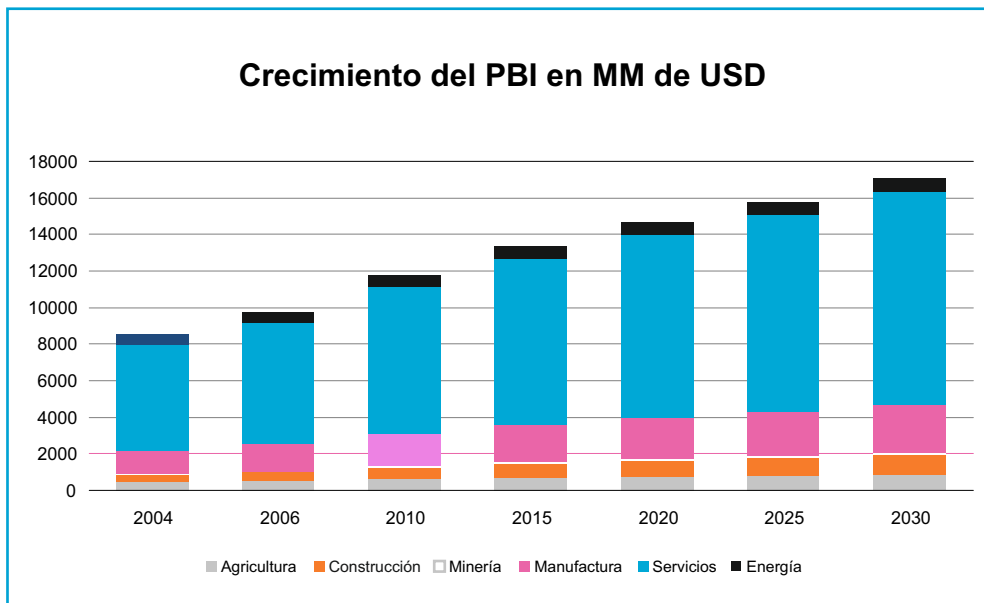


Figura 4.1. Crecimiento del PBI en MM USD Constantes Año 2000

muy bajo poder calorífico y los dispositivos que las utilizan son de baja eficiencia.

Para las biomásas modernas, en cambio, se supuso un leve crecimiento de su utilización en el mercado, en detrimento de los combustibles fósiles. Esto fue con el objeto de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, en una medida razonable, dada la gran dependencia de los mismos.

Asimismo se incrementó la utilización de la electricidad para usos térmicos (calefacción, calentamiento de agua, producción de vapor, hornos eléctricos, etc.), justificado por la diversificación de la matriz energética y una mayor eficiencia en la gestión de los recursos fósiles.

Los valores de intensidades energéticas (cociente entre el consumo energético sectorial y la unidad monetaria del producto generado), disminuyeron debido a la implementación del mencionado PRONUREE; reduciendo también con estas medidas, la demanda final proyectada. Cabe destacar que estas intensidades pueden variar tanto por un aumento o revalorización económica del sector considerado – que escapa al presente análisis –, como por un aumento en la eficiencia productiva que induzca un menor consumo energético por unidad monetaria de producto generado.

4.2.2. Sector Transporte

El Sector Transporte argentino modelado se ha subdividido en: Transporte de

Cargas y de Pasajeros (Urbano e Interurbano). Estos sectores son todos fuertemente consumidores de combustibles fósiles, principalmente gas oil, seguido por naftas, luego gas natural y finalmente electricidad (en niveles mínimos).

Es de destacar que las instalaciones y tecnologías del parque de transporte existente presentan una rigidez que dificulta las posibilidades de sustitución en el corto plazo, admitiendo sólo un reemplazo paulatino de vehículos a combustión interna por ferrocarriles o subterráneos eléctricos, todo ello limitado por la infraestructura y las decisiones de transporte de los pasajeros.

A continuación se detallan las particularidades que caracterizan a cada modo de transporte:

Cargas:

El transporte de cargas en la Argentina se caracteriza por ser el más energointensivo del sector en general, requiriendo recorrer enormes distancias entre los centros productivos y los de consumo de las mercaderías a comercializar. Esto se debe a que las dimensiones del país determinan una extensión norte-sur de casi 3700 km y este-oeste de 1400 km. Estas mercaderías se componen principalmente de agrograneles y toda clase de productos industriales.

Al hablar del transporte de cargas por medio terrestre, (con gas oil como combustible principal), la participación del **modo carretero** pasó del 57% en la

década del 50, al 96% en la actualidad. Esto se dio a pesar de poseer el mayor consumo específico por cargakilómetro a transportar, con una gran ineficiencia para el movimiento de cargas a través de largas distancias, justificado solo para ciertos productos específicos y trayectos reducidos.

Esta situación fue parte del escenario de decadencia que padeció la **red ferroviaria** que existía en el país, que permitía racionalizar las operaciones y los costos del movimiento de cargas hasta ese momento. Como resultado de equivocadas políticas de estado y una mala planificación, se llegó a insuficientes niveles de inversión y a la destrucción de la infraestructura ferroviaria, deteriorándose paulatinamente la prestación de sus servicios.

Esta realidad puede observarse en la siguiente Figura 4.2, que grafica la red ferroviaria antes y después del proceso de privatización y concesión.

En la década del 40, época del auge del transporte ferroviario en Argentina, las cargas transportadas anuales superaban las 50 MMt. Hoy en día ese valor llega a la mitad, aunque presenta una leve tendencia al crecimiento.

Para este medio también el combustible utilizado es mayormente gas oil, ya que la electrificación ferroviaria se extiende solo a unos pocos kilómetros del perímetro de las principales ciudades. Sin embargo presenta un consumo específico hasta 3 veces más eficiente que el carretero.

Por otra parte, también es limitada la

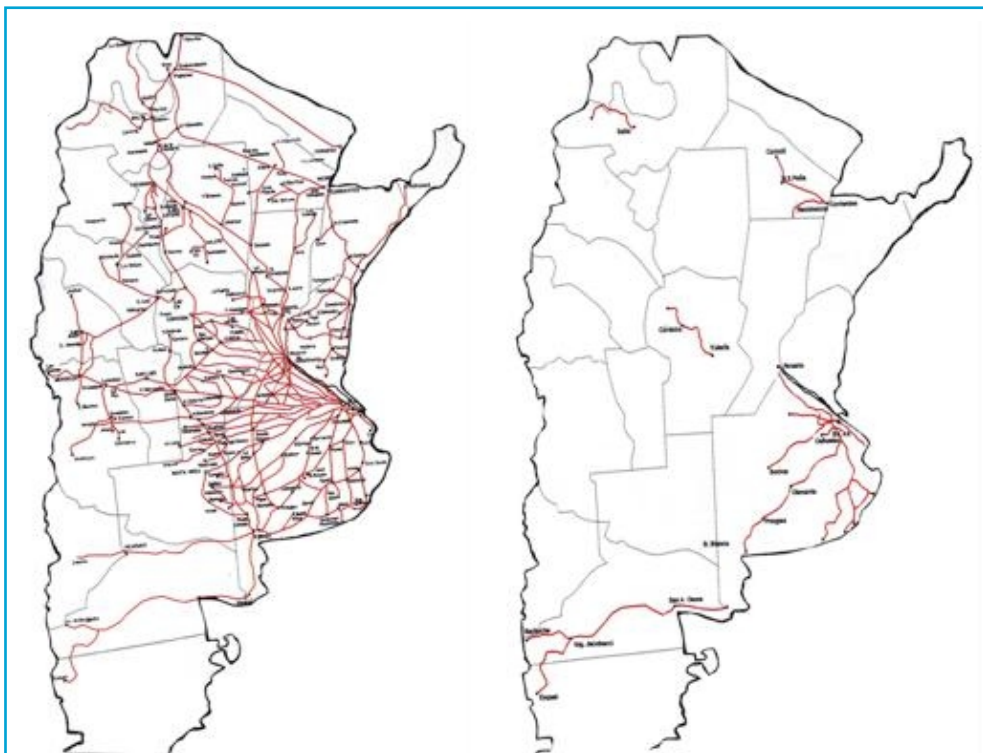


Figura 4.2. Situación Histórica y Actual de la Red Ferroviaria Argentina

disponibilidad de vías fluviales navegables para la utilización de **barcazas**, por restricciones geográficas; donde si bien el principal combustible consumido es nuevamente el gas oil, (dado que el fuel oil se utiliza en embarcaciones de mayor envergadura, como las marítimas), llega en este caso a ser incluso de 8 a 10 veces más eficiente que el modo carretero.

En este sentido, la República Argentina cuenta con alrededor de 11 000 km de vías navegables constituyendo una red compuesta por los ríos de La Plata,

Paraná, Paraguay y Uruguay, con sus principales puertos fluviales en Zárate y Campana (Buenos Aires).

La gran eficiencia que presenta el modo fluvial frente al carretero en lo que respecta al consumo de combustible por unidad de cargas y distancia transportada, sumado a la crisis petrolera, han hecho renacer el interés por este sistema de transporte, aunque hoy en día presenta una participación marginal a nivel interno, mientras que el modo marítimo lidera el comercio internacional.

Los supuestos del escenario BAU para el movimiento de cargas, son los siguientes:

- El transporte carretero sigue absorbiendo la mayor participación del movimiento de cargas en el período considerado, por la inercia de las razones ya expuestas. Se espera una mejora en el consumo de combustible de un 16% para el año 2030, debida a la evolución tecnológica y a la incorporación de técnicas de conducción más eficientes.
- El traslado de mercancías por modo aéreo se considera despreciable respecto de los restantes, por no poder competir a nivel de los costos de transporte, por lo cual no se modeló.
- No se discriminó el movimiento de cargas automotor entre vehículos livianos y pesados, sino que se asumió todo el transporte carretero trasladado por camión como simplificación.
- Por la importancia de la proporción de cargas agrarias en la hidrovía del Paraná y en el ferrocarril, se proyectó la demanda total a transportar respetando la tendencia esperada de la producción de granos, partiendo de valores históricos del año 1971. Como resultado se obtuvo un 50% más de carga para el año 2030, con respecto al año base.

Transporte Urbano de Pasajeros:

El transporte urbano de pasajeros se caracteriza por la necesidad de grandes requerimientos energéticos, asociados a movilizar millones de personas en horarios pico, a través de distancias que

si bien suelen ser mucho más cortas que las interurbanas, van creciendo a medida que lo hacen las ciudades y se repiten varias veces por día. Todo esto supone la disponibilidad de medios masivos de transporte con alta frecuencia de servicio, además de suficientes accesos y bocas de expendio de combustible, para atender también a los medios individuales.

El transporte de personas en la Región Metropolitana de Buenos Aires (RMBA), que incluye la Capital Federal y el Gran Buenos Aires, ofrece una gran posibilidad de medios masivos de locomoción, además de los vehículos particulares. Entre ellos se destaca el **subterráneo**, con 6 líneas (A, B, C, D, E y H) distribuidas radialmente, con centro en la zona financiera y comercial de la Capital Federal; comunicando principalmente las zonas más céntricas de la ciudad y uniendo asimismo las líneas de ferrocarril de las zonas norte y oeste, con los de la zona sur.

Otro importante medio masivo es el **tren de pasajeros** que representa una opción ágil de transporte desde los suburbios hacia el centro de la Capital Federal y viceversa. Las líneas de trenes están interconectadas entre sí, algunas por estaciones de transferencia y otras a través del subterráneo. Así se brinda al usuario una opción de transporte alternativa al congestionamiento de las calles de la ciudad y sus accesos en las horas de mayor tráfico, coincidentes con las de ingreso y egreso a los lugares de trabajo.

La RMBA también cuenta con el 35% de los **ómnibus urbanos** del país, que equivalen a 8446 unidades en el año base. Es de destacar que solamente en la RMBA existe la opción de trenes y subtes como medio de transporte público de pasajeros. En el resto de las ciudades del país, el ómnibus urbano y el taxi, en menor medida, satisfacen la demanda de transporte.

El transporte carretero por su naturaleza es más flexible en cuanto al uso porque permite entregar la carga puerta a puerta, evitando transbordos innecesarios en los demás transportes de carga.

Los supuestos realizados en el BAU para el sector transporte de pasajeros dentro de las ciudades, se detallan a continuación:

- La estructura por modo de transporte se mantiene constante a lo largo de todo el período de estudio; es decir, que el porcentaje de población que utiliza cada modo de transporte no varía, aunque sí lo haga en valores absolutos.
- La distancia diaria promedio recorrida por habitante es de 20 km, asumiéndose constante para todos los años del estudio. No se esperan crecimientos sustanciales del área total de las ciudades para el período considerado.
- El consumo específico de combustible de **automóviles y taxis** se supuso un incremento gradual a partir del año 2015 hasta alcanzar un 20% más hacia el año 2030. Esto se justifica por un incremento en la saturación del tráfico por frecuentes embotellamientos.

- Para los restantes medios de transporte el consumo específico se supone constante en el período considerado, por poseer vías de circulación independientes.

- Dada la gran dificultad en cuantificar y proyectar las complejas variables de decisión del consumidor a la hora de elegir un medio de transporte, se supone que el automóvil particular mantendrá su participación de pasajeros respecto del total de los medios del año base, hacia los años proyectados. Esto ocurrirá independientemente de que resulte una de las opciones menos económicas y convenientes desde el punto de vista energético y ambiental.

- En contraste, por resultar los medios masivos más eficientes y económicos que los individuales, y corresponder a un tipo de servicio público fuertemente regulado por el estado, es sobre ellos que se debería actuar para ofrecerle al consumidor opciones de transporte más atractivas y económicas que hagan relegar el uso del vehículo particular, al menos en las zonas urbanas.

Transporte Interurbano de Pasajeros:

El transporte interurbano de pasajeros se caracteriza por el requerimiento de movilizar masas de pasajeros mucho más dispersas a través de distancias considerablemente más extensas que las urbanas, teniendo presente las extensas longitudes del país.

La disponibilidad de medios masivos de transporte se da entonces, con una menor frecuencia de servicio que para

el transporte urbano. Esto se argumenta por sus diferentes requerimientos de movilidad y de racionalidad de costos; disponiendo además de rutas y caminos para atender a los medios carreteros individuales y masivos.

En este sentido Argentina se encuentra surcada por numerosas rutas que vinculan las ciudades más importantes del país, los principales puertos de agua profunda (marítimos y fluviales) y los distintos centros productivos. El **transporte carretero**, que brinda una flexibilidad importante en lo que respecta al tránsito de pasajeros, se encuentra ampliamente garantizado, como puede verse en la siguiente Figura 4.3.

La extensión de las carreteras nacionales es de 37 740 km, más los 600 000 km de jurisdicción municipal; conectando a la provincia de Buenos Aires, con las principales ciudades y regiones del país en forma radial, ya que en ella se concentra la mayor parte de los movimientos de pasajeros y cargas del país.

Si bien el sector Transporte en general resultó severamente perjudicado por la crisis económico-financiera del año 2001, desde un punto de vista local, también a consecuencia de dicha crisis surgió una situación económica propicia para el desarrollo del turismo extranjero, por efecto de la devaluación de la moneda nacional frente al dólar estadounidense. Esto ocasionó una rápida recuperación de la cantidad de pasajeros transportados por vía aérea.

En el caso del ferrocarril, la falta de

mantenimiento y modernización de su infraestructura terminó afectando la decisión de los usuarios, ocasionando que solo cerca del 7% de los pasajeros interurbanos realice sus viajes en tren.

El supuesto planteado en el escenario BAU es que la estructura del transporte interurbano no se modifica durante el período de estudio. Esto se debió principalmente, a la dificultad de ofrecer nuevas alternativas o mejores condiciones de transporte, que generen un cambio significativo en la elección del usuario.

4.2.3. Sector Servicios

El sector Servicios se caracteriza por un gran consumo energético aplicado principalmente a usos térmicos (calefacción, acondicionamiento de aire, refrigeración de alimentos, servicio de agua caliente), además de iluminación, servicios de ascensores y escaleras mecánicas y otros requerimientos de dispositivos y artefactos eléctricos.

