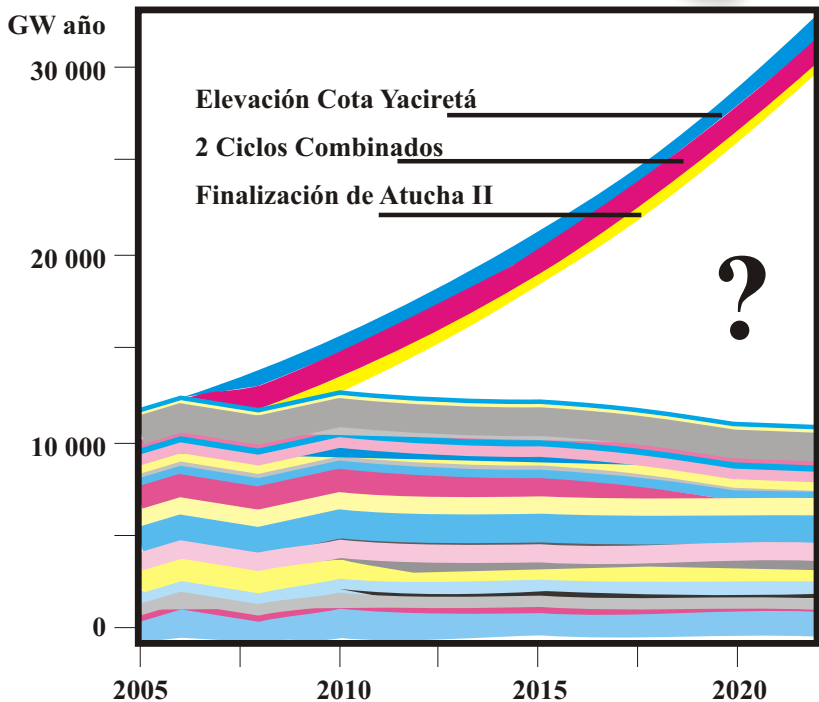


Boletín Energético



1er. Semestre 2006
AÑO IX N° 17

17



¿Cómo Cubrirá Argentina el Crecimiento de la
Demanda Eléctrica hasta el Año 2025?

ened

Comisión Nacional de Energía Atómica

ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Francisco C. Rey

Compilación: Norberto Coppari

Colaboración en Redacción: Fernando Aguirre
Norberto Coppari
Cristina A. Delfino
Jorge Giubergia
Susana Gómez
Sabino Mastrángelo
Fernando Monserrat
Renato Radicella
Lucía Ramilo

Diseño y Compaginación: Cristina A. Delfino

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

Internet: <http://www.cnea.gov.ar/xi/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 del grupo de Prospectiva y Planificación Energética, que declina toda responsabilidad por las mismas.

Boletín elaborado y emitido por la Oficina de Prospectiva sobre los usos pacíficos de la Energía Nuclear; Comisión Nacional de Energía Atómica; Av. Libertador 8250 Capital Federal (C1429BNP); Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires
Tel. 6772-7422/7419/7526/7869

Ing. Francisco Carlos Rey
Ing. Norberto Coppari
Ing. Jorge Giubergia
Srta. Florencia Precensio Deck
Sr. Diego Maur
Sr. Diego Coppari

Este Boletín presenta lo que entendemos son los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta junio de 2006, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

Boletín 17 Energético

CONTENIDO

Reactivación de la Actividad Nuclear en la República Argentina

Julio De Vido (discurso)

Análisis de la Competitividad Nuclear en el Nuevo Escenario Energético de la República Argentina

*Florencia Precensio Deck; Diego J. Maur;
Jorge Horacio Giubergia;
Norberto Rubén Coppari*

Propuestas de Lineamientos de Estrategia Energética: Enfoque Metodológico

Daniel Bouille

- Potencia Instalada**
- Generación de Energía Eléctrica**
- Generación Nucleoeléctrica**
- Curva de Carga Normalizada**
- Picos de Potencia**
- Incorporaciones Previstas**
- Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- Evolución de los Precios**
- Consumo de Combustibles**
- Noticias**

Editorial

Argentina Decidió Hace 56 Años Ser un País Nuclear

Esta decisión significó, en el año 1950, poner en marcha el desarrollo de la tecnología nuclear con el objeto de aprovechar, con fines estrictamente pacíficos, la entonces desconocida fuerza del átomo en sus dos principales usos: la generación masiva de energía eléctrica y las aplicaciones de la tecnología nuclear a la salud pública y a la industria.

En ese desarrollo la Comisión Nacional de Energía Atómica, con el apoyo del Estado Nacional, trazó un claro camino que nos condujo al dominio de la energía nuclear y las tecnologías asociadas a ella en todos sus aspectos.

Se organizó, formó recursos humanos, hizo ciencia básica donde era necesario, hizo ciencia aplicada, desarrolló tecnologías, innovó, desarrolló proveedores, construyó centrales nucleares y generó industrias por sí misma o asociada a capitales privados.

Todo ello sin descuidar los aspectos vinculados a la seguridad y la protección de sus trabajadores y del público en general, de aquella nueva fuerza, que se aprendió a manejar con excelentes resultados.

Hoy, después de 56 años, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA); Núcleo Eléctrica Argentina SA (NASA), Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN), DIOXITEK SA, Empresa Neuquina de Servicios e Ingeniería SE (ENSI), Investigaciones Aplicadas SE (INVAP), Combustibles Nucleares Argentinos SA (CONUAR), Fabricación de Aleaciones Especiales SA (FAESA), Polo Tecnológico Constituyentes SA; Fundación Escuela de Medicina Nuclear (FUESMEN), Centro de Diagnóstico Nuclear (CDN), Instituto Balseiro, Instituto Sábado, y el Instituto Dan Beninson, son el resultado de esa gestión.

A lo largo del país hay tres centros atómicos, un centro tecnológico, dos centrales nucleares en operación, una en construcción y otra futura a corto plazo, una planta productora de agua pesada, minería de uranio, plantas productoras de combustibles nucleares y aleaciones especiales, planta de enriquecimiento de uranio, plantas de producción de radioisótopos para uso en salud e industria, centros médicos de excelencia, etc., etc.

Argentina cuenta hoy con numerosas empresas privadas que se han hecho grandes acompañando al desarrollo nuclear y esto fue posible porque las grandes obras nucleares fueron realizadas con la mayor participación local posible, logrando el “derrame del conocimiento” a otras áreas no nucleares. Donde no había proveedores locales calificados se los entrenó y se los calificó. Hoy muchos de ellos son capaces de producir componentes nucleares y exportar tecnologías sofisticadas (nuclear, espacial, etc.) a todo el mundo.

Después de una pausa de más de diez años hoy enfrentamos un nuevo desafío: el cambio de actitud hacia la energía nuclear se está acelerando en todo el mundo y especialmente en nuestro país.

Los ejes de esta reactivación se basan, como en 1950, en dos cuestiones técnicas primordiales, pragmáticas y de neto contenido estratégico que son: la generación masiva de energía eléctrica y las aplicaciones de la tecnología nuclear a la salud pública y a la industria.

El 23 de agosto pasado en la casa de gobierno, el Sr. Presidente de la Nación Dr. Néstor Kirchner encabezó un acto en el cual se produjo el relanzamiento del plan nuclear argentino.

En ese acto el Sr. Ministro de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios Arquitecto Julio De Vido enunció las distintas obras que componían ese relanzamiento:

- Terminación y puesta en marcha de la Central Nuclear de Atucha II.
- Construcción del prototipo del reactor integrado de diseño nacional CAREM.
- Puesta en funcionamiento de la planta productora de agua pesada.
- Reactivación del enriquecimiento de Uranio.
- Reactivación de la minería de Uranio.
- Estudios de factibilidad de una cuarta central nuclear.
- Fuerte impulso a la medicina nuclear y a las otras aplicaciones de las radiaciones.
- Y otras medidas que hacen a la consolidación de la opción nuclear en nuestro país.

Hoy, como hace 56, años los desafíos vuelven a ser: organizarse, incorporar y formar recursos humanos de calidad, desarrollar tecnologías, desarrollar y calificar proveedores capaces de proveer componentes especiales, gestionar proyectos grandes y pequeños.

Pero principalmente aprovechar nuestras fortalezas, detectar nuestras debilidades y corregirlas, consolidando una estructura organizativa y un compromiso, de los que deben llevar adelante los proyectos, que nos permita afrontar con éxito este nuevo desafío. Desafío que se extenderá por décadas e involucrará a las próximas generaciones de argentinos.

Es de esperar que esta nueva etapa de desarrollo nuclear, en el marco del sostenido progreso económico que está ocurriendo en la Argentina, provoque un efecto multiplicador similar o superior al de la década del '70, donde prevalezca un proceso de recuperación de proveedores y genere otros nuevos, de manera tal de lograr una industria nuclear propia, que, a los argentinos, nos haga sentir orgullosos de ella.

Reactivación de la Actividad Nuclear en la República Argentina

Julio De Vido (Discurso pronunciado el 23 de agosto de 2006)

Hagamos un poco de Historia La Actividad Nuclear en la Argentina se formalizó hace ya más de medio siglo a través del Decreto N° 10 936 del 31 de mayo de 1950 dictado por el Presidente Don Juan Domingo Perón.

Este Decreto mostró una clara visión estratégica expresando entre otras cosas (textual):

“...que el progreso de....la energía atómica no puede ser desconocido por el Estado, en razón de las múltiples derivaciones de orden público que sus aplicaciones prácticas determinan o pueden determinar en el porvenir”

“...que la salud pública puede recibir ingentes beneficios de la correcta aplicación de la radioactividad.....”

“...que la energía atómica puede reemplazar a las formas corrientes de energía y que...es conveniente que el Estado tome las medidas de previsión correspondientes” “que la República Argentina...puede trabajar en este orden de cosascon elevado sentido de paz en beneficio de la humanidad”

De esta manera, desde el comienzo, y con decidida proyección al futuro, el Estado Nacional fijó y enunció con claridad su papel rector en el programa nuclear argentino y el carácter estricta-

mente pacífico del mismo.

Sobre estas premisas, hubo a partir de entonces un crecimiento muy importante de la actividad nuclear en nuestro país, basada en la **generación masiva de energía nucleoelectrica.**

Este proceso culminó exitosamente con la construcción y puesta en marcha por parte de CNEA de las Centrales Nucleares Atucha I con 357 Megavatios en 1974 y Embalse con 648 Megavatios en 1984, siendo uno de los países fundadores del actual **Organismo Internacional de Energía Atómica, dependiente de las Naciones Unidas y con sede en Viena.**

Posteriormente, a lo largo de la década del 90, las decisiones políticas hicieron que la actividad nuclear perdiera su ímpetu y que la estructura y capacidades del Sector Nuclear fueran desarticuladas, llegándose a un punto tal que peligró la existencia de la opción nucleoelectrica en la Argentina.

A partir de mayo de 2003, cuando asumimos el Gobierno Nacional con la conducción del Presidente Néstor Kirchner, se restableció la actividad del Sector Nuclear Argentino hacia el camino de la recuperación de sus objetivos estratégicos, retomando

decidida y rápidamente los lineamientos del Decreto 10 936, y estableciendo las medidas necesarias y concretas para la reactivación explícita del Sector.

La decisión del Gobierno Nacional fue el punto inicial de un proceso clave para la reactivación general de la actividad nuclear en nuestro país que continuó durante los tres años siguientes con múltiples acciones concretas.

Hoy, en base a los resultados de esta primera etapa venimos a establecer el plan estratégico del sector nuclear argentino para los próximos años.

Los ejes de esta reactivación se basan en dos cuestiones técnicas primordiales, pragmáticas y de neto contenido estratégico:

Primero, la generación masiva de energía nucleoelectrica y Segundo, las aplicaciones de la tecnología nuclear a la salud pública y en la industria. Hoy podemos anunciar el reinicio de la construcción de la Central Nuclear Atucha II, a través de Nucleoelectrica Argentina SA con la estrecha colaboración de la Comisión Nacional de Energía Atómica y de todo el Sector Nuclear Argentino.

Han recommenzado los trabajos de recuperación de infraestructura y los de obras civiles e hidráulicas, primera etapa de los trabajos de construcción, que continuarán el año próximo con los montajes electromecánicos de la Central.

Este emprendimiento tiene un significado vital para el país no sólo proveyendo a la generación de energía eléctrica sino también reactivando todo el espectro científico, tecnológico e industrial asociado al campo nuclear, generando una fuerte demanda de recursos humanos altamente especializados.

Esta Central Nuclear de gran magnitud, iniciada hace ya 26 años, y que tan útil sería hoy al sistema eléctrico de la República, aún permanece inconclusa.

Para resolver esta situación el Gobierno del Presidente Néstor Kirchner ha tomado la decisión de terminarla lo antes posible.

Nucleoelectrica Argentina está ahora facultada para finalizar las obras y realizar la puesta en marcha de Atucha II. Planeamos lograr este objetivo en el segundo semestre del año 2010, donde podremos contar con 745 MW adicionales de potencia y energía asociada con una inversión estimada de 1800 millones de pesos.

El cronograma de las obras de Atucha II comprende una **Primera Fase para el Relanzamiento del Proyecto,** una **Segunda Fase para las actividades de Construcción y Montaje** y una **Tercera Fase para la puesta en marcha de la Central.**

En todas estas actividades se dará la máxima intervención posible a los contratistas y proveedores locales, y durante el período de máxima actividad

generará aproximadamente 4 mil puestos de trabajo.

Asimismo, **se están incorporando al Proyecto Atucha II profesionales y técnicos especializados de Nucleoeléctrica Argentina y de la Comisión Nacional de Energía Atómica a través del Convenio recién firmado entre estos dos organismos.** Se están recuperando además experimentados especialistas que debieron alejarse del sector ante la falta de oportunidades. También se están formando jóvenes técnicos y profesionales mediante acuerdos con Universidades e Institutos especializados. **En esta última actividad la CNEA juega un papel relevante, siendo en ese sentido un actor científico-tecnológico imprescindible en los dos proyectos nucleoelectrónicos emblemáticos de nuestro país que son la Puesta en Marcha de Atucha II y la Extensión de Vida de la Central Nuclear de Embalse.**

Continuando con los hechos significantes ligados a la construcción de Atucha II se destacan:

La puesta en marcha de la Planta de Producción de Agua Pesada ubicada en la Provincia de Neuquén, la cual suministrará a Atucha II 600 toneladas de agua pesada en el lapso de los próximos tres años.

Los convenios entre CNEA y NASA que se suscriben hoy para la recuperación de capacidades tecnológicas en función de las necesidades de Atucha II y para la ingeniería de diseño y supervisión de

procesos de los elementos combustibles de Atucha II.

Los contratos para la reanudación de las obras civiles de Atucha II que se refrendan en este Acto.

Respecto a los **acuerdos científicos y tecnológicos necesarios para el proceso de construcción y puesta en marcha de Atucha II,** se han logrado **acuerdos con el diseñador original y otros organismos y empresas especializados en diseño y construcción de centrales nucleares.**

Con el Organismo Internacional de Energía Atómica, se ha suscripto y puesto en vigencia recientemente un importante acuerdo destinado al intercambio de experiencia y la provisión de cooperación técnica para el manejo del Proyecto.

Con Atomic Energy of Canada Limited (AECL) se ha firmado en mayo de este año un importante acuerdo global, al que haré referencia más adelante, **que incluye en uno de sus capítulos la posibilidad de brindar servicios técnicos para Atucha II. Además los proyectos de Extensión de Vida de la Central Embalse y la Cuarta Central Nuclear.**

Son esenciales para asegurar el futuro energético de la Argentina y el Gobierno Nacional los ha incluido en su plan estratégico para el sector nuclear.

Como dije antes, **recientemente se ha firmado un acuerdo global tripartito entre NASA, CNEA y AECL (Canadá) que incluye la Extensión de la Vida Útil**

de la Central Nuclear de Embalse y los estudios de factibilidad para una Cuarta Central Nuclear, como primer paso del amplio programa de actividades que han de desarrollar NASA y CNEA para la concreción de ambos proyectos.

En suma, sobre estas bases la CNEA trabaja para consolidar su actuación en áreas claves de la actividad nuclear y sus proyecciones a largo plazo, recuperando su posición como institución madre del Sector Nuclear Argentino y su inserción y presencia internacional en el campo nuclear.

Es necesario puntualizar que en el futuro sólo aquellos Estados capaces de desarrollar tecnología nuclear podrán usarla convenientemente para satisfacer sus necesidades energéticas como así también influir en las políticas mundiales en este tema de tan alta sensibilidad.

El relanzamiento de la actividad nuclear a nivel mundial constituye un desafío y al mismo tiempo una ventana de oportunidades para la Argentina. Nuestra competitividad en este marco está claramente probada, a través de múltiples exportaciones y la reciente construcción para Australia del Reactor encargado por ANSTO, construido por INVAP con el apoyo de la CNEA.

Asimismo, para que el proceso bilateral con el Brasil en el área nuclear tenga profundidad y sentido estratégico resulta indispensable que Argentina reestablezca sus capacidades en ciertas áreas tecnológicas tales como la del

Enriquecimiento de Uranio. A tal fin, se ha decidido reanudar las actividades de Enriquecimiento en el Complejo Tecnológico Pilcaniyeu, consolidando la tecnología originalmente usada en los años '80 y evaluando la posibilidad de aplicar nuevas tecnologías innovativas.

Esto no sólo nos reposiciona en el grupo de naciones poseedoras de tecnologías de Enriquecimiento de Uranio sino también que nos permite prever el uso de elementos combustibles con uranio nacional levemente enriquecido para nuestros reactores nucleares de potencia, siempre dentro del marco de la estricta adhesión al uso pacífico de la energía nuclear y cumplimiento de los tratados de no proliferación que la República Argentina ha suscripto oportunamente.

Recordemos que todo el programa nuclear argentino se encuentra bajo salvaguardias totales del OIEA, de conformidad con el Tratado de No Proliferación de Armas Nucleares (TNP) y el Tratado de Tlatelolco, además de los acuerdos bilaterales existentes con el Brasil. Así mismo toda exportación nuclear que realice Argentina requiere como requisito previo que el Estado receptor haya suscripto los acuerdos de salvaguardia correspondientes con el OIEA. En cuanto a desarrollos propios innovativos en el área de generación eléctrica es de destacar el proyecto del prototipo del Reactor CAREM de baja potencia, 25 MW, de diseño nacional, que será declarado de interés nacional.

Este proyecto tiene por primer objetivo finalizar el estudio de factibilidad e ingeniería básica. Se añade así otro elemento más a la capacidad y diversidad tecnológica de la Argentina en el área nuclear, importante para respaldar el desarrollo nacional, como así también para competir y sostener internacionalmente nuestra industria nuclear.

La decisión de contar con generación nucleoelectrónica implica también la necesidad de **impulsar la Minería del Uranio en nuestro país** tal que permita la prospección en todo el ámbito del territorio nacional y la constitución de una **reserva estratégica nacional** de este mineral, a ser destinada al consumo de nuestras centrales de potencia, actuales y futuras, de magnitud adecuada a los planes nucleoelectrónicos del país inclusive para intervenir en el mercado internacional y prepararnos para exportar Uranio con alto valor agregado.

Entre las **aplicaciones particularmente relevantes de la tecnología nuclear se encuentran aquellas relacionadas con la salud pública.**

En esta área, la CNEA mantiene un esquema productivo capaz de proveer los radioisótopos médicos necesarios, **convirtiendo a la Medicina Nuclear en una de las especialidades médicas donde la Argentina ocupa un lugar destacado y reconocido en el concierto internacional.**

En concordancia con ello, **quiero anunciar la inauguración hacia fines del**

2006 en el ámbito del Hospital Nacional Roffo, del Centro de Diagnóstico por Imágenes más moderno de Sudamérica, basado en técnicas nucleares, y dedicado a las áreas de oncología, cardiología y neurología.

Este Centro, que será administrado en forma conjunta por la CNEA y la Fundación Escuela de Medicina Nuclear, fue construido por decisión del Poder Ejecutivo con una inversión de 17 millones de Pesos.

En el mismo se desarrollaran tareas asistenciales de servicio público, investigación en ciencias médicas y formación de recursos humanos de excelencia en medicina nuclear.

