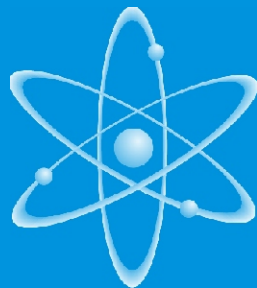


Boletín Energético



2do. Semestre 2004
AÑO VII N° 14

14



Complejo Hidroeléctrico Río Grande. Central en Caverna de Acumulación por Bombeo.

Situación del Mercado Internacional del Petróleo.

¿Cómo satisfacer el Incremento de Demanda Energética del Siglo XXI?

Comisión Nacional de Energía Atómica

cneda

ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Francisco C. Rey

Compilación: Francisco C. Rey

Colaboración en Redacción: Fernando Aguirre

Gabriel Barcelo

Carlos Rubén Calabrese

Norberto Coppari

Cristina A. Delfino

Susana Gómez

Sabino Mastrángelo

Fernando Monserrat

Aníbal Nuñez

Roberto Ornstein

Ernesto Quiles

Renato Radichella

Lucía Ramilo

Diseño y Compaginación: Cristina A. Delfino

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

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

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 (CP1429); Tel. 6772-7422/23/7869

Ing. Francisco Carlos Rey

Ing. Norberto Coppari

Inga. Susana Gómez

Ing. Jorge Giubergia

Este Boletín presenta lo que entendemos son los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta diciembre de 2004, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

Boletín 14 Energético

CONTENIDO

Complejo Hidroeléctrico Río Grande. Central en Caverna de Acumulación por Bombeo

Victor Gabriel Trombotto

Situación del Mercado Internacional del Petróleo

Roberto Ariel Castellano

¿Cómo satisfacer el Incremento de Demanda Energética del Siglo XXI?

Carla Notari

- Potencia Instalada**
- Generación de Energía Eléctrica**
- Generación Nucleoeléctrica**
- Incorporaciones Previstas**
- Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- Evolución de los Precios**
- Noticias**

Editorial

El Aporte Nuclear a la Generación Eléctrica en Argentina

Nuestro país posee un sistema de generación eléctrica diversificado en el que se encuentran las principales fuentes de generación que se utilizan en el mundo: térmica de origen fósil, hidráulica y nuclear.

Este esquema tiene las ventajas de ser más estable que los sistemas que dependen de una sola fuente de energía pues, disminuye la vulnerabilidad a los ciclos hidrológicos de los sistemas muy hidráulicos (como Brasil, recordemos la crisis energética del año 2001) y la volatilidad de los precios de los sistemas muy dependientes de los combustibles fósiles agravada en este último caso por la poca confiabilidad de su suministro estable. Por otra parte los sistemas muy nucleares, si bien son muy confiables y estables, obligan a una fuerte gestión de la demanda para achatar la curva de carga diaria como le sucede a Francia.

En la discusión de cuál debería ser la relación ideal entre estas tres fuentes de energía surgen algunas consideraciones, principalmente en un país como el nuestro, que tiene posibilidades de crecer utilizando armónicamente estas tres fuentes

pues posee recursos fósiles y nucleares, y un potencial de proyectos hidroeléctricos que aún pueden concretarse.

La relación entre ellas, que minimiza los efectos negativos y maximiza los positivos de cada fuente energética, es aproximadamente un tercio para cada una.

Por otra parte, la suma de la generación nuclear y la generación hidráulica de base no debería superar la potencia demandada en el valle para que, en los años hidrológicamente ricos, no sea necesario desperdiciar agua o tener que disminuir transitoriamente la generación nuclear (en las horas de menor demanda).

Cada una tiene ventajas respecto de las otras en algún aspecto y desventajas en otros aspectos, por ejemplo: las que requieren menor inversión son las que queman gas natural y las que tienen menor costo operativo (combustible) son las hidráulicas y las nucleares y ambas requieren una inversión mayor.

Por éstas y otras consideraciones entendemos que la participación en nuestro país de la generación eléctrica de origen nuclear debería oscilar entre el 20 y el 30% de la generación total

En los últimos años, en nuestro país, hubo un crecimiento muy fuerte de la generación eléctrica, sobre la base de combustibles fósiles, que provocó un desbalanceo entre fuentes de energía, que nos hace vulnerables al suministro de estos combustibles (especialmente gas natural), vulnerabilidad que se ha puesto de manifiesto el año pasado, por la coincidencia de un ciclo de baja hidraulicidad, con restricciones a la disponibilidad de gas natural en invierno, situación que puede repetirse en este año y en los próximos.

Por estas causas, sería conveniente el aumento del porcentaje de generación de origen nuclear hasta alcanzar los valores indicados anteriormente con el objeto de darle mayor confiabilidad y estabilidad al suministro eléctrico.

Por otra parte, al aumentar la generación nuclear, en detrimento de la generación fósil, mejorará fuertemente el perfil de emisiones de gases con efecto invernadero del sector eléctrico argentino, perfil que, si bien no estamos obligados a mejorar, debemos vigilar atentamente por restricciones comerciales que puedan sobrevenir en el futuro.

Ello implica la necesidad de elaborar un programa de instalación de centrales nucleares, que debe ir mucho más allá de la terminación de Atucha II, y de implementar urgentes acciones para la extensión de la licencia de operación de las centrales nucleares de Atucha I y Embalse.

Debemos tener en cuenta que la demanda de energía eléctrica en nuestro país va a seguir creciendo a mayor velocidad que el resto de los otros usos de energía, en la medida que nuestro país haya reencontrado la senda de crecimiento económico que todos los argentinos anhelamos.

Este crecimiento de la demanda eléctrica implica que, para satisfacerla, el país debe incrementar su capacidad de generación eléctrica a la misma velocidad a la que se espera que crezca la demanda y ello implica la necesidad de instalar antes del año 2025 casi 40 000 MW eléctricos nuevos.

De estos 40 000 MW podemos considerar que ya están definidos o en construcción alrededor de 3500 y ellos corresponden al aumento de cota de la Central Hidráulica de Yaciretá, a la terminación de la Central Nuclear Atucha II, a aproximadamente 1600 MW de ciclos combinados que queman gas natural y pequeños emprendimientos hidroeléctricos.

Si el Estado Nacional, retoma la capacidad de planificar su destino en el área energética y elige las opciones que más le convienen al conjunto de la sociedad, invirtiendo u orientando las inversiones en esta dirección se deberá definir qué porcentaje de estos 40000 MW deberán ser cubiertos por generación nuclear.

Por lo tanto que si consideramos los porcentajes de generación eléctrica de origen nuclear indicados anteriormente la potencia instalada nueva nuclear debería oscilar entre el 15 y el 20 % del total de estos 40000 MW con lo cual estamos hablando de instalar entre 6000 y 8000 MW nucleares que deben estar funcionando antes del año 2025

Analizando las urgencias y tratando de mejorar las posibilidades técnicas y económicas de concretar estas instalaciones, se debe proponer, dentro del área nuclear, la iniciación de un plan de trabajo, que permita viabilizar las mencionadas instalaciones, que incluya medidas en el corto, mediano y largo plazo

Corto Plazo (inmediato, un año)

Finalizar, con la mayor urgencia posible, las etapas previas necesarias para la construcción, la terminación y finalmente puesta en marcha de la Central Nuclear Atucha II.

Fortalecer las capacidades tecnológicas del sector nuclear, particularmente en lo que se refiere a los recursos humanos en la CNEA.

Iniciar los trabajos necesarios para determinar las posibilidades de

extensión de las licencias de operación de las centrales nucleares Atucha I y Embalse.

Iniciar los estudios que conduzcan a las definiciones requeridas para la construcción de una cuarta central nuclear.

Mediano Plazo (1 a 3 años)

Concretar el comienzo del proceso de construcción de la cuarta central nuclear argentina.

Comenzar con urgencia los trabajos necesarios para la extensión de la licencia de operación de las centrales Atucha I y Embalse en el caso de que ello sea factible.

Elaborar un plan de construcción de nuevas centrales nucleares teniendo en cuenta las posibilidades técnicas, humanas y económicas de nuestro país que incluya las definiciones e instalaciones necesarias para la totalidad del ciclo de combustible y de formación de recursos humanos a requerirse.

Comenzar a transitar el camino que nos conduzca al desarrollo y apropiación de la tecnología de construcción de reactores nucleares de potencia comenzando con la construcción del prototipo del reactor nuclear innovativo CAREM.