Para satisfacer esas necesidades de demanda final, se utiliza esencialmente electricidad y combustibles fósiles (básicamente gas natural). Sin embargo, se asignó hacia el final del período de estudio, una mayor penetración de la electricidad en detrimento del uso directo de los combustibles fósiles.

4.2.4. Sector Residencial Urbano y Rural

En base al consumo energético sectorial extraído del BEN y a factores sectoriales específicos consultados con expertos, se calculó la penetración de



las diferentes formas de energía, para los usos de calefacción, acondicionamiento de aire, cocción, calentamiento de agua y equipamiento eléctrico, con las siguientes características:

- El uso de combustibles tradicionales (leña y carbón vegetal) está destinado principalmente a la cocción de alimentos y prácticamente relegado a zonas rurales del país, donde también se los utiliza para calefacción, esencialmente en localidades sin acceso a la red de gas natural.
- En el BEN 2004 no figura la utilización de biomasas para el sector residencial y no se prevé a la fecha su inclusión en el futuro.
- En el sector urbano no se utilizan combustibles fósiles para iluminación, ya que la electrificación urbana está cubierta; mientras que el sector rural

utiliza pequeñas cantidades debido a carencias en el tendido del sistema eléctrico.

- Sin embargo, se consideró que paulatinamente se alcanzaría una electrificación total de la zona rural, estimada en el año 2004 en un 74%. A partir del año 2020, la penetración de la electricidad sería del 100%, reemplazando el uso directo de combustibles fósiles por electricidad para la iluminación y permitiendo la inserción del aire acondicionado.
- A su vez, desde el año 2010 se adoptó una mayor penetración de la generación solar térmica para calentamiento de agua y calefacción en los residenciales urbanos. Para el sector rural, se espera una mayor participación de esta forma de energía en la cocción y calentamiento de agua.

5. Resultados y Conclusiones

Del estudio realizado se obtuvieron los siguientes resultados y conclusiones:

- Como puede verse en la siguiente Figura 5.1, la demanda de energía final total se duplica en el período considerado, pasando de 53 a 109 MW año al final del período.
- Esta situación implica cierta gravedad, ya que de no tomarse en forma inmediata medidas de actuación sobre la demanda, impulso de las actividades de planificación, e inicio de ciertos

estudios y obras, se terminará con una demanda desatendida y una limitación al desarrollo del país.

- Del gráfico surge la dependencia actual y proyectada de la matriz energética, sobre los hidrocarburos (para generación eléctrica y usos térmicos), y los combustibles motor (para el sector transporte), como principal fuente de energía demandada en forma creciente, para todo el estudio del escenario BAU.

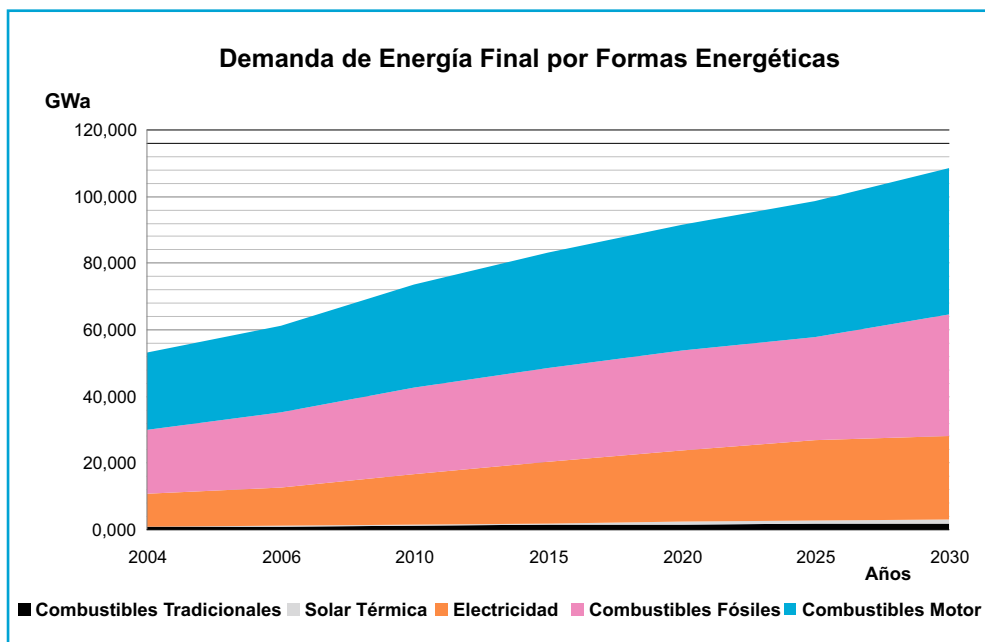


Figura 5.1. Proyección de la Energía Final, Período (2004 – 2030)

● También la electricidad presenta un crecimiento importante, tanto para usos específicos (motores, dispositivos y artefactos eléctricos), como su inserción para usos térmicos; mientras que

los combustibles tradicionales (leña y carbón), las biomazas modernas (biocombustibles, bagazo, etc.) y la solar térmica, toman valores marginales, como muestra la Figura 5.2.

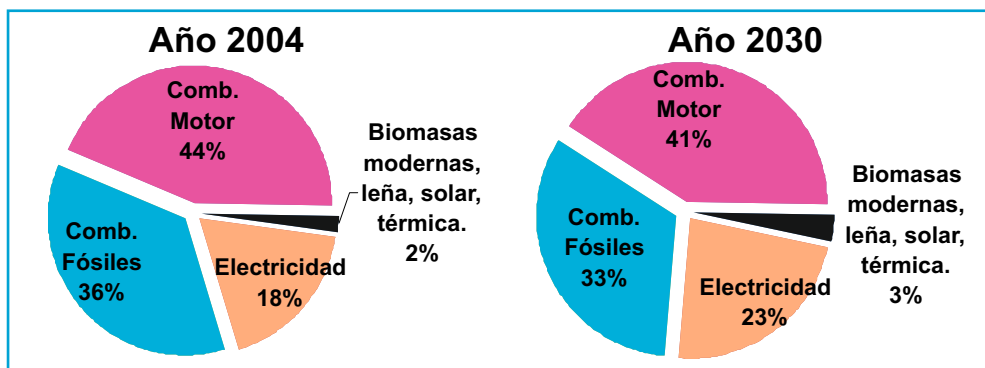


Figura 5.2. Participación de la Electricidad en la Matriz Energética

El sector transporte presenta un incremento en la demanda de combustible diesel del 104%, mayor al 64% y 67% del GNC y gasolina respectivamente, debido a que el transporte de carga utiliza principalmente dicho combusti-

ble. La gran demanda responde a un crecimiento en la proyección de las agro-exportaciones y esto impacta directamente en la actividad transportista, Figura 5.3.

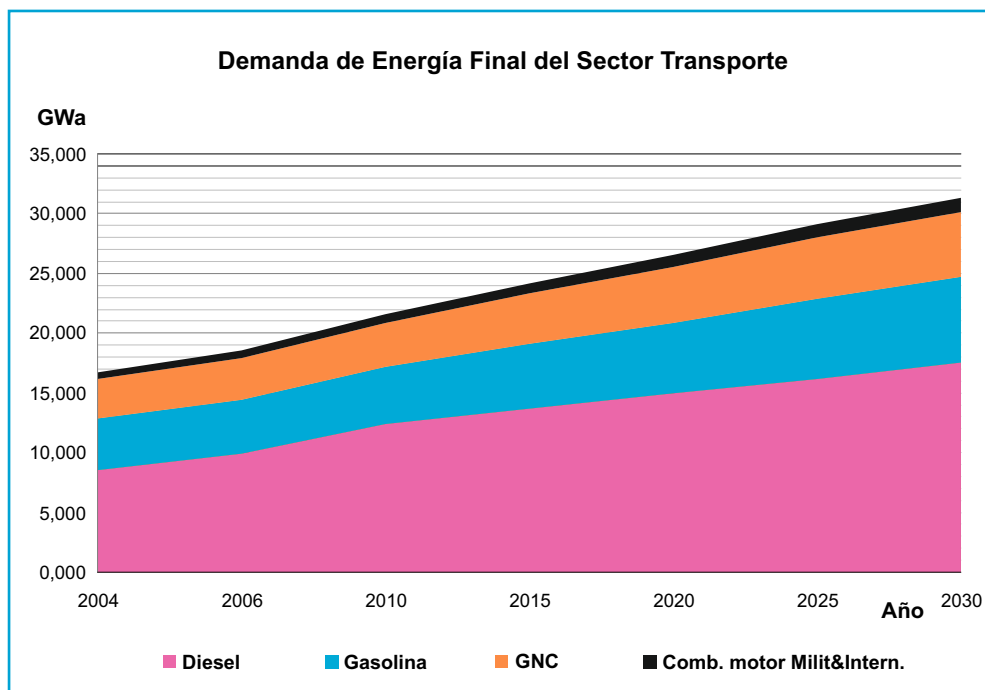


Figura 5.3. Proyección del Requerimiento de Combustibles del Sector Transporte

La demanda de energía eléctrica en el sector transporte es despreciable, dado que solo algunos medios de transporte como el tren eléctrico y el subterráneo la utilizan.

El incremento de la demanda eléctrica sectorial se muestra en la Figura 5.4. La participación de los usos de la electricidad crece hasta un 160% al final del período, pasando de un valor absoluto

de 9,6 a 25,2 GWh/año. Esto se da por el incremento del 228% del sector industrial, con un aumento absoluto de 10,9 GWh/año; seguido por un crecimiento del 109% en el residencial, representado por 2,8 GWh/año; un 77% en el sector servicios, equivalentes a 1,9 GWh/año; para finalizar con un 42% de crecimiento en el sector transporte constituido por solo 0,1 GWh/año.

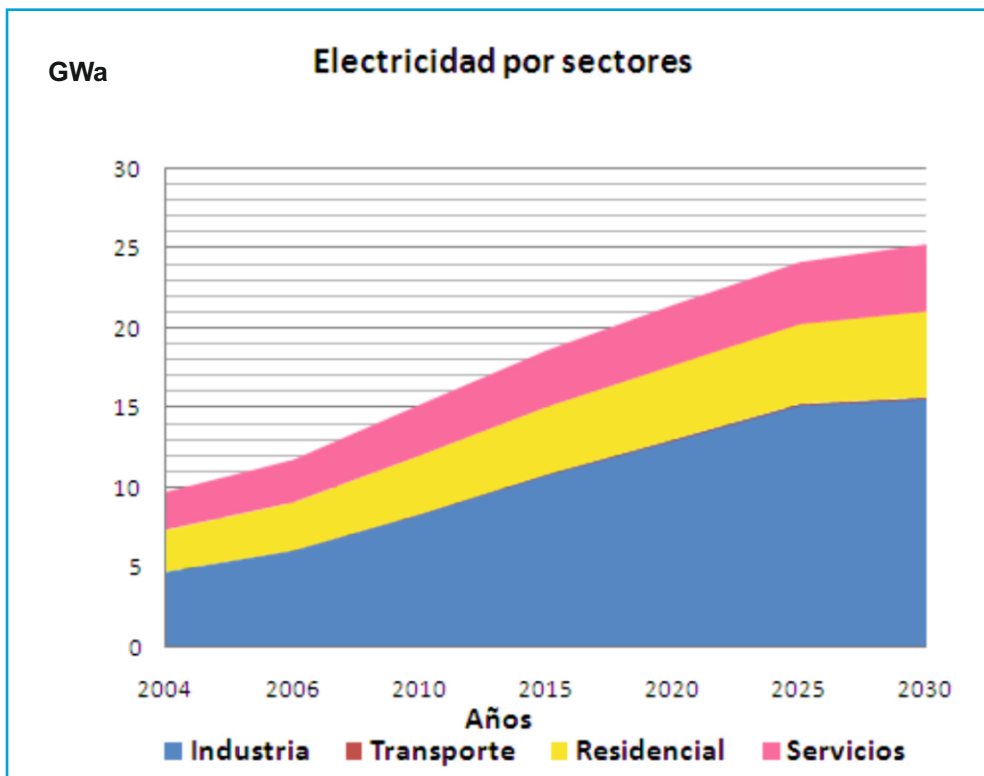


Figura 5.4. Demanda de Electricidad por Sectores

Este escenario será sostenible y eficiente en la medida en que se disminuya la dependencia de los combustibles fósiles para la generación eléctrica. Para sustentar este escenario, diversificando la matriz energética y fortaleciendo la oferta eléctrica del país, la opción nuclear es una alternativa económicamente competitiva y técnicamente factible, considerando estudios de oferta energética.

Por último es de interés aclarar que este análisis permite la realimentación con

los estudios de **oferta energética**, como los que viene realizando CNEA desde hace varios años, a través del modelo de optimización y estudio de sistemas de suministro, **MESSAGE** (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts), también suministrado por OIEA. Este proceso se observa en la Figura 5.5.

De este modo, los resultados de la modelación con MAED se cargan como datos de entrada en el modelo

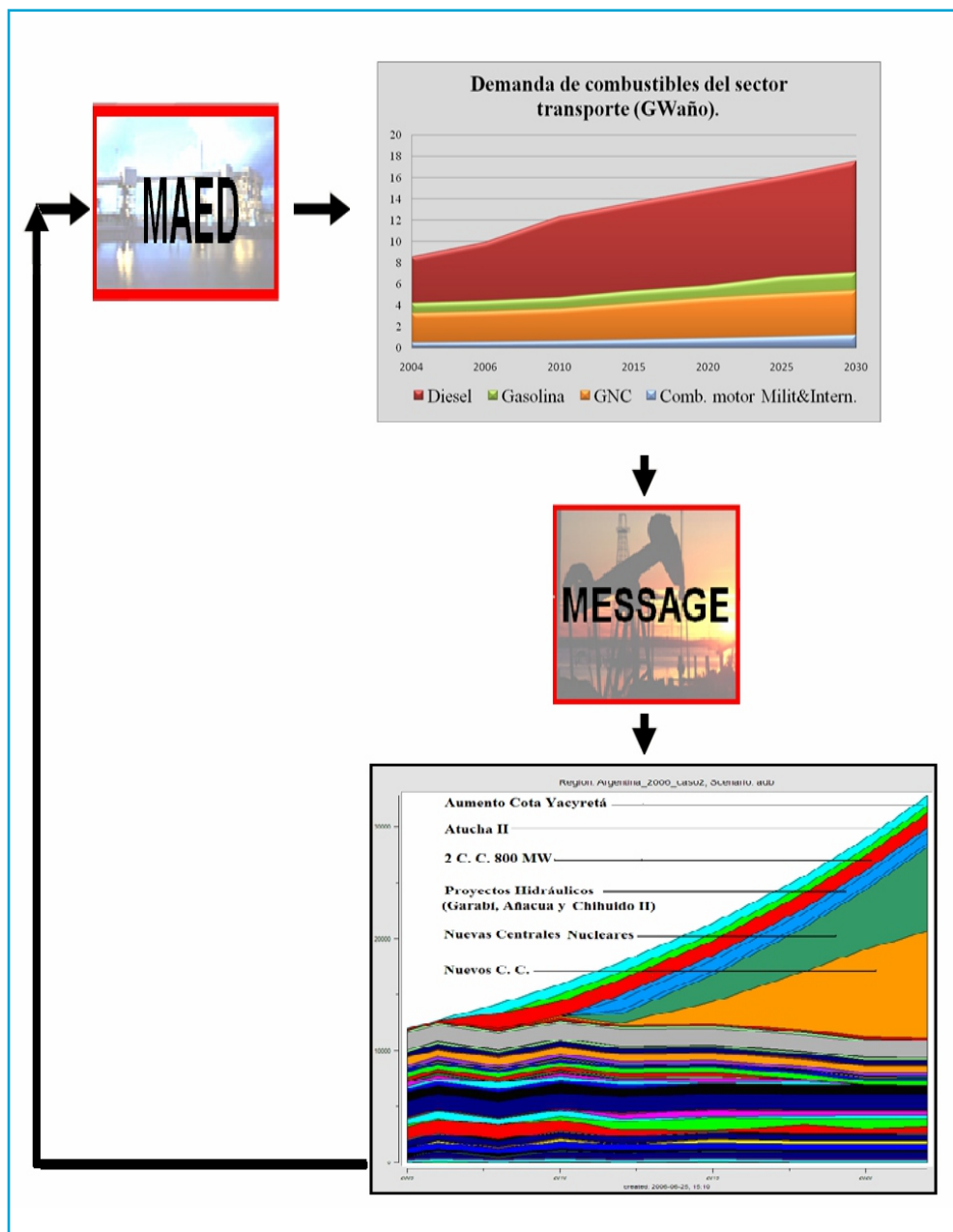


Figura 5.5. Vinculación MAED – MESSAGE

MESSAGE, y de los resultados obtenidos con este último, se realizan las modificaciones adecuadas a los escenarios del modelo de demanda, de manera de hacerlos corresponder con coherencia y conocer sus interacciones.