Por otra parte el **Centro llevará adelante tareas de investigación y desarrollo, y de formación de recursos humanos especializados,** además de **producir y abastecer de radioisótopos al país, todo en el más alto nivel internacional.**

En cuanto a la **provisión de radioisótopos, es relevante destacar que en el día de la fecha se ha firmado un acuerdo entre CNEA y las empresas Bacon y Tecnonuclear por el cual se entregarán radioisótopos en forma gratuita a varios Hospitales Públicos para el uso en pacientes de recursos escasos.** Son radioisótopos de usos terapéuticos y paliativos del dolor, producidos por la CNEA en el Centro Atómico Ezeiza.

En resumen, este Gobierno Nacional lleva adelante **la reactivación del estratégico Sector Nuclear, en la**

seguridad de que sus actividades son de carácter estrictamente pacíficas, retomando políticas estratégicas de largo plazo.

Finalmente, no puedo dejar de hacer notar en esta ocasión el alto grado de colaboración recibido por el Gobierno

Nacional por parte del Sector Nuclear Argentino, que incluye a todos aquellos que tenazmente, durante muchos años, trabajaron y lucharon para mantener operativa la opción nuclear en la Argentina.

Análisis de la Competitividad Nuclear en el Nuevo Escenario Energético de la República Argentina

Florencia Precensio Deck; Diego Javier Maur; Jorge Horacio Giubergia; Norberto Ruben Coppari

El presente trabajo tiene como objetivo el análisis de la Competitividad Nuclear en el Nuevo Escenario Energético de la República Argentina. Para ello se realizó la simulación del parque de generación eléctrica de la República Argentina y su posible expansión con diversas restricciones, utilizando el modelo MESSAGE¹ (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts). Este estudio fue realizado entre los meses de febrero y junio de 2006 y se consideró el año 2004 como base, simulándose el período 2004-2025.

Con este modelo se realizó la optimización de la expansión de generación eléctrica, empleando como función objetivo el mínimo costo del sistema. Exponiendo como resultado el mix de tecnologías óptimo para satisfacer la demanda.

Mercado Eléctrico Argentino

Parque Argentino de Generación Eléctrica²

El Mercado Eléctrico fue reestructurado en 1992. La ley 24065/1992, dio una nueva estructura al mercado argentino de electricidad, de acuerdo con las resoluciones de la Secretaria de Energía. El objetivo fue brindar más eficiencia y motivar la competencia entre los distintos actores del mercado. El gobierno se retiró del mercado eléctrico y del mercado de los combustibles, dejando los activos al sector privado.

El país fue dividido en dos sistemas, el

MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) y el MEMSP (Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico), aislado eléctricamente del anterior. Los generadores del MEM están conectados a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El MEM fue dividido geográficamente en 8 regiones: NOA, NEA, Cuyo, Centro, Litoral, BAS, GBA y Comahue. Desde marzo de 2006, el MEM y el MEMSP están conectados entre sí por una línea de transmisión. En la tabla 1 se indica la potencia instalada por región.

| Región/Tipo | TV | TG | CC | MD | Total TER | NUC | HID | Total |
|--------------|-------------|-------------|-------------|----------|--------------|-------------|-------------|--------------|
| CUYO | 120 | 90 | 374 | | 584 | | 850 | 1434 |
| COMAHUE | | 578 | 741 | | 1319 | | 4637 | 5956 |
| NOA | 261 | 399 | 828 | 4 | 1492 | | 219 | 1711 |
| CENTRO | 233 | 297 | 68 | | 598 | 648 | 914 | 2160 |
| LIT | 217 | | 845 | | 1062 | | 945 | 2007 |
| GBA-BAS | 3640 | 596 | 3442 | | 7678 | 357 | | 8035 |
| NEA | 25 | 123 | | | 148 | | 1850 | 1998 |
| MEMSP | | 196 | 63 | | 259 | | 519 | 778 |
| Total | 4496 | 2279 | 6361 | 4 | 13140 | 1005 | 9934 | 24079 |

Tabla 1. Potencia Instalada por Región, a Diciembre de 2005

En la Figura 1 se indica la generación y para el año 2005.
la potencia instalada por tecnología,

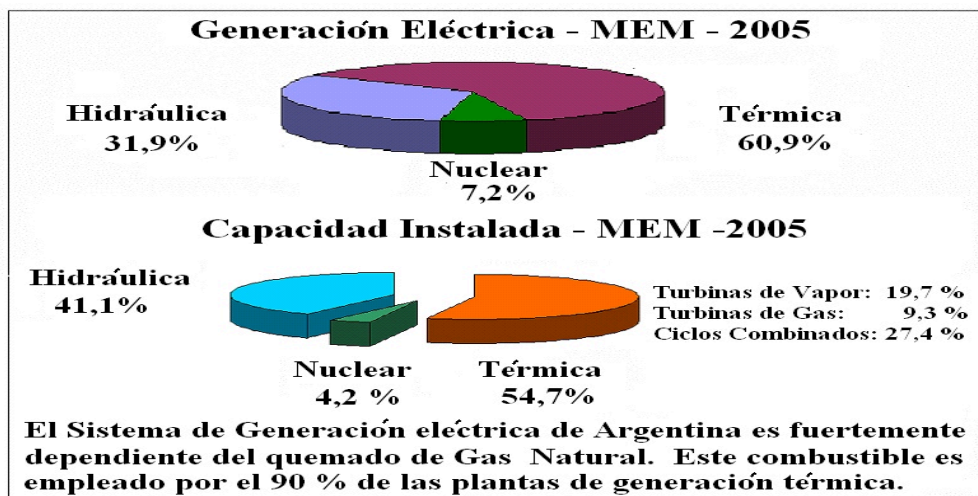


Figura 1. Generación Eléctrica y Potencia Instalada por Tecnología

En la Figura 2 se indica la ubicación geográfica de cada central eléctrica de generación en la actualidad.

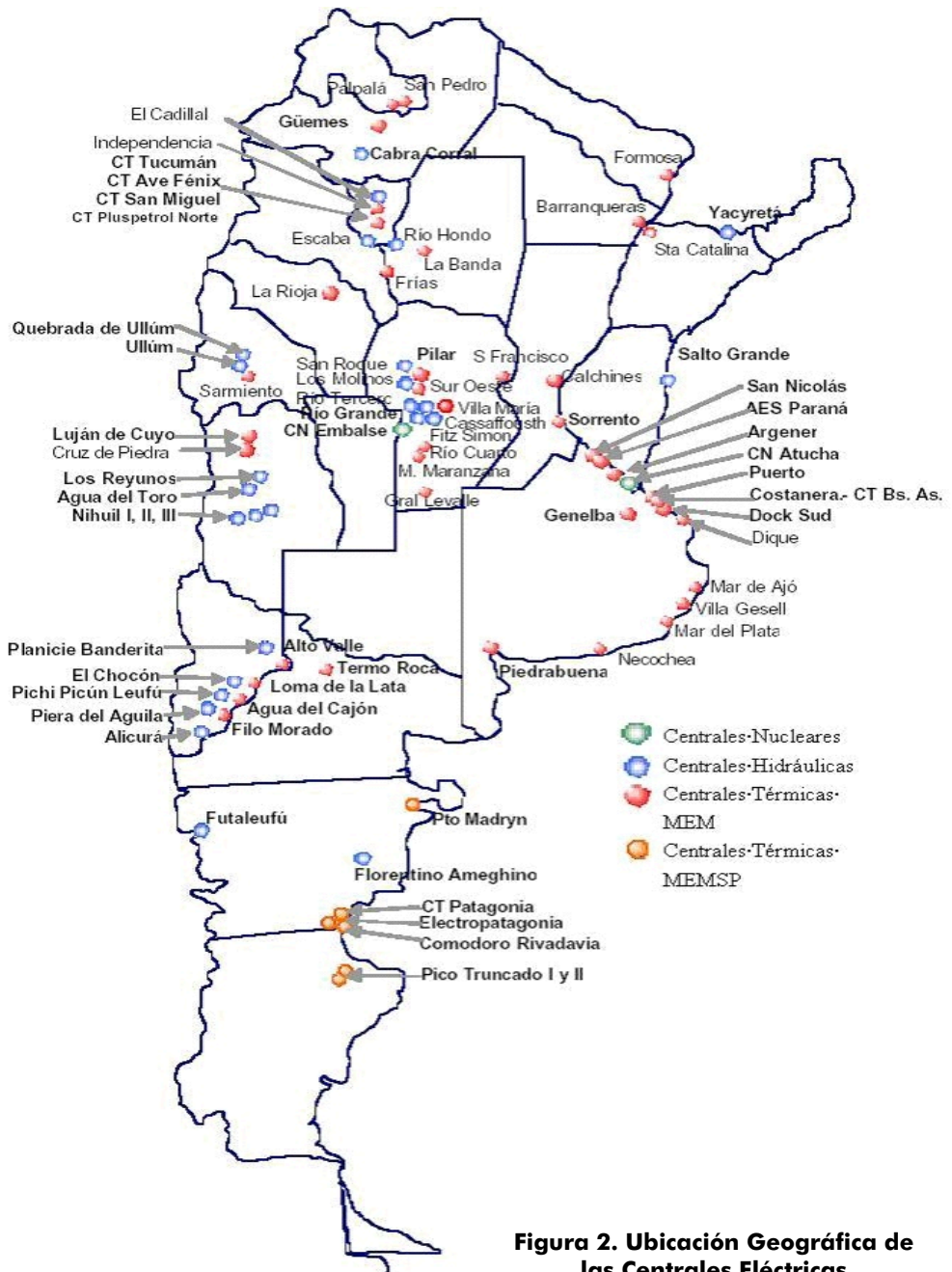


Figura 2. Ubicación Geográfica de las Centrales Eléctricas

Capacidad Instalada de Generación Eléctrica²

Con respecto a los valores indicados en la Tabla 1, es necesario restar 507 MW correspondientes a máquinas térmicas, que si bien se informan dentro del parque, se considera que se encuentran desmanteladas u obsoletas por haber cumplido su vida útil, ya que no han operado desde 2004 a la fecha, de acuerdo con el informe anual 2004 de CAMMESA³.

Por lo tanto, la potencia térmica en operación real es de 12 633 MW (diferencia entre 13 140 MW y 507 MW). Con una indisponibilidad térmica del orden del 25 %, lo que implica una reducción en la potencia térmica disponible de aproximadamente 3160 MW.

Se debe aclarar que el Parque Argentino de Generación Eléctrica debe poseer una capacidad en exceso, por encima de la máxima demanda de punta, entre el 20 % y el 35 % (valores recomendados por el Organismo Internacional de Energía Atómica IAEA), debido a que se deben prever los ciclos hidrológicos que limitan la generación hidráulica, la indisponibilidad del parque térmico, las obligatorias salidas periódicas por mantenimiento de todos los generadores y los problemas en el suministro de gas natural, sumado a que Argentina posee una gran superficie geográfica que requiere extensas y vulnerables líneas de transporte.

Las centrales hidráulicas más importan-

tes son Yacretá (NEA - Emprendimiento Bilateral con Paraguay), Salto Grande (Litoral - Emprendimiento Bilateral con Uruguay), y varias plantas hidroeléctricas del área del Comahue (El Chocón, Piedra del Aguila, Alicurá, entre otras).

En Argentina existen dos centrales nucleares en operación: CNA I (Central Nuclear Atucha I) y CNE (Central Nuclear Embalse), y una tercera en construcción, CNA II (Central Nuclear Atucha II), con un 80 % de avance de la obra.

El sector térmico en la década del 90 inició un período de transformación, incorporando varias turbinas de gas que operaron a ciclo abierto hasta la finalización de los respectivos ciclos combinados. Durante 2002 prácticamente se concluyeron todos los proyectos de generación iniciados años atrás que consolidaron el perfil de generación térmica hacia los nuevos ciclos combinados y la conversión de plantas de generación de turbinas de gas a ciclos combinados.

Transporte de Gas Natural^{4,5,6}

Argentina posee tres importantes gasoductos. Uno desde el Norte operado por TGN (Transportadora de Gas del Norte), y otros dos desde el sur. Uno de ellos desde la cuenca Austral y el otro desde el área del Comahue. Ambos operados por TGS (Transportadora de Gas del Sur). La capacidad de transporte para el año base (2004) fue de 120 MM m³/día.

Por otra parte, existen gasoductos que vinculan a la Argentina con países limítrofes Brasil, Bolivia, Uruguay y Chile, a este último a través de diferentes regiones (Norte, Centro y Sur de Chile).

El consumo de gas natural a lo largo del año sigue una curva Gaussiana. Dicha forma se debe fundamentalmente al consumo para calefacción del sector

residencial, durante el período invernal. El mayor consumo ocurre durante los meses comprendidos entre mayo y septiembre, con un pico de demanda en julio. El suministro para este sector está garantizado todo el año. En las Figuras 3 y 4 se grafica la proyección del requerimiento de gas natural por sectores para los años 2004 y 2005 respectivamente.

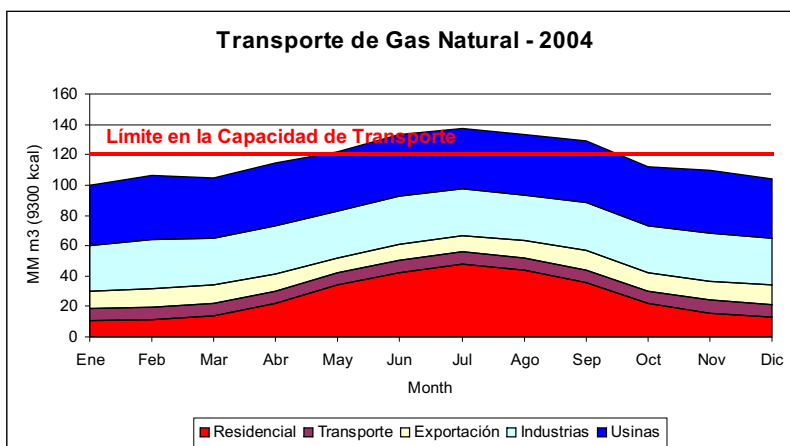


Figura 3. Requerimiento de Gas Natural por Sectores. Año 2004

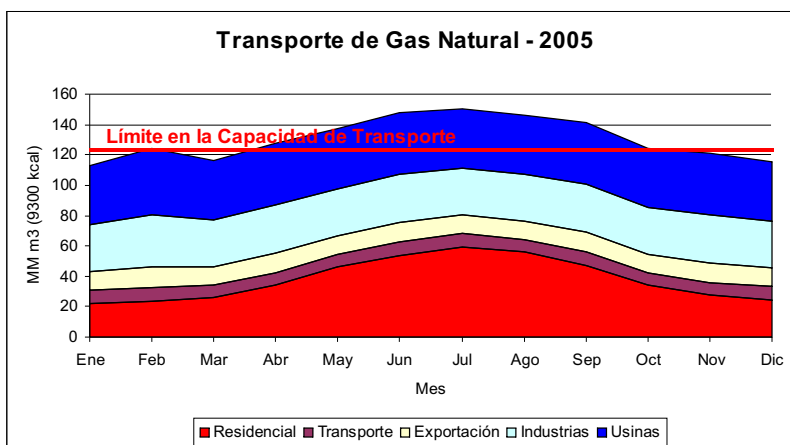


Figura 4. Requerimiento de Gas Natural por Sectores. Año 2005

El sistema eléctrico argentino es extremadamente dependiente del gas natural. Desde 2004, la capacidad de transporte (120 MM m³/día) se encuentra excedida durante el período invernal. En este período del año es necesario quemar combustibles líquidos en el sector industrial y en el sector de generación de electricidad, además de limitar las exportaciones. En el año 2005 la capacidad de transporte se vio superada también durante el período estival. Las demandas de los sectores Exportación y Transporte pueden considerarse aproximadamente constantes a lo largo del año.

En las Figuras 3 y 4, el área por encima del límite de la capacidad de transporte representa el volumen de gas natural que debe ser reemplazado por combustibles líquidos.

Generación de Energía Eléctrica

La generación hidroeléctrica varía año a año dependiendo de la hidraulicidad de los ríos y tiene prioridad en el despacho económico del sistema. Para satisfacer la demanda, la generación térmica debe ajustarse, como complemento de la generación hidráulica.

Luego de la crisis ocurrida en Argentina en diciembre de 2001, se modificó la paridad cambiaria. Pasado el período de transición y con un nuevo modelo económico, en un escenario político diferente, el PBI y la actividad industrial tuvieron un gran crecimiento con una importante expansión de la demanda de electricidad. Esto puede verificarse en la Figura 5, donde se observa el continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica durante el periodo 2003-2006.

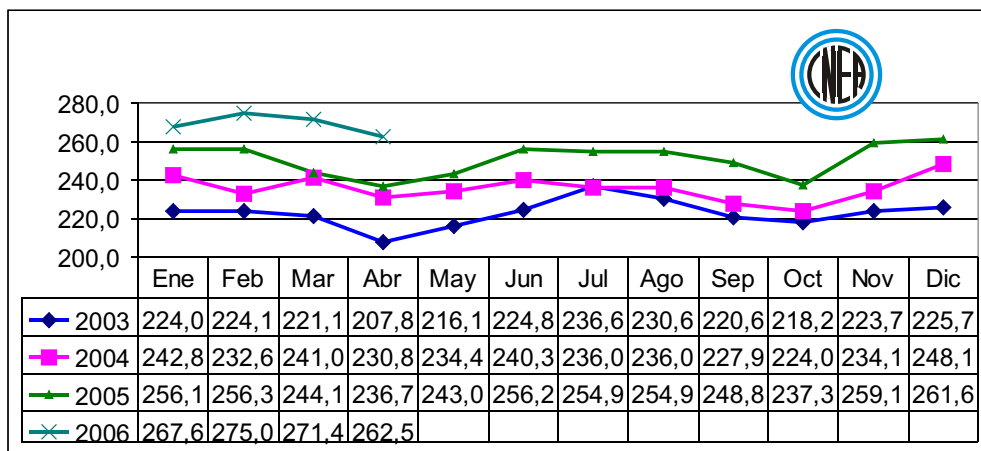


Figura 5. Evolución de la generación de Energía Eléctrica. Periodo 2003 - 2006

La demanda de electricidad presenta picos en los períodos invernales y estivales. Para el año 2004 la distribu-

ción de la demanda diaria se muestra en la Figura 6.

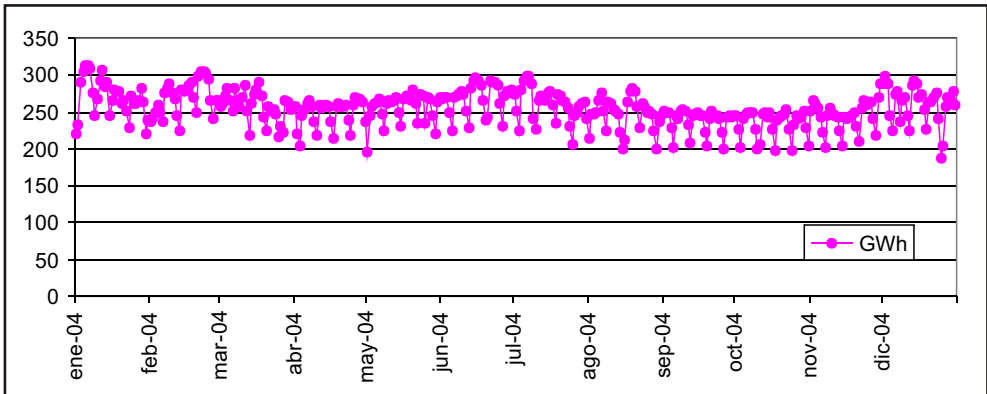


Figura 6. Distribución de la Demanda Diaria. Año 2004

En el verano y en el invierno se evidencia un incremento de la demanda de electricidad impulsada por el consumo del sector residencial/comercial, empleada fundamentalmente para climatización ambiental (refrigeración / calefacción).

Redes de Transmisión Eléctrica^{5,7}

En el país, la red de distribución de alto voltaje (500 kV) es radial desde Buenos Aires hacia el resto del país. La capacidad de transporte promedio de cada línea de 500 kV, está alrededor de 1000 a 1100 MW. Hay dos líneas de transmisión que vinculan Brasil con la Argentina, originalmente fueron diseñadas para exportar energía hacia Brasil, se han empleado también para satisfacer en parte la demanda de las regiones eléctricas GBA-BAS-Litoral.