Largo Plazo (más de 3 años)

Comenzar la ejecución y seguimiento del plan nuclear elaborado y de las variables que indiquen la necesidad de posibles rectificaciones al mismo.

Análisis crítico del prototipo del reactor CAREM y evaluación de la posibilidad de un escalamiento en el tamaño de éste.

Complejo Hidroeléctrico Río Grande Central en Caverna de Acumulación por Bombeo

Victor Gabriel Trombotto

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones industriales que permiten aprovechar la energía potencial de un salto de agua o la energía cinética de un curso hidrológico para convertirlo en energía eléctrica.

Desde el punto de vista medioambiental, se considera a la electricidad de origen hidráulico como una alternativa no contaminante, aunque la construcción de una central hidroeléctrica implica un cierto impacto en el medio ambiente regional, por ejemplo, el incremento de la humedad relativa del ambiente como consecuencia de la evaporación del agua contenida en los embalses.

El costo de construcción de estas centrales es elevado pero los gastos de explotación y mantenimiento son muy bajos, constituyendo una de las alternativas más rentables para la provisión de energía eléctrica.

El lugar de asentamiento de estos aprovechamientos está condicionado por las características del terreno y por lo general suelen ubicarse lejos de los grandes centros urbanos.

Tipos de Centrales Hidroeléctricas

Existen diferentes tipos de centrales hidroeléctricas, dependiendo de sus principios de funcionamiento y del servicio que presten a la red eléctrica a la cual abastecen. Es posible hacer la siguiente clasificación general de las mismas:

Central Hidroeléctrica de Paso

Una central de paso es aquella en la que no existe un embalse "aguas arriba" de las turbinas, o el mismo no produce una acumulación apreciable de agua.

Generalmente se aprovecha un estrechamiento del río, y la casa de máquinas puede formar parte de la presa.

El salto o diferencia de cota entre "aguas arriba" y "aguas abajo" de la central es reducido y al no disponer de un embalse, su capacidad de generación es fuertemente dependiente de las variaciones estacionales en el módulo del río.

Central Hidroeléctrica con Embalse de Reserva

En este tipo de proyecto se embalsa un

volumen considerable de líquido "aguas arriba" de las turbinas mediante la construcción de una o más presas para formar un lago artificial, el cual permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas, permitiendo producir energía eléctrica durante todo el año en forma independiente del módulo estacional del o los ríos que alimentan al embalse.

La construcción de centrales con almacenamiento de reserva exige por lo general una inversión de capital mayor que las de paso, pero en la mayoría de los casos permiten un mejor aprovechamiento de los recursos.

Centrales Hidroeléctricas de Bombeo

Las centrales de bombeo son un tipo especial de aprovechamiento hidroeléctrico que posibilita un empleo más racional de los recursos energéticos de un país. Estas centrales permiten aplanar el diagrama de carga del sistema, incrementando la carga en las horas de

valle y aportando energía en los horarios de pico.

Constructivamente disponen de dos embalses situados a diferente nivel, vinculados por un conducto hidráulico y la sala de máquinas. Cuando la demanda de energía eléctrica del sistema alcanza su máximo nivel (pico), las centrales de bombeo funcionan como centrales convencionales generando energía y almacenando el agua utilizada en el embalse inferior.

Durante las horas del día en las que la demanda de energía es menor (valle) el agua es bombeada al embalse superior cerrando el ciclo productivo.

Para ello la central puede disponer de grupos de motores-bombas independientes de los generadores o en su defecto las turbinas pueden ser reversibles de manera que funcionan como bombas y los alternadores como motores.

Reseña Histórica del Complejo Hidroeléctrico Río Grande

El Río Grande, tributario principal del Río Tercero, es un típico río de montaña, perteneciente a la cuenca del plata, que nace en las sierras de Córdoba a 1250 m de altura, cuya cuenca es de 720 km y recibe una precipitación media anual de 728 mm, proporcionando un módulo de 11,5 m³/seg. A partir de 1956 se realizaron estudios hidrológicos preliminares de su cuenca y reconocimiento de posibles zonas de emplazamiento de presas y túneles, y entre los años 1970 y

1972, Agua y Energía Eléctrica concretó el proyecto ejecutivo de un complejo hidroeléctrico para embalsar sus aguas y aprovechar su potencial hidroeléctrico en una central de pico de generación eléctrica con recuperación por bombeo, procurando una importante herramienta para la operación del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) que permitiera aplanar su diagrama de carga diario, aportando energía en los horarios de máxima demanda e incre-

mentando la demanda de base.

Finalmente en 1974, luego de realizados los estudios geológicos, geotécnicos y topográficos necesarios, se iniciaron las obras de construcción (Figura 1) de presas, caminos y perforación de túneles, concluyendo el 14 de Febrero de 1986 con la inauguración del Complejo, poniendo a disposición del Mercado Eléctrico Nacional sus cuatro (4) grupos Turbina-Bomba con una potencia instalada de 750 MW y con capacidad de generación anual de 970.000 MWh, de los cuales el 85 % se logra con aportes de acumulación por bombeo y el 15 % restante corresponde al aporte del Río Grande, con una reserva de energía de 100 GWh y un tiempo de arranque muy breve (3 minutos) para casos de emergencia.

El Complejo fue operado y administrado por la ex Sociedad del Estado Nacional, Agua y Energía Eléctrica, hasta el 31 de

Marzo de 1996, fecha en que se transfiere su explotación comercial a la empresa Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA), quedando bajo su órbita, junto a las centrales nucleares que la integran, hasta el 25 de Abril de 2001. Desde esa fecha y hasta el presente la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (E.P.E.C.) es la titular de la concesión otorgada por la Secretaría de Energía de la Nación.

El Complejo Hidroeléctrico Río Grande, ubicado en el departamento Calamuchita de la provincia de Córdoba, a 130 km al suroeste de la ciudad capital, es una importante herramienta para optimizar la operación del S.I.N. que posibilita satisfacer una demanda en permanente crecimiento y cada vez más exigente en términos de calidad, constituyendo un orgullo tecnológico para el desarrollo de nuestro país.

Figura 1.
Excavación
del Túnel de
Restitución



Descripción General

El Complejo cuenta con 2 embalses, el superior denominado **Cerro Pelado** y el inferior, **Arroyo Corto**, situado a 12 km aguas abajo del primero. El desnivel entre ambos es de 185 m y las presas de ambos embalses fueron construidas con materiales sueltos y núcleo impermeable.

La **sala de máquinas** está construida en caverna ubicada a 130 m por debajo del lecho original del río (226 m debajo del nivel de vertedero del embalse principal), en las profundidades del Cerro Pelado.

La sala de máquinas está vinculada al embalse principal, por medio de dos "tuberías forzadas" de acero inoxidable

de 330 m de longitud y diámetro variable entre 7,5 y 3,5 m, que nacen en la obra de toma del embalse Cerro Pelado a 50 m de profundidad y terminan en las válvulas esféricas de entrada a cada una de las turbinas en la sala de máquinas. Cada una de estas tuberías forzadas alimenta a dos turbinas.

Las salidas de los difusores de máquinas están vinculadas al contra embalse Arroyo Corto por medio de un túnel de 12 x 18 m de sección abovedada y 5800 m de longitud con pendiente de 1,13 %, denominado **Túnel de Restitución**. El volumen de excavación de este túnel es de 1108700m³ y tiene una pérdida de carga máxima de 6,1 m.