De lo precedente se puede concluir que

es posible realizar un estudio completo del sistema energético, conocer las posibilidades y plazos reales del abastecimiento, las alternativas de suministro y sus costos asociados, así como los limitantes al crecimiento y al desarrollo, para información de los tomadores de decisión.

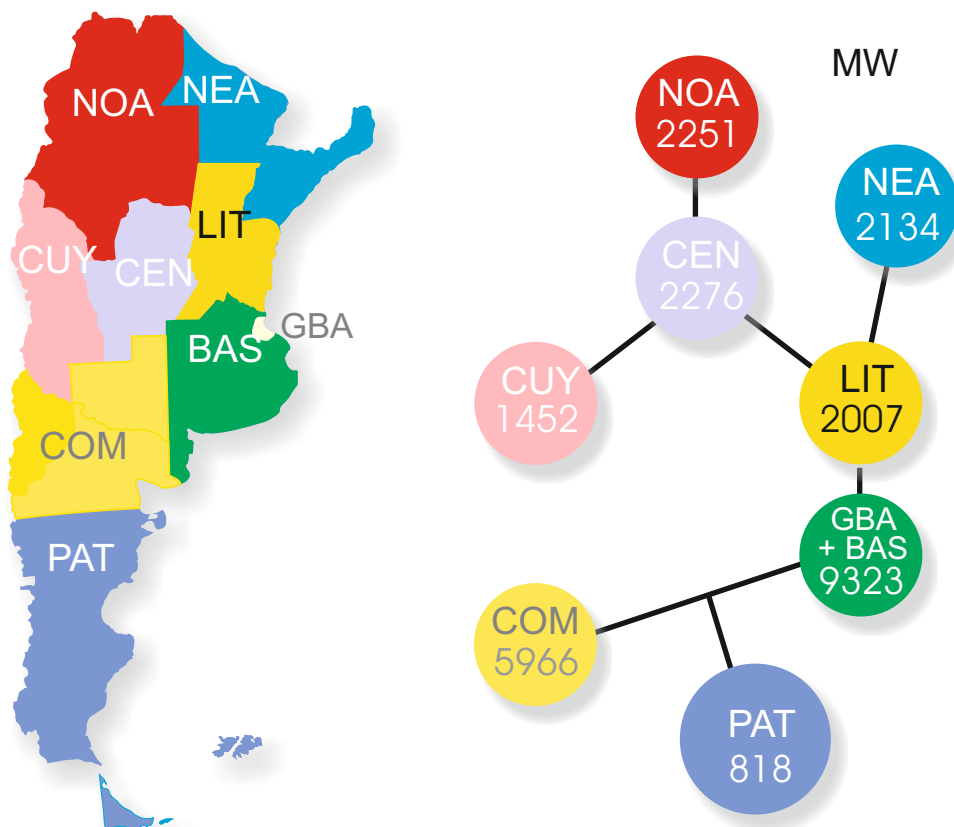
Ing. Valeria Cañadas, Ing. Santiago Nicolás Jensen Mariani
División de Prospectiva y Planificación Energética
Subgerencia de Planificación Estratégica
Gerencia de Planificación, Coordinación y Control

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, estas son: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Buenos Aires/Gran Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En el mapa pueden observarse las regiones señaladas y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a su potencia instalada en MW.



La potencia bruta total instalada, al 31 de diciembre de 2008 es de 26 227 MW.

Los equipos instalados en el sistema integrado se pueden clasificar en tres tipos de acuerdo con el recurso natural y la tecnología que utilizan: Térmico Fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil, a su vez, se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos de acuerdo con el tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV), ciclo Rankine, que utiliza la energía del vapor de agua; Turbina de Gas (TG), ciclo Joule-Brayton que utiliza la energía contenida en los gases producidos en la combustión; Turbina de Gas en Ciclo Combinado (CC), 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 los Motores Diesel (MD), ciclo Diesel. La tecnología nuclear utiliza para aprovechar la energía: Turbina de Vapor, ciclo Rankine.

La tabla siguiente expone la potencia instalada (en MW) a diciembre de 2008, clasificada por región y tipo de equipo.

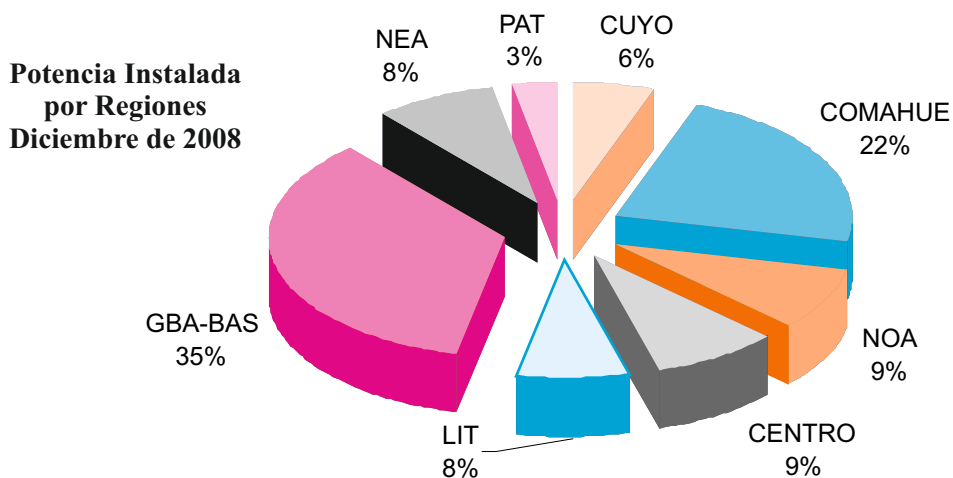
Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	Total
CUYO	120	90	374		584		868	1452
COMAHUE		578	741		1319		4647	5966
NOA	261	880	828	62	2031		220	2251
CENTRO	200	417	68	25	710	648	918	2276
LIT	217	42	845		1062		945	2007
GBA-BAS	3640	674	4568	84	8966	357		9323
NEA		26		68	94		2040	2134
PAT		236	63		299		519	818
Total	4438	2901	7487	239	15065 57,5%	1005 3,8%	10157 38,7%	26227

En el segundo semestre de 2008 se incorporaron al SADI 873 MW. Las principales diferencias respecto de junio de 2008 son:

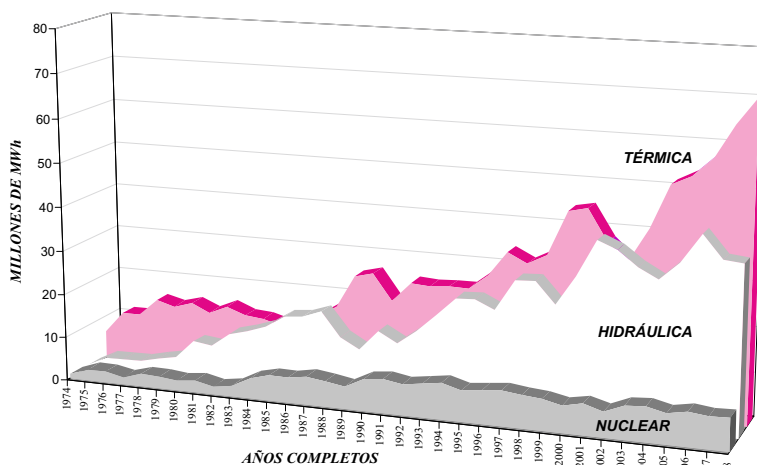
- En el NOA, se incorporaron 303MW de TG y 43 MW de MD.
- En el CENTRO se incorporaron 120 MW de TG.
- En GBA y BAS entraron: 274 MW de CC, 40 MW de MD y 40 MW de TG.
- En el NEA, se incorporaron: 53 MW de MD.

Existen en nuestro país otros tipos tecnológicos como los eólicos, geotérmicos y solares, aunque de baja incidencia en cuanto a la potencia instalada. Ninguno de estos equipos se encuentra en el ámbito de lo que se denomina SADI. Algunas de estas instalaciones están operando en forma aislada y otras producen energía, descontando demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico. El más importante de ellos es el eólico con 27,8 MWe, que representaría de estar conectado al SADI un 0,1%.

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



Generación de Energía Eléctrica



Los datos de la tabla siguiente tienen como punto de partida el 24/6/74, fecha en que comenzó el funcionamiento comercial de la primera central nuclear argentina, la Central Nuclear Atucha I.

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

Año	Térmica MWh	% Sobre Total	Hidráulica MWh	% Sobre Total	Nuclear MWh	% Sobre Total	Total MWh
1974							
(24/06)	6.317.561	77,39	809.645	9,92	1.035.737	12,69	8.162.943
1975	11.147.651	67,91	2.751.008	16,76	2.517.313	15,33	16.415.972
1976	11.269.248	67,40	2.879.714	17,22	2.571.654	15,38	16.720.616
1977	15.046.744	76,34	3.026.235	15,35	1.637.464	8,31	19.710.443
1978	13.944.460	66,95	3.987.053	19,14	2.895.505	13,90	20.827.018
1979	15.214.862	66,83	4.858.541	21,34	2.691.719	11,82	22.765.122
1980	13.348.800	54,23	8.924.788	36,26	2.340.147	9,51	24.613.735
1981	15.200.626	57,67	8.342.481	31,65	2.815.785	10,68	26.358.892
1982	13.579.532	50,37	11.510.460	42,70	1.869.648	6,93	26.959.640
1983	13.139.000	46,46	12.625.400	44,64	2.516.852	8,90	28.281.252
1984	11.925.908	38,90	14.091.034	45,96	4.640.970	15,14	30.657.912
1985	12.147.600	35,02	16.769.100	48,35	5.765.964	16,62	34.682.664
1986	15.048.000	39,61	17.230.000	45,35	5.711.497	15,03	37.989.497
1987	17.615.000	41,12	18.760.000	43,79	6.464.835	15,09	42.839.835
1988	24.928.096	56,64	13.284.056	30,18	5.798.038	13,17	44.010.190
1989	26.081.264	61,93	10.994.601	26,11	5.039.357	11,97	42.115.222
1990	20.256.772	46,89	15.659.886	36,25	7.280.198	16,85	43.196.856
1991	24.668.702	54,02	13.228.842	28,97	7.771.236	17,02	45.668.780
1992	24.397.817	50,92	16.432.090	34,30	7.080.633	14,78	47.910.540
1993	24.688.600	46,69	20.497.800	38,76	7.694.151	14,55	52.880.551
1994	24.674.300	42,86	24.659.700	42,84	8.234.953	14,30	57.568.953
1995	27.969.200	46,66	24.902.500	41,55	7.066.739	11,79	59.938.439
1996	33.618.300	52,52	22.933.300	35,83	7.459.308	11,65	64.010.908
1997	31.418.700	45,37	29.863.500	43,13	7.960.599	11,50	69.242.799
1998	33.651.400	47,26	30.100.700	42,27	7.452.828	10,47	71.204.928
1999	43.685.900	57,35	25.382.500	33,32	7.105.976	9,33	76.174.376
2000	44.611.900	53,98	31.863.200	38,55	6.177.090	7,47	82.652.190
2001	37.601.700	44,38	40.057.500	47,28	7.058.638	8,33	84.717.838
2002	33.629.400	43,28	38.259.800	49,23	5.820.814	7,49	77.710.014
2003	41.334.200	49,26	35.014.100	41,73	7.566.289	9,02	83.914.589
2004	51.060.700	55,74	32.674.000	35,67	7.868.603	8,59	91.603.303
2005	53.280.500	55,02	36.699.700	37,90	6.857.026	7,08	96.837.226
2006	57.400.800	53,00	43.212.600	39,90	7.690.909	7,10	108.304.309
2007	64.785.200	58,85	38.080.700	34,59	7.217.228	6,56	110.083.128
2008	70.734.000	61,13	37.622.300	32,51	7.360.388	6,36	115.716.688
Total	979.422.443	52,03	707.988.834	37,61	195.036.091	10,36	1.882.447.368

Generación Nucleoeléctrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque núcleo eléctrico argentino, y el porcentaje de participación nuclear en el total generado en el Sistema Argentino de Interconexión. Acumulado desde entrada en servicio, hasta el 31 de diciembre de 2008.

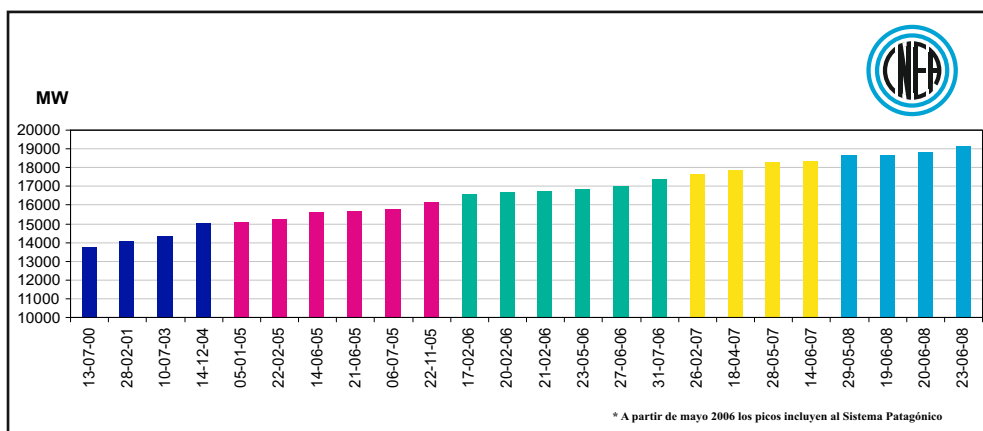
Año	Central Nuclear Atucha I %	Central Nuclear Embalse %	Energía Bruta Generada por CNA I MWh	Energía Bruta Generada por CNE MWh	Energía Bruta Generada por CNA F- CNE MWh	Porc. De Part. Nuclear en el Total Gen. en el SADI %
1974	70,01		1035737		1035737	12,69
1975	86,66		2517313		2517313	15,33
1976	88,32		2571654		2571654	15,38
1977	52,41		1637464		1637464	8,31
1978	92,77		2895505		2895505	13,90
1979	86,22		2691719		2691719	11,82
1980	76,17		2340147		2340147	9,51
1981	92,04		2815785		2815785	10,68
1982	81,39		1869648		1869648	6,93
1983	91,62	73,30	2516852	2762630	2516852	8,90
1984	97,88	93,70	1878340	4153220	4640970	15,14
1985	90,26	66,54	1612744	3351640	5765964	16,62
1986	89,91	88,47	2359857	4970870	5711497	15,03
1987	48,10	86,92	1493965	4939910	6464835	15,09
1988	27,36	88,93	858128	5039357	5798038	13,17
1989	0	95,69	0	5411627	5039357	11,97
1990	59,75	89,37	1868571	4876010	7280198	16,85
1991	92,58	84,24	2895226	4698633	7771236	17,02
1992	75,96	90,43	2382000	5133946	7080633	14,78
1993	81,86	97,68	2560205	5544518	7694151	14,55
1994	86,03	74,32	2690435	4218529	8234953	14,30
1995	91,08	92,60	2848210	5271070	7066739	11,79
1996	69,78	89,14	2188238	5060203	7459308	11,65
1997	92,74	86,72	2900396	4921325	7960599	11,50
1998	80,95	99,07	2531503	5615818	7452828	10,47
1999	47,65	77,21	1490158	4389617	7105976	9,33
2000	57,00	97,56	1787473	5537026	6177090	7,47
2001	48,66	83,92	1521612	4743720	7058638	8,33
2002	34,44	95,42	1077094	5414069	5820814	7,49
2003	68,82	87,33	2152220	4965274	7566289	9,02
2004	92,58	2132622	2903329	4724404	7868603	8,59
2005	68,19	2231018	83,39	5459891	6857026	7,08
2006	71,34	2891410	96,37	4325818	7690909	7,10
2007	92,47				7217228	6,56
2008	84,13	82,96	2638118	4722270	7360388	6,36

Picos de Potencia

Durante el segundo semestre de 2008, no se registró ningún pico de potencia superior a los anteriores, con lo cual se mantiene el valor experimentado el 23 de junio de 2008, con un máximo de 19 126 MW.