Si bien la potencia instalada en el país es del orden de 23 500 MW, no están disponibles aproximadamente 3000 MW en los centros de mayor consumo, por restricción en la capacidad de transmisión eléctrica. Este valor, sumado al valor de indisponibilidad térmica, anteriormente citado del orden de los 3100 MW, ha llevado a la necesidad de importar electricidad desde Brasil, para satisfacer los picos de demanda.

Argentina puede importar desde Brasil solamente la diferencia entre la generación propia del sector NEA y la capacidad de transporte de las líneas, que interconectan al NEA con el corredor Rosario-GBA.

La generación promedio actual de Yacretá es de 1800 MW, restando este valor a la capacidad de transporte de las

dos líneas actuales resulta que es posible importar hasta 400 MW en promedio desde Brasil). La cantidad de energía que se puede importar depende de la ocupación de las líneas en función de la generación de Yacyretá. La construcción de la tercera línea Yacyretá - Bs. As.³

(línea gruesa en la Figura 7), permitirá mejorar esa situación.

Se debe tener en cuenta que la capacidad de generación irá aumentando a medida que se eleve el nivel del embalse hasta llegar a la cota final. En la Figura 7 se observan las líneas de interconexión.

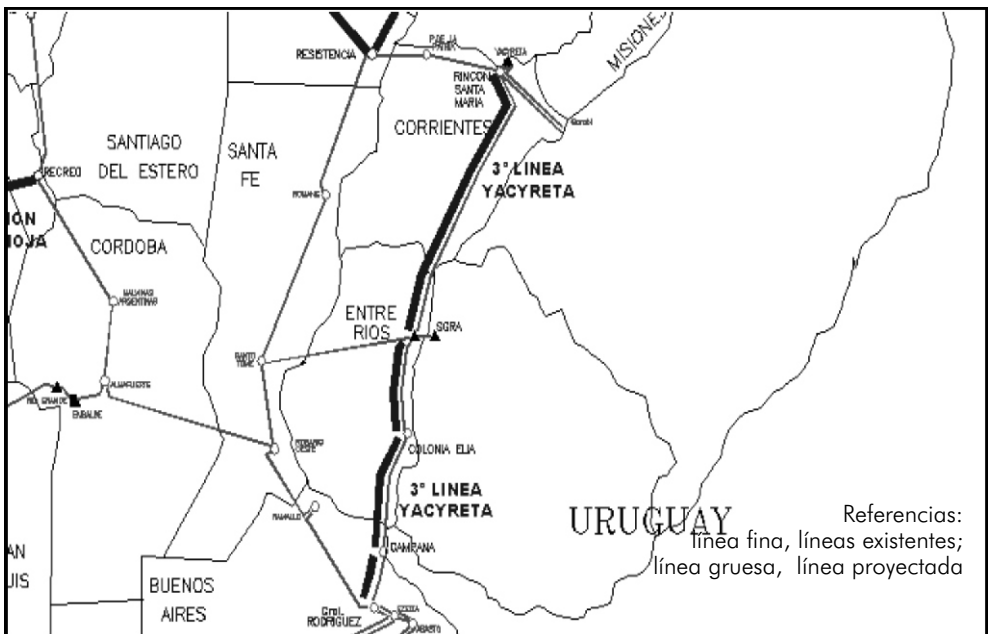


Figura 7. Líneas de Transmisión Eléctrica del NEA

Combustibles. Precios - Consumo^{2,8}

Antes de la crisis económica de diciembre de 2001, la paridad cambiaria era 1 \$ = 1 U\$\$. Después de dicha fecha la paridad fue 3 \$ = 1 U\$\$. Debido a esto, desde 2002 el precio en dólares del gas

natural en boca de pozo disminuyó a la tercera parte respecto al valor de diciembre de 2001. En la Figura 8 se muestra la evolución del precio del gas natural hasta la fecha.

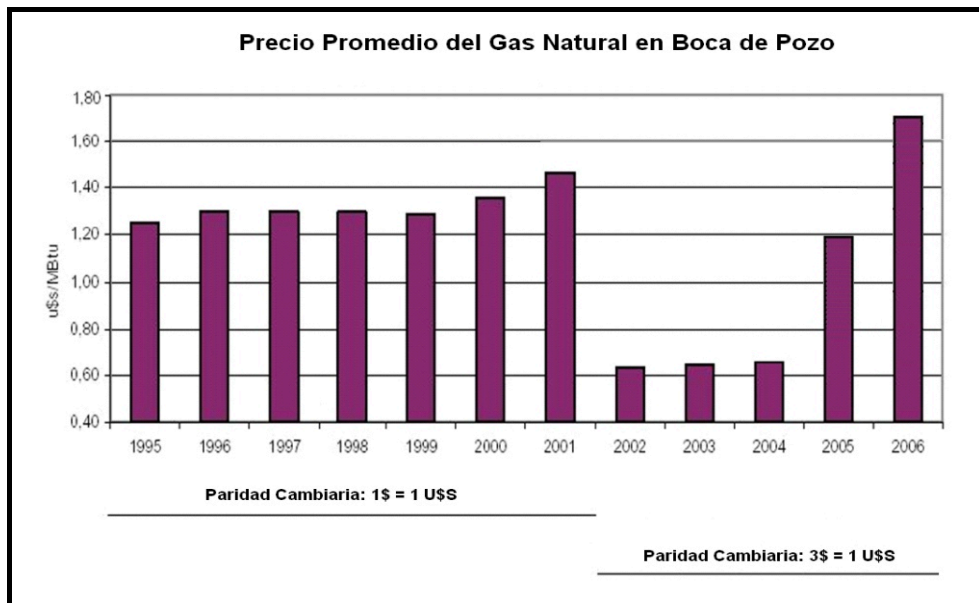


Figura 8. Evolución del Precio del Gas Natural. Periodo 1995-2006

Los precios para el año base son mostrados en la Tabla 2.

Los precios adoptados en la Programación Estacional Febrero - Abril 2006 por CAMMESA son los mostrados en la Tabla 3.

Es necesario aclarar que los precios del Uranio Natural y del ULE (Uranio Levemente Enriquecido), se refieren al precio del elemento combustible nuclear terminado, tal cual es utilizado en el reactor (incluyendo los materiales y la construcción del mismo).

| Combustible | Unidad | Precio | | |
|------------------------------------|------------------|-------------|---------------|---------|
| | | (\$/unidad) | (U\$S/MM BTU) | U\$S/kg |
| Gas natural | dam ³ | 105,14 | 0,92 | |
| Fuel oil | † | 676,41 | 5,0 | |
| Gas oil | m ³ | 894,54 | 7,7 | |
| Carbón | † | 385,78 | 5,3 | |
| Uranio natural | kg | 343,83 | | 114,6 |
| Uranio Levemente Enriquecido (ULE) | kg | 1011,29 | | 337,1 |

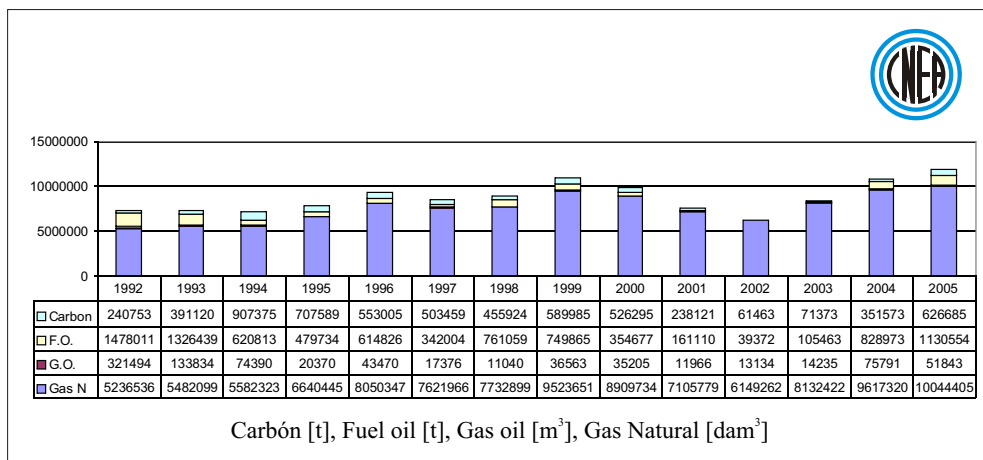
Tabla 2. Precios Sancionados por CAMMESA año 2004

| Combustible | Unidad | Precio | | |
|------------------------------------|------------------|-------------|---------------|---------|
| | | (\$/unidad) | (U\$S/MM BTU) | U\$S/kg |
| Gas natural | dam ³ | 167,05 | 1,46 | |
| Fuel oil | t | 855,95 | 6,4 | |
| Gas oil | m ³ | 1438,62 | 12,3 | |
| Carbón | t | 560,00 | 7,6 | |
| Uranio natural | kg | 428,57 | | 142,9 |
| Uranio Levemente Enriquecido (ULE) | kg | 1230,84 | | 410,3 |

**Tabla 3. Precios Sancionados por CAMMESA
Programación Estacional Febrero-Abril 2006**

En las Figuras 9 y 10 se muestra el consumo histórico de los combustibles fósiles para el período 1992 - 2005 y el

consumo mensual del año 2005 respectivamente.



**Figura 9. Evolución Histórica del Consumo de Combustibles Fósiles
Periodo 1992-2005**

La caída en el consumo de combustibles fósiles entre el año 1999 y el año 2002 se debió a que la Argentina tuvo un ciclo hidrológico húmedo, y por lo tanto hubo una mayor generación hidráulica (Ver

ítem Generación de Energía Eléctrica). Por otra parte ocurrió una disminución de la demanda, producto de la crisis económica de los años 2001-2002.

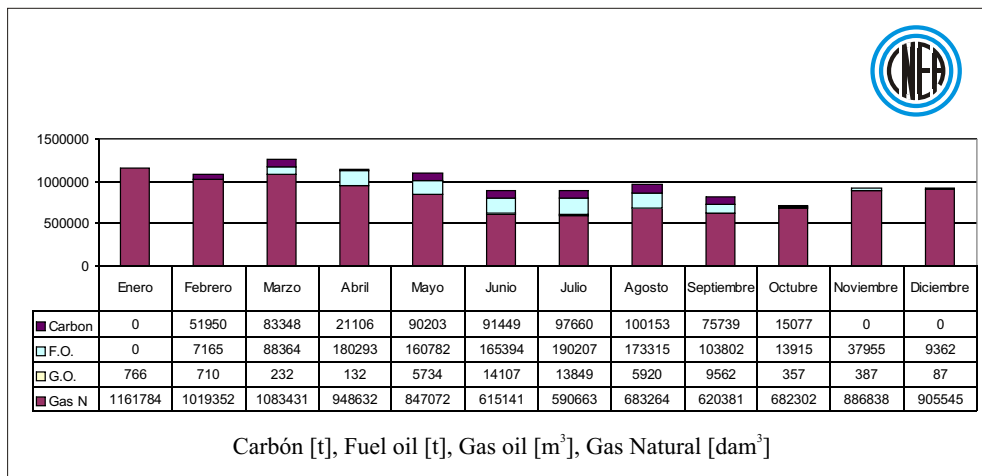


Figura 10. Evolución del Consumo de Combustibles Fósiles. Año 2005

El crecimiento de la demanda forzó la importación de Gas Natural de Bolivia y Fuel oil de Venezuela para satisfacer el suministro de combustible a las plantas de generación térmica, a precios regionales mayores que los del mercado local.

Debido a que la Argentina incorporó la tecnología de ciclos combinados, quemando gas natural, el consumo de combustibles líquidos disminuyó en el transcurso de la década del '90. Así, como se aprecia en la figura 9, el consumo de fuel oil fue de 1,5 Millones de toneladas en 1992, 0,62 Millones de toneladas en 1996, y 0,16 Millones de toneladas en 2001.

El crecimiento de la actividad industrial y la limitación en el uso del gas natural implicó un crecimiento del consumo de los combustibles líquidos. Como se

aprecia en la figura 10, en 2005, se quemaron 1,13 Millones de toneladas de combustibles líquidos. Este consumo fue similar al de 1992. El consumo de fuel oil durante septiembre de 2005 (0,103 Millones de toneladas), fue similar al valor de todo el año 2003 (0,105 Millones de toneladas).

Recursos - Reservas⁵

El índice de reservas/producción del Gas Natural y del Petróleo en Argentina ha disminuido notablemente desde 1989. Los valores para este indicador declarados por el sector son hoy en día de 9 y 10 años respectivamente.

Evolución del Mercado Eléctrico 2004 - 2006^{2,8}

Durante el año 2004 la demanda de electricidad creció un 7 % por segundo año consecutivo. Los precios de la

energía eléctrica en este año se desarrollaron en un marco de un aumento limitado a los usuarios finales, cuyos pagos sólo alcanzaron para nivelar los costos de generación, quedando para los generadores una acreencia que se constituyó en un fondo que se utilizará para la construcción de nuevas centrales de generación que pasarán a ser propiedad de los agentes generadores dueños de dichas acreencias.

El gas natural, principal combustible del parque térmico, tuvo una oferta limitada, obligando al uso de combustibles líquidos, como fuel oil y gas oil, quedando el gas para las máquinas que no disponían de combustibles alternativos. Esta asignación la realiza la Secretaría de Energía.

También, hubo un aumento limitado del precio del gas natural. El incremento considerable del uso de los combustibles líquidos, impuso la necesidad de que CAMMESA importara fuel oil de Venezuela por cuenta y orden del Estado Argentino. Otra alternativa para abastecer el fuerte incremento de la demanda, fue contratar los excedentes energéticos de Brasil a través de la interconexión Garabí, con las limitaciones indicadas en el ítem Redes de Trasmisión Eléctrica.

En el año 2005 el uso de combustibles líquidos se extendió a los meses de verano, debido a la oferta limitada del

gas. Se continuó importando fuel oil de Venezuela y electricidad de Brasil. El gobierno nacional concretó acuerdos con Bolivia para importar 4,5 millones de m³/día de gas natural, a un precio de 3,18 U\$S/MM BTU.

Además, comienza a desarrollarse un Plan de Gestión por parte del Gobierno Nacional para lograr incrementar la generación de energía eléctrica, que continuó creciendo a una tasa del 6 %. Este plan impulsó la terminación de obras como Atucha II y Yacretá. Se definió que se utilizaría el dinero acumulado por las acreencias en el fondo, para la construcción de dos ciclos combinados de 800 MW cada uno. Se realizaron ampliaciones del transporte de gas por 4,7 millones de m³/día.

Durante este año (2006), se finalizó la vinculación del Sistema Patagónico con el Mercado Eléctrico Mayorista, mediante la construcción de la línea de 500 kV Choele Choel - Puerto Madryn.

De acuerdo con el plan del gobierno se espera que durante 2008 se incremente el transporte de gas natural en 20 millones de m³/día. Se cerraron acuerdos con Bolivia para elevar las importaciones de gas a 7,5 millones de m³/día y se espera que el precio se incremente en el transcurso del presente año. Con el gas de Bolivia se espera abastecer los nuevos ciclos combinados que estarán en funcionamiento en 2008.

Descripción Sintética del Modelo¹

El programa MESSAGE utiliza el método "Simplex" para optimizar y realizar la expansión teniendo en cuenta el mínimo costo para el sistema. Partiendo de los datos de la demanda resuelve los distintos niveles de la cadena energética, hasta el nivel de recursos necesarios, para satisfacer dicha demanda.

Si bien el modelo permite representar la totalidad de la matriz energética, en el trabajo se representaron exclusivamente el Sistema de Gas Natural y el Sistema Eléctrico de la República Argentina.

Este programa está diseñado para formular y evaluar sistemas de energías alternativas bajo restricciones como: costo de combustibles, regulaciones ambientales, límites de nuevas investigaciones, y velocidad de penetración en el mercado de las nuevas tecnologías.

La columna vertebral del programa es una **descripción** detallada del **sistema de energía modelado**. Esta descripción incluye:

- ▣ Formas de energía en cada nivel de la cadena energética.
- ▣ Tecnologías usadas por esas formas de

energía.

- ▣ Recursos energéticos empleados.

En la definición de las **formas de energía** se deben incluir los niveles en la cadena energética comenzando desde la demanda y llegando hasta los recursos.

La **demanda de energía**, es una variable exógena del modelo; está dada para el primer nivel de cada cadena energética y el modelo computa la demanda de los siguientes niveles de la cadena hasta el nivel de recursos deseados.

Los **objetivos del programa** son:

- ▣ Minimizar el costo total del sistema (criterio de optimización). Éste incluye el costo de inversión, costo de operación y cualquier costo de penalización adicional definido por los límites, rangos o restricciones. La suma de los costos ajustados por la tasa de descuento es utilizada para encontrar la solución óptima.
- ▣ Modelar toda la cadena de energía desde los recursos hasta los usos finales, empleando criterios de optimización.

desmanteladas o fuera de servicio, del parque de generación.

- ▣ Restricción en la capacidad de transporte de las líneas de transmisión eléctrica.
- ▣ Restricción en la capacidad de

Modelización con MESSAGE

Escenarios Simulados

Escenario Base: Corresponde a la simulación de la expansión del parque eléctrico argentino, contemplando:

- ▣ Plan de gestión del gobierno.
- ▣ Eliminación de las máquinas térmicas

transporte de gas natural.

- Disponibilidad térmica.
- Desagregación de las demandas de gas natural y electricidad por sector de consumo.
- Importación de electricidad.

A partir del escenario base se plantearon 2 casos.

Caso 1: Corresponde a la incorporación al escenario base de:

- Disponibilidad de nuevas centrales nucleares, hasta 10 000 MW, en el período simulado.

Caso 2: Corresponde a la incorporación al escenario base de:

- Disponibilidad de nuevas centrales nucleares, hasta 10 000 MW, en el período simulado.
- Otros proyectos hidráulicos, no contemplados en el actual plan de gestión del gobierno.
- Incremento de la capacidad de transporte de las líneas de transmisión eléctrica.
- Incremento de la capacidad de transporte de gas natural para reducir el quemado de combustibles líquidos.

Representación Esquemática del Modelo Energético Simulado

En la Figura 11 se muestra la estructura esquemática de las cadenas energéticas representadas con el programa MESSAGE.

Criterios y Supuestos Asumidos en la Optimización^{1,9}

Con el programa MESSAGE, se simuló el periodo 2004-2025 para la República Argentina, adoptando como año base el año 2004. Los periodos de simulación fueron los comprendidos entre los años: 2005, 2006, 2008, 2010, 2012, 2015, 2018, 2020, 2022 y 2025.

Se adoptó una tasa de descuento del 10 %, que es un valor estándar aceptado para este tipo de actividad.

Se dividió el año base en 8 períodos como se indica en la Tabla 4, para permitir modelar adecuadamente las variaciones en la demanda de Gas Natural Residencial.

Se simularon dos tipos de días: laborales (lunes a viernes) y días restantes (sábados, domingos y feriados).