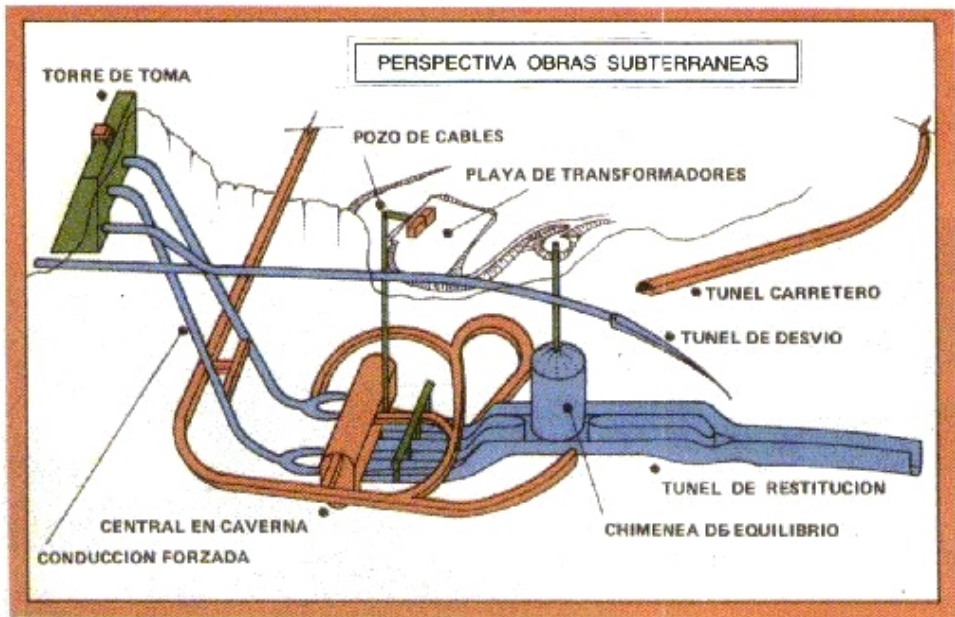


Figura 2. Esquema de Obras Subterráneas

Los Embalses

Las presas son los elementos distintivos de los aprovechamientos hidroeléctricos. Son construcciones de hormigón o de tierra que se alzan sobre el lecho del río en forma perpendicular a su dirección, con la finalidad de formar un embalse.

Existen 4 tipos diferentes de presas:

- De gravedad, que retienen el agua gracias al tipo de materiales empleados, como mampostería u hormigones.
- De contrafuerte, formadas por una pared impermeable situada aguas arriba, y contrafuertes resistentes para su estabilidad, situados aguas abajo.
- De arco-bóveda, que aprovechan el efecto transmisor del arco para transferir el empuje del agua al terreno.

- De tierra o escollera, con un núcleo de material arcilloso, que a veces es tratado químicamente o con inyecciones de cemento.

El embalse superior del Complejo Río Grande, llamado **Cerro Pelado**, está formado por tres presas de gravedad con núcleo impermeable de limo arcilloso y espaldón de broza de canto rodado proveniente de las excavaciones.

La principal (Figura 3), fundada sobre el lecho del río, de 104 m de altura por 420 m de longitud y un volumen total de 3675000 m³; la segunda, denominada **Cierre Lateral Margen Derecha**, de 50 m de altura por 1500 m de longitud y un volumen total de 1600000 m³; y la tercera denominada **Cierre Lateral Margen Izquierda**, de 6 m de altura y 54 metros de longitud, con un volumen total



Figura 3.
Presa Principal
Embalse
Cerro Pelado

de 2480 m³. Las tres presas tienen cota de coronamiento de 880 m sobre el nivel del mar.

El espejo de agua abarca una superficie de 1240 ha con una capacidad de almacenamiento de 370 hm³, volumen que representa un ciclo hidrológico (aporte anual de agua del Río Grande).

El contra embalse de **Arroyo Corto** está formado por una presa de 44 m de altura, 1600 m de longitud, y cota de

coronamiento de 701 m, de características similares a las anteriores, con un volumen de 2366230 m³.

La superficie cubierta por este embalse es de 357 ha con una capacidad de almacenamiento de 35 hm³.

El desnivel entre ambos embalses es de 185 m, lo que representa el salto útil máximo del aprovechamiento, y están ubicados a 12 km de distancia entre sí.

Central en Caverna

La sala de máquinas de una central es el lugar donde están situadas las máquinas motrices y los grupos generadores de la misma.

La **sala de máquinas** del Complejo (Figura 4), está ubicada a 226 m. de profundidad con respecto al nivel de vertedero del embalse Cerro Pelado, en

las profundidades del Cerro Pelado. Su eje longitudinal está aproximadamente a 65 m aguas abajo del eje de la presa principal y sensiblemente paralelo al mismo.

Sus dimensiones son: 105 m de longitud, 27 m de ancho y 50 m de altura. Con un volumen de excavación de

Figura 4.
Sala de
Máquinas
en Caverna



120000 m³ y 25600 m³ de hormigón. A los efectos de tomar conciencia de su volumen, puede decirse que dentro de ella podría alojarse la Catedral de la ciudad de Córdoba.

Esta sala alberga a los cuatro grupos TURBINA-BOMBA, los que totalizan una potencia instalada de 750 MW.

A esta caverna se accede a través de un **túnel carretero** (Figura 5) de 1800 m de longitud excavado en roca, con pendiente del 8 % y sección abovedada de 7 x 7,5 m. La boca de acceso al mismo se encuentra aproximadamente a 320 m aguas abajo del eje de la presa principal.



Figura 5.
Túnel Carretero
de acceso a la
Caverna

Sala de Comando

Dentro de la sala de máquinas en caverna y sobre el extremo de margen izquierda de la misma, se encuentra el **edificio de comando**, una construcción de tres pisos que alberga en la planta baja todos los transformadores y tableros de distribución para servicios auxiliares en media y baja tensión; el primer piso corresponde a la sala de relé

y sala de baterías, donde se encuentran los tableros correspondientes a protecciones, alarmas y servicios auxiliares de emergencia en 110 V de corriente continua.

Finalmente, en el segundo piso se encuentra la **Sala de Comando** (Figura 6), desde la cual se operan todas las instalaciones del Complejo.



Figura 6.
Sala de
Comando

Vertederos

Los vertederos son elementos vitales de los embalses cuya misión es liberar, si es preciso, grandes cantidades de agua, que supere la capacidad de almacenamiento del embalse, evitando que esta pase sobre la presa durante una crecida importante del río.

El Complejo tiene, en total, tres vertederos, dos en el embalse **Cerro Pelado** (superior), y uno en el embalse de **Arroyo Corto**.

El **Vertedero Principal del embalse Cerro Pelado** (Figura 7) está ubicado entre el Cierre Lateral Margen Derecha y la Presa Principal. Está formado por un umbral de hormigón de perfil estricto dividido en 5 tramos de 13 m cada uno, totalizando

una luz libre de 65 m.

La cota de coronamiento es 880 m y el caudal máximo de evacuación en cota inicial (876 m) es de 3285 m³/s, valor correspondiente a crecidas extraordinarias de frecuencia 1 / 5000 años.

Cada tramo tiene una compuerta radial tipo segmento de 13 m de luz y 8 m de altura, comandadas a distancia desde la Central en Caverna, o en forma local desde una caseta ubicada en el muro lateral.

Sobre la margen izquierda de la presa principal existe un **vertedero auxiliar** de coronamiento plano a cota 877,7 m, de 150 m de longitud, 11 m de ancho y 4 m de altura, con capacidad de descarga

de $3285 \text{ m}^3/\text{s}$ a cota 879.

El **Vertedero del embalse Arroyo Corto** es de tipo libre, de 4 vanos de 17,5 m cada uno, totalizando una luz libre de 75,4 m (incluidas las pilas). La cota de cresta es

691 m con capacidad de erogación de $3170 \text{ m}^3/\text{s}$ a cota 698,58 m.

El canal de fuga está revestido en hormigón y tiene una longitud de 428 m y ancho variable entre 75,4 y 45 m.



Figura 7.
Vertedero
Principal
del Embalse
Cerro Pelado

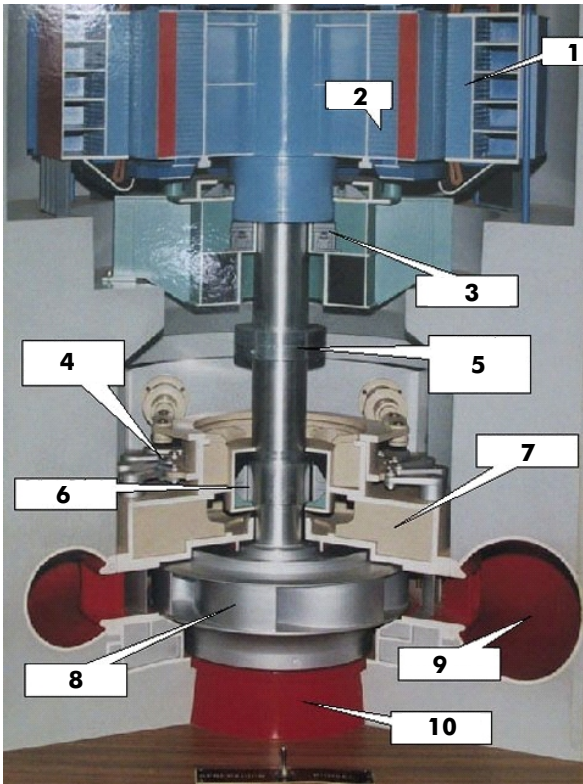
Características Electromecánicas

La central cuenta con una potencia instalada de 750 MW distribuida en 4 grupos turbina-bomba de 187,5 MW / 210 MVA. Las turbinas son tipo Francis Reversibles de 250 rpm. En la Figura 8 se muestra una vista de detalle de los grupos generadores.