Registro Histórico de Picos de Potencia

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



Picos de Potencia

Incorporaciones Previstas

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

CC Manuel Belgrano: TG's 1 y 2 en servicio comercial. El ingreso de la TV para cierre del CC, previsto para mediados del 2009.

CC Timbúes (San Martín S.A.): TG's 1 y 2 en servicio comercial. La TV para cierre del CC se prevé para mediados del 2009.

Energía del Sur: TV de 60 MW, primeras pruebas previstas para mediados de noviembre de 2008.

Maranzana: La tercera TG de 60 MW comenzará pruebas a partir de marzo de 2009.

Caracoles: hidráulica de 125 MW, e/s en 1er semestre 2009.

Generación distribuida 1: 205 MW e/s.

Generación distribuida 2: 275 MW (30 de abril de 2009, ingreso previsto 230 MW).

Genelba: TG de 180 MW, comenzando pruebas durante 1er semestre de 2009.

Equipamiento Modelado (fechas estimadas de entrada en servicio)

Ciclos Combinados San Martín y Belgrano

Ingreso de TG's (+1000 MW) e/s una TG por mes a partir de marzo de 2007
Cierre en CC (+600 MW) 2009

Aumento de Cota de Yacyretá

Cota 80 Diciembre 2008
Cota 83 Abril 2009

Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

Debido a que la demanda tiene 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 modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y demás limitaciones operativas. Esto lo hace de forma tal de abastecer la demanda minimizando el costo de producción más el de falla. En el caso de que el parque térmico se encuentre generando sin potencia disponible en reserva, se computa como 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.

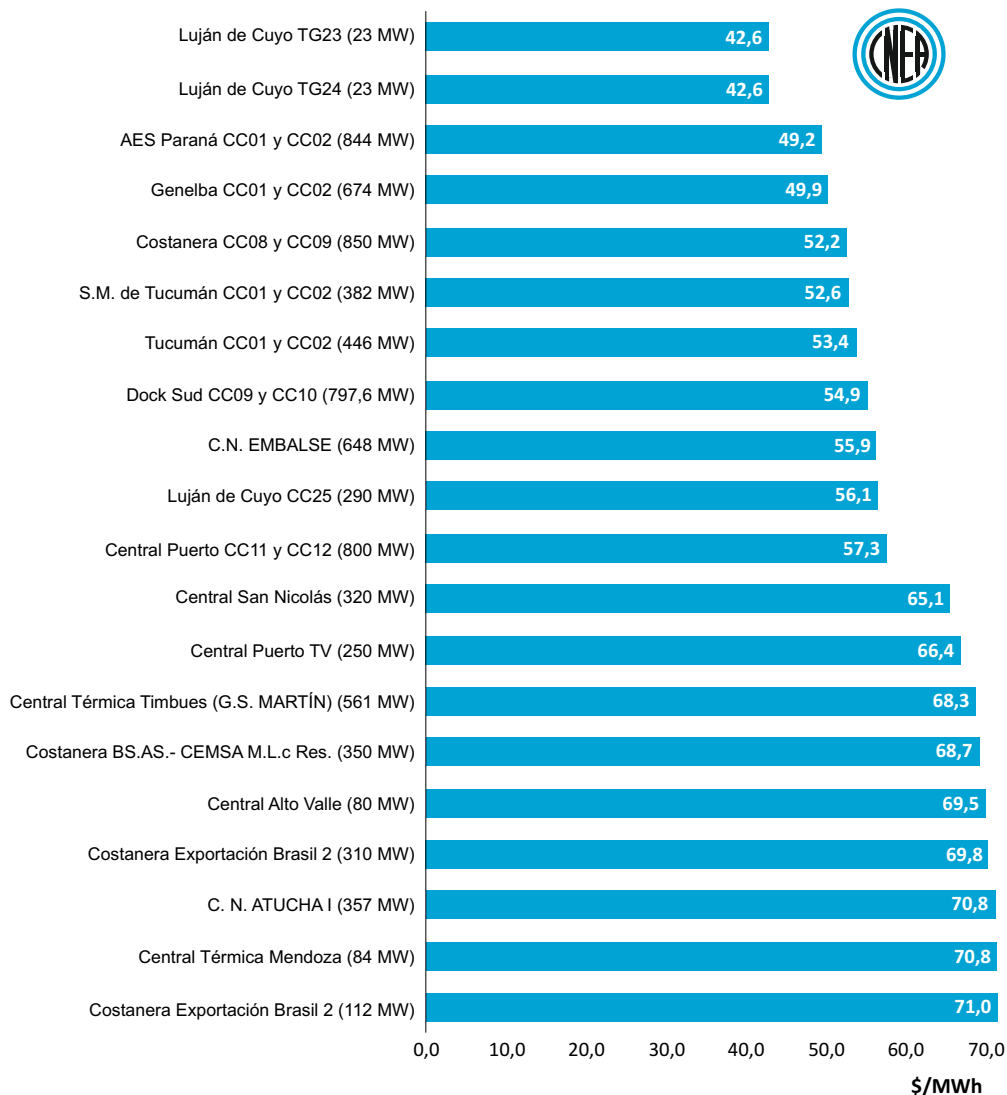
Esta modificación puede alterar el orden de despacho horario pero no el precio de mercado, ya que para la fijación de este valor se considera que las máquinas queman gas natural.

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

En principio y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta una tabla con la lista de mérito de las 20 primeras unidades térmicas.

En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA. Es decir, existen generadores que declaran por separado las Turbinas de

**Orden de Despacho
Térmico
Diciembre 2008**



Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) y luego también los Ciclos Combinados, por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de la que es en realidad.

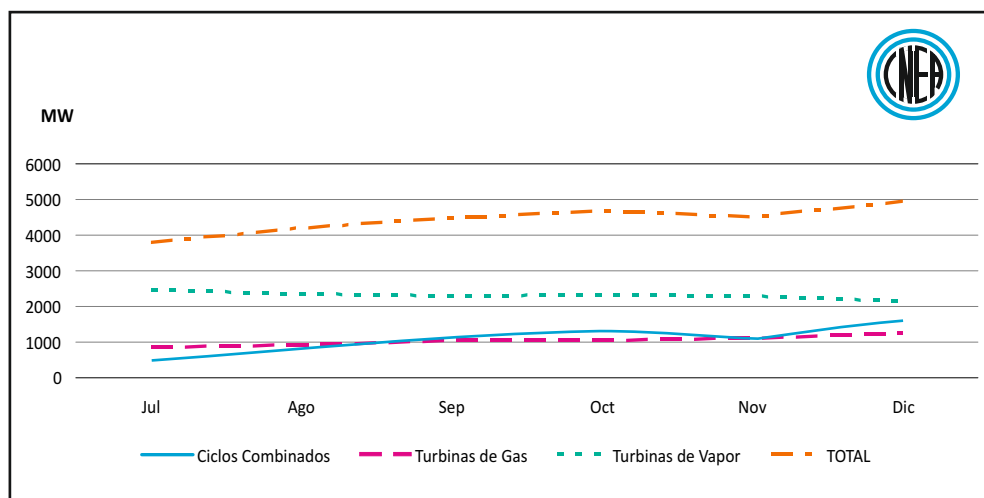
Los valores indicados en el gráfico corresponden a los Costos Variables de Producción declarados por los generadores, divididos por los factores de nodo.

Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA). Éste no ha tenido variaciones en estos últimos años, por lo que es inferior al precio de mercado. La diferencia entre ambos (el precio estacional y el precio de mercado) la asume el Fondo de Estabilización del MEM, el cual a partir de Junio de 2003 registra un saldo negativo, lo que corresponde a una deuda reconocida con los agentes generadores.

Indisponibilidades en la Generación

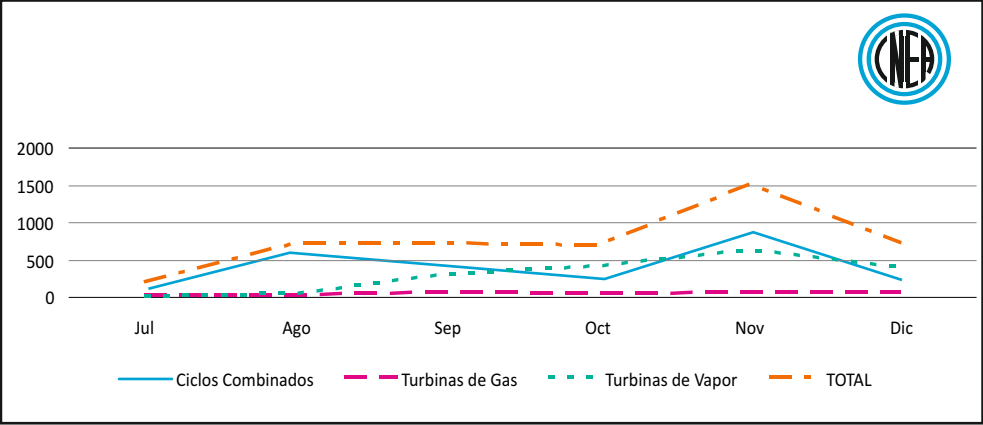
La indisponibilidad en la generación se da principalmente en las tecnologías de generación térmica. Esta situación se debe principalmente a la indisponibilidad por máquinas fuera de servicio (F/S) por problemas técnicos, o mantenimiento programado en máquinas en servicio (E/S), por problemas técnicos que disminuyen su capacidad de generación, o por falta de combustible.

A continuación se presenta el promedio mensual de indisponibilidad de las máquinas térmicas correspondiente al año 2008. Se observa la indisponibilidad que presentaron los ciclos combinados durante el invierno.



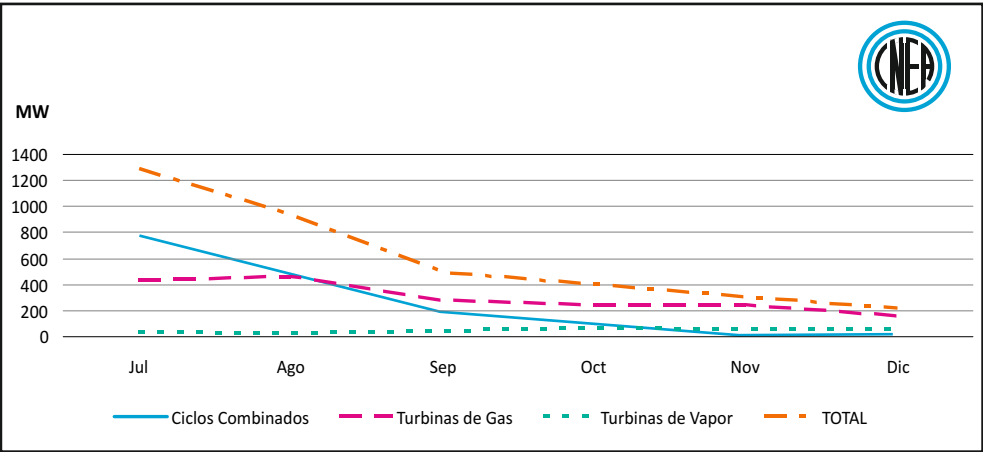
Promedio Mensual de Indisponibilidad por Problemas Técnicos en Máquinas F/S y E/S

Al inicio y al final del período invernal la indisponibilidad de máquinas fuera de servicio por mantenimiento programado aumenta, principalmente en los ciclos combinados y turbinas de vapor, pues se aprovecha una menor demanda de energía eléctrica para acondicionar los equipos utilizados durante el invierno y el verano respectivamente.



Promedio Mensual de Indisponibilidad de Máquinas F/S por Mantenimiento Programado

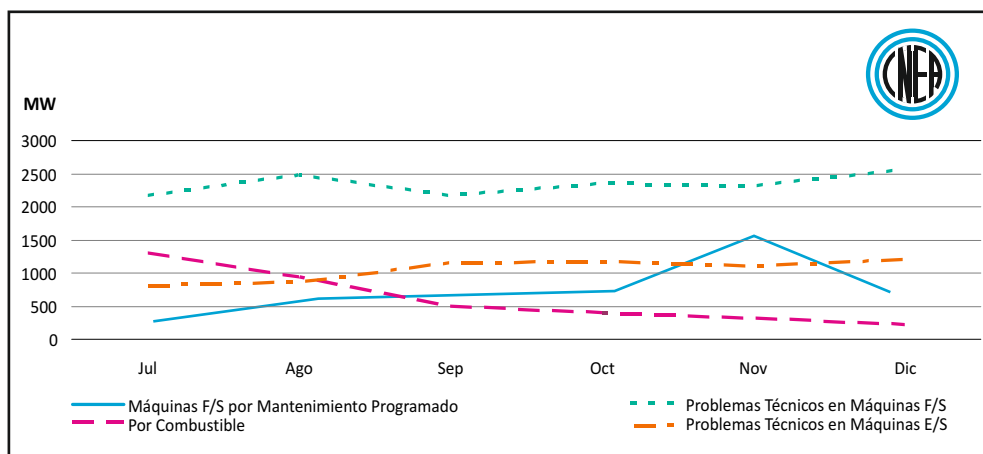
La indisponibilidad por falta de combustible ocurre en el invierno como se observa a continuación, debido a la saturación del sistema de transporte de gas natural, provocando inconvenientes en el suministro eléctrico. Por otra parte el abastecimiento



Promedio Mensual de Indisponibilidad por Combustible

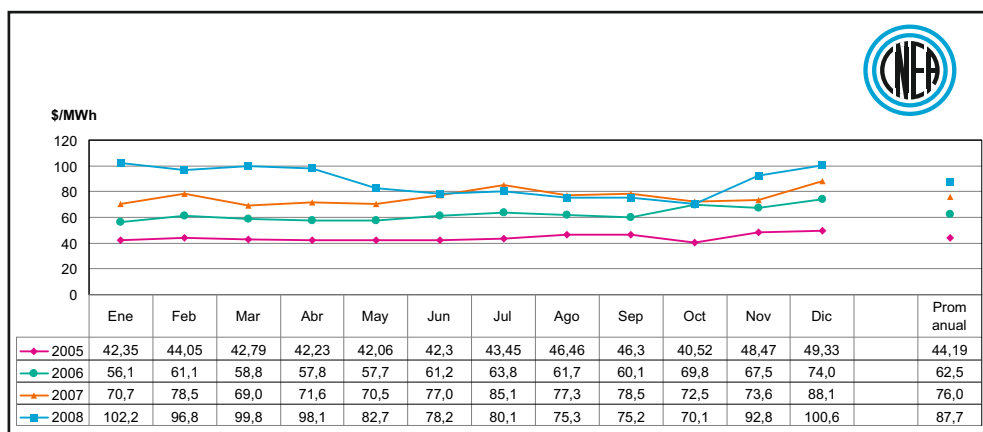
de gas natural está garantizado para uso doméstico pero no para las usinas. Al escasear el gas natural en el sector de generación eléctrica, surge la necesidad de sustituirlo por combustibles líquidos en los casos en que resulte posible (la tecnología debe permitir quemar estos combustibles).

La siguiente figura muestra la máxima indisponibilidad total del parque térmico (incluye a las tres fuentes de indisponibilidad), que fue de 5675 MW en mayo de 2008.