Se dividieron los días laborales en tres partes de distintas duraciones cada una, simulando los periodos de punta, valle y resto de la curva diaria de demanda eléctrica residencial y los días restantes se dividieron en dos partes de distinta duración cada una.

| Periodo | Duración |
|---------|---------------------------------|
| 1 | 1 de enero – 1 de marzo |
| 2 | 2 de marzo – 1 de mayo |
| 3 | 2 de mayo – 1 de junio |
| 4 | 2 de junio – 30 de junio |
| 5 | 1 de julio – 31 de julio |
| 6 | 1 de agosto – 30 de agosto |
| 7 | 31 de agosto – 15 de octubre |
| 8 | 16 de octubre – 31 de diciembre |

Tabla 4. Distribución de los Períodos del Año

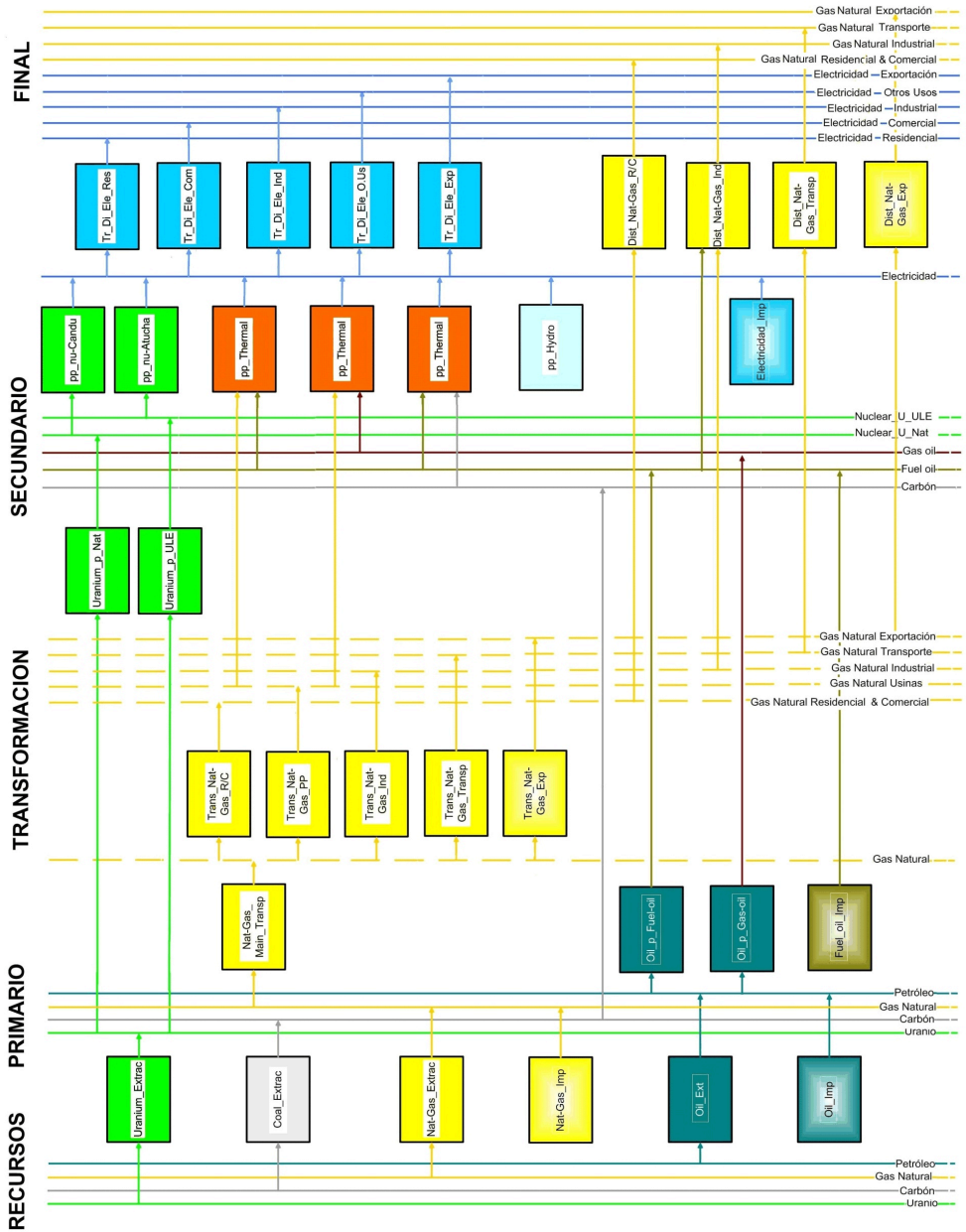


Figura 11. Cadena Esquemática Representada con MESSAGE

En las cadenas de energía se definieron cinco “Niveles”, dentro de los cuales existen las “Formas de Energía” que se detallan en la Tabla 5.

Se consideró la característica dual de la mayoría de las máquinas del parque térmico argentino, que permite usar más

de un combustible en el mismo equipo (las Turbinas de Vapor pueden usar gas natural o fuel oil y algunas también Carbón, mientras que las Turbinas de Gas y Ciclos Combinados pueden usar gas oil como sustituto del gas natural).

| Nivel | Formas de Energía |
|------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Recursos | Carbón, Petróleo, Gas Natural, Uranio |
| Primario | Carbón, Petróleo, Gas Natural, Nuclear |
| Transformaciones | Gas Natural, Gas Natural Residencial & Comercial, Gas Natural Usinas, Gas Natural Industrial, Gas Natural Transporte, Gas Natural Exportación |
| Secundario | Carbón, Gas Oil, Fuel Oil, Nuclear_U_Nat, Nuclear_U_ULE, Electricidad secundaria |
| Final | Electricidad Residencial, Electricidad Comercial, Electricidad Industrial, Electricidad Otros Usos, Electricidad Exportación, Gas Natural Residencial & Comercial, Gas Natural Industrial, Gas Natural Transporte, Gas Natural Exportación |

Tabla 5. Niveles y Formas de Energías del Modelo Argentino

El **criterio** empleado para **agrupar las máquinas existentes** fue el siguiente:

- Nodos de generación.
- Tipo de tecnología empleada en la generación.
- Tipo de combustible utilizado.
- Potencia máxima y mínima de cada máquina.
- Consumo específico de combustible.
- Año de instalación.
- Vida útil de la planta.

En lo referente a la **disponibilidad de recursos** empleados en la generación eléctrica se adoptó lo siguiente: los combustibles líquidos, el uranio y el carbón no presentan limitaciones durante el período simulado.

Para el gas natural se simuló en el año base la restricción en la capacidad de transporte (120 MM m³/día). Los datos para los años siguientes, de acuerdo con el Plan de Gestión del Gobierno Nacional fueron los indicados en la Tabla 6.

| Año | Capacidad de transporte MM m ³ /día |
|------|---------------------------------------------------|
| 2005 | 124,7 |
| 2007 | 131,7 |
| 2008 | 144,7 |

Tabla 6. Plan de Gestión de Energía

El modelo requiere los datos correspondientes a los costos fijos y variables de operación y mantenimiento para cada tipo de máquina. Se emplearon los valores disponibles en el Grupo de

Prospectiva y Planificación Energética, perteneciente a la Unidad de Energía Nuclear de la CNEA, y los costos de los combustibles que suministra CAMMESA.

Máquinas Candidatas

En la Tabla 7 se detallan las máquinas "candidatas" térmicas, simuladas en los escenarios 1 y 2.

En la Tabla 8 se indican las máquinas "candidatas" hidráulicas propuestas para el escenario 2.

| Máquina Candidata | Factor de Disponibilidad | Vida útil (años) | Costos Inversión (U\$S/kW) | Costos Fijos O & M (U\$S /kW/yr) | Potencia (MW) | Rendim. Térmico | Combustible |
|---------------------------|--------------------------|------------------|----------------------------|----------------------------------|---------------|-----------------|-----------------------|
| Central Nuclear ATUCHA II | 0,85 | 40 | 530 | 70 | 750 | 0,30 | ULE |
| Ciclo Combinado | 0,85 | 25 | 500 | 27 | 800 | 0,54 | Gas natural / gas oil |
| Central Nuclear CANDU | 0,9 | 40 | 1450 | 70 | 600 | 0,32 | Uranio natural |

Tabla 7. Máquinas "Candidatas" Térmicas Simuladas en los Escenarios 1 y 2

| Código de máquina | Factor de Disponibilidad | Vida útil (años) | Costos Inversión (U\$S /kW) | Potencia (MW) |
|-------------------------|--------------------------|------------------|-----------------------------|---------------|
| Aumento de Cota Yacretá | 0,88 | 50 | 841 | 1000 |
| Pp-hy-chihuidoll | 0,48 | 50 | 1084 | 370 |
| Pp-hy-garabi | 0,40 | 50 | 623 | 900 |
| Pp-hy-añacua | 0,80 | 50 | 1300 | 300 |

Tabla 8. Máquinas "Hidráulicas" Simuladas en el Escenario 2

Modelización del Sistema de Transporte de Gas Natural

Se representó la capacidad de transporte del año 2004 (120 MM m³/día) y se

ajustó de acuerdo al plan de gestión de gobierno y en las unidades que utiliza el modelo MWyr (MW/año), como se indica en la Tabla 9.

| Año | Capacidad de transporte de gas natural (MM m ³ /día) | Capacidad de transporte de gas natural (MWyr) |
|------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 2004 | 120,0 | 48846 |
| 2005 | 124,7 | 50750 |
| 2006 | 131,7 | 53598 |
| 2008 | 144,7 | 58889 |

Tabla 9. Capacidad de Transporte de Gas Natural

Para el Caso 2 el aumento de la capacidad de transporte es el mostrado en la

Tabla 10.

| Año | Capacidad de transporte de gas natural (MM m ³ /día) | Capacidad de transporte de gas natural (MWyr) |
|------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 2010 | 160 | 65116 |
| 2015 | 190 | 77326 |
| 2020 | 240 | 97674 |
| 2025 | 300 | 122093 |

Tabla 10. Incremento de la Capacidad de Transporte de Gas Natural Caso 2

Modelización de la Demanda de Gas Natural

De acuerdo con los datos se modeló la demanda de gas desagregada en los sectores de consumo: residencial/comercial, industrial, usinas, GNC y exportación.

En el invierno hay un fuerte incremento de la demanda de gas residencial/comercial. Su abastecimiento tiene prioridad con respecto al resto de los otros sectores. A continuación en las Figuras 12 y 13 se muestran los parámetros de la modelización y la curva de carga.

El resto de las demandas (industrial, usinas, GNC y exportación) no varían significativamente a lo largo del año en el caso de existir suficiente gas para abastecerlas. Por lo tanto estas demandas se tomaron constantes a lo largo del año.

Cuando no existe suficiente gas para abastecer la totalidad de las demandas, las usinas y la industria, deben reemplazar el gas natural por combustibles líquidos, y se disminuyen los volúmenes exportados, dándole prioridad a los usuarios firmes del sector residencial y comercial.

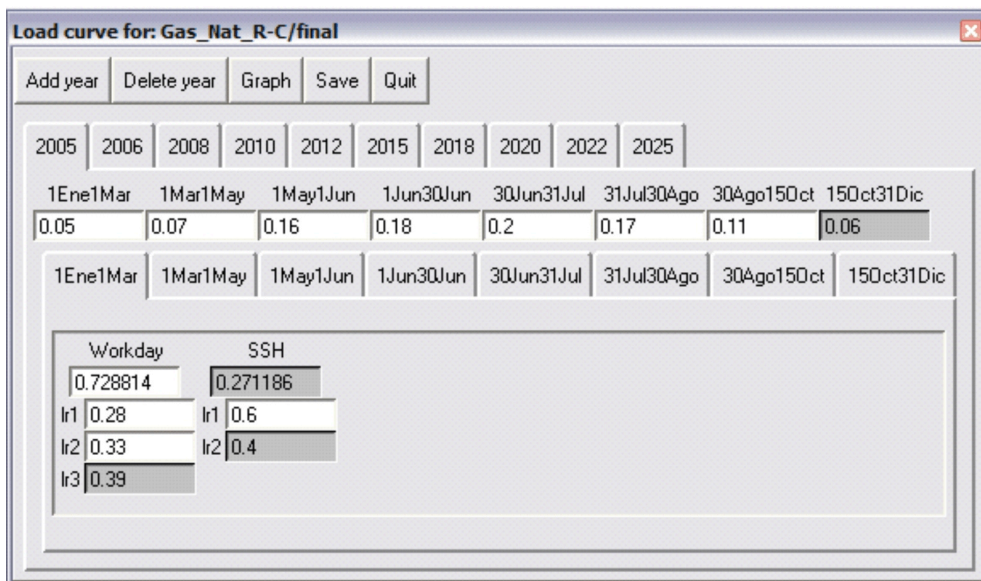


Figura 12. Modelización de la Demanda de Gas Natural Residencial/Comercial. Año 2004

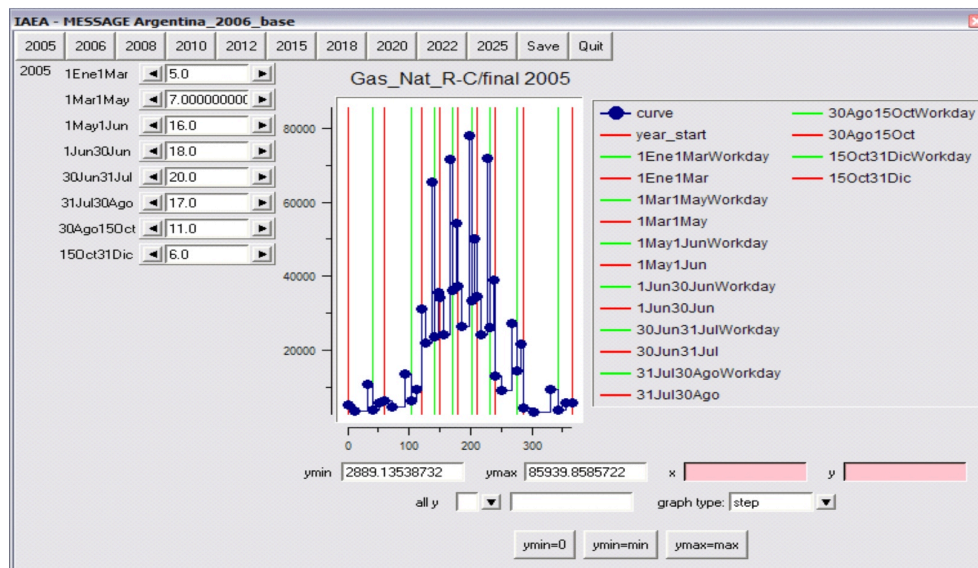


Figura 13. Curva de Carga de la Demanda de Gas Natural Residencial/Comercial

Modelización de la Propuesta Nuclear

Se limitó la inserción de centrales nucleares a las posibilidades operativas

de nuestro país. Se indican en la Tabla 11 los valores adoptados.

Tabla 11.
Capacidad de
Inserción Nuclear

| Nueva Potencia Nuclear a Incorporar (MW) | | |
|------------------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Año | Caso 1 y 2 Potencia (MW) | Caso 1 y 2 Acumulada (MW) |
| 2010 | 750 | 750 |
| 2012 | 600 | 1350 |
| 2015 | 1150 | 2500 |
| 2018 | 2000 | 4500 |
| 2020 | 1500 | 6000 |
| 2022 | 2000 | 8000 |
| 2025 | 2000 | 10000 |

Modelización de la Demanda de Energía Eléctrica^{10,11,12,13}

A continuación, en la Figura 14, se puede apreciar la evolución esperable de la demanda máxima de punta, el

parque existente y cuál debería ser la potencia instalada para satisfacer esa demanda máxima de punta en el periodo de análisis.

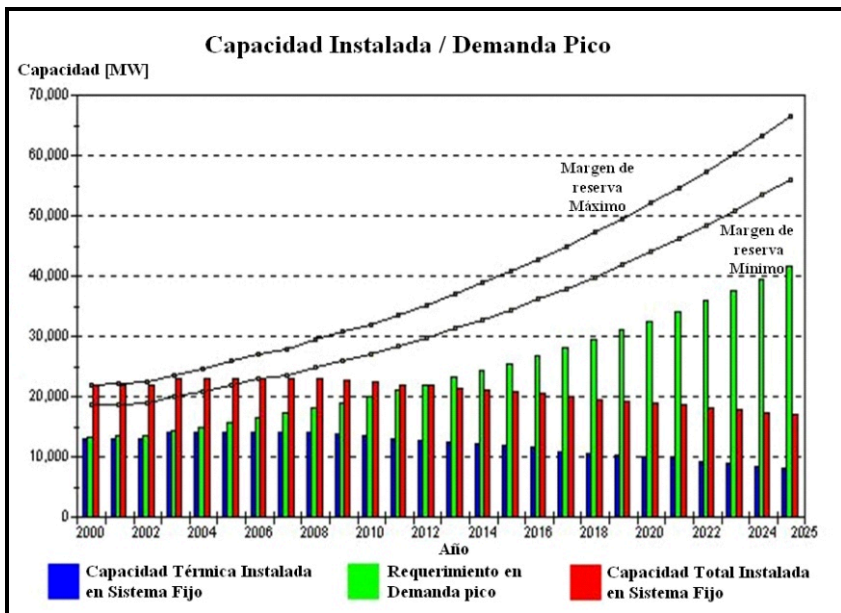


Figura 14. Capacidad Instalada / Demanda de Pico MEM

Esto indica que si se cumple la hipótesis de crecimiento y aún sin tener en cuenta las posibles exportaciones a los países vecinos se requerirá instalar antes de 2025 alrededor de 40 000 MW de nueva capacidad de generación.

Esta cantidad es casi el doble de la potencia instalada actualmente.

De estos 40 000 MW sólo están definidos el aumento de cota de Yacyretá, la terminación de la central nuclear de Atucha II y la construcción de dos ciclos combinados de 800 MW cada uno, por lo que restan definir aproximadamente 36 000 MW.

La información utilizada para la simulación de la demanda de electricidad fue

suministrada por CAMESA. Se modeló desagregada en los sectores de consumo: residencial/comercial, industrial, otros usos y exportación.

La demanda interna de electricidad en el nivel final para el año base se fijó en el valor de 10 129 MWyr (88 723 GWh) para el MEM³ y 756 MWyr (6625 GWh) para el MEMSP³, con un requerimiento de punta de 15032 MW para el MEM³ y 640 MW para MEMSP³.

A continuación en las Figuras 15 y 16 se muestran los parámetros de la modelización y la curva de carga del sector residencial/comercial. Para el resto de los sectores las curvas adoptadas son planas a lo largo del año.

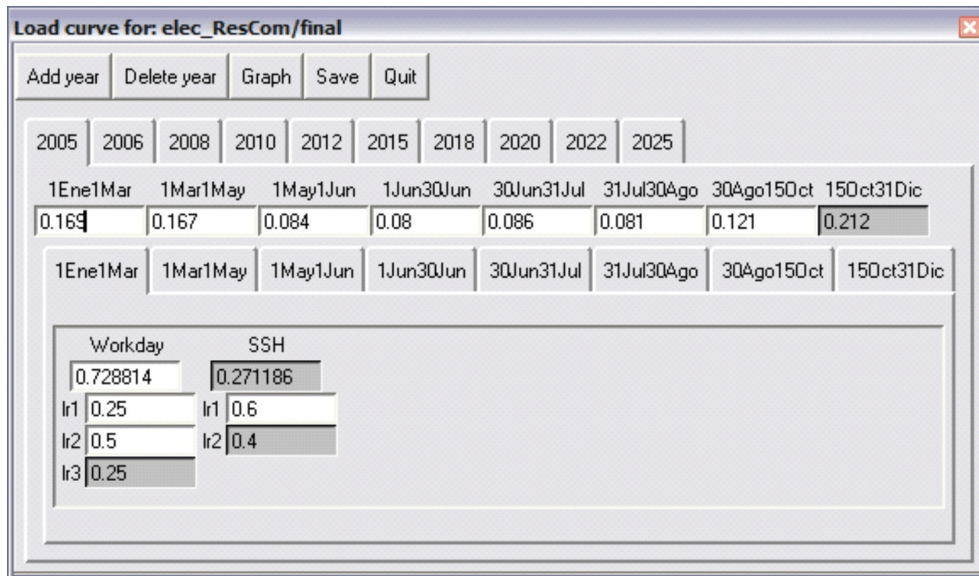


Figura 15. Modelización de la Demanda de Electricidad Residencial/Comercial. Año 2004

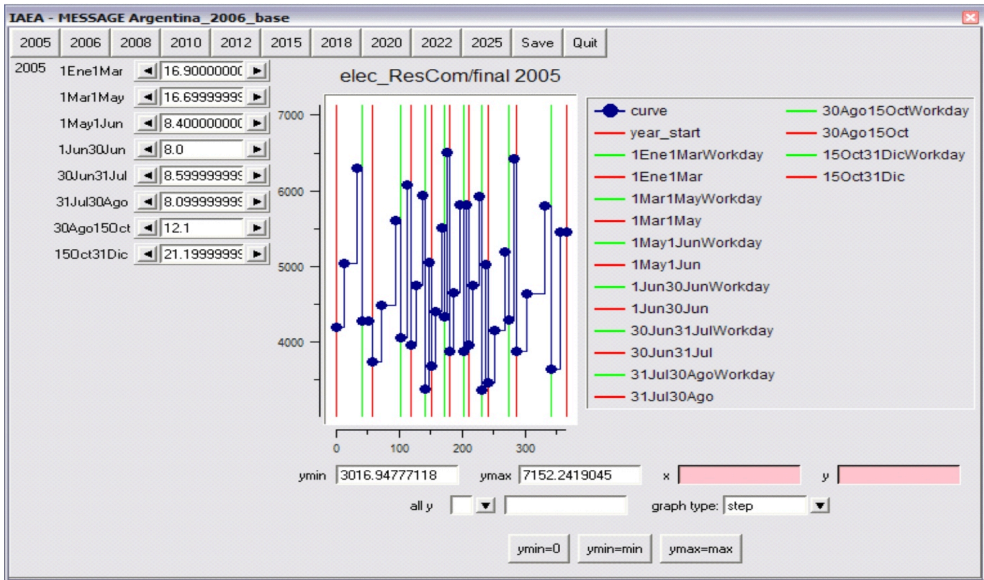


Figura 16. Curva de Carga de la Demanda de Electricidad Residencial/Comercial

Resultados de la Simulación

En todos los gráficos obtenidos con el modelo MESSAGE se representa la generación eléctrica en MWyr en función de los años de estudio.