La tensión de generación de 16,5 kV es adaptada al Sistema Interconectado Nacional de 500 kV mediante dos transformadores trifásicos de 440 MVA

cada uno, ubicados en la **Playa de Transformadores** (Figura 9) al pie de la presa principal.

La conexión entre generadores y transformadores se realiza con blindobarras de aluminio de 0,7 m de diámetro exterior que recorren un túnel vertical de sección circular de 150 m de longitud y 7,2 m de diámetro denominado **Pozo de Cables**, por el que también se realiza la ventilación de la Sala de Máquinas.



- 1 Estator del Generador
- 2 Rotor del Generador
- 3 Cojinete de empuje
- 4 Sistema de Accionamiento de Álabes Directrices
- 5 Manchón de Acoplamiento Eje Turbina y Generador
- 6 Cojinete de Guía de Turbina
- 7 Tapa Superior de Turbina
- 8 Rodete de Turbina
- 9 Cámara Espiral
- 10 Tubo Difusor

Figura 8.
Vista Detalles
de los Grupos
Generadores



Figura 9.
Playa de
Transformadores

Modos de Funcionamiento

Los cuatro turbo-grupos del Complejo son de funcionamiento mixto, pudiendo operar en tres modos diferentes, según los requerimientos del sistema:

■ **Modo Generación:** aportando una potencia máxima de 187,5 MW por máquina, con un mínimo técnico de

130 MW.

■ **Modo Bombeo:** con demanda de 187,5 MW por máquina.

■ **Modo Compensador:** aportando sólo potencia reactiva al sistema (capacitivo o inductivo), máximo 126 MVAR por máquina.

Arranque Estático

El sistema de lanzamiento de los grupos para su funcionamiento en modos Bomba y Compensador consiste en un equipo **Convertidor de Frecuencia** electrónico de estado sólido de 10 MVA de potencia nominal y 6,1 kV denominado **Arranque Estático**. Este dispositivo permite alimentar los generadores, que en modo bomba funcionan como motores sincrónicos, con tensión reducida de 6,1 kV y frecuencia variable entre 0 y 53 Hz para acelerarlos desde

velocidad cero a velocidad nominal en un tiempo de 3 minutos. Una vez alcanzada la velocidad nominal de 250 rpm se libera el dispositivo de Arranque Estático y el motor se conecta al sistema, estando así en condiciones de comenzar a tomar carga.

El mismo dispositivo de Arranque Estático también se utiliza como freno dinámico durante las secuencias de parada de los grupos.

Bibliografía

- | Manuales y Documentación Técnica del Complejo Hidroeléctrico Río Grande
- | <http://energia.mecon.gov.ar/contenidos/contenidos.asp?id=166>

Ing. Víctor Gabriel Trombotto. Operación y Mantenimiento EPEC - C.H. Río Grande

Situación del Mercado Internacional del Petróleo

Roberto Ariel Castellano

En este artículo se presenta un breve resumen del panorama internacional respecto al mercado del petróleo. En estos últimos años se ha experimentado un notable cambio en su precio debido fundamentalmente a conflictos de índole política.

Diversos factores han estado incidiendo en el aumento de la cotización internacional del petróleo, entre los más importantes se deben mencionar el gran dinamismo de la economía mundial cuyos ejes centrales son EE.UU. y China, la incertidumbre en el Medio Oriente (principalmente por acciones terroristas en Irak) y la disminución de la producción de la petrolera rusa Yukos, una de las empresas más grandes del mundo.

Evolución del Precio Internacional del Petróleo

Con el objeto de realizar un pequeño análisis en la tendencia a futuro del precio del crudo se muestran los niveles históricos por los que ha atravesado éste desde 1970 hasta la actualidad.

En la Figura 1 se puede observar dicha evolución. En los primeros años de la década del 70¹ se experimentó la primera crisis del petróleo, ocurriendo a principios del año 1974 el fenómeno conocido como Embargo Petrolero. Durante dicha década el precio del combustible se elevó en 18 veces, pasando de US\$ 2.2 el barril en enero de 1970 a US\$ 40.5 en 1979. A

partir de este momento comenzó la llamada segunda crisis del petróleo hasta finales de los 80's, cuando se produce la revolución iraní y la consecuente guerra entre Irán e Irak que se prolongó hasta 1988. Con la desaceleración económica mundial, el precio del petróleo se corrigió a un promedio de US\$ 21 el barril en diciembre de 1989.

Un dato no menor es que en 1983¹ comienza la vigencia del petróleo como "commodity" y el West Texas Intermediate, WTI², inicia su negociación en la Bolsa Mercantil de Nueva York.

¹ En la Figura 1, para años anteriores a 1983 se acopló la serie de precios del WTI con los promedios mensuales del petróleo Brent debido a que el WTI apareció recién en 1983.

² El West Texas Intermediate es un tipo de petróleo de alta calidad del Golfo de México muy utilizado en EE.UU. En Europa se emplea el precio referencial del petróleo Brent, el cual se extrae en el Mar del Norte, mientras que en Asia y en algunos países del Golfo Pérsico se utiliza el petróleo Dubai.

En 1991 se produce una nueva alza en el precio del crudo debido a la invasión de Kuwait por parte de Irak desarrollándose la guerra del Golfo Pérsico y el precio del petróleo se elevó nuevamente, a US\$ 36 el barril. Durante un prolongado período de casi 8 años el precio se mantuvo en valores no muy lejanos a los experimentados en la etapa previa a la guerra del Golfo, oscilando alrededor de 20 US\$/bbl³.

En el período 1997-1998, como resultado de la crisis asiática, el precio del crudo se ubicó en US\$ 11 el barril. Después, una serie de medidas relacionadas con el incremento de cuotas en primera instancia y luego con la reducción de las mismas por parte de la OPEP⁴, produjeron que un barril de 15 US\$ se cotice en casi 35 US\$ a finales de

2001. Años más tarde, en 2003, se lleva a cabo la decisión americana de invadir Irak y el barril de crudo trepó a niveles récords históricos, alcanzando en 2004 los 50 US\$/bbl.

Actualmente, la cotización de este "commodity" se encuentra en alza. Existen múltiples factores que vienen generando estos aumentos, entre ellos, por el lado de la demanda, el crecimiento económico mundial (EE.UU. y China, principalmente) y el cambio en la estructura de consumo de combustible, mientras que por el lado de la oferta, los atentados terroristas en Irak, el bajo nivel de reservas de combustibles, la inestabilidad política en Venezuela, los problemas en la producción Rusa y el pequeño margen de capacidad no utilizada de la OPEP, entre otros.

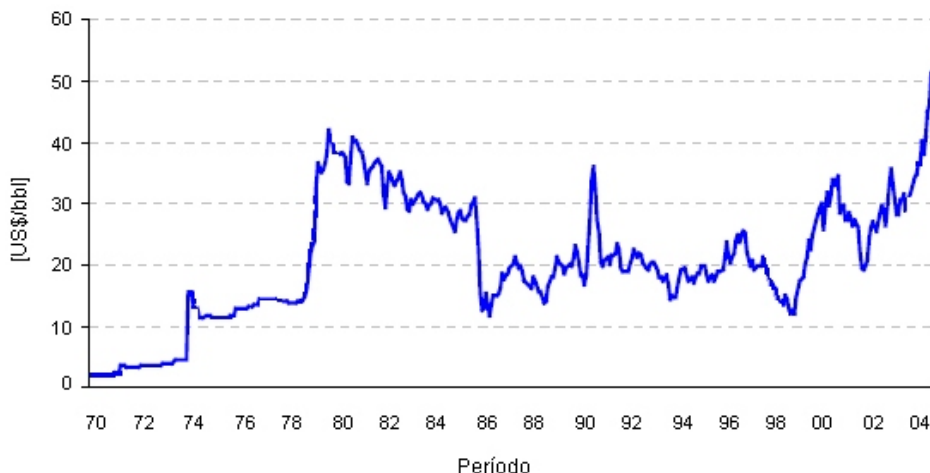


Figura 1. Evolución del Precio del Crudo

³ US\$/bbl, dólares americanos por barril de crudo.