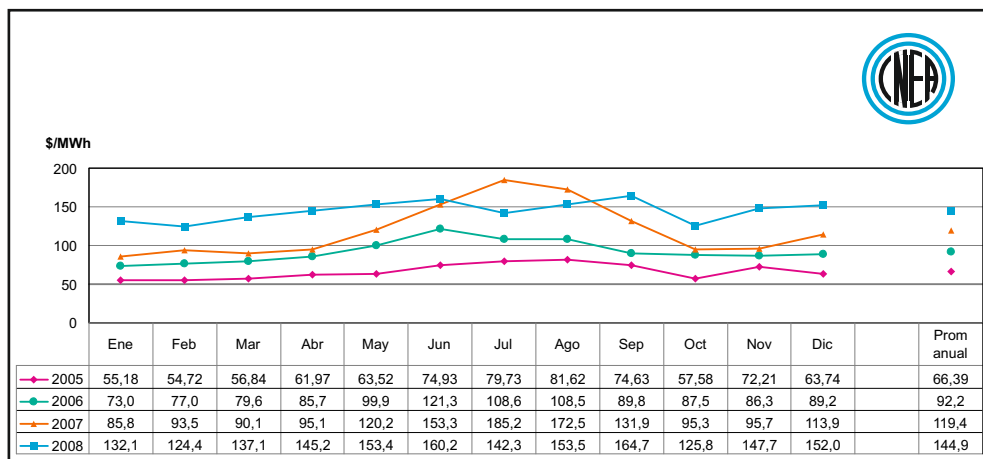
Evolución de los Precios

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



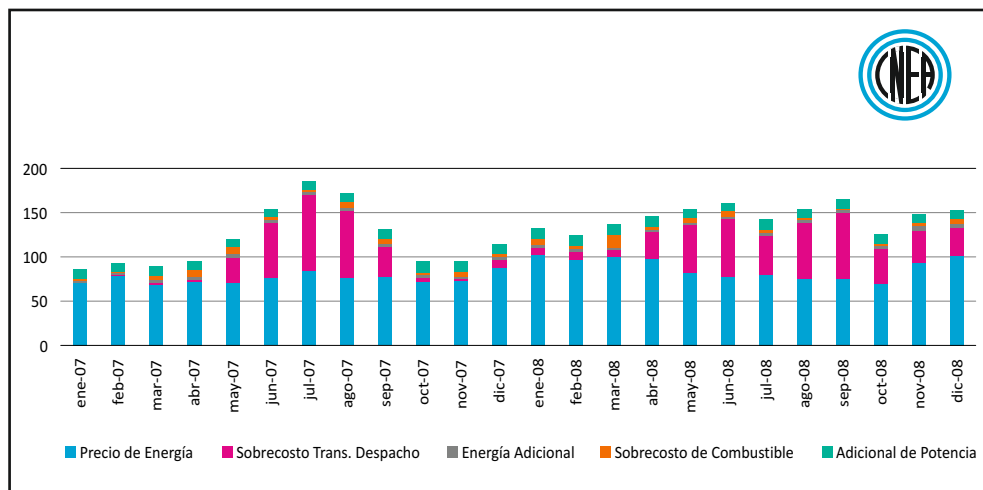
Precio de la Energía en el MEM para el Período 2005 - 2008

Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA. A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde el año 2005 al 2008.



Precio Monómico en el MEM para el Período 2005 - 2008

Al precio de la energía en el mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA. A continuación se muestran los ítems y el valor alcanzado en cada caso. Los valores dados corresponden al período comprendido entre enero de 2007 y diciembre de 2008.



Composición del Precio Monómico

Consumo de Combustibles

Se muestran a continuación los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad, durante el año 2008.

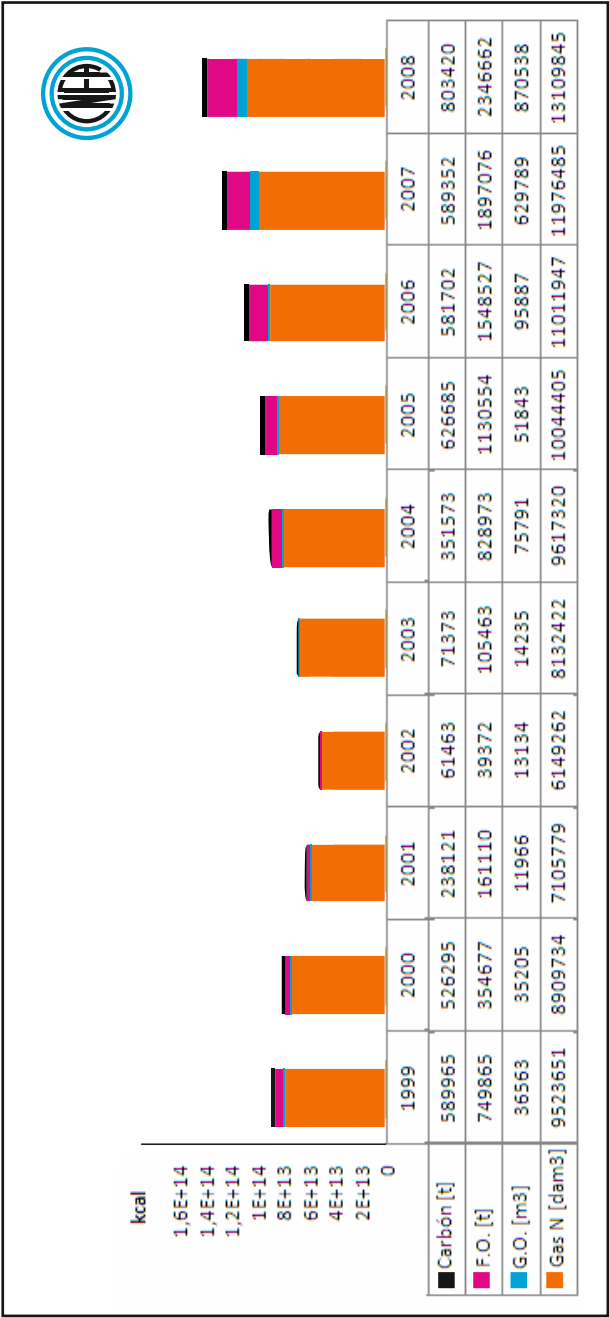
Puede observarse como entre abril y septiembre, coincidente con las bajas temperaturas registradas, hay un incremento en el consumo de gas oil y fuel oil, en detrimento del consumo de gas natural. Esto se debe a que en el período invernal, hay restricciones en la oferta de gas para cubrir los incrementos en la demanda de generación, ya que este insumo está garantizado para el sector residencial y comercial, siendo necesaria la utilización de combustibles líquidos.



Consumo de Combustibles por el MEM -2008

Se muestran a continuación los consumos de los diferentes combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en la última década. En ediciones anteriores a este boletín se encuentra disponible la serie desde 1992.

Desde el año 2007 se incrementó el consumo de fuel oil y de gas oil principalmente en la generación eléctrica, producto de la escasez estacional de gas natural.



Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico de la región Comahue, está configurada en distintos niveles de tensión: alta, media y baja.

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

Las transportistas son las siguientes:

EPEN- Distro Comahue: opera y mantiene la red de transporte en alta y media tensión en la provincia de Neuquén. Esta cuenta con 1223 km de líneas en 132 kV (554,5 km EPEN, 668,81 km Distro Comahue), 1039 km de líneas en 33 kV, 2345 km de líneas en 13,2 kV y 1309 km de líneas en baja tensión.

ERSA-Distro Comahue: opera y mantiene la red de la provincia de Río Negro. Cuenta con 897 km de alta tensión, 4060 km de media tensión y 3299 de baja tensión.

APELP: atiende a la provincia de La Pampa. Abastece la demanda de energía eléctrica a gran parte del territorio provincial, se alimenta a través de interconexiones al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este sistema, abastece la mayor parte de la demanda de energía eléctrica de la provincia, y está vinculado al SADI a través de las estaciones transformadoras de 500 kV Macachín y Puelches (TRANSENER SA). La red interconecta cinco estaciones transformadoras de 132/33/13,2 kV (Gral. Acha, Guatraché, Gral. Pico, Realicó y Santa Rosa).

Distribución

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

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

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

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

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

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

Las Cooperativas de la Provincia son la de Río Colorado y la de Bariloche que también es generadora. La de Río Colorado atiende toda la demanda en el Departamento de Pichi Mahuida, en tanto que la de Bariloche atiende tanto la Cooperativa homónima como EdERSA (concesionada en agosto de 1996).

Potencia Instalada del Comahue

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas, ciclos combinados y centrales hidroeléctricas.

ÁREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
			Unidad de medida: MW							
COMAHUE	A. VALLE	A. VALLE		16	80		96			96
	F. MORADO	F. MORADO		63			63			63
	C. PUERTO	LOM. LATA		375			375			375
	C. T. G. ROCA	C. G. ROCA		124			124			124
	CAPEX	A. CAJÓN			661		661			661
	H. CHOCÓN	CHOCÓN							1260	1260
		ARROYITO							120	120
		TOTAL							1380	1380
	H. C. COLOR	P. BANDERITA							472	472
	AES ALICURA	ALICURA							1050	1050
	H. P. D. AG.	P. D. AGUILA							1400	1400
	PECOM ENERGIA	P. P LEUFU							285	285
	C. DE PIEDRA	CASA DE PIEDRA							60	60
TOTAL ÁREA				578	741		1319		4647	5966

Fuente: Informe Mensual Diciembre de 2008. CAMMESA

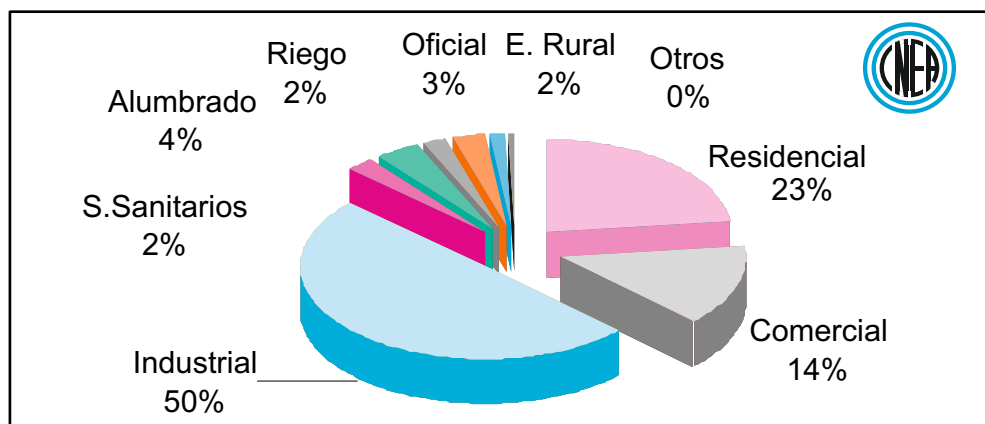
La potencia instalada unificada al SADI en la región Comahue es de 5966 MW. Este valor supera ampliamente a su demanda, por lo que esta región es netamente exportadora de energía eléctrica (a los centros de consumo de otras regiones del país).

Consumo Eléctrico por Provincias

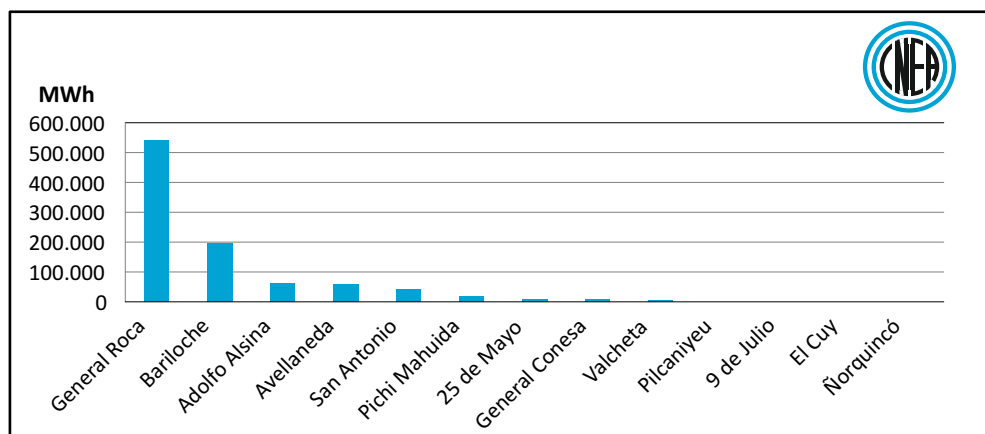
A continuación se presenta la distribución de la demanda eléctrica de COMAHUE por provincias, desagregada por departamentos.

Río Negro

En el siguiente gráfico se presenta la demanda eléctrica de la provincia de Río Negro por departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía.



Demanda Eléctrica - Río Negro Año 2005



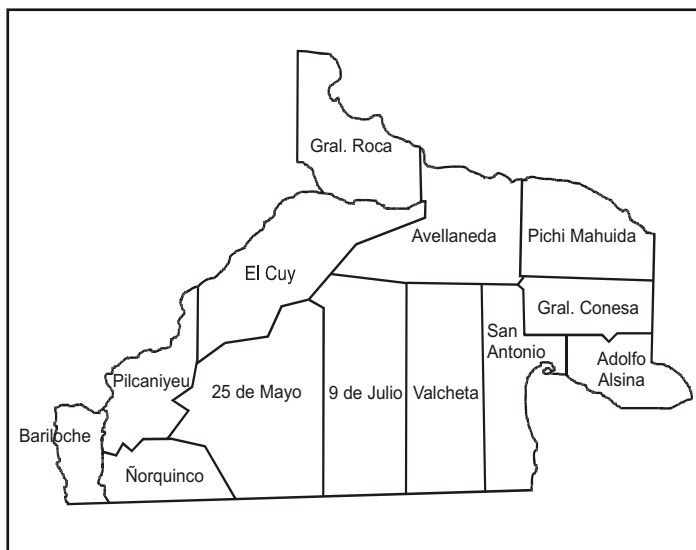
Demanda Eléctrica Regional - Río Negro Año 2005

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
25 de Mayo	8.352	3.851	1.420	566	381	1.279	10	783	4	57
9 de Julio	1.706	839	268	6	62	301	4	216	2	7
Adolfo Alsina	64.131	28.737	13.686	3.943	2.844	4.006	688	8.274	1.043	911
Avellaneda	58.621	14.123	6.477	20.331	981	3.138	9.078	2.147	1.968	379
Bariloche	193.323	76.319	69.688	19.386	10.923	11.089	1.863	3.611	323	122
El Cuy	549	324	46	0	0	37	0	138	1	3
General Conesa	7.839	2.827	1.621	1.668	161	663	2	347	467	83
General Roca	543.041	144.905	70.184	240.222	12.250	26.761	10.628	17.450	16.740	3.902
Ñorquincó	522	230	81	0	0	101	0	109	0	1
Pichi Mahuida	18.123	7.056	4.560	4.325	900	1.253	30	0	0	0
Pilcaniyeu	2.081	694	276	0	106	181	0	782	32	10
San Antonio	42.946	15.281	8.655	11.727	1.486	3.712	0	1.788	30	266
Valcheta	3.003	1.515	507	97	125	384	0	299	49	27
G.Usuario + Autog. MEM	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
G.Usuario y Auto del MEM	350.217	0	7.490	342.726	0	0	0	0	0	0

Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	E.	
								Oficial	Otros
Cooperativa	190.421	74.506	70.334	21.464	11.197	10.536	30	2.354	0
EDERSA	753.817	222.195	107.134	280.808	19.023	42.368	22.273	33.590	5.768
FACTURADO									
TOTAL	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	E.	
								Oficial	Otros
TOTAL RÍO NEGRO	1.294.455	296.701	184.959	644.998	30.219	52.903	22.303	35.944	5.768

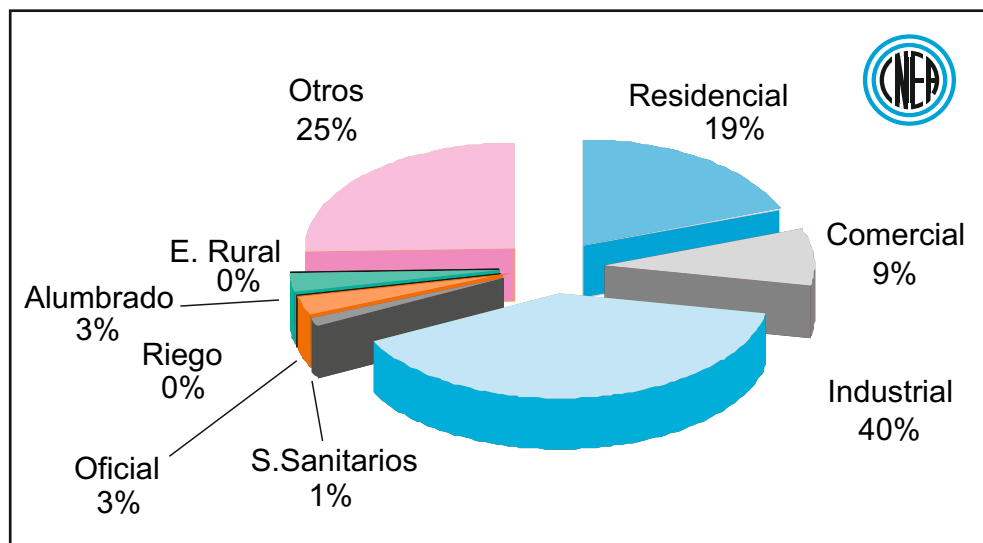
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

El 58% del consumo eléctrico de Río Negro corresponde a lo demandado por General Roca, le sigue el partido de Bariloche con el 20%, Adolfo Alsina, Avellaneda y San Antonio con el 7%, 6% y 5% respectivamente, y finalmente el resto de los partidos que consumen entre el 0,06% y 2% de la electricidad generada.