Escenario Base: En la Figura 17 se muestra el resultado de la simulación para el escenario base.

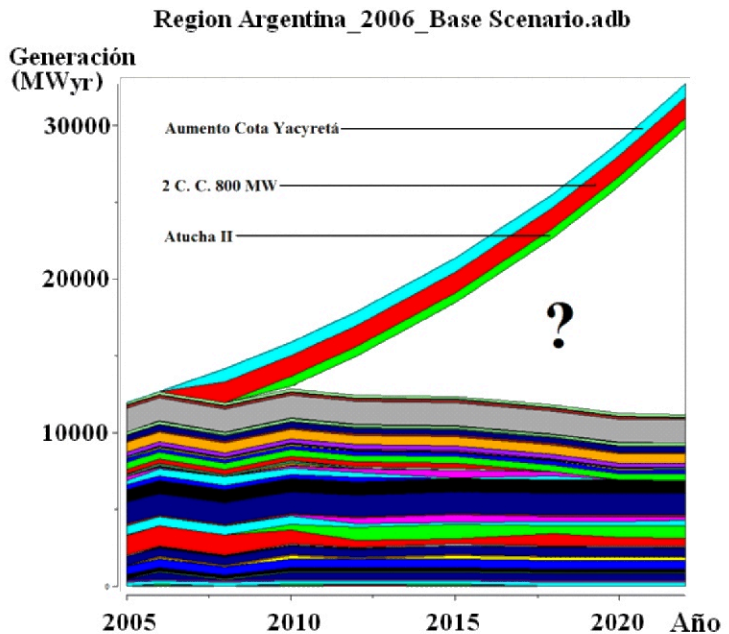


Figura 17. Resultado de la Simulación del Escenario Base

Caso 1: Corresponde a la incorporación al escenario base de: la disponibilidad de nuevas centrales nucleares,

hasta 10 000 MW, en el periodo simulado. En la figura 18 se muestra el resultado de la simulación.

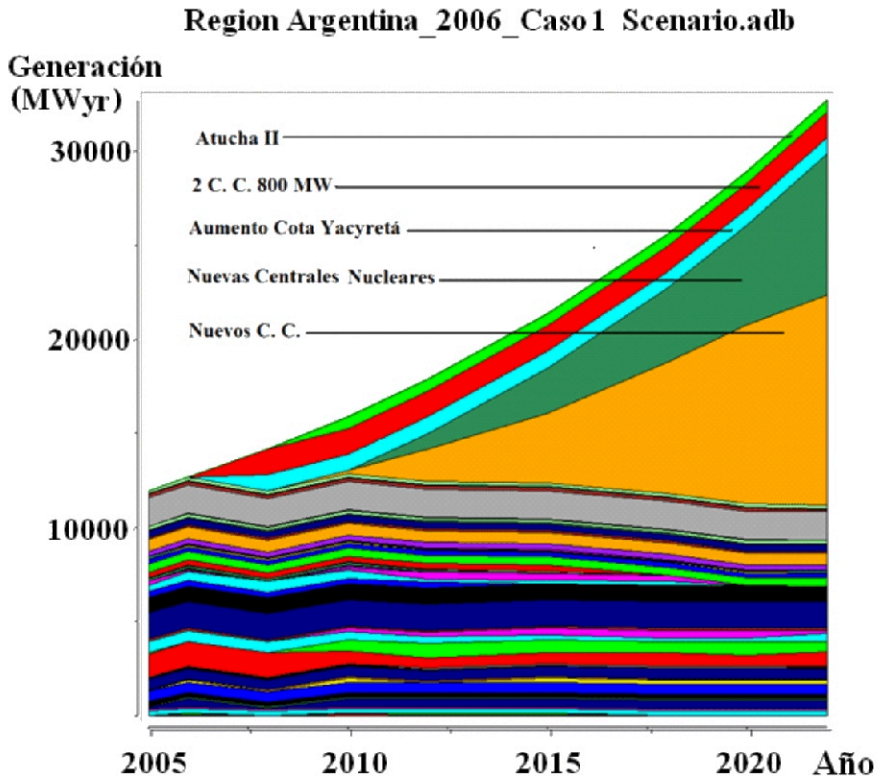


Figura 18. Resultado de la Simulación del Caso 1

Caso 2: Corresponde a la incorporación al escenario base de: la disponibilidad de nuevas centrales nucleares, hasta 10 000 MW. Otros proyectos hidráulicos, no contemplados en el actual plan de gestión del gobierno. Incremento de la capacidad de trans-

porte de las líneas de transmisión eléctrica. Incremento de la capacidad de transporte de gas natural para reducir el quemado de combustibles líquidos. En la Figura 19 se muestra el resultado de la simulación.

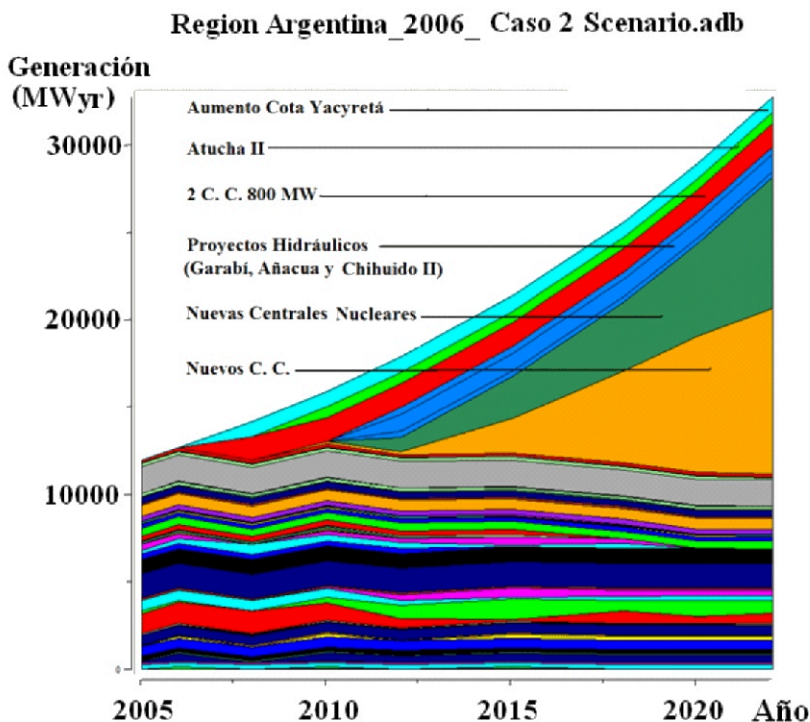


Figura 19. Resultado de la Simulación del Caso 2

Análisis de los Resultados de la Simulación

Analizando los resultados de la simulación para los tres escenarios de expansión se observa que son seleccionados: la finalización de obra de la Central Nuclear de Atucha II, los 2 Ciclos Combinados que queman gas natural y la elevación de cota de la central hidroeléctrica Yacyretá.

De la Figura 17 se concluye que restan definir 18 730 MWyr, de demanda de energía. De acuerdo con los valores presentados en el ítem Modelización de la Demanda de Energía Eléctrica, de los mismos surge que el factor de carga del

sistema es 0,69. Por lo tanto para el año 2025 quedan por definir 28 350 MW necesarios para cubrir el requerimiento de demanda pico. Cabe aclarar que, estos valores no incluyen el margen de reserva que debe tener un sistema, debido a la indisponibilidad propia del parque de generación. Tenido en cuenta el margen de reserva, faltaría definir del orden de los 36 000 MW, en concordancia con la Figura 14.

En el **Caso Base**, queda planteado el interrogante de cuáles deberían ser las opciones para cubrir los 28 350 MW

restantes en que se incrementará la demanda eléctrica hasta el año 2025.

En el **Caso 1**, el mix seleccionado por el programa para cubrir el interrogante planteado en el caso base, está integrado por 8360 MW de origen nuclear (7520 MWyr) y el resto con nuevos Ciclos Combinados que consumen gas natural.

En el **Caso 2** (donde se duplicó la capacidad de transporte de gas natural),

para cubrir los 28 350 MW necesarios para satisfacer el requerimiento de demanda pico, hasta el año 2025, el modelo selecciona: 8360 MW de origen nuclear (igual cantidad que en el caso 1), Ciclos Combinados quemando gas natural, y además incorpora la totalidad de los Proyectos Hidráulicos (candidatos) 1570 MW, que sustituyen parte de la potencia de los Ciclos Combinados seleccionados en el **Caso 1**.

Conclusiones

Este trabajo permitió demostrar la Competitividad Nuclear en el Nuevo Escenario Energético de la República Argentina, de acuerdo con el objetivo planteado.

El programa escoge prioritariamente las obras del Plan de Gestión del Gobierno Nacional: terminación de la Central Nuclear de Atucha II, aumento de cota de Yacretá y la construcción de dos Ciclos Combinados, las cuales resultan competitivas en todos los casos simulados, lo que indica que fueron acertadamente seleccionadas por el Gobierno Nacional.

En la expansión del sistema con diversas

restricciones, las centrales nucleares son siempre seleccionadas como una opción viable para satisfacer el incremento de demanda energética.

En el **Caso 2**, los Proyectos Hidráulicos, resultaron más competitivos que los Ciclos Combinados, al sustituir parte de la potencia instalada de los mismos.

La incorporación de nuevos Ciclos Combinados implica un crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte del sector eléctrico. Este aspecto es importante por estar Argentina alineada con el Protocolo de Kyoto.

Comentarios Finales

El programa MESSAGE como otros modelos de planificación energética creados o auspiciados por la IAEA tienen como función objetivo el menor costo del sistema. Esta optimización es realizada desde el punto de vista del

país. En los países con economía de mercado los actores de este mercado (léase inversionistas privados) pueden actuar en función de otros objetivos como ser la maximización de sus beneficios o la recuperación rápida del

capital invertido. Los resultados de ambos análisis pueden ser coincidentes o no dependiendo de las características de estos mercados.

La participación de la generación nucleoelectrónica, hace que el parque argentino de generación sea diversificado y cuente con centrales de base para la generación de energía, y agrega el valor intangible de la formación de

recursos humanos y tecnología de altísima calidad con un importante efecto multiplicador reconocido internacionalmente.

En este trabajo no fueron consideradas las restricciones para reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GHG), el cual será objeto de estudios posteriores.

Referencias

- [1] "Manual del Usuario Programa MESSAGE". International Atomic Energy Agency. 2002.
- [2] "Página de CAMMESA" <http://memnet2.cammesa.com/> (2006).
- [3] Informe Anual de CAMMESA 2004.
- [4] "Página del Ente Nacional Regulador del Gas ENARGAS" <http://www.enargas.gov.ar> (2006).
- [5] "Página de Secretaría de Energía de la Nación Argentina" <http://energia3.mecon.gov.ar/home> (2006).
- [6] Anuario Estadístico de la República Argentina. 2005. INDEC.
- [7] República Argentina-Presidencia de la Nación - Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Informe de Gestión Mayo 2003-Diciembre 2005.
<http://www.minplan.gov.ar/>
- [8] Boletín Energético CNEA N° 15 Diciembre 2005.
<http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b15/ind15.asp>
- [9] "Simulación del Parque de Generación Eléctrica de la República Argentina. Análisis de su posible expansión con Restricciones en la Disponibilidad de los Combustibles Fósiles". Congreso Internacional Conjunto Cancún. LAS/ANS-SNM-SMSR, XV Congreso anual de la SNM y XXII Reunión anual de la SMSR. (Cancún, Q. R., México, 11-14 de Julio 2004).
- [10] "La energía nuclear como herramienta de mitigación de las emisiones de efecto invernadero en Argentina", N. R. Coppari. 2004.

- [11] "Análisis de la competitividad de la nucleoelectricidad en la República Argentina y su incidencia en las emisiones de GHG utilizando el programa DECADES" ", IAEA Research contract N° 9946. Part 3. 1999.
- [12] "Alternativas de expansión del sistema eléctrico Argentino", Informe Técnico N° 107. CNEA.C.RCN.ITE.107, Bs. As. Argentina Francisco C. Rey, Gustavo Anbinder." (1998).
- [13] "Studies on comparative assesment of different options and strategies for electricity supply in the context of sustainable development". CNEA ITE.121. Anbinder G. D. Francisco C. Rey 1998.

Propuestas de Lineamientos de Estrategia Energética: Enfoque Metodológico

Daniel Bouille

Introducción

La política energética constituye una especificación sectorial de la política socioeconómica de largo plazo tendiente a inducir una cierta orientación al proceso de desarrollo. Dada la importancia de la energía como elemento determinante de la calidad de vida de la población, como insumo imprescindible y difundido sobre todo el aparato productivo, como destino de una considerable magnitud de las inversiones requeridas por el sistema de abastecimiento y atendiendo a la fuerte interacción con el medio ambiente, tanto por el uso intensivo de los recursos naturales como por los impactos derivados de su producción, transporte y utilización, la política energética desempeña un rol de especial significación dentro de las políticas de desarrollo.

De ese modo, las decisiones de política energética pueden tener una influencia significativa para el logro de una mayor sustentabilidad del proceso de desarrollo:

▲ La seguridad y calidad del abastecimiento, así como la mayor eficiencia en la producción y utilización de la energía contribuye al objetivo de alcanzar un ritmo sostenido de crecimiento económico.

▲ La cobertura de los requerimientos básicos de energía, en cantidad y calidad, resulta esencial para el logro de una aceptable calidad de vida de la población, de mayor equidad social, siendo además una precondition para la mejora en el desarrollo de las potencialidades de los recursos humanos.

▲ La explotación racional de los recursos naturales energéticos, la mayor eficiencia en el uso de la energía y el empleo de fuentes renovables y de tecnologías limpias, contribuyen de modo decisivo para atenuar el inevitable impacto ambiental de las actividades económicas de producción y consumo.

Muchos de estos aspectos, íntimamente vinculados con el proceso de desarrollo de un país, se manifiestan bajo la forma de "externalidades" dentro del contexto de decisiones descentralizadas o del funcionamiento de los mecanismos del mercado. En términos generales, la racionalidad de las decisiones individuales (tanto en el ámbito de la producción como en el consumo de energía) no habrá de incorporar necesariamente a aquellos objetivos que tienen un carácter prominentemente global.

Por otra parte, los procesos de integración, según como sean manejados, también pueden contribuir significativamente a las dimensiones del desarrollo sustentable. En el ámbito del Cono Sur existe aun una considerable cantidad de oportunidades de integración de los sistemas energéticos. Sin embargo, también en este caso existen barreras que obstaculizan su aprovechamiento.

En muchos casos, la superación de esos obstáculos requiere de la acción concertada y orientativa de los Estados de los países de la Región.

Es por ello que las posibilidades de concreción de aquellos beneficios de carácter social global, tendientes a mejorar las condiciones de sustentabilidad del desarrollo, corresponden esencialmente al ámbito de acciones del Estado y, en particular, las de política energética.

En suma, por medio de la política energética pueden realizarse aportes muy significativos a todas las dimensiones (económicas, sociales, ambientales y políticas) que caracterizan al proceso de desarrollo y su grado de sostenibilidad.

Los procesos de reforma que se introdujeron a lo largo de la década de los 90 han modificado considerablemente las modalidades de implementación de la política energética.

Dentro de las nuevas condiciones, la formulación y, muy especialmente, la implementación de las medidas de

políticas energéticas tiene un carácter mucho más complejo.

En primer lugar, la mayor descentralización de los procesos de toma de decisiones de asignación de los recursos en las diferentes actividades del sector hace que la intervención del Estado tendiente a orientarlas en función de finalidades públicas deba ser mucho más indirecta. De esta forma, muchas de las medidas administrativas que eran utilizadas en la situación previa para ejecutar las decisiones contenidas en los planes, ahora deben ser remplazadas por mecanismos indirectos de incentivo o instrumentos de política fiscal.

En segundo término, la mayor participación de actores privados ha introducido cambios en la racionalidad que orienta las decisiones. Los objetivos de fomento, que tenían un peso significativo en el desarrollo de las actividades de las empresas públicas, han sido sustituidos por los criterios vinculados con la rentabilidad empresarial. Incluso las empresas del sector que han mantenido su carácter público, tienen en la actual situación una mayor autonomía de decisión y la racionalidad que guía su comportamiento tiene un carácter más empresarial.

En tercer lugar y como consecuencia de los dos aspectos mencionados previamente, aunque el Estado tiene ahora un rol de regulación y control, al perder el comando directo sobre las empresas del sector, ha visto reducido de modo

considerable su poder para imponer objetivos y orientar la dirección de las decisiones. La fuerte presencia de externalidades en el desarrollo de las actividades energéticas (entre las que las más evidentes son las que se vinculan con las consecuencias ambientales) es una importante fuente de divergencia entre la racionalidad de los actores (empresas privadas o públicas del sector, usuarios) y los objetivos globales de la sociedad. El conflicto de objetivos, en el marco de una situación de poder compartido y de multiplicidad de actores, hace que la construcción de la viabilidad para las medidas de política energética resulte mucho más compleja.

Por último, la vigencia del sistema

democrático hace que la tarea de identificación de objetivos y la búsqueda de consensos políticos sobre los mismos, presente también una mayor complejidad. Pero, al mismo tiempo, la precariedad que aún presentan las instituciones democráticas y particularmente los órganos judiciales, debilita considerablemente el poder regulatorio del Estado sobre las actividades de servicios públicos, ahora manejados de modo descentralizado y con fuerte presencia de grupos privados nacionales o transnacionales. Este último es también un factor que debilita la capacidad del estado en la implementación de sus políticas energéticas.

El Proceso de Formulación de la Política Energética

Los cambios descriptos hacen que la formulación de la política energética deba prestar especial atención a la identificación de las estrategias dirigidas a dar viabilidad al logro de los objetivos que se plantee, tomando en cuenta la existencia del conjunto de los actores relevantes en cada caso.

Por otra parte, si bien el foco central del proceso de formulación de la política energética habrá de ser la repartición especializada del Poder Ejecutivo (Dirección Nacional de Energía), la multiplicidad de dimensiones que se vinculan con las cuestiones energéticas hace que sea conveniente la participación en dicho proceso de otras áreas de gobierno. Además de lograr una mayor

coherencia entre la política energética con la política general de desarrollo, este modo de proceder permite construir una propuesta acordada al interior del conjunto de los actores públicos más estrechamente vinculados a los temas energéticos.

De este modo, los integrantes de la entidad especializada (Secretaría de Energía), junto con los representantes de las principales entidades del ámbito público que se consideren relevantes, deberían constituir un "Equipo de Elaboración de Propuestas de Lineamientos de Estrategia Energética", encargado de construir la propuesta de manera participativa (1) . Sólo una vez que se hubiera concluido ese proceso,

se procedería a confrontar esa propuesta con los actores sociales más relevantes para su análisis y discusión a fin de alcanzar el máximo de consensos posibles.