⁴ Organización de Países Exportadores de Petróleo.

Mercado Mundial de Combustibles

Demanda

La demanda mundial de combustible viene creciendo a un ritmo mayor en los últimos años. Los principales factores que influyeron en este comportamiento se pueden resumir en un aumento del crecimiento económico mundial y el cambio en la estructura de consumo de combustible de los principales consumidores del mundo.

Uno de los factores más relevantes que contribuyen a la mayor demanda mundial de combustible es el alto crecimiento económico de las más importantes economías del mundo, como Japón, EE UU, China y Europa. Japón se encuentra, aún hoy, saliendo de una recesión que le duró más de una década y EE.UU. intenta salir de una corta recesión apoyado por las políticas monetarias y fiscales implementadas (disminución de las tasas de interés a mínimos históricos y reducción de impuestos a los dividendos principal-

mente). China es una de las economías que viene creciendo a una tasa sostenida bastante elevada durante los últimos años, debido al nivel de sus inversiones y al importante crecimiento de la demanda interna; mientras que Europa empezó a recuperarse lentamente en el año 2004 tras un estancamiento en los dos años anteriores.

Este crecimiento económico se ve reflejado en un mayor consumo mundial de combustibles. Los principales países consumidores en el 2004 fueron EE.UU. con un 25% del consumo mundial, los países de Europa con 19.4%, Japón y China con 7.1% y 7%, respectivamente.

En el futuro, se espera que China siga teniendo un importante crecimiento en la demanda de combustibles (14.5%) y, por consiguiente, en su participación en el consumo mundial de este "commodity".

Oferta

La oferta mundial de combustible, luego de las dos crisis del petróleo de los años 70's, mostró un crecimiento acelerado desde principios de los 80's y la segunda mitad de los 90's, para luego mostrar, en los años 2000-2002, una desaceleración como resultado de una menor producción de la OPEP.

El crecimiento de la producción ha

estado liderado por los países que no pertenecen a la OPEP, principalmente los países de la Ex Unión Soviética y México.

La OPEP es el principal cartel de países productores de petróleo. Éste contribuye con un 38% de la producción mundial de petróleo bombeando alrededor de 29.7 MMbbl/d⁵. Desde 1970 estos países han mantenido una producción promedio de

⁵ Millones de barriles de crudo por día.

27 MMbbl/d, lo que les ha llevado a reducir su participación en la producción mundial de combustible desde un máximo de 53% alcanzado en 1973. A pesar de esta reducción, la OPEP aún conserva un 48.7% de participación en las exportaciones mundiales.

En 2004, la cuota de producción de la OPEP fue de 25.5 MMbbl/d (excluyendo

Irak), inferior en 3.7 MMbbl/d con respecto a la producción actual de todos los integrantes de la OPEP. La cuota fue elevada tres veces durante el año 2004 debido al fuerte incremento de la demanda mundial, la cual se vio reflejada en el aumento del precio internacional del hidrocarburo.

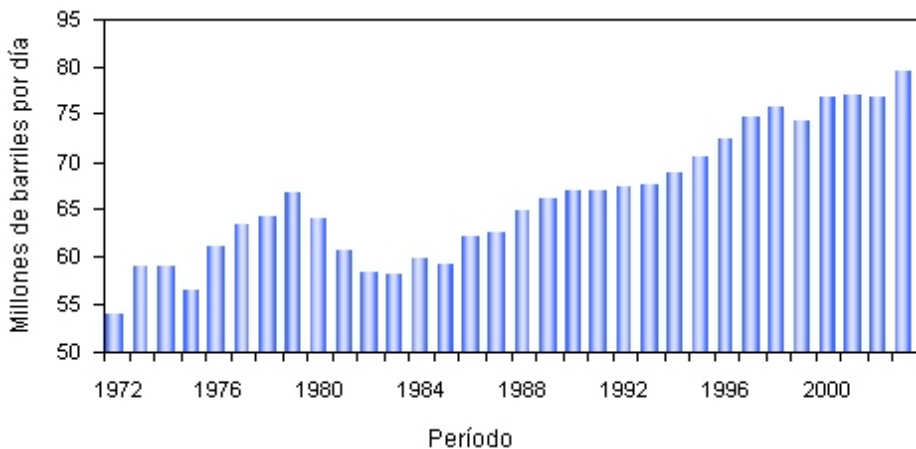


Figura 2. Producción Mundial de Petróleo

País	Producción [Mbbbl/d] ⁶	
	Jun-04	Jul-04
Arabia Saudí	9260	9360
Irán	4040	4030
Venezuela	2600	2610
Irak	1780	2000
U.A.E	2350	2400
Kuwait	2360	2380
Nigeria	2350	2350
Libia	1560	1600
Indonesia	980	950
Algeria	1220	1240
Qatar	790	790
Total OPEP 11	29290	29710
Total Exc. Irak	27510	27710

Tabla 1. Estructura de Producción de Crudo de la OPEP

⁶ Miles de barriles de crudo por día.

En la Tabla 1 se muestran los volúmenes de producción de la OPEP a mediados de 2004. Como se puede observar, los altos niveles de producción se registran en los países del Medio Oriente, principalmente.

Cabe señalar que los países productores de petróleo que no pertenecen a la OPEP exportaron en el 2003 el 51.3% de este producto, siendo los principales países Rusia, Noruega y México.

Algunos de los más importantes países productores y exportadores de petróleo son los países de la Ex Unión Soviética con una producción de 10.3 MMbbl/d y una exportación de 6.5 MMbbl/d en el 2003. Los países de la ex URSS contribuyeron con el 13% de la producción mundial y el 16% del total de exportaciones de petróleo.

Dentro de los países de mayor importancia en la producción de petróleo, se encuentra Rusia, siendo el exportador más importante de este país, Yukos, el cual produce 1.7 MMbbl/d de crudo (19% de la producción rusa y el 3% de las exportaciones mundiales). En 2004, esta empresa atravesó por una inestable situación financiera y económica, debido al congelamiento de sus cuentas por parte del Gobierno Ruso como resultado de un problema de impuestos.

En otro orden, Irak fue uno de los más

importantes productores de petróleo en el mundo, su producción en su mejor época alcanzó los 3.7 MMbbl/d. Como producto de las guerras libradas en 1979 con Irán, 1990 y 2003 con EE.UU., su producción disminuyó, impactando en el precio del petróleo y en las reservas mundiales de combustibles.

Actualmente, existen problemas para exportar el petróleo iraquí hacia el mundo como consecuencia de los continuos ataques terroristas a los principales oleoductos de exportación. Cabe señalar que el 61.5% de sus exportaciones se dirigen hacia EE.UU. Irak cuenta con un nivel de reservas probadas de petróleo de 115000 millones de barriles, el tercero más elevado a nivel mundial después de Arabia Saudita e Irán, por lo que su potencial exportador es bastante grande.

Nivel de Reservas

Otro de los factores que viene presionando al alza del precio del petróleo es el bajo nivel de stock de reservas en los principales países consumidores de la OECD⁷, principalmente en EE.UU.

El nivel de reservas de todos los combustibles derivados del petróleo en la OECD alcanzó los 3960 millones de barriles en 2004, superior a los niveles mínimos de los años 80. Sin embargo, considerando el nivel de consumo actual por día, este

volumen sólo alcanza para 81 días de consumo futuro, que es inferior a los promedios de los años 80's de 87.2 días y de los 90's de 82.5 días.

Las reservas de crudo, sin incluir combustibles, en EE.UU. alcanzan en la actualidad los 294 millones de barriles, nivel bajo respecto al registrado en los años anteriores en los que estuvo por encima de los 400 millones de barriles. La disminución es producto de la fuerte

⁷ Organization Economic Cooperation and Development.

demanda interna de combustibles y el lento crecimiento de la oferta mundial, esto último por las continuas interrupcio-

nes en la producción de los principales países productores.