Neuquén

En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Neuquén por departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía.

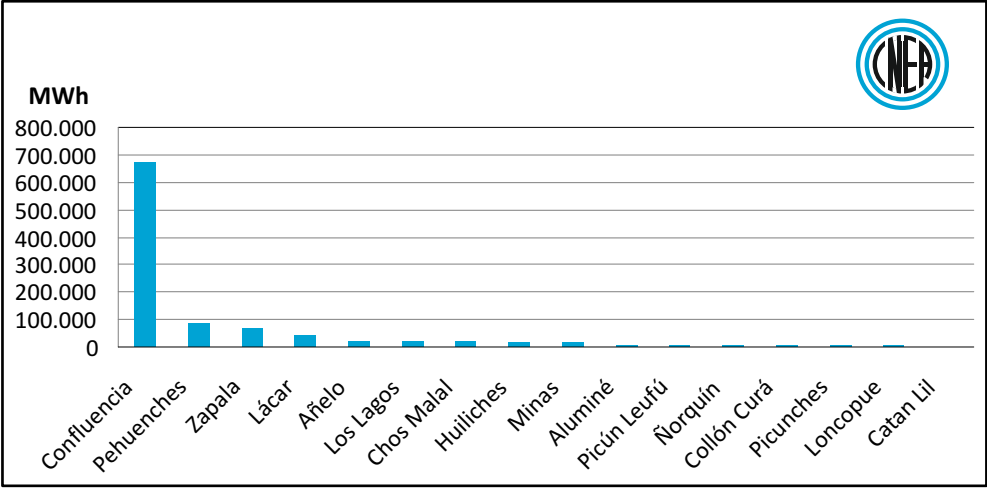


Demanda Eléctrica - Neuquén Año 2005

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Aluminé	7.532	3.652	0	0	0	411	0	0	0	3.470
Añelo	20.930	5.585	0	0	0	630	0	0	0	14.714
Catán Lil	934	467	0	0	0	29	0	0	0	438
Chos Malal	18.778	7.773	0	0	0	1.175	0	0	0	9.830
Collón Curá	6.084	1.900	0	0	0	409	0	0	0	3.776
Confluencia	672.690	206.398	120.673	52.235	16.576	31.422	3.924	41.076	0	200.385
Huiliches	14.191	5.889	0	0	0	1.541	0	0	0	6.761
Lácar	43.832	18.231	0	0	0	2.414	0	0	0	23.187
Loncopue	4.695	2.657	0	0	0	297	0	0	0	1.741
Los Lagos	20.675	9.901	0	0	0	912	0	0	0	9.862
Minas	14.013	4.448	0	0	0	592	0	0	0	8.974
Norquín	7.036	3.944	0	0	0	321	0	0	0	2.771
Pehuénches	85.738	12.538	0	0	0	1.300	0	0	0	71.901
Picún Leufú	7.402	2.524	0	0	0	221	0	0	0	4.657
Picunches	5.170	2.848	0	0	0	421	0	0	0	1.902
Zapala	70.861	18.101	2.970	3.780	3.396	3.401	0	2.270	0	36.943
G.Usuario + Auto. MEM	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
G.Usuario y Auto del MEM	575.864	0	11.091	564.772	0	0	0	0	0	0
Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Cooperativa	479.776	198.084	123.643	56.015	19.972	31.634	3.924	43.346	0	3.158
EPEN	520.787	108.771	0	0	0	13.861	0	0	0	398.154

FACTURADO TOTAL	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
TOTAL NEUQUÉN	1.576.427	306.856	134.734	620.788	19.972	45.495	3.924	43.346	0	401.312

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].



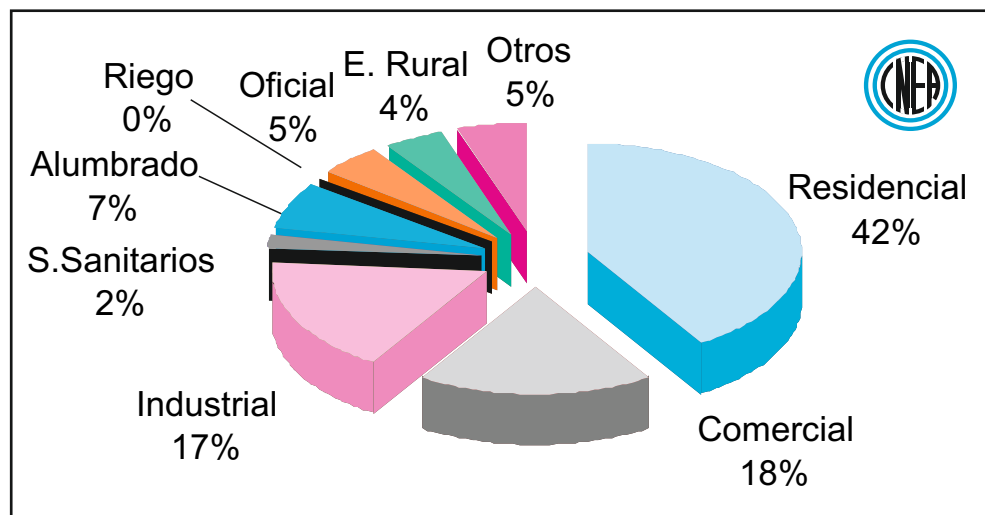
Demanda Eléctrica Regional - Neuquén Año 2005

El mayor consumo eléctrico de Neuquén corresponde a lo demandado por Confluencia con el 67%, le sigue el partido de Pehuenches con el 9%, luego el partido de Zapala con el 7% y finalmente el resto de los partidos que consumen entre el 0,09% y 4% de la electricidad generada.

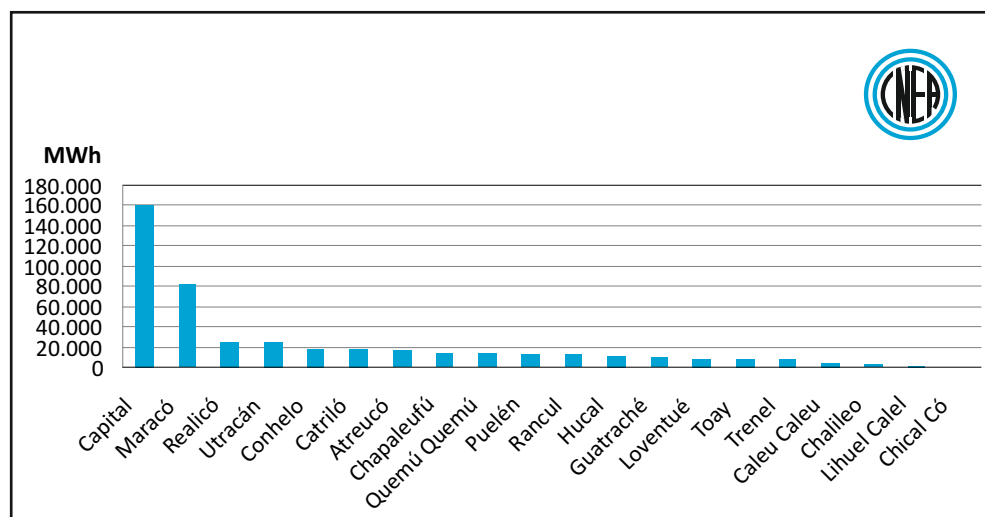


La Pampa

En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de La Pampa por departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005 elaborado por la Secretaría de Energía.



Demanda Eléctrica - La Pampa Año 2005



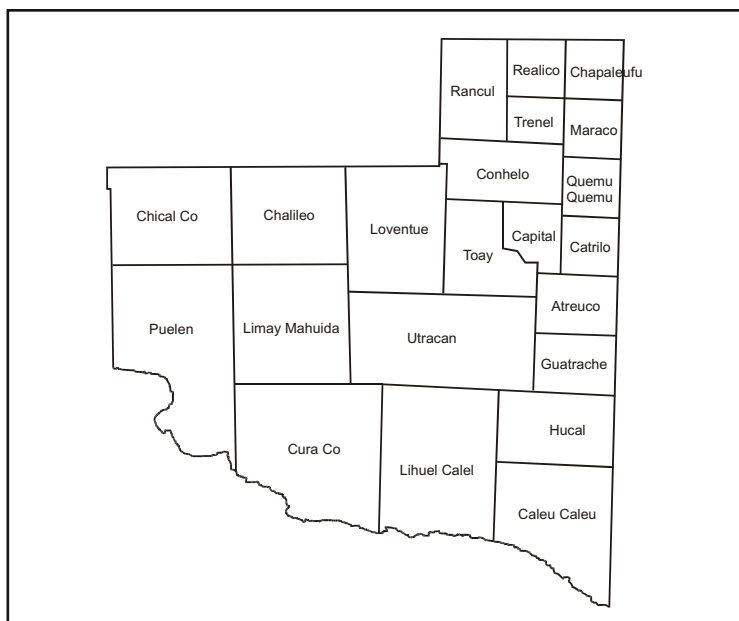
Demanda Eléctrica Regional - La Pampa Año 2005

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Atreucó	16.697	5.939	2.658	3.484	77	1.290	0	479	2.368	402
Caleu Caleu	3.700	787	353	0	0	178	0	274	34	2.075
Capital	160.320	69.992	27.656	35.637	3.811	9.407	0	9.613	1.805	2.398
Catrillo	17.467	3.888	1.910	9.457	156	803	0	330	850	73
Chalileo	2.571	1.823	473	21	0	0	0	236	0	17
Chapaleufú	13.500	6.522	2.094	2.025	13	1.138	0	400	1.056	251
Chical Có	335	264	43	0	0	0	0	27	0	0
Conhelo	18.191	7.604	4.548	264	313	2.066	0	692	2.359	345
Guatraché	10.311	4.563	2.147	599	97	1.144	0	469	701	591
Hucal	10.470	4.165	1.567	1.705	0	1.016	0	378	499	1.140
Lihuel Calel	1.063	687	212	0	0	21	0	140	0	3
Loventué	8.196	5.067	1.021	187	0	309	0	696	597	320
Maracó	81.616	35.726	15.549	3.055	2.786	5.877	0	2.937	866	14.822
Puelén	12.520	3.434	2.367	2.556	609	675	1.897	761	192	29
Quemú Quemú	13.380	5.236	2.776	724	0	1.588	0	635	2.308	114
Rancul	11.895	5.453	2.017	326	146	1.159	0	719	2.014	62
Realicó	24.819	9.240	5.584	4.478	250	1.828	0	778	1.948	713
Toay	7.709	3.770	1.045	1.235	172	719	0	372	316	80
Trenel	7.668	2.944	1.237	1.704	18	627	0	283	430	426
Utracán	24.640	7.693	3.490	8.550	488	1.942	0	1.300	981	195

G.Usuario MEM							E.			
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
G.Usuario del MEM	1.757	0	178	1.579	0	0	0	0	0	0
Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
Cooperativas	442.388	181.610	77.883	75.984	8.938	31.747	1.897	21.001	19.323	24.007
APELP	4.680	3.186	865	21	0	43	0	518	0	48
FACTURADO	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
TOTAL										
TOTAL LA	448.826	184.796	78.926	77.584	8.938	31.789	1.897	21.519	19.323	24.055
PAMPA										

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

El 36% del consumo eléctrico de La Pampa corresponde a lo demandado por Capital, le sigue el partido de Maracó con el 18%, Realicó con el 6%, y finalmente el resto de los partidos que consumen entre el 0,07% y 4% de la electricidad generada.



Región Patagónica

La región Patagónica está integrada por las provincias de Chubut y Santa Cruz. Se trata de una región con una extensión aproximada de 468 329 km² (12,5% de la superficie del país). La población es de 610 195 habitantes, es decir, aproximadamente el 2% de la población total del país.

El consumo eléctrico de la región Patagónica durante el año 2005 fue un 5,48% del total del país, presentando la mayor demanda en la provincia de Chubut.

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico de la región Patagónica, está configurada en distintos niveles de tensión: alta, media y baja tensión. El sistema eléctrico de alta tensión, el SADI, es operado por TRANSENER y el de media tensión por TRANSPA S.A., que cuenta con 1110 km de líneas de 330 kV y 936 km de líneas de 135 kV.

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

Distribución

DGSPCH y Cooperativas: Provincia de Chubut. La Dirección General de Servicios

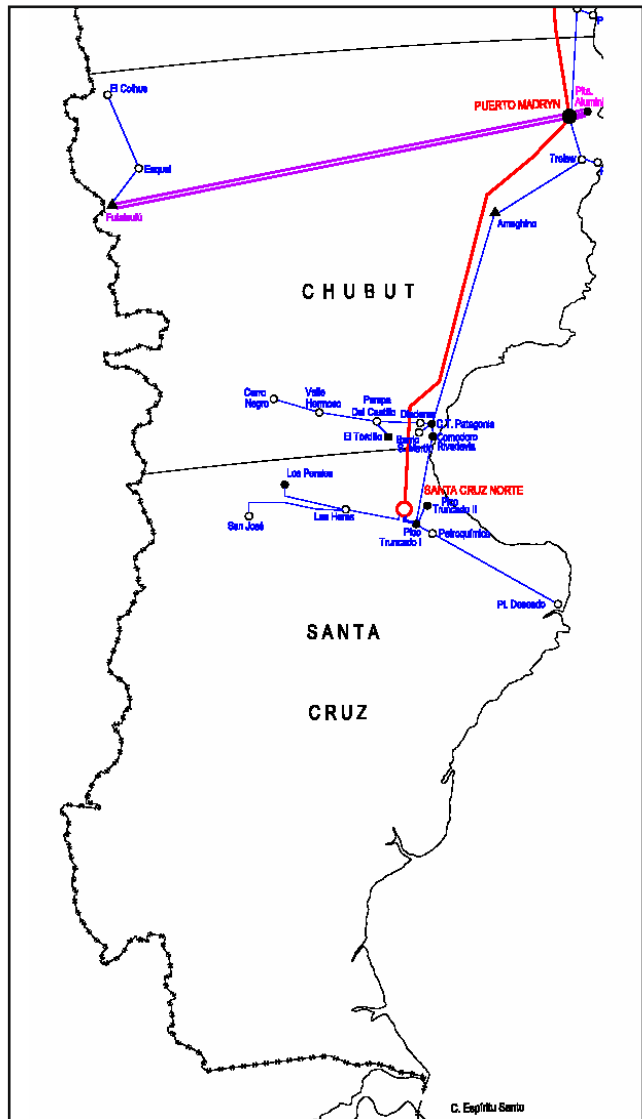
Públicos de Chubut atiende los mercados aislados, hay Cooperativas con generación propia que atienden sistemas aislados y las más importantes compran en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, como Grandes Usuarios: Cooperativa 16 de Octubre (Esquel), Cooperativa de Comodoro Rivadavia,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

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

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

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

En la figura se muestra la cobertura en las provincias.