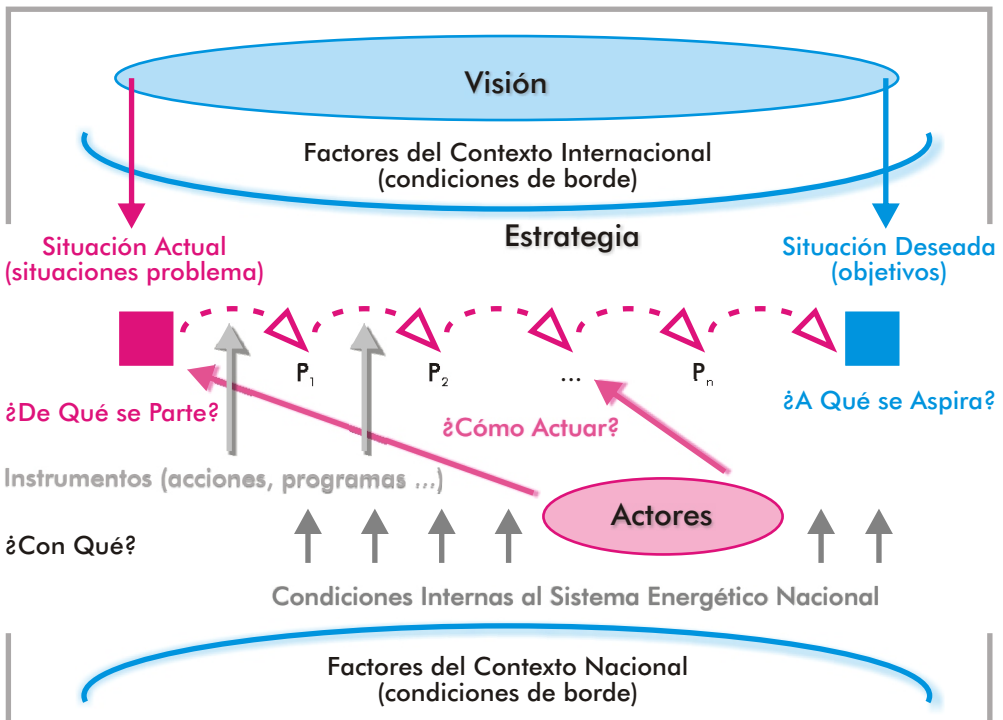
El enfoque metodológico que se propone para llevar a cabo ese proceso de formulación de la política energética es el que se presenta en el trabajo "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas" (2).

En el gráfico se esquematiza todo el proceso de formulación de política energética, de acuerdo con el enfoque

descrito en la mencionada publicación.

Tal como puede observarse, el proceso de formulación de una propuesta de política energética se inicia con la elección de una **Visión**, deducida de la política general de desarrollo o del Plan de Gobierno que ayude a establecer el rol asignado al sistema energético dentro del proceso futuro de desarrollo socioeconómico.

La caracterización de la situación de partida, que implica un análisis de **diagnóstico** focalizado en la identificación de las principales "situaciones problema" (3) que debe enfrentar la política energética, constituye el segun-



do paso del proceso de formulación. Se entiende que se trata en general características particulares del sector, vistas como situaciones negativas que en principio afectan, en el plano energético, a la sostenibilidad del desarrollo socioeconómico del país.

Tanto su identificación como el establecimiento del orden de prioridad atribuido a la resolución de las mismas, se deriva de los lineamientos de la visión establecida.

Una vez establecidas esas prioridades se trata de definir la situación o estado deseado del sistema energético que se pretende alcanzar en un cierto punto del futuro (horizonte de mediano-largo plazo). Es decir se trata de caracterizar a la **situación de futuro a la que se aspira**, tratando de ver más allá de las urgencias de corto plazo que suelen contaminar necesariamente el intento de visualizar. En esencia, esto implica definir **los objetivos y las metas** que sirven de base a los lineamientos de la política energética, en correspondencia con las actuales situaciones problema que se han caracterizado en el diagnóstico.

El tránsito desde las actuales situaciones problema hacia los objetivos deseados implica la necesidad de delinear las **estrategias** (definición de los cómo) que habrán de utilizarse para ello (esas estrategias están indicadas en el gráfico anterior por los pasos P_1 a P_n).

Sin embargo, la elección de las estrategias no constituye un proceso libre de

condicionamientos. En términos generales se requiere que se tomen en cuenta un conjunto de factores externos al sistema energético (del plano nacional o internacional) que escapen al ámbito de decisión de la política energética (**condiciones de borde**). Estos factores externos constituyen amenazas u oportunidades para el logro de cada uno de los objetivos planteados.

Del mismo modo, los **factores internos** del sistema energético inciden en términos de debilidades o fortalezas para el logro de los objetivos. De este modo, la selección de las estrategias debe responder a esas condiciones externas e internas (tal como se esquematiza en el gráfico de la página siguiente), como un primer paso en la construcción de la viabilidad de la política energética.

Condiciones Externas.

Amenazas Oportunidades.

La operatividad de cada línea estratégica implica la identificación de un conjunto (normalmente reducido) de Instrumentos, que definen el **con qué** se las implementa.

Es en este punto del proceso donde se inserta el análisis de los intereses de los actores que pueden obstaculizar o favorecer la real concreción de los instrumentos planteados para dar operatividad a una determinada estrategia.

Esta es la segunda instancia de análisis de viabilidad de la propuesta de política

energética. Se trata en realidad de un paso interno al proceso de construcción de la propuesta de política por parte del “Equipo de Elaboración de Propuestas de Lineamientos de Estrategia Energética”.

La construcción de la viabilidad de la propuesta de política se completa con su presentación a los actores más relevantes de la sociedad civil en general, donde

pueden surgir posturas concretas de oposición y/o sugerencias de cambios a la propuesta. Esta presentación puede implicar cambios a la propuesta original por parte del ente responsable de la política energética en la búsqueda del mayor consenso posible.

El producto final de este proceso es una propuesta integral de política energética ya socializada.

| Objetivo Específico | | Condiciones Internas | | | | | |
|----------------------|---------------|----------------------|--|--|------------|--|--|
| | | Debilidades | | | Fortalezas | | |
| Condiciones Externas | Amenazas | LEs | | | LEd | | |
| | | LEa | | | LEo | | |
| | Oportunidades | LEa | | | LEo | | |
| | | | | | | | |

Selección de las Líneas Estratégicas

Esas líneas estratégicas pueden ser de “supervivencia” (LEs), de carácter “defensivo” (LEd), “adaptativo” (LEa) u “ofensivo” (LEo), según el cuadrante en que se ubiquen.

La Planificación y la Política Energética

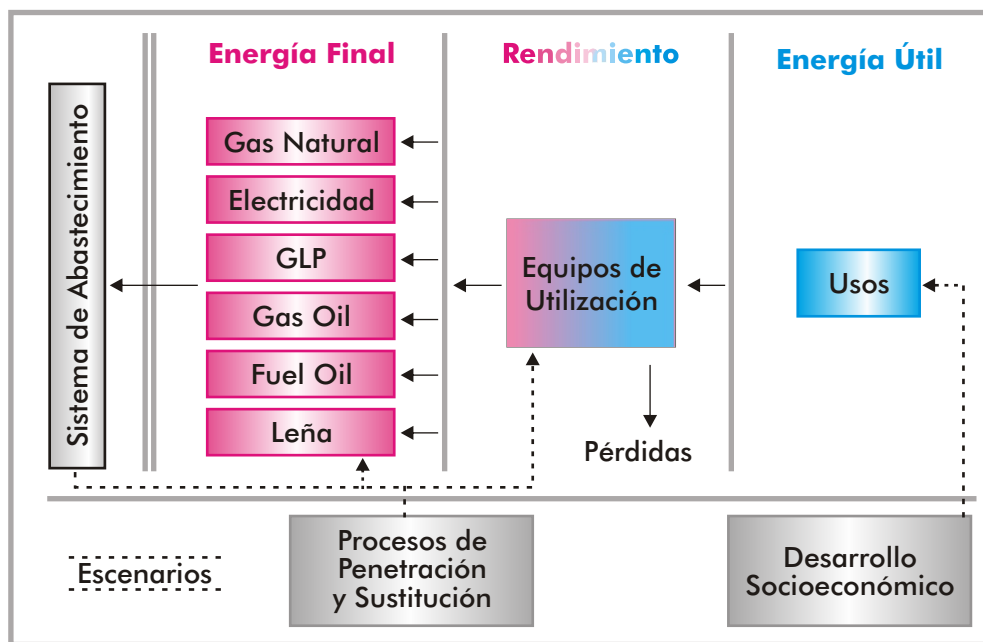
Es importante aclarar que la planificación constituye una herramienta privilegiada de la política energética. Por tanto resulta claro que la identificación de las líneas estratégicas es previa a todo intento de planificación del sistema energético.

Por otra parte, si bien es posible formular planes a nivel subsectorial (electricidad, petróleo y derivados, gas natural), dadas las interacciones existentes tanto en el nivel intermedio (centros de transformación), como en el plano de los consumos finales, resulta claro que la planificación

debe abarcar al conjunto del sistema energético a fin de incorporar las interacciones más relevantes.

Además, tanto la formulación de la política energética, como la planificación requiere un análisis de prospectiva relacionada con los requerimientos de energía en el consumo final e interme-

dio. Resulta conveniente realizar este análisis de prospectiva sobre la base de formulación de escenarios socioeconómicos y energéticos (ver gráfico siguiente) con el objeto de examinar las potenciales consecuencias de las estrategias de política que se proponen.



Rol de los Escenarios en la Prospectiva Energética

En el gráfico de la página siguiente se esquematiza la función del análisis prospectivo dentro de la formulación de la política energética y del proceso de planificación. Sobre la base de la construcción de escenarios contrastados, uno de base o tendencial (B) y otro de política (P), se pueden simular los

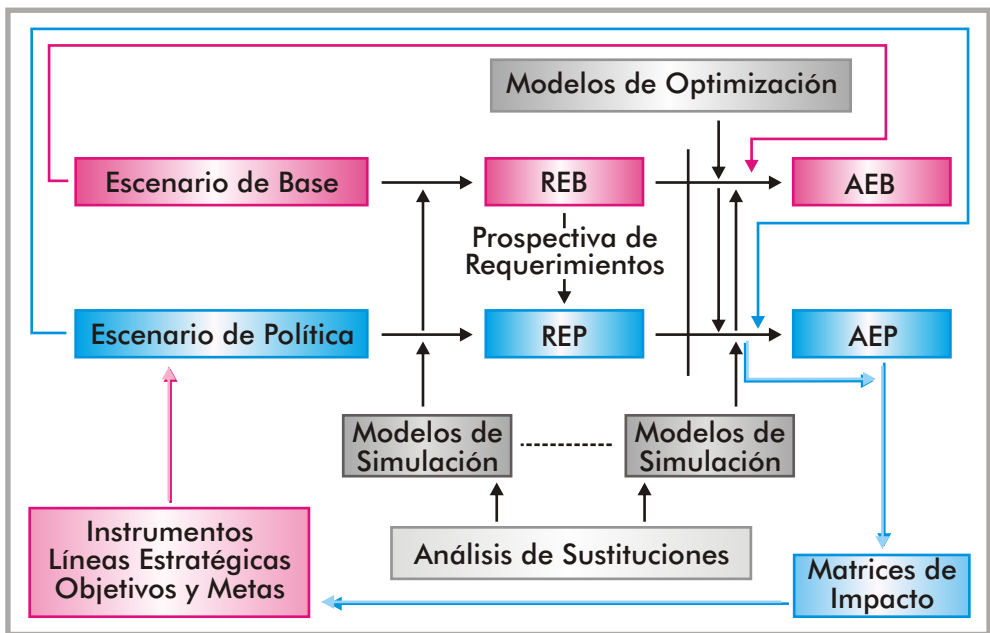
requerimientos de energía (RE) en el consumo final (REB y REP) y se puede programar o simular el abastecimiento de energía (AE) (AEB y AEP) correspondientes.

Por supuesto, el escenario de política estará diseñado en base a la propuesta preliminar de política energética que se

haya construido. Es decir, incorporando los objetivos, las metas, líneas estratégicas e instrumentos. A partir de los resultados de la prospectiva (REB y REP) y (AEB y AEP) pueden deducirse matrices cuali-cuantitativas de impacto que, en caso de ser necesario, realimenta a la

propuesta de política.

Es claro que tales impactos pueden estar referidos a diferentes dimensiones de análisis: económica, energética, social y ambiental. Su finalidad es permitir el análisis de las principales consecuencias potenciales de la propuesta formulada.



La Prospectiva y la Política Energética

Visión y Elementos de Diagnóstico

Tal como se ha expresado en la presentación del enfoque metodológico, el proceso de la construcción de la propuesta de política energética comienza estableciendo una Visión que permite identificar las denominadas “situaciones problema” que conforman el diagnóstico de política.

A continuación se presenta una propuesta preliminar de la Visión y una especificación, también preliminar, de las principales situaciones problema. El carácter preliminar de estos elementos se vincula con el hecho de que serán los integrantes del taller quienes tendrán a su cargo convalidar o modificar en todo

o en parte la formulación definitiva de los mismos.

La Visión

La Visión debe caracterizar de modo muy sintético la imagen de futuro deseado para el sistema energético en su conjunto. En el diagnóstico preliminar se incluyó la Visión que se consigna a continuación.

Por ejemplo: El sistema energético propenderá a asegurar el abastecimiento interno mediante la mejor utilización de los recursos disponibles local y regionalmente, contribuyendo al desarrollo sustentable del país (económico, social, ambiental y político), bajo el rol directriz del Estado. En función de ello se prestará especial atención a la eficiencia energética y a la búsqueda de una mayor diversificación de la matriz energética, incorporando recursos autóctonos, de carácter renovable, un mayor impacto en la actividad productiva, atendiendo a la preservación del ambiente y dinamizando la integración

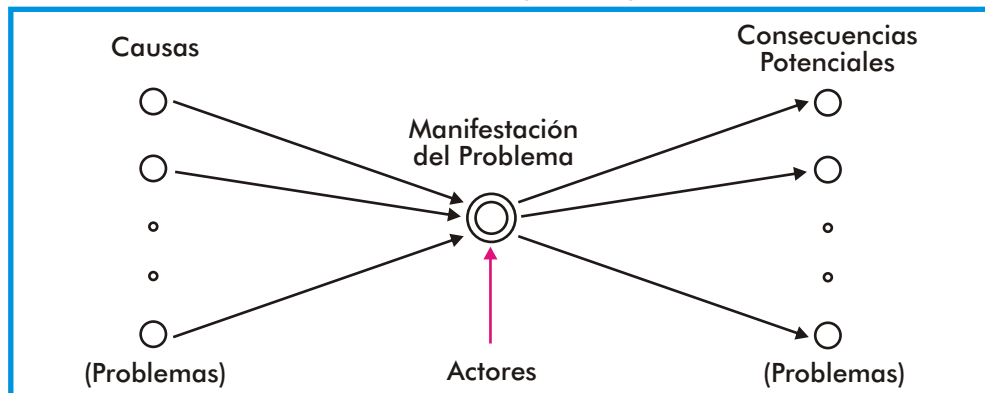
regional. Al mismo tiempo se adecuarán los instrumentos legales e institucionales para el desarrollo del sistema energético, atendiendo a las características nacionales específicas.

Los principales elementos de diagnóstico

Tal como se ha dicho se trata de realizar una especificación de las principales "situaciones problema"; situaciones concebidas como negativas desde la perspectiva de la visión establecida y que serían objeto de intervención por medio de la política energética.

Dichas situaciones problema están caracterizadas por la manifestación del problema, sus principales causas, las potenciales consecuencias de no existir intervención de la política energética y por los actores más relevantes que están vinculados al problema. Es importante destacar que tanto las causas como las consecuencias previsibles también tienen la naturaleza de problemas.

Estos elementos se esquematizan en el gráfico siguiente.



Esquematización de una Situación Problema

El diagnóstico preliminar debería incluir un listado de situaciones problema para la política energética. A continuación se presentan algunos ejemplos.

- ▲ **La actual conformación y funcionamiento del sistema de abastecimiento de electricidad no garantiza el suministro y puede dar lugar a situaciones de racionamiento y de altos costos de provisión.**

Algunas **causas** serían:

- ▲ *Parálisis de las inversiones en generación a partir de 1998.*
- ▲ *Reducida capacidad relativa de importación de Brasil.*
- ▲ *La incertidumbre del suministro y precios de gas natural para abastecer a la generación térmica.*
- ▲ *Ausencia de políticas de uso eficiente de la energía.*

Las principales **consecuencias previsible**s de no mediar acciones de política son:

- ▲ *Altas probabilidades de racionamiento, con los altos costos que ello supone en los planos económico, social y político.*
- ▲ *Episodios de altos costos marginales de abastecimiento con el consecuente incremento de los costos unitarios de suministro a los diferentes grupos de usuarios o altos costos para el presupuesto estatal en la figura de subsidios.*
- ▲ *Deterioro de la imagen de los actores relacionados a la problemática*

Los principales **actores** involucrados en el problema son:

- ▲ *La Secretaría de Energía.*
- ▲ *Las empresas del sector.*
- ▲ *El Ente Regulador (ENRE).*
- ▲ *El ente de coordinación del despacho (CAMMESA).*
- ▲ *Los productores y transportadores de Gas Natural.*
- ▲ *Las Entidades representativas de los consumidores.*
- ▲ *Las autoridades energéticas de Bolivia.*
- ▲ *Las autoridades energéticas de Chile.*
- ▲ **Escaso desarrollo de las fuentes alternativas de energía.**

Las principales **causas** serían:

- ▲ *Confianza en el abastecimiento basado en las fuentes convencionales hasta épocas muy recientes.*
- ▲ *Altos costos unitarios de inversión para el aprovechamiento energético de los recursos renovables.*
- ▲ *Las ventajas globales del uso de las tecnologías limpias basadas en energías renovables no son percibidas por los actores de consumo final de energía.*
- ▲ *La no incorporación de las externalidades negativas de las fuentes fósiles limita la competitividad de las fuentes nuevas y renovables.*
- ▲ *La visión parcial del sistema energético*

co por parte de los principales actores de abastecimiento y de las autoridades energéticas.

- ▲ *Insuficiencia de los incentivos para el desarrollo de proyectos basados en el aprovechamiento de recursos renovables.*

Las principales **consecuencias previsibles** de no mediar acciones de política son:

- ▲ *Impacto creciente de las importaciones de energía sobre las cuentas externas.*
- ▲ *Incremento de la dependencia energética.*
- ▲ *No se fomenta el desarrollo de capacidades locales.*
- ▲ *Pérdida de las oportunidades potenciales de los efectos del aprovechamiento de los recursos energéticos renovables sobre el desarrollo local.*

Los principales **actores** involucrados en el problema son:

- ▲ *La Secretaría de Energía.*
- ▲ *La Secretaría de Industria*
- ▲ *Las empresas del sector.*
- ▲ *El Ente Regulador (ENRE).*
- ▲ *El ente de coordinación del despacho (CAMMESA).*
- ▲ *Las Entidades representativas de los consumidores.*
- ▲ *La Secretaría de Medio Ambiente*
- ▲ *Las entidades de cooperación*

internacional

- ▲ **Acciones puntuales y dispersas vinculadas al desarrollo de la eficiencia energética.**

Las principales **causas** serían:

- ▲ *Confianza en el abastecimiento basado en las fuentes convencionales y en los mecanismos de mercado.*
- ▲ *Las ventajas globales y privadas de la eficiencia energética no son percibidas por los actores de consumo final de energía.*
- ▲ *La visión parcial del sistema energético por parte de los principales actores de abastecimiento y de las autoridades energéticas..*
- ▲ *Insuficiencia de los incentivos para el desarrollo de proyectos de eficiencia energética.*
- ▲ *Predominio de visiones de corto plazo.*

Las principales **consecuencias previsibles** de no mediar acciones de política son:

- ▲ *Impacto creciente de las importaciones de energía sobre las cuentas externas.*
- ▲ *Se incrementa la dependencia energética.*
- ▲ *No se fomenta el desarrollo de capacidades locales.*
- ▲ *Mayores requerimientos de inversión para el abastecimiento frente al incremento futuro de la demanda energética.*

- ▲ *El no aprovechamiento de las potencialidades de ahorro de energía afecta a la competitividad de las actividades productivas e incrementa la factura energética de los hogares.*

Los principales **actores** involucrados en el problema son:

- ▲ *La Secretaría de Energía.*
- ▲ *La Secretaría de Industria*
- ▲ *Las empresas del sector*
- ▲ *El Ente Regulador (ENRE).*
- ▲ *El ente de coordinación del despacho (CAMMESA).*
- ▲ *Las Entidades representativas de los consumidores.*
- ▲ *La Secretaría de Medio Ambiente*
- ▲ *Las entidades de cooperación internacional*
- ▲ **La insuficiente articulación y coordinación entre las principales instituciones públicas del sistema energético limita las posibilidades de una visión global integral del mismo y de la formulación de políticas y planes con dicha visión.**

Algunas **causas** serían:

- ▲ *El desprestigio de la intervención pública activa y de la planificación estatal a lo largo de la década del 90.*
- ▲ *Las limitaciones de recursos humanos calificados y económicos de la Secretaría de Energía.*
- ▲ *Los roles institucionales, en su funcionamiento operativo, dentro del*

sistema energético nacional no están claros.