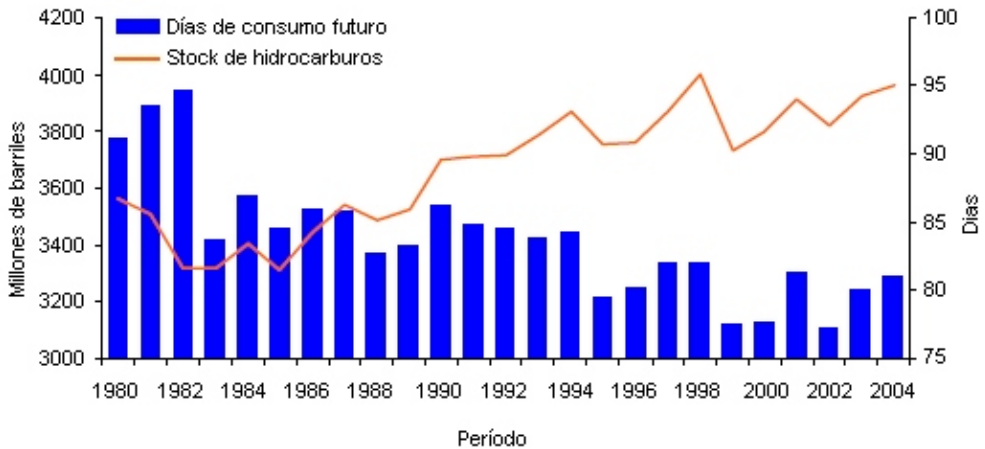


Figura 3. Stock total de combustible en la OECD, en agosto de 2004

Pronósticos de Precios Internacionales

La dificultad de hacer pronósticos sobre los precios del petróleo radica en su elevada volatilidad. Una forma de observar cómo se comportaría el precio internacional del petróleo en los próximos meses, es observando los mercados futuros. El mercado espera, al igual que los organismos internacionales y los bancos de inversión, una determinada tendencia proyectada en el precio del petróleo. Como es sabido, estos precios se forman a partir de los precios de los contratos futuros realizados por los agentes utilizando toda la información a su disposición en ese momento, por lo que cualquier cambio en los precios obedece a nueva información y a

cambios de expectativas. Sin embargo, cabe señalar que en los últimos años los precios del petróleo se han situado con frecuencia en niveles superiores a los indicados por los mercados de proyecciones futuras.

La dinámica del precio internacional del petróleo indica que los precios de los hidrocarburos pueden ser crecientes en el largo plazo. En tal sentido, debe trabajarse una estrategia de largo alcance para enfrentar en mejores condiciones las alzas y las crisis temporales. Esta estrategia debe promover el uso del gas natural en las industrias, proyectar una combinación óptima en la

generación de electricidad con gas natural, energía nuclear e hidráulica, fomentar la utilización de energías

alternativas en el transporte público y particular, y promover firmemente la exploración de petróleo y gas.

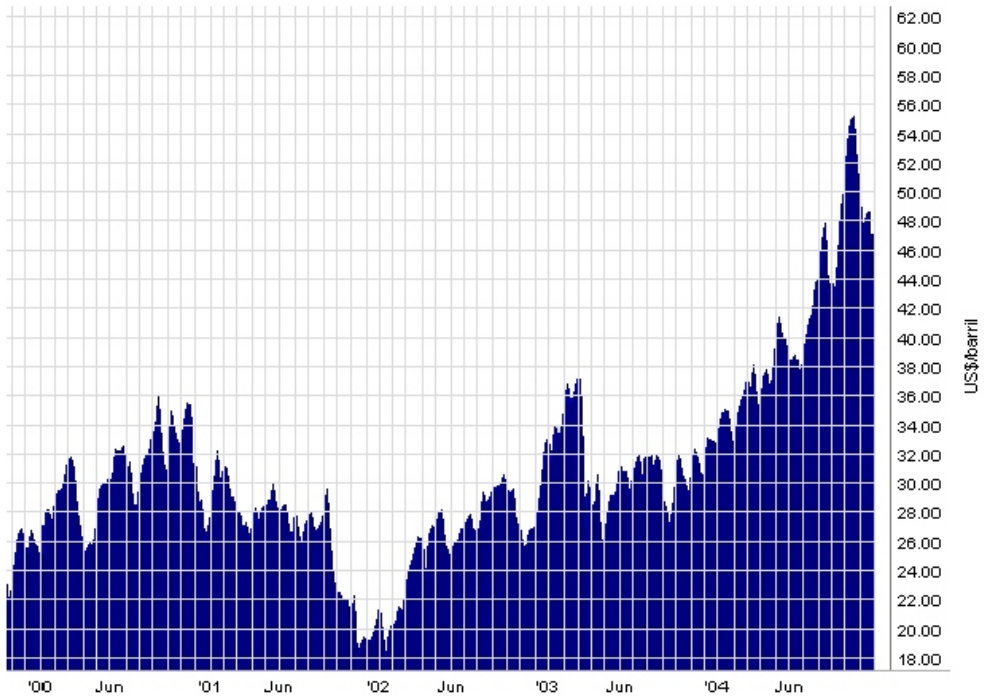


Figura 4. Precio WTI en los últimos años, hasta la actualidad

Referencias

- | <http://omrpublic.iea.org>
- | <http://www.oilmarketreport.org>
- | <http://www.nymex.com>
- | <http://www.futuresource.com>
- | <http://www.opec.org>

Roberto Ariel Castellano
Comisión Nacional de Energía Atómica Centro Atómico Constituyentes

¿Cómo Satisfacer el Incremento de Demanda Energética del Siglo XXI?

Carla Notari

Panorama Mundial

Petróleo

El análisis de la situación del recurso petróleo permite estimar, con referencia a su agotamiento, las necesidades energéticas del futuro y las posibles fuentes para satisfacer esta demanda. La situación actual puede verse en las tablas que siguen: los países desarrollados producen un tercio del petróleo total y consumen dos tercios. Los países en desarrollo producen dos tercios y consumen un tercio. El consumo per

cápita en Estados Unidos de América (EUA) casi duplica el de los países europeos y está muy por encima de los países en vías de desarrollo.

En la actualidad se consume globalmente 4 veces más petróleo de lo que se encuentra. Esta situación no es sostenible en el tiempo aunque hay diferentes opiniones respecto de cuándo se producirá un desfasaje entre la oferta y la demanda.

Producción de Crudo vs. Demanda en el Año 2000 (bb) ⁽¹⁾

Región	Producción	Participación (%)	Demanda	Participación (%)
1 - Países Desarrollados	8	29	18	64
2 - Países en Desarrollo	19	71	10	36
EUA (incluido en 1)	2	7	7	25
Total	27	100	28	100

bb: 10⁹ barriles de petróleo

Consumo de Petróleo per Cápita ⁽¹⁾

Región	Población (millones)	Barriles per cápita / año
1 - Países Desarrollados	1200	14.2
2 - Países en Desarrollo	4800	2.0
EUA (incluido en 1)	281	25.0
Total	6000	4.6

Reservas Mundiales de Petróleo en bb (fines de 2000) ^[1]

	Volumen
Reservas Totales	2000
Producidas / dic. 2001	935
A producir	1065
Descubiertas	1720
A descubrir	280
Tasa de descubrimiento/año)	7

WETO (UE, 2003) estima en 2750 bb ^[2] - Edwards (1993) estima las reservas totales en 2500 bb ^[3]

En 1956 el geólogo M. King Hubbert ^[3] predijo que la producción de petróleo de EUA tendría su pico en los primeros años de 1970 para empezar luego a declinar. A pesar de que su análisis fue muy resistido en la época, la curva de agotamiento de Hubbert se transformó en una herramienta usual en el análisis de la producción petrolera. En la Figura 1 se observa la producción petrolera en los Estados Unidos de América (EUA) desde mediados del siglo XIX.

Como se ve, alrededor de 1970 la producción ha comenzado a declinar y desde entonces se ha mantenido esta tendencia a pesar de los avances tecnológicos. El rectángulo representa el petróleo que queda por producir.

Los productores relevantes de petróleo están en diferentes estadios de su curva de agotamiento. Mientras el Reino Unido y Noruega están próximos al máximo, los cinco grandes de la región

del golfo Arabia Saudita, Irak, Unión de Emiratos Árabes e Irán están en una etapa temprana (e incierta) de la curva respectiva ^[1].

Los expertos consideran que la declinación en la producción mundial de petróleo debería producirse alrededor de 2005 y que esta fecha podría retrasarse hasta 2010 si se consideran las fuentes no convencionales de petróleo.