Potencia Instalada de la Patagonia

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas, ciclos combinados y centrales hidroeléctricas. La potencia instalada unificada al SADI en la región es de 818 MW.

ÁREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
			Unidad de medida: MW							
PATAGÓNICA	CTPAT	P. MADRYN		42			42			42
		C. RIVADAVIA		73			73			73
		P. TRUNCADO		45			45			45
		TOTAL		160			160			160
	ELECTROPAT	C. RIV. C. C.			63		63			63
	EDELSUR	C.T. PATAGONIA		76			76			76
	H. FUTALEUFU	H. FUTALEUFU							472	472
	H. F. AMEGHINO	C.H. AMEGHINO							47	47
TOTAL ÁREA				236	63		299	0	519	818

Fuente: Informe Mensual Diciembre de 2008. CAMMESA

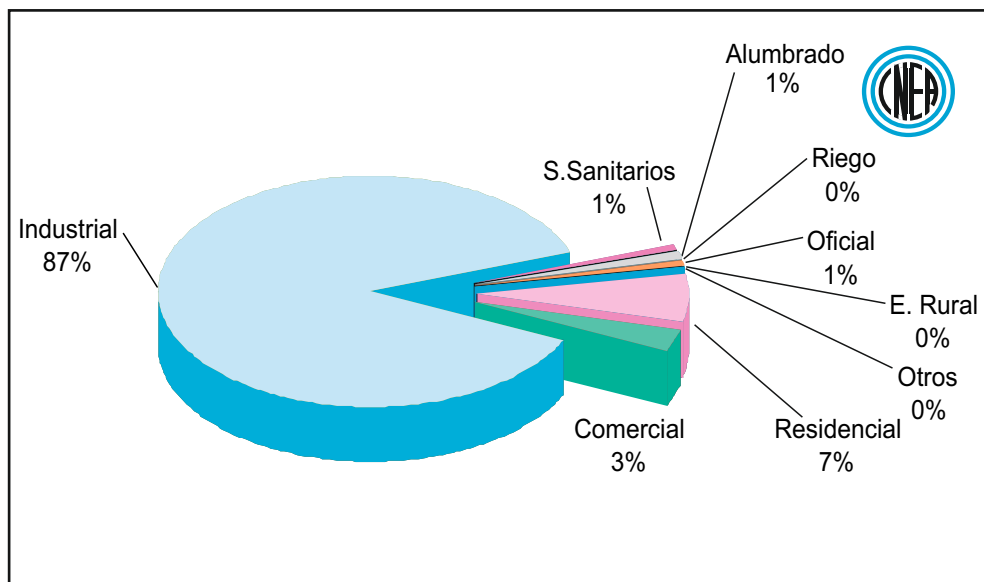
Si bien aún no está integrado al SADI, en Comodoro Rivadavia se encuentra el parque eólico más importante del país: Antonio Morán con 16,5 MW, y además en Pico Truncado se encuentra el Parque J. Romantli con 2,4 MW. Sin embargo la generación de estos parques como la de otros más pequeños, es utilizada para restar demanda en las cooperativas que las operan, no aportando al SADI.

Consumo Eléctrico por Provincias

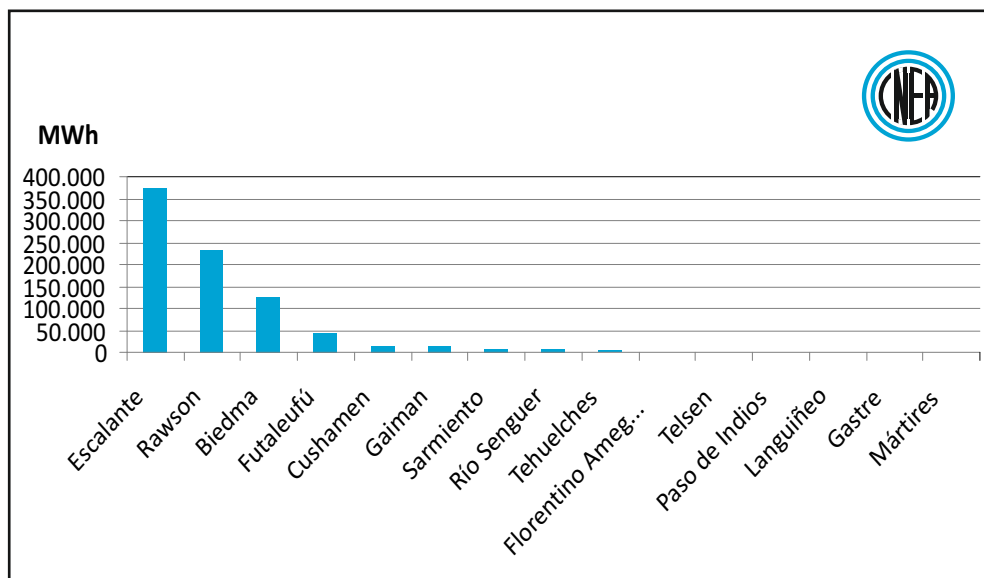
A continuación se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la región Patagonica por provincias, desagregada por departamentos.

Chubut

En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Chubut por departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía.



Demanda Eléctrica - Chubut Año 2005



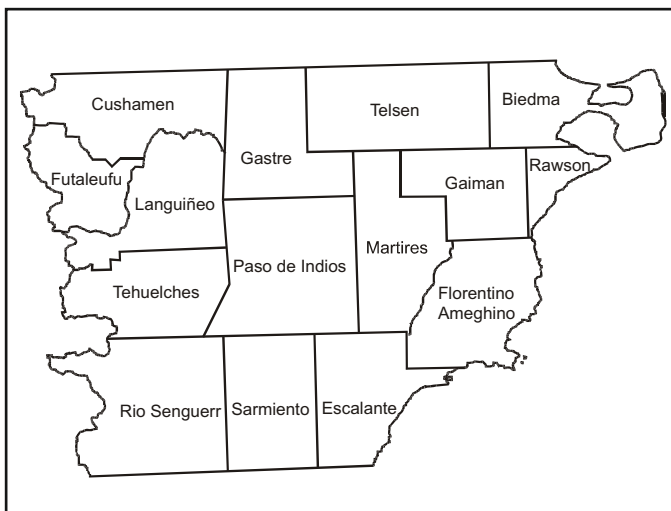
Demanda Eléctrica Regional - Chubut Año 2005

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Biedma	125.217	35.965	19.762	58.565	2.224	5.515	0	2.583	20	584
Cushamen	16.599	10.268	2.818	348	27	623	0	2.015	0	499
Escalante	374.072	100.024	40.870	211.189	0	16.730	0	5.238	0	21
Florentino Ameghino	1.424	556	409	0	0	234	0	226	0	0
Futaleufú	45.075	20.638	9.738	4.508	1.879	4.062	159	2.846	1.040	206
Gaiman	16.571	3.742	2.555	6.030	304	968	0	708	2.187	77
Gastre	604	308	132	0	34	57	0	73	0	0
Languineo	930	389	182	0	92	105	0	138	0	25
Mártires	577	261	105	0	0	70	0	54	0	87
Paso de Indios	1.109	602	191	0	0	55	0	262	0	0
Rawson	233.339	69.032	30.163	88.500	21.331	14.987	238	8.940	149	0
Río Senguer	6.098	2.935	1.116	0	180	539	0	1.093	50	185
Sarmiento	8.918	5.383	1.424	514	0	773	0	824	0	0
Tehuelches	4.055	1.970	917	0	0	564	0	531	0	74
Telsen	1.258	755	228	0	49	54	0	144	0	28
G.Usuario MEMSP									E.	
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
G.Usuario del MEMSP	2.932.459	0	1.619	2.930.840	0	0	0	0	0	0

Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Cooperativas	823.060	244.726	108.208	369.612	26.120	45.038	397	24.145	3.446	1.369
DGSP	12.788	8.100	2.402	43	0	297	0	1.529	0	417
FACTURADO										
TOTAL	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
TOTAL CHUBUT	3.768.306	252.826	112.230	3.300.494	26.120	45.335	397	25.674	3.446	1.786

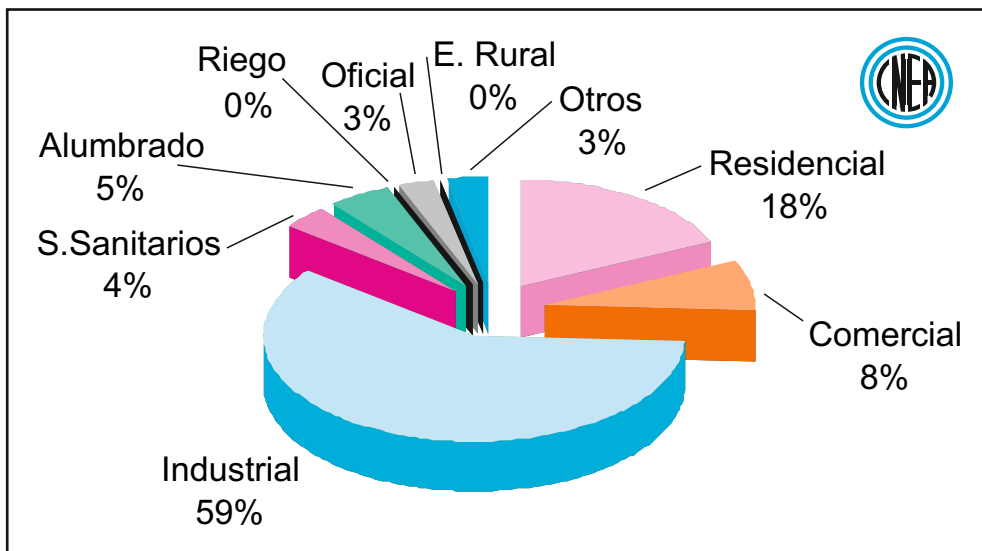
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

El 45% del consumo eléctrico de la provincia corresponde al departamento. Escalante. Luego el 28% le corresponde a la ciudad de Rawson, el 15% a la ciudad de Biedma, mientras que la ciudad de Futaleufú el 5% y el resto de las ciudades demandan entre el 0,07% y el 2% de la generación eléctrica.



Santa Cruz

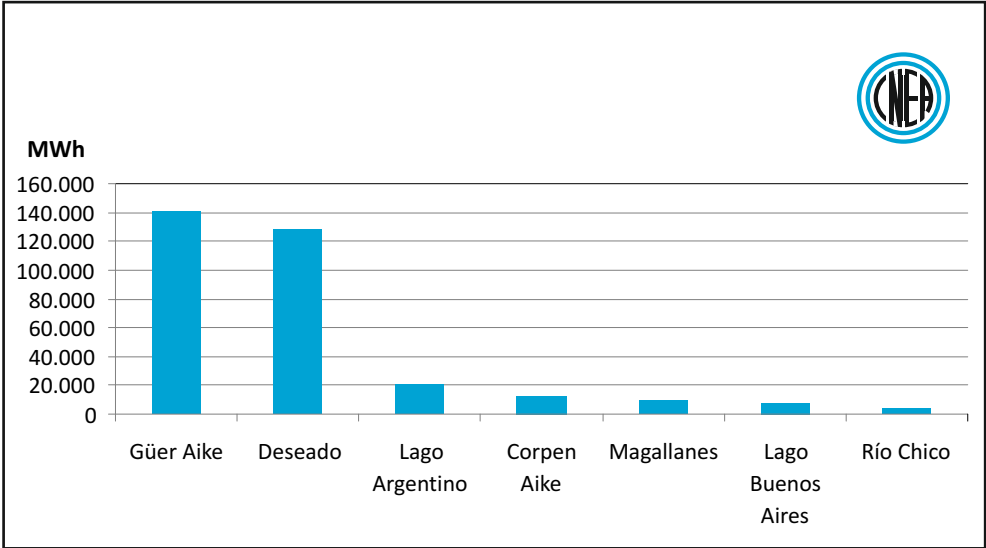
En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Cruz por departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía.



Demanda Eléctrica - Santa Cruz Año 2005

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Corpen Aike	12.429	5.235	1.900	856	1.507	1.185	0	954	0	792
Desado	128.192	46.194	18.327	25.552	8.110	14.738	0	3.666	55	11.550
Güer Aike	140.832	56.392	18.963	20.062	11.472	15.492	0	10.865	80	7.506
Lago Argentino	20.255	5.804	9.525	1.220	767	1.036	0	1.182	0	722
Lago Buenos Aires	7.372	3.739	1.264	55	562	570	0	945	0	237
Magallanes	9.297	4.016	1.854	937	1.173	378	0	404	0	535
Río Chico	4.047	1.659	563	25	615	182	0	738	0	265
G.Usuario MEMSP										
G.Usuario del MEMSP	355.018	0	0	355.018	0	0	0	0	0	0
Empresa										
Municipalidad P. Truncado	20.571	8.995	4.173	0	0	6.140	0	0	0	1.263
SPSE	301.855	114.044	48.224	48.709	24.205	27.441	0	18.755	135	20.343
FACTURADO TOTAL										
SANTA CRUZ	677.443	123.039	52.396	403.727	24.205	33.581	0	18.755	135	21.606

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].



Demanda Eléctrica Regional - Santa Cruz Año 2005

La ciudad de Güer Aike consume el 44% de la energía generada, luego le sigue Deseado con el 40%, Lago Argentino con el 6%, mientras que el resto demanda entre el 1,26% y el 4% de la generación eléctrica.



Región Tierra del Fuego

La región de Tierra del Fuego tiene una superficie de 21 571 Km² (0,57% de la superficie total del país). La población es de 101 079 habitantes, lo que representa un 0,3% de la población total del país.

El consumo eléctrico de Tierra del Fuego durante el año 2005 fue un 0,35% del total del país, y como se ha mencionado anteriormente, Tierra del Fuego no se encuentra interconectada al SADI.

Transporte del Polo Energético de la Región

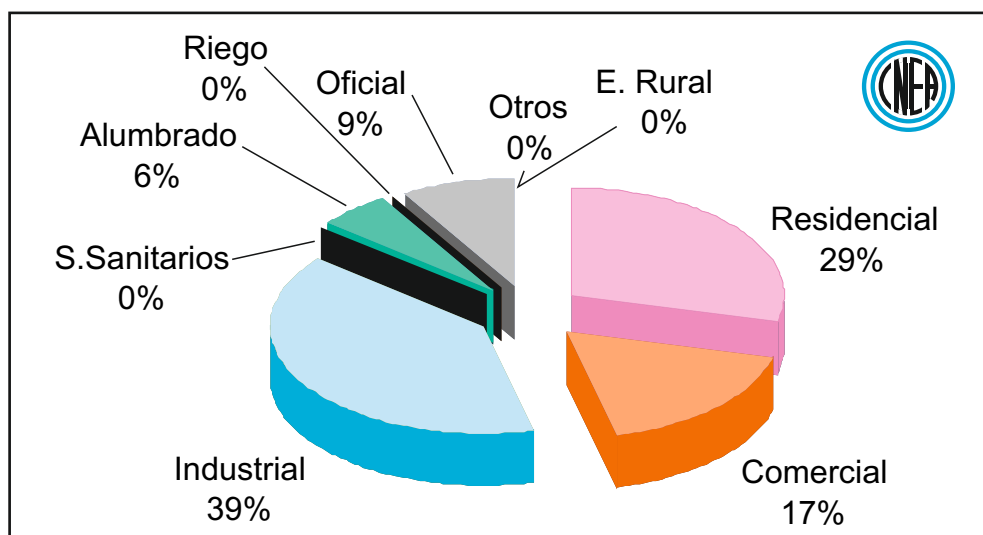
Se alimenta desde la central termoeléctrica, con redes de media y baja tensión en 33 kV, a dos centros de distribución, desde los cuales previo rebaje 33/13,2 kV, se alimentará la red de 13,2 kV existente.

Distribución

DPTF: provincia de Tierra del Fuego, la Dirección Provincial de Energía de Tierra del Fuego, atiende las localidades de Ushuaia y Tolhuin con generación propia. La Cooperativa de Río Grande atiende los servicios de la Ciudad de Río Grande y alrededores. Departamentos abastecidos: Río Grande y Ushuaia.