Las principales **consecuencias previsibles** de no mediar acciones de política son:

- ▲ *Dificultades para formular e implementar las políticas sectoriales.*
- ▲ *Fuertes obstáculos para la formulación y el seguimiento de planes energéticos nacionales integrales.*
- ▲ *Carencias significativas para la concreción de los proyectos vinculados al aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y de los potenciales programas de uso racional de la energía.*
- ▲ *Baja eficacia de las instituciones energéticas.*

Los principales **actores** involucrados en el problema son:

- ▲ *La Secretaría de Energía.*
- ▲ *El Ente Regulador (ENRE).*
- ▲ *El ente de coordinación del despacho (CAMMESA).*
- ▲ *Las Entidades representativas de los consumidores.*
- ▲ *La Secretaría de Medio Ambiente*
- ▲ *Las entidades de cooperación internacional*
- ▲ *Las organizaciones gremiales de trabajadores del sistema energético.*
- ▲ **Precariedad en el acceso a la energía de los sectores más pobres de la población.**

Las principales **causas** serían:

- ▲ *Crisis económica en Argentina 2001-2002 generó una profundización de las condiciones de pobreza.*
- ▲ *Dificultades para articular planes integrales de combate a la pobreza que integre el acceso a la energía como una de sus dimensiones.*
- ▲ *Serias limitaciones para direccionar los subsidios en el caso de los combustibles líquidos (GLP)*

Las principales **consecuencias previsibles** de no mediar acciones de política son:

- ▲ *Incremento de las pérdidas no técnicas en el caso de la electricidad.*
- ▲ *Deterioro de la calidad de vida en los*

estratos más pobres de la población con sus consecuencias indeseables en el largo plazo.

Los principales **actores** involucrados en el problema son:

- ▲ *La Secretaría de Energía.*
- ▲ *El Ente Regulador (ENRE).*
- ▲ *El ente de coordinación del despacho (CAMMESA).*
- ▲ *Las Entidades representativas de los consumidores.*
- ▲ *La Secretaría de Medio Ambiente*
- ▲ *Las entidades de cooperación internacional*
- ▲ *Las organizaciones gremiales de trabajadores del sistema energético.*

Propuesta de Objetivos

Los problemas identificados deben priorizarse y dar lugar a los objetivos de política energética que se expresan como el problema solucionado.

Por ejemplo: *Se ha implementado una política que mejora el acceso de los carenciados al abastecimiento de los distintos usos de energía.*

Identificación de las Estrategias de Política Energética

Tanto el ajuste del diagnóstico (Visión y Situaciones Problema), como la priorización de los problemas y objetivos y la elección de las líneas estratégicas deberían realizarse de manera participativa.

La selección de líneas estratégicas se realiza de manera acorde al procedimiento descrito en la sección El Proceso de Formulación de la Política Energética, ver gráfico Selección de las Líneas Estratégicas.

Notas

(1) El Foro Estratégico, como símil de Gabinete en las Sombras, sería el responsable de elaborar esta propuesta participativa a nivel gubernamental.

(2) OLADE/CEPAL/GTZ, Serie Cuadernos de CEPAL, Santiago de Chile 2003. Este trabajo puede consultarse en la página www.cepal.cl y también se accede al mismo en www.dnetn.gub.uy (Información de Interés).

(3) Se habla de “situaciones problema” para englobar un sistema conformado por los problemas o características particulares propiamente dichos, a sus causas, a sus consecuencias previsibles en caso de ausencia de acciones de política y a los actores más relevantes implicados. El análisis de las consecuencias previsibles puede requerir un análisis de prospectiva.

(4) Solo se consigna el enunciado del problema. El detalle de causas, consecuencias potenciales y actores no se identifica.

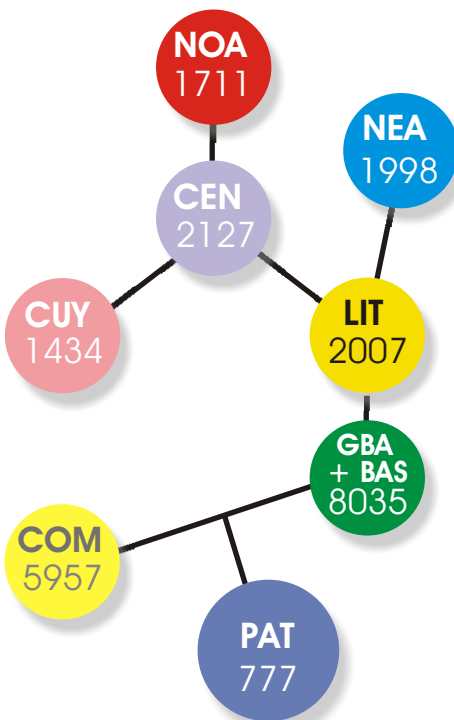
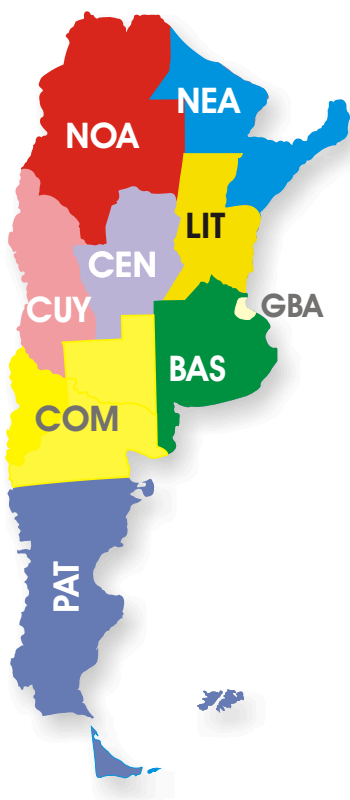
Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos de distinto tipo tecnológico 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).

Hasta febrero del corriente año todas las regiones se encontraban interconectadas entre sí conformando el MEM, salvo la región Patagónica que operaba en forma aislada del resto, representada por el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP). A partir del 1ro de marzo de 2006 se vinculó eléctricamente el MEM y el MEMSP, constituyendo un único sistema MEM.

En el mapa pueden observarse las regiones señaladas y las vinculaciones existentes entre ellas.



La potencia bruta total instalada al 30 de junio de 2006 en el sistema integrado MEM es de 24 046 MW.

Los equipos instalados en el sistema integrado se pueden clasificar en tres tipos de acuerdo con el recurso natural 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-Bryton que utiliza la energía contenida en los gases producidos en la combustión; Turbina de Gas en Ciclo Combinado (CC), Rankine + Joule-Bryton 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.

Existen en nuestro país otros tipos tecnológicos como los eólicos (26 MW), geotérmicos y solares, aunque de baja significación en cuanto a la potencia instalada. Ninguno de estos equipos se encuentra en el ámbito de lo que se denomina MEM. Algunas de estas instalaciones se encuentran operando en forma aislada y otras producen energía en cooperativas, descontando demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico.

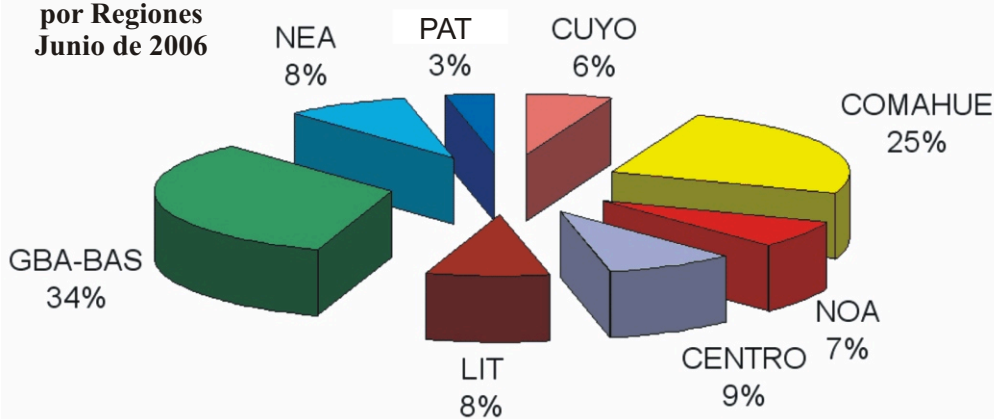
La tabla siguiente expone la potencia instalada (en MW) a junio de 2006 clasificada por región y tipo de equipo.

| Región/Tipo | TV | TG | CC | MD | Total TER | NUC | HID | Total |
|--------------|-------------|-------------|-------------|----------|-----------------------|---------------------|----------------------|--------------|
| CUYO | 120 | 90 | 374 | | 584 | | 850 | 1434 |
| COMAHUE | | 578 | 741 | | 1319 | | 4637 | 5956 |
| NOA | 261 | 399 | 828 | 4 | 1492 | | 219 | 1711 |
| CENTRO | 200 | 297 | 68 | | 565 | 648 | 914 | 2127 |
| LIT | 217 | | 845 | | 1062 | | 945 | 2007 |
| GBA-BAS | 3640 | 596 | 3442 | | 7678 | 357 | | 8035 |
| NEA | 25 | 123 | | | 148 | | 1850 | 1998 |
| PAT | | 196 | 63 | | 259 | | 519 | 778 |
| Total | 4463 | 2279 | 6361 | 4 | 13107 54.6% | 1005 4.2% | 9934 41.3% | 24046 |

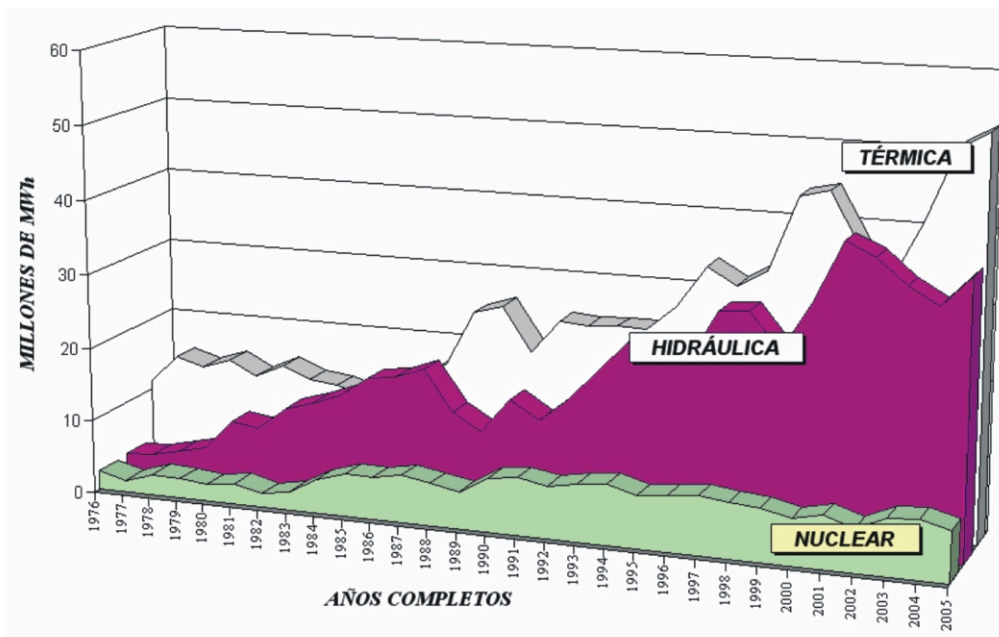
Las principales diferencias respecto de diciembre de 2005 son:
CENTRO salieron 33 MW de TV de DEAN FUNES.

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

**Potencia Instalada
por Regiones
Junio de 2006**



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 1.

Sistema Argentino de Interconexión (SADI actual MEM) 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* | 29.112.800 | 55,00 | 19.643.300 | 37,11 | 4.175.556 | 7,89 | 52.931.656 |
| Total | 815.615.243 | 50,94 | 608.716.534 | 38,01 | 176.943.122 | 11,05 | 1.601.274.899 |

(*) Corresponde a la generación del primer semestre del 2006

Generación Nucleoeléctrica

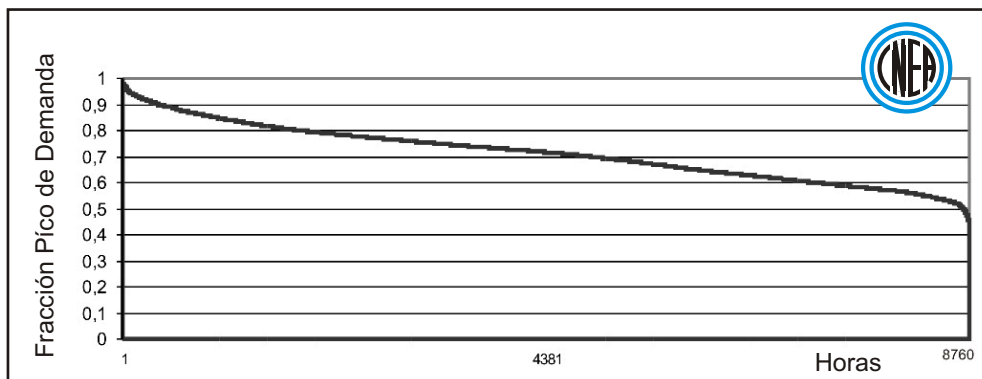
Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque núcleo eléctrico argentino y porcentaje de participación nuclear en el total generado en el sistema argentino de interconexión.

| Año | Central Nuclear Atucha I Factor de Carga % | Central Nuclear Embalse Factor de Carga % | Energía Bruta Generada CNAI MWh | Energía Bruta Generada CNE MWh | Porc. de Part. Nuclear en el Total Gen. en el SADI % |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------------------------|
| 1974 | 70,01 | | 1.035.737 | | 12,69 |
| 1975 | 86,66 | | 2.517.313 | | 15,33 |
| 1976 | 88,32 | | 2.571.654 | | 15,38 |
| 1977 | 52,41 | | 1.637.464 | | 8,31 |
| 1978 | 92,77 | | 2.895.505 | | 13,90 |
| 1979 | 86,22 | | 2.691.719 | | 11,82 |
| 1980 | 76,17 | | 2.340.147 | | 9,51 |
| 1981 | 92,04 | | 2.815.785 | | 10,68 |
| 1982 | 81,39 | | 1.869.648 | | 6,93 |
| 1983 | 91,62 | | 2.516.852 | | 8,90 |
| 1984 | 97,88 | 73,30 | 1.878.340 | 2.762.630 | 15,14 |
| 1985 | 90,26 | 93,70 | 1.612.744 | 4.153.220 | 16,62 |
| 1986 | 89,91 | 66,54 | 2.359.857 | 3.351.640 | 15,03 |
| 1987 | 48,10 | 88,47 | 1.493.965 | 4.970.870 | 15,09 |
| 1988 | 27,36 | 86,92 | 858.128 | 4.939.910 | 13,17 |
| 1989 | 0,00 | 88,93 | 0 | 5.039.357 | 11,97 |
| 1990 | 59,75 | 95,69 | 1.868.571 | 5.411.627 | 16,85 |
| 1991 | 92,58 | 89,37 | 2.895.226 | 4.876.010 | 17,02 |
| 1992 | 75,96 | 84,24 | 2.382.000 | 4.698.633 | 14,78 |
| 1993 | 81,86 | 90,43 | 2.560.205 | 5.133.946 | 14,55 |
| 1994 | 86,03 | 97,68 | 2.690.435 | 5.544.518 | 14,30 |
| 1995 | 91,08 | 74,32 | 2.848.210 | 4.218.529 | 11,79 |
| 1996 | 69,78 | 92,60 | 2.188.238 | 5.271.070 | 11,65 |
| 1997 | 92,74 | 89,14 | 2.900.396 | 5.060.203 | 11,50 |
| 1998 | 80,95 | 86,72 | 2.531.503 | 4.921.325 | 10,47 |
| 1999 | 47,65 | 99,07 | 1.490.158 | 5.615.818 | 9,33 |
| 2000 | 57,00 | 77,21 | 1.787.473 | 4.389.617 | 7,47 |
| 2001 | 48,66 | 97,56 | 1.521.612 | 5.537.026 | 8,33 |
| 2002 | 34,44 | 83,92 | 1.077.094 | 4.743.720 | 7,49 |
| 2003 | 68,82 | 95,42 | 2.152.220 | 5.414.069 | 9,02 |
| 2004 | 82,84 | 87,57 | 2.903.329 | 4.965.274 | 8,59 |
| 2005 | 68,19 | 83,39 | 2.132.622 | 4.724.404 | 7,08 |
| Ene-Jun 2006 | 98,33 | 98,57 | 1.400.820 | 2.307.047 | 7,89 |
| Acumulado desde Entrada en Serv. Hasta el 30/06/06 | 72,74 | 87,64 | 68.424.970 | 108.050.463 | 11,05 |

Curva de Carga Normalizada

Si se ordenan en forma decreciente los valores de la demanda horaria para las 8760 horas del año, se obtiene la curva de carga anual o monótona de carga. Dividiendo cada uno de estos 8760 valores por el pico de demanda máximo, se obtiene la Curva de Carga Normalizada, curva que tiene en ordenadas la demanda de energía dispuesta en forma decreciente, como fracción de la máxima demanda del período, y en abscisas el período de tiempo considerado, expresado como porcentaje o como factor.

A continuación, se muestra la curva de carga normalizada correspondiente al año 2005.



Curva de Carga Normalizada - Año 2005

Picos de Potencia

El día martes 27/06/2006, se registró el récord en la demanda eléctrica de potencia y de energía correspondiente al primer semestre del año.

El fuerte descenso de la temperatura produjo un aumento en el consumo eléctrico, lo cual llevó a que se eleve la demanda hasta llegar a un consumo de potencia de 17037 MW, entre las 19 y las 21 hs.

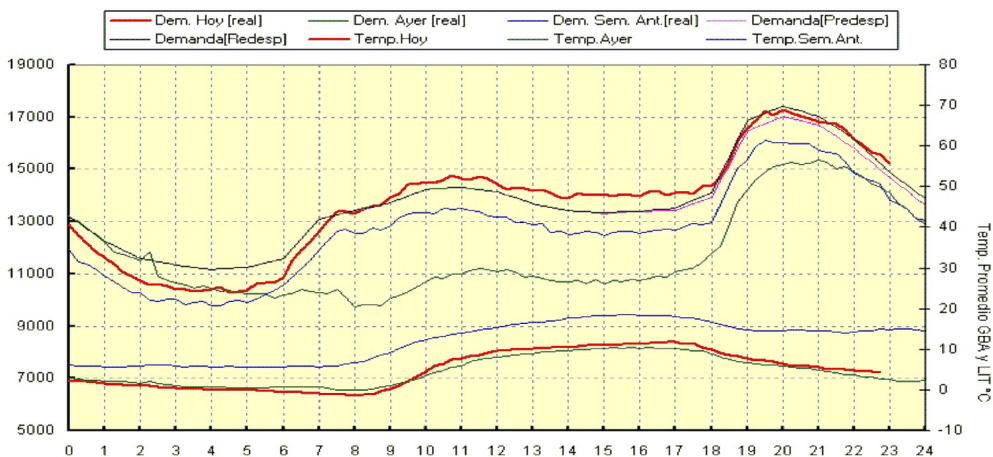
La demanda de energía, también registró el mayor consumo diario cuando se consumieron 326,9 GWh durante el martes 27 de junio.

Según informó CAMMESA, se despachó más energía térmica e hidráulica de punta. Puntualmente y para satisfacer la necesidad energética de este día, se quemaron 10 mil toneladas de Fuel Oil.

El día 31 de julio nuevamente volvió a registrarse un nuevo record en consumo de potencia histórico, el que ascendió a 17395 MW (Actual SADI) a las 20:03hs, el cual, sin contar la demanda de potencia de la Patagonia, fue de 16777MW.

En el gráfico siguiente puede observarse la curva de carga de este día 31/07/2006.