Las reservas no exploradas de las Spratly Islands (en el sur del Mar de China) son prometedoras pero varios países de la región reclaman su posesión con el consecuente conflicto. Se estima que varios bb podrían provenir de allí. Otra localización no totalmente explorada es el Mar Caspio. Las estimaciones de reservas de esta región están en el rango 20-50 bb. Se trata de petróleo caro de explotar y transportar a los mercados principales.

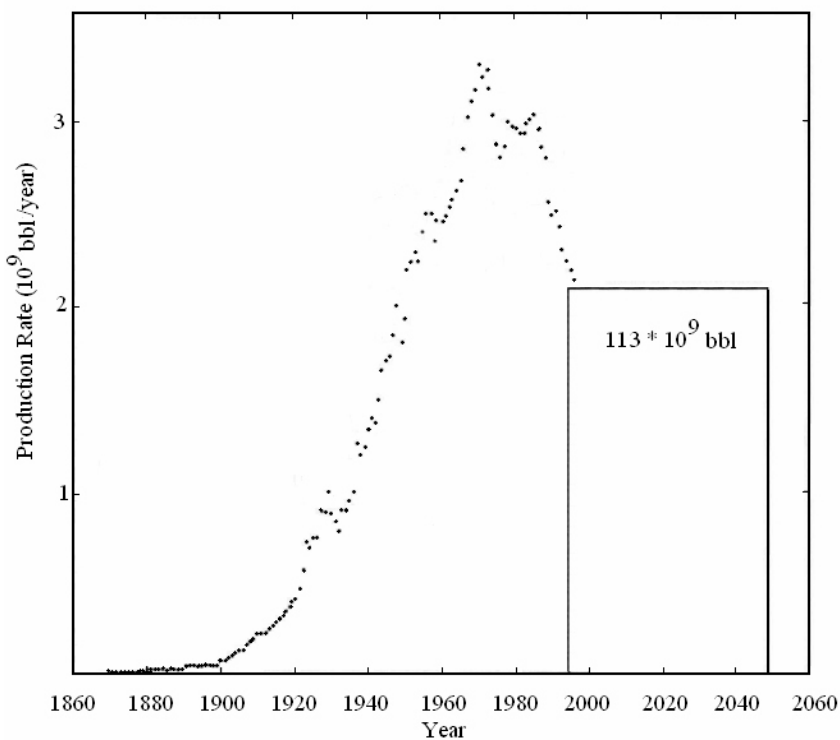


Figura 1

Proyección de Oferta y Demanda Mundial de Petróleo 2000-2020 mbd ^[1]

	2000	2001	2005	2010	2020
Demanda	76.2	76.1	83.5	95.8	114.7
Oferta					
No-OPEC	44.0	46.1	44.7	43.6	49.6
OPEC	29.3	30.0	36.0	45.9	51.1
Stock	1.7				
Sintéticos	1.2	1.3	1.8	2.7	4.2
Oferta Total	76.2	76.1	80.7	89.5	100.7**
Déficit			2.8	6.3	14.0

*mbd: millones de barriles por día

** WETO estima 120 mbd de oferta para el año 2030 ^[2]

Si bien este análisis muestra que a partir del año 2020 habrá un déficit importante para cubrir la demanda de petróleo, hay estudios más optimistas que estiman que hasta el año 2030 no habrá dificultades

para cubrir la demanda con la producción^[2]. Sin embargo, hay coincidencia en que antes de mediados del siglo XXI habrá que recurrir a las reservas de petróleo no convencionales.

Reservas No-Convencionales

Los llamados combustibles sintéticos, obtenidos por tratamiento de petróleo pesado y arenas asfálticas, contribuyeron en el año 2000 con 1.2 bb. Las reservas más importantes se encuentran en Canadá y en la cuenca del Orinoco en Venezuela (en total unos 900 bb). La

producción de este combustible se estima en no más de 4 bb para el 2010. Se trata de un petróleo no sólo caro, sino con una baja tasa de extracción. Un pozo de este tipo produce 5-100 barriles por día contra 10.000 de un pozo convencional de igual tamaño¹.

Fuentes Renovables

Estas fuentes derivan, en última instancia, del sol y se utilizan en forma de electricidad. En el año 2000 contribuyeron con aproximadamente el 1-2 % de la demanda de energía primaria y se proyecta que harán un aporte creciente, en proporción variable según qué escenario se elija para el análisis prospectivo.

La energía eólica y la solar son las candidatas a una mayor participación en el mix energético mundial. La

primera, con 24000 MW instalados a fines de 2001 (17000 en Europa), provee en Dinamarca el 18 % de la electricidad y el 3.5 % en Alemania. La solar ha tenido un crecimiento espectacular, si bien la base instalada es pequeña, con 1000 MW instalados en Japón, EUA y Alemania. La transformación directa en electricidad a través de celdas fotovoltaicas es la línea con futuro. Los costos y el problema de la acumulación deben ser resueltos.

Hidráulica

Este tipo de generación, por sus características referidas a lo limitado de los sitios disponibles para explotación del recurso, no tendrá un aumento considerable.

Se espera que la contribución relativa vaya disminuyendo en las próximas décadas.

¹ El diario La Nación [12/9/04] informa que las empresas Chevron, Shell y Total manifestaron su interés en invertir en el "cinturón de alquitrán" del Orinoco.

Nuclear

La nuclear es una de las formas más limpias de generación y la que produce enormes cantidades de energía con pequeños volúmenes de combustible. Sin embargo, la mala percepción pública asociada con la seguridad y el problema de los desechos está limitando fuertemente su expansión. La desinformación del público, ya sea en el sentido de sobredimensionar los riesgos de esta fuente o de minimizar los riesgos de las restantes, particularmente las fósiles, ha actuado como un poderoso desacelerador de la actividad.

Hidrógeno

La característica del hidrógeno, como combustible, es que al producir electricidad el residuo es agua. Su futuro más prometedor está en el uso como combustible en las celdas de combustible. En el transporte ha de tener el mayor impacto. Los combustibles utilizados para el transporte hoy día están en más del 90 % basados en petróleo, y el transporte consume el 60 % del petróleo total y produce el 28 % de las emisiones totales de CO₂. Los principales problemas son que el hidrógeno es caro de producir y difícil de almacenar. Se estima que los motores basados en esta tecnología tardarán unos 20 años en llegar al mercado en forma competitiva.

Una confusión usual respecto al hidrógeno induce a pensar que cuando las

Es innegable que constituye la única alternativa para sustituir la generación a gran escala de los combustibles fósiles en las próximas décadas. Aunque los estudios prospectivos no muestren la entrada masiva de esta fuente de aquí al 2030, es posible que, a medida que el desfase entre oferta y demanda se agudice (aun sin tener en cuenta la imposición de medidas ambientales rigurosas), la necesidad obligue a un análisis más objetivo que favorecerá a la energía nuclear.

*tecnologías para su uso estén suficientemente desarrolladas estará resuelto el problema energético porque el hidrógeno es un elemento muy abundante en la naturaleza. Esto es falso, porque el hidrógeno debe ser producido por medio de otra fuente: fósil, nuclear o renovable, de modo que su uso estará siempre limitado a la disponibilidad de estas fuentes. El hidrógeno como la electricidad puede tener nichos de uso preferenciales pero ambos **intermediarios energéticos** deben ser producidos a partir de una fuente primaria. De igual manera puede decirse que la "limpieza" en la producción dependerá de la característica de la fuente primaria utilizada para ello.*

Situación de EUA

Como en los restantes países industrializados, la energía para EUA provendrá principalmente de combustibles fósiles durante el siglo XXI^[4].

Si bien la política energética del país ha sido poner énfasis en temas como la producción doméstica, la eficiencia energética y conservación y la diversificación, el mix energético continuará siendo predominantemente petrolero y dentro de esta fuente se mantendrá el peso de la región del Golfo como proveedor. En el año 2000, EUA importó 56 % de sus necesidades de petróleo. Casi la mitad proveniente de Medio Oriente. El resto, de Canadá, Méjico, Venezuela y África. Estos últimos países

difícilmente puedan expandir su capacidad productiva para acompañar el crecimiento de las necesidades de EUA.

Como se dijo, la producción doméstica ha sido declinante a partir de los años 70 a pesar de los avances tecnológicos en la explotación del recurso. Aunque se ha hecho hincapié en diversificar las fuentes, la economía depende sensiblemente del petróleo. Las reservas remanentes están en áreas protegidas como la de Alaska que, por otro lado según los estudios geológicos, no harían un aporte demasiado significativo en comparación, por ejemplo, con el eventual aporte de una mayor eficiencia energética.

Dependencia de EUA de Petróleo Importado: (mbd) ^[4]

Año	Producción	Demanda	Importación %
1970	9.64	14.70	34
1975	8.38	16.32	49
1980	8.60	17.01	49
1985	8.97	15.73	43
1990	7.36	16.99	57
1995	6.56	17.73	63
2000	5.89	19.76	70

PBI y Utilización de Energía

EUA consume una cantidad de energía desproporcionada para el tamaño de su economía como muestra la Figura 2. Si la eficiencia se acercara a la de los países europeos o Japón, el consumo

energético podría reducirse en 30 %. En este terreno hay un enorme potencial.

En el año 2000 el carbón proveyó el 57 % de la demanda eléctrica seguido por el sector nuclear que aportó el 20 %.

El EIA² estima que la demanda eléctrica aumentará 45 % en los próximos 20 años. Un estudio del DOE argumenta que la eficiencia energética puede

reducir esta aumento a la mitad. No obstante se considera que la nucleoelectricidad deberá hacer un aporte sustancial.

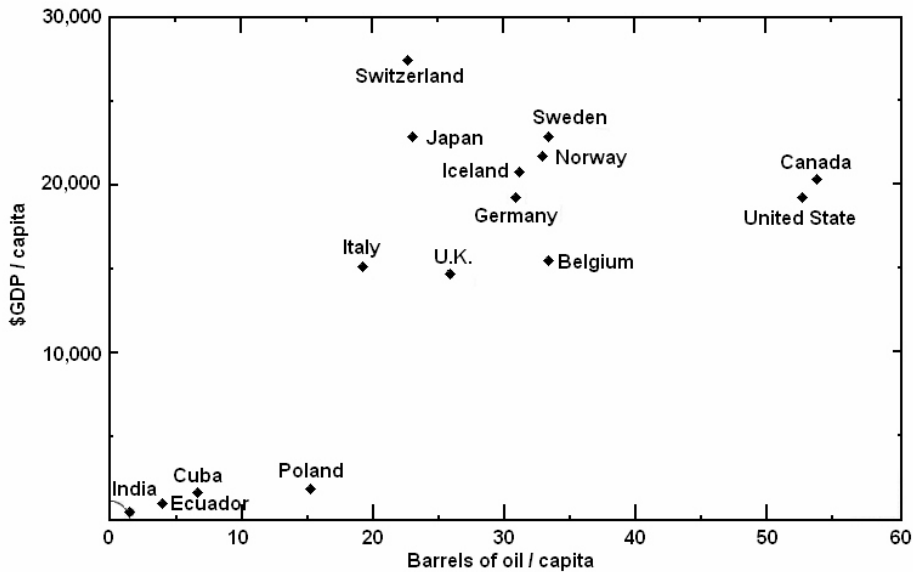


Figura 2

Comparación de las Proyecciones del Consumo de Energía Mundial en Diferentes Estudios

En la tabla siguiente se comparan cuatro estudios de prospectiva, que resultan ser análogos, en cuanto a los períodos cubiertos y a las hipótesis básicas que se tienen en cuenta:

- ① International Energy Agency (IEA)-año 2001
- ② World Energy Council 1998-A2
- ③ Department of Energy (EUA) 2002

- ④ WETO, Directorate General for Research Energy (EU), 2003

Los valores de consumo están normalizados a los valores iniciales correspondientes al año 2000 del caso ④ y se utilizan las tasas de crecimiento propias de cada estudio. Estas tasas son relativamente coincidentes, próximas al 3 % en las dos primeras décadas y algo menores, próximas a 2.5 %, en la última.

² EIA: Energy Information Administration

	2010					2020					2030				
	WETO	DOE ¹	IEA ²	WEC ³		WETO	DOE	IEA	WEC		WETO	DOE	IEA	WEC	
Total	12062	12512	12054	11915		14536	15532	14396	14250		17100			17064	
Carbón	2931	2878	2837	2949		3723	3340	3370	3707		4757			4616	
Petróleo	4250	4407	4293	4057		5099	5445	5139	4470		5878			4846	
Gas	2860	2916	2797	2784		3693	3965	3646	3434		4340			4193	
Nuclear	799	717	716	699		792	732	641	776		872			920	
Hidráulica	290		292	270		342		341	307		392			351	
Biomasa	682		904	833		569		986	814		477			815	
Renovable	250		230	242		319		298	412		384			652	

1 US-DOE 2002

2 IEA 2000

3 WEC 1998-escenario A2

Las tasas de crecimiento de cada estudio se aplicaron a los valores iniciales del año 2000 del estudio WETO para facilitar la comparación. Estos valores son:

Carbón 2389 mtoe;
 Petróleo 3517 mtoe;
 Gas 2129 mtoe;
 Nuclear 663;
 Hidráulica 238;
 Biomasa 820;
 Renovables 171

Las principales conclusiones de esta comparación son:

- Hay coincidencia en el consumo total en 12.5 Gtoe al final de la primera década, 14.5 Gtoe al final de la segunda y 17.1 Gtoe finalizando la tercera.
- WETO y WEC predicen un mayor consumo de carbón, reflejando la consecuencia de mayores precios estimados para gas y petróleo y el hecho que el carbón seguirá siendo, en el período analizado, la única fuente fósil abundante y barata.
- El consumo de petróleo superará los 4 Gtoe en 2010 y los 5 Gtoe en 2020 (excepto WEC). El consumo de gas muestra una tendencia similar aunque mayores tasas de crecimiento.
- La contribución nuclear muestra un comportamiento estacionado manteniendo una contribución próxima a 0.9 Gtoe para el 2030.
- La contribución hidráulica tiene un

comportamiento similar. Por su propia naturaleza su contribución está limitada.

- La discrepancia observada en las predicciones de consumo de biomasa se relacionan con la dificultad en predecir el grado de sustitución de este recurso por otros combustibles comerciales. Los menores valores en el estudio WETO se vinculan con la hipótesis de una mayor urbanización.
- Las renovables, aquí incluidas, son biocombustibles, pequeñas hidráulicas, eólica y fotovoltaica. La mayor componente del estudio WEC-A2 es reflejo de cierta atención por el tema ambiental, ausente en los otros dos estudios.

Puede decirse, que los métodos de análisis utilizados en estudios independientes arrojan resultados similares cuando hay coincidencia en los escenarios planteados. Justamente, plantear escenarios realistas es el desafío de los estudios de prospectiva.

“WEC Statement 2004” (Conferencia de Sydney, Australia) ^[5]

En la conferencia de setiembre de este año el WEC hizo una presentación cuyas características salientes se resumen a continuación:

- *Se espera un crecimiento del PBI mundial significativamente menor al 3 %, utilizado en estudios anteriores, debido, fundamentalmente, a mayores precios de la energía que aunque*
- *El crecimiento económico y la estabilidad social pueden no lograrse sin políticas orientadas que aseguren el acceso a la energía a los sectores más pobres de las población mundial.*

puedan ser episódicos (en términos de los períodos de prospectiva) tendrán un efecto negativo en la actividad económica.

El petróleo seguirá siendo el combustible marginal dominante para las próximas décadas. Los combustibles sintéticos tendrán cada vez mayor peso antes de la introducción de nuevas tecnologías como el hidrógeno. Precios más altos estimularán mejoras en la tecnología y en la eficiencia de generación, transporte y distribución. Por lo dicho anteriormente, para que esto no se traduzca en un impedimento para la accesibilidad, es

necesario que estos mayores precios no los paguen los usuarios.

Los temas cruciales de seguridad de suministro energético y control de emisiones no pueden resolverse con soluciones unilaterales. Todas las opciones energéticas deben ser tenidas en cuenta.

Además de estas conclusiones, es interesante destacar algunas consideraciones generales respecto del PBI y la oferta y demanda de energía.

PBI

La historia del comportamiento del PBI mundial se resume sintéticamente en la tabla siguiente.

WEC justifica su valor proyectado de aumento de PBI en las próximas décadas debido fundamentalmente a la tendencia demográfica, a la dificultad de los países en desarrollo por universalizar el

acceso a la energía y a los mayores costos de la misma.

Por otro lado, esta disminución en el crecimiento del PBI va a impactar más fuertemente en la oferta (reduciendo las inversiones) que en la demanda, produciendo aumentos en los precios reales de la energía.

Aumento de la Población y el PBI Mundial

Período	Aumento de la Población Mundial (