Consumo Eléctrico de la Provincia

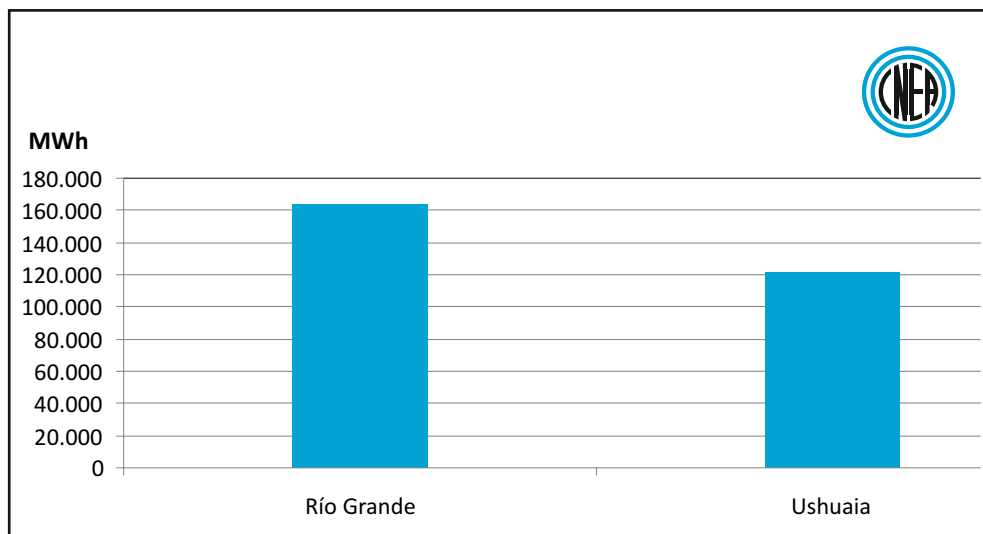
En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Tierra del Fuego por departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005 elaborado por la Secretaría de Energía.



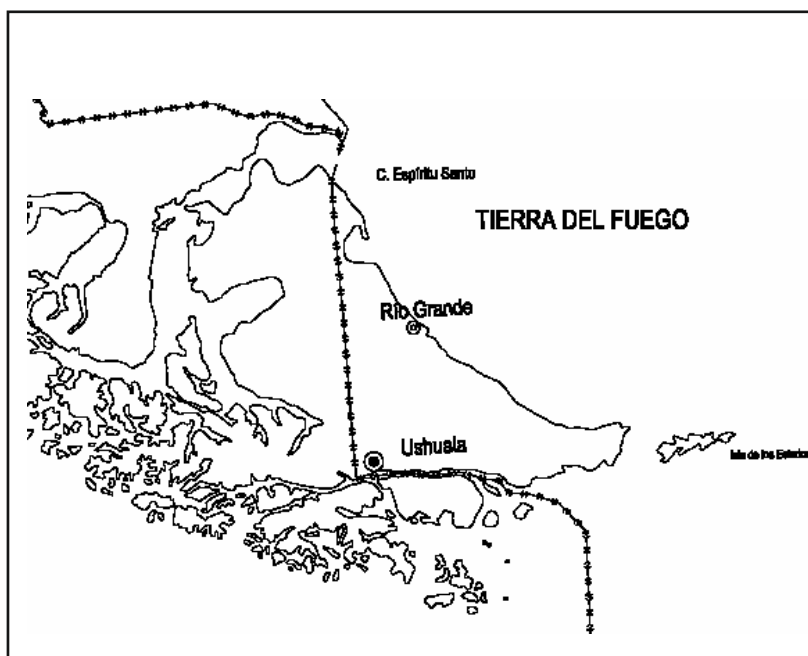
Demanda Eléctrica - Tierra del Fuego Año 2005

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Río Grande	163.822	43.527	27.126	70.290	0	7.498	0	15.381	0	0
Ushuaia	121.704	39.145	21.890	42.706	0	9.034	0	8.929	0	0
Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Cooperativa	160.261	41.877	26.524	69.969	0	7.044.234	0	14.847	0	0
DPE	125.264	40.795	22.491	43.028	0	9.488	0	9.463	0	0
FACTURADO	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
TOTAL	285.525	82.672	49.016	112.996	0	16.532	0	24.309	0	0
TOTAL T.del FUEGO										

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

**Demanda Eléctrica Regional - Tierra del Fuego 2005**

La energía generada se divide en dos, Río Grande consume el 57%, mientras que Ushuaia demanda el 43%.



James Hansen Afirma que la Energía Nuclear de Cuarta Generación Puede Ser Parte de la Solución

El científico de la NASA y pionero en alertar sobre el cambio climático, James Hansen, ha afirmado que "existe la posibilidad de que la cuarta generación de la energía nuclear forme parte de la solución" al calentamiento global del planeta.

Hansen, quien también es asesor científico del ex vicepresidente de Estados Unidos Al Gore y profesor de Ciencias Medioambientales de la Universidad de Columbia, ha participado en el Foro Cluster de Energía 2008.

Este experto en Física, Matemáticas y Astronomía, que en junio de 1988 pronunció un discurso histórico ante el Senado de EE.UU. sobre el grave peligro del cambio climático, ha afirmado en conferencia de prensa que "ya hemos superado el nivel peligroso de CO₂ en la atmósfera", y ha añadido, en referencia a las actuaciones de los Gobiernos, que "es más fácil seguir ignorando lo que está pasando".

Ha destacado que los gobiernos reconocen que existe un problema con el clima, pero "emprenden acciones inadecuadas", y además, ha resaltado que si se analizan las emisiones de CO₂ a la atmósfera, se detecta que sigue incrementándose en el mundo el uso de combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo) y si se sigue por esa vía, "nos vamos a meter en zona de peligro de no retorno".

"Hay que tomar medidas ya -ha enfatizado- y no se está haciendo: si quemamos combustibles fósiles, hay que eliminar el CO₂".

Ha augurado que si no se toman iniciativas, cada vez habrá mayor desigualdad entre generaciones, ya que los mayores se están aprovechando de los combustibles fósiles baratos y esto "generará problemas a los más jóvenes y a los que aún no han nacido".

La situación "perfecta" sería, según ha indicado, que las energías renovables" pudieran hacerlo todo, pero no es así y hace falta algo que sirva como base energética. Existe la posibilidad de que la energía nuclear de cuarta generación, forme parte de la solución".

Ha reconocido que los ecologistas se oponen al uso de dicha energía, pero ha resaltado que "deberían replanteárselo porque la tecnología actual resuelve el problema de los residuos que generan material radiactivo".

Sobre las teorías que afirman que el cambio climático es un fenómeno natural más, Hansen ha reconocido que a lo largo de la historia de la humanidad, dichos cambios se han producido de forma natural, pero "con escalas de tiempo muy grandes", hasta que se ha introducido el "factor humano", lo que ha provocado que este suceso se desarrolle "con mucha más rapidez".

Este científico ha asegurado que existen varios puntos de no retorno climático que se deben evitar, entre ellos el deshielo de los polos, porque aumentaría el nivel del mar y las tormentas provocarían problemas parecidos a las inundaciones que asolaron Nueva Orleans.

También ha citado la extinción de las especies y sobre este punto ha recordado que en la historia del mundo, cada vez que se ha producido un fenómeno de calentamiento global, han desaparecido más de la mitad de las especies y han tenido que pasar cientos de miles de años para que "entren en juego otras especies".

"Este sería un punto de no retorno que no hay que superar, porque supondrían que caerían los ecosistemas. Sabemos que cuando el CO₂ estaba en la atmósfera, la Tierra era un planeta totalmente diferente en el que no había hielo; la gente no asume este hecho geofísico, pero no podemos volver a esa fase".

Fuente: EFE 26-09-2008

La AIE Reduce sus Previsiones sobre la Demanda Mundial de Crudo en 2008 y 2009

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) revisó la baja de sus previsiones sobre la demanda mundial de petróleo para 2008 y 2009 por considerar que la ralentización económica y los altos precios del barril han afectado más de lo esperado las pautas de consumo en los países ricos.

Tanaka, director ejecutivo de Agencia Internacional de la Energía (AIE), presentó el primer informe de la AIE sobre la política energética europea.

En su informe mensual sobre el mercado petrolero, la AIE estimó que la demanda global será de 86,8 millones de barriles diarios, es decir 700 000 barriles más cada día que en 2007, pero 100 000 menos de lo que había calculado para el mes anterior.

Para 2009, el consumo subirá hasta 87,6 millones de barriles diarios, lo que significa un ascenso de 900 000 barriles respecto a 2008, pero 160 000 menos de lo que se aventuraba en agosto, según el informe de esta entidad que agrupa a la mayor parte del mundo desarrollado.

Las razones de esta revisión de la baja de las predicciones se explican por un impacto del deterioro económico, y de la carestía del crudo que se había subestimado en los países ricos, y más particularmente en Estados Unidos, Japón y Corea del Sur.

El hecho es que ahora los expertos de la agencia cifran en 2008 el consumo de los miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), en 48,4 millones de barriles diarios, es decir, 800 000 menos que en 2007.

La caída en la OCDE continuará en 2009 con 47,9 millones de barriles diarios, lo que significa que la AIE ha disminuido las

cifras del conjunto de los países ricos para ambos años en 160 000 barriles en sólo un mes.

Frente a eso, han incrementado ligeramente (en 20 000 barriles diarios), las previsiones de demanda en el resto del mundo (con incrementos del 4% este año y del 3,7% el próximo), a causa de China, India e Irán.

Por el lado de la oferta, la AIE destacó que en agosto los productores de petróleo pusieron 86,8 millones de barriles diarios en el mercado, lo que significó un millón de barriles menos que el mes precedente.

Las razones fundamentales de esa rebaja fueron los trabajos de mantenimiento en los yacimientos del Mar del Norte y la parada en el funcionamiento del oleoducto desde Azerbaiyán.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) con 32,5 millones de barriles también disminuyó su aportación de barriles en 195 000, por diferentes problemas en yacimientos y oleoductos en Irak, Angola, Libia y Nigeria.

No obstante, las capacidades excedentarias de la OPEP subieron el mes pasado a 1,9 millones de barriles diarios, frente a los 1,5 millones de julio.

La AIE indicó que la temporada de huracanes en el Caribe supondrá un recorte de 1,5 millones de barriles diarios en la producción del Golfo de México en septiembre y de 325 000 en octubre, aunque destacó que por ahora, y hasta el paso de Ike, las infraestructuras no habían sufrido daños significativos.

Las reservas industriales de los países de la OCDE aumentaron en 47 millones de barriles en julio para totalizar 2646 millones de barriles, lo que cubriría 54,5 días de consumo, frente a los 53,6 días de media en los últimos cinco años.

Fuente: EFE 10-09-2008

La EIA recomienda a Bruselas Centralizar sus Compras de Energía

Nobuo Tanaka, Director Ejecutivo de la Agencia Internacional de Energía (EIA), presentó al Presidente de la Comisión Europea, José Manuel Barroso, y al Comisario de Energía, Andris Piebalgs, las principales conclusiones del primer informe elaborado por los técnicos de su entidad, sobre la Política Energética de la Unión Europea.

Del análisis efectuado por el organismo dependiente de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), se deduce que muchos estados miembros aún prefieren mantener sus contratos bilaterales con sus proveedores, lo que puede traducirse en el debilitamiento de la UE como una entidad única.

Por otro lado, Tanaka subrayó el hecho de que "Europa será cada vez más dependiente del exterior y de las importaciones energéticas", por lo que ofreció a los dirigentes comunitarios "diversificar sus fuentes hacia energías renovables, la nuclear o la eliminación de carbono", así como "diversificar los países y las vías de aprovisionamiento".

A este respecto, Andris Piebalgs aseguró que después del conflicto de Georgia (región por la que transitan numerosos gasoductos y oleoductos), en el que Europa ha sufrido restricciones en el suministro, "nuestro objetivo de diversificar nuestras fuentes y rutas es incluso más importante tras el problema georgiano". Así, hizo mención al proyecto del gasoducto Nabucco, que está previsto que transporte 30 000 millones de metros cúbicos de gas desde el mar Caspio a partir del 2014, con una inversión de 12 000 MMU\$.

En referencia a la valoración que la EIA ha realizado sobre las

medidas propuestas por la UE en 2007 en materia de cambio climático, el Presidente de la UE declaró "estoy encantado con el hecho de que la EIA haya aprobado tan abiertamente las propuestas para afrontar el cambio climático en el marco de la UE". Según el comunicado distribuido por la CE, el informe subraya la coherencia planteada desde la UE en su paquete de liberalización de los mercados eléctricos y del gas, así como en sus propuestas sobre el cambio climático. Además, también anima a la Comisión Europea a incrementar el esfuerzo financiero en investigación.

Fuente: UE/EIA/EIPaís 05 -09- 2008

Argentina y Sudáfrica Firman un Acuerdo en Energía Nuclear y un Acta Bilateral

El canciller de Argentina, Jorge Taiana, se reunió en Buenos Aires con su par de Sudáfrica, Nkosazana Dlamini Zuma, con quien firmó un acuerdo de cooperación en energía nuclear y cerró la reunión que llevó adelante una comisión bilateral, informaron fuentes oficiales.

"Sudáfrica es el duodécimo socio comercial de Argentina, es decir, el duodécimo destino de nuestras exportaciones, que se han duplicado en el lapso 2005-2008: este año exportaremos a ese país por casi 1200 millones de dólares e importaremos por 200 millones", enfatizó Taiana.

"Argentina y Sudáfrica creemos en la no proliferación nuclear, pero avanzamos en la cooperación en el uso de la energía nuclear con fines pacíficos", sostuvo Dlamini Zuma, en el marco de su visita oficial a Buenos Aires.

El convenio fue suscripto en el marco de la cooperación sur-sur, que se acentúa más "en este momento de crisis global", coincidieron los cancilleres.

Taiana y Dlamini Zuma resaltaron la creciente relación comercial y política entre ambas naciones y cerraron la Segunda Reunión de la Comisión Binacional Argentino-Sudafricana, que finalizó luego de tres días de reuniones.

El canciller argentino destacó que una "parte significativa" de las ventas de su país son manufacturas de origen industrial, luego del encuentro que mantuvo con su par sudafricana en el Palacio San Martín de Buenos Aires, en el que firmaron además el acta final de la comisión bilateral.

Fuente: EFE 03-12-2008

Brasil Registra un Récord en la Producción de Caña de Azúcar y Etanol

Brasil, el mayor exportador de etanol del mundo, va a registrar en 2008 un récord de producción de caña de azúcar y del alcohol destilado de esta planta que es utilizado como carburante, según informaron fuentes oficiales.

El etanol consumirá casi el 57% del total de la caña de azúcar, 325,6 millones de toneladas, que se convertirá en 26 600 millones de litros de carburante, con un crecimiento del 20,1% con respecto al año pasado.

En total, las industrias sucroalcoholeras de Brasil, procesarán este año 571,6 millones de toneladas de caña de azúcar, una cantidad el 13,9% superior a la cosecha del año pasado, según cifras de la estatal Compañía Nacional de Abastecimiento (Conab).

El restante de 246 millones de toneladas será dedicado a la fabricación de 32,1 millones de toneladas de azúcar, con un aumento del 6,7%.

Al presentar los datos, el presidente de la Conab, Wagner Rossi, explicó que la depreciación del real contra el dólar de los últimos

meses ha ayudado, en parte, a contrarrestar la inestabilidad del sector, ayudando a recuperar el precio de venta y estimulando las exportaciones.

Al igual que ha ocurrido con otros productos vegetales, el precio del etanol se ha precipitado en los últimos meses a raíz de la crisis financiera internacional, aunque el impacto en los productores se ha reducido al verse revalorizadas las exportaciones por la caída del real.

Fuente: EFE 15-12-2008

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina SA, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net, Banco Mundial, INDEC y la Secretaría de Energía de la Nación, emitidos hasta diciembre de 2008.

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

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250 (C1429BNP) CABA

Centro Atómico Constituyentes

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

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

E-Mail: rey@cnea.gov.ar

coppari@cnea.gov.ar

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