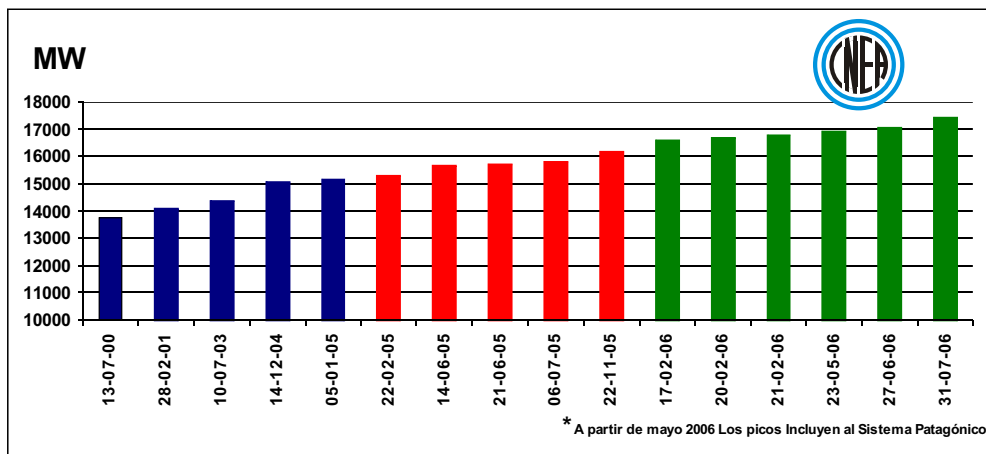
31-07-06 **23:00**



Demandas del SADI - Fuente CAMMESA

Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2000. Desde esa fecha los valores corresponden al SADI. A partir del pico de mayo de 2006, los valores incluyen el Sistema Patagónico, integrado al nuevo SADI desde el 1 de marzo de 2006.



Picos de Potencia

Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas, nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo. En la Central térmica Levalle ingresaría un nuevo grupo TG de 16 MW en las barras de 66 KV de la E.T. Levalle propiedad de EPEC.

Villa Gesell propiedad de C.T Costa Atlántica. Se prevé el ingreso de una TG de 17 MW en la Central Villa Gesell.

CAMMESA informa sobre otros proyectos que tienen posibilidades de concretarse, pero que aún no está definida la fecha de su incorporación, que suman 948 MW, (ver tabla). Estas cifras, representan un incremento del parque actual de 3.92 %.

Proyectos sin fecha definida de puesta en marcha

| Empresa | Grupo Generador | Tipo | Potencia (MW) | Potencia Acumulada (MW) |
|------------|-----------------|------|---------------|-------------------------|
| NASA | ATUCNU02 | NUC | 745 | 745 |
| Termoandes | TANDCC01 | CC | 203 | 948 |

Fuente: CAMMESA Junio 2006

Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

Debido a que la demanda tiene importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe decidir con qué unidades generadoras la va a cubrir; para ello realiza el despacho económico de las unidades, manteniendo como función objetivo la minimización de la suma del Costo Variable de Producción (CVP), el Costo Variable de Transporte (CVT) y la valorización de la Energía No Suministrada (ENS), todo ello con ajuste a las restricciones de transporte, disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses y demás limitantes operativas.

Con este objetivo confecciona un orden de mérito con las unidades generadoras y si la demanda aumenta o disminuye les solicita que ingresen o salgan del sistema, respetando ese orden de mérito con algunas excepciones.

Hasta hace un tiempo, este orden de mérito consideraba la incidencia del combustible en el costo de generación y otros costos variables no combustibles, pero estos últimos con un tope del 15% del valor del combustible. Mediante la Resolución de la Secretaría de Energía SE N° 8 de 2001, se han introducido algunas modificaciones a la mecánica de sanción de precios respetando los principios básicos antes mencionados, pero permitiendo la total recuperación de todos los costos variables. Por lo tanto el CVP ahora incluye además a los Costos Variables de Operación y Mantenimiento que también tienen topes por rango y tipo de generación.

El **despacho de cargas** se realiza en forma horaria considerando los CVP en orden creciente de las máquinas, **en función de los combustibles realmente consumidos**. Hasta el año 2003 el despacho de carga coincidía con el precio sancionado de la energía. Desde ese año, luego de la Resolución de la Secretaría de Energía SE 240/03, se modificó la forma de sancionar el precio Spot horario, clasificándose en costos marginales y precios de mercado. La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta tanto la operatoria del sistema, en lo que respecta a costos como a riesgos de abastecimiento.

El despacho de cargas continúa realizándose en función de los combustibles reales utilizados, pero **para el cálculo del precio de mercado se considera que toda la generación despachada tiene libre abastecimiento de gas natural**, y el valor de agua no sanciona precios si el mismo es superior al originado en el combustible gas.

El costo marginal tiene en cuenta los combustibles realmente utilizados.

La diferencia entre los costos marginales por la utilización de los combustibles alternativos y el precio de mercado se reconocen como un sobre costo que se adiciona al precio de la energía, solo para aquellos generadores que utilizan combustibles alternativos (sustitutos).

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

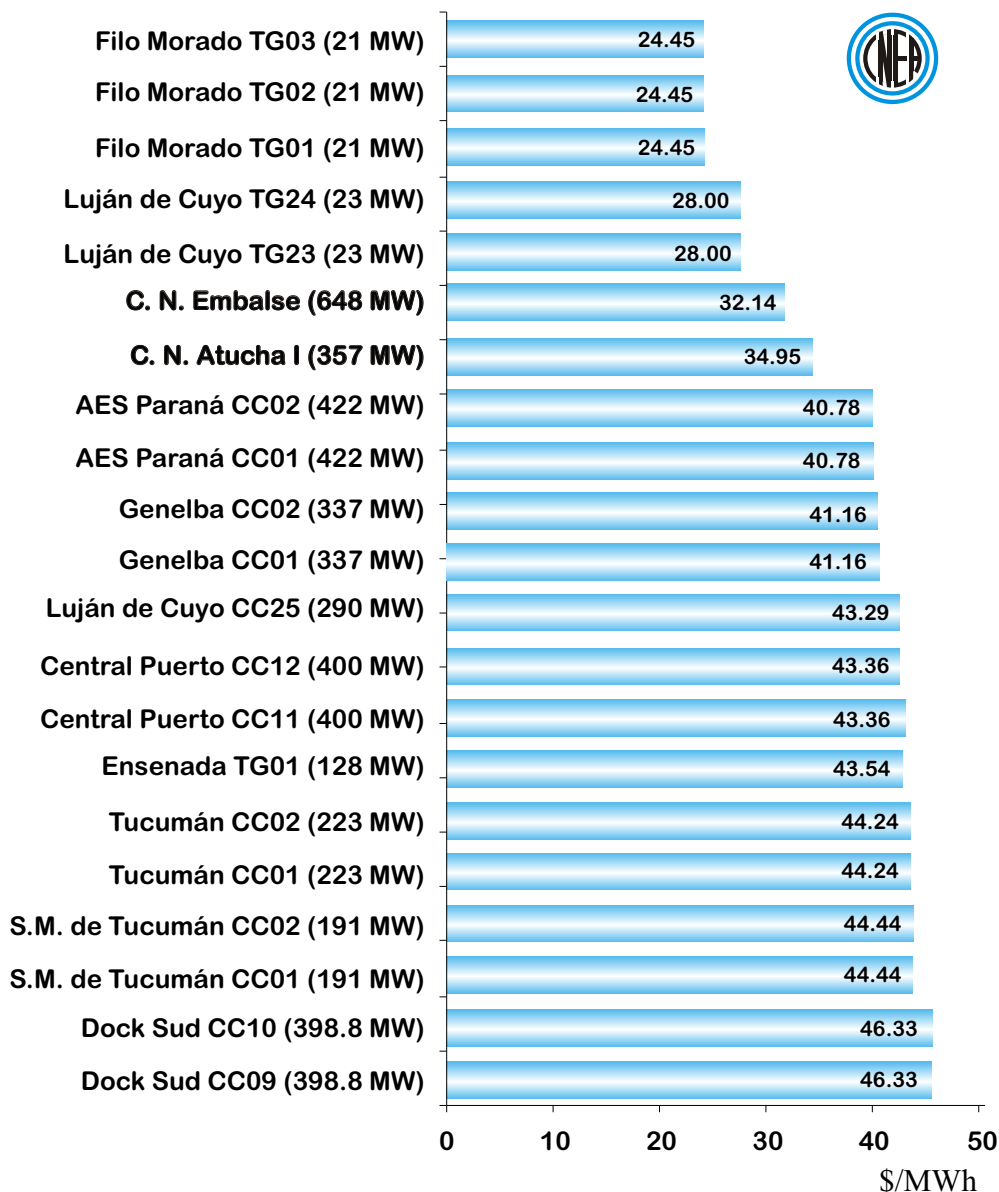
En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA es decir que existen generadores que declaran por separado las Turbinas de Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) en distintas combinaciones de los equipos que conforman los Ciclos Combinados por lo que la potencia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

Los valores indicados en el gráfico corresponden a los CVP declarados por los generadores divididos por los factores de nodo correspondientes a cada generador, con el objeto de trasladar estos valores al Centro de Carga del Sistema (CCS).

Una vez determinado el despacho de cada unidad se establece el precio en el mercado (el CVP de la máquina más cara que esta entregando energía al sistema) y en cada nodo, esto equivale al costo de producir una unidad de energía adicional, respetando las restricciones establecidas.

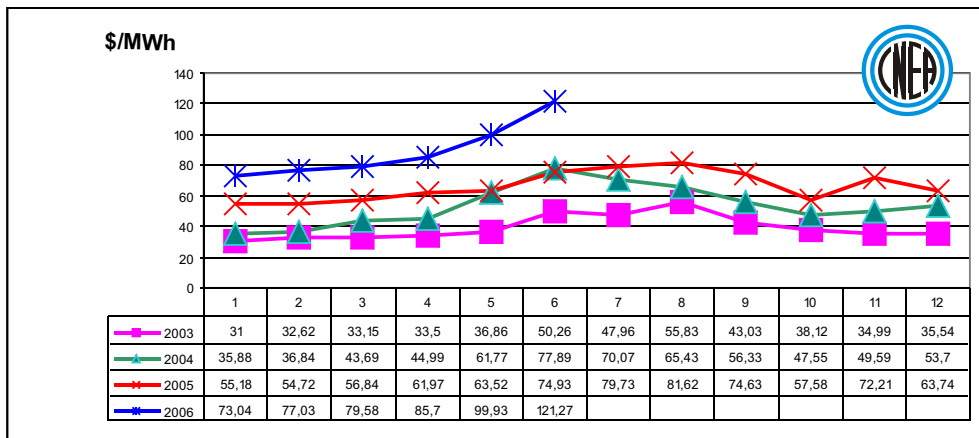
Sobre la base de estos precios se remunera a los generadores que operan en cada momento, el precio que cada uno recibe equivale al precio en el CCS por el Factor de Nodo.

**Costo Marginal Térmico
en el Mercado
Junio 2006**



Evolución de los Precios

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



Precio Monómico en el MEM para el periodo 2003 - junio 2006

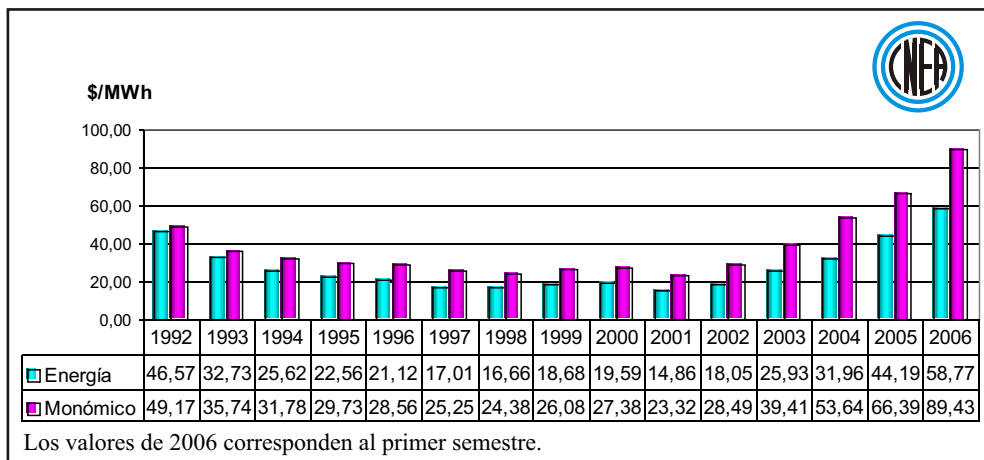
Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA.

Al precio de la energía de mercado se le suman una serie de items para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA, tal como se indica a continuación. Los valores dados corresponden al mes de junio de 2006.

| | |
|----------------------------|---------------|
| Energía de Mercado | 61.17 |
| Sobrecosto Trans. Despacho | 46.60 |
| Energía Adicional | 2.80 |
| Sobrecosto Combustible | 1.74 |
| Adicional Potencia | 8.96 |
| Monómico | 121.27 |

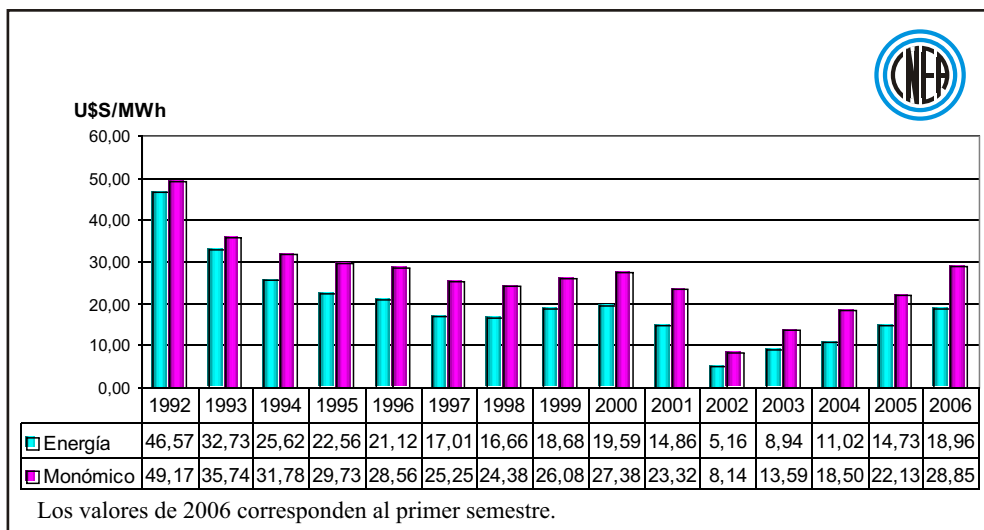
A continuación se indica la evolución del precio de la energía y el precio monómico desde el año 1992.

Los valores están expresados en pesos y hay que tener en cuenta, para su comparación que en el año 2002, se produjo una importante devaluación.



Precios Promedio Anuales

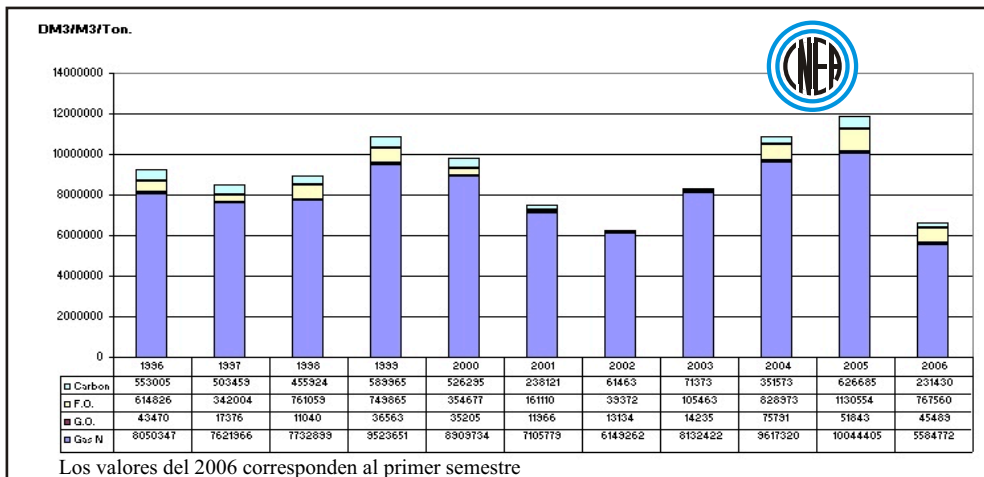
Si tomáramos en cuenta los valores a moneda constante (US\$) los valores correspondientes al primer semestre del año 2006 superarían a los valores correspondientes al año 2001.



Precios Promedio Anuales

Consumo de Combustibles

Se muestra a continuación los consumos de los distintos 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.

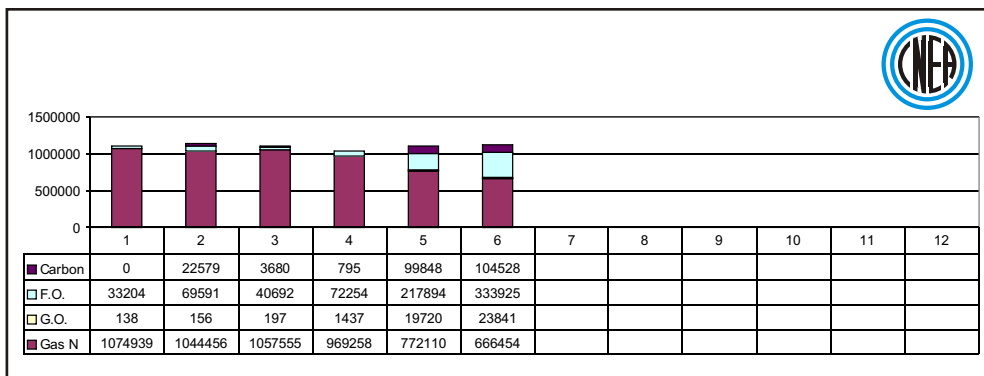


Carbón [t], Fuel oil [t], Gas oil [m³], Gas Natural [dam³]

Consumo de Combustibles por el MEM

Se muestran a continuación los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad, durante el primer semestre de 2006.

En la gráfica se observa un gran incremento de combustibles líquidos a partir del mes de abril y mayo de 2006.



Carbón [t], Fuel oil [t], Gas oil [m³], Gas Natural [dam³]

Consumo de Combustibles MEM 2006



sados por los ajustes en el precio en boca de pozo del gas y por los precios internacionales del crudo", afirma el estudio.

Contrariamente, los precios de los productos finales del petróleo (combustibles líquidos) no han experimentado cambios en los primeros meses del año, destacó.

Esta discrepancia ha agudizado la controversia de las distribuidoras no integradas con los productores de petróleo y con las autoridades", apuntó la consultora.

En el primer trimestre del año, el 75 por ciento de la producción de crudo en Argentina estuvo concentrada en cuatro empresas: la hispano-argentina Repsol YPF (39,4 por ciento del total), la anglo-argentino Pan American Energy (16,4 por ciento), la brasileña Petrobras (9,5 por ciento) y la estadounidense Chevron (8,4 por ciento).

Por otra parte, el informe indica que las exportaciones de energía de Argentina treparon en el primer cuatrimestre del año a 2416 millones de dólares, 17,2 por ciento más que en igual lapso de 2005.

Sin embargo, el crecimiento observado fue motivado exclusivamente por los mayores precios internacionales de la energía, que crecieron un fuerte 36 por ciento, ya que las cantidades exportadas sufrieron una contracción del 14 por ciento.

"Las expectativas para el sector continúan siendo inciertas, principalmente por el desenlace que tendrán las negociaciones con Bolivia respecto del precio y el abastecimiento de gas natural", señaló IES, quien también ve como "fuente de incertidumbre" las indefiniciones respecto a

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina SA, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net. Banco Mundial, INDEC y la Secretaría de Energía de la Nación emitidos hasta junio de 2006.

Boletín Energético



Elaborado por la Oficina de
Prospectiva sobre los Usos Pacíficos de la Energía Nuclear

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250. Capital Federal (C1429BNP)

Tel: 6772-7422/23/7869 Fax: 6772-7421/7357

E-Mail: rey@cnea.gov.ar

coppari@cnea.gov.ar

cnea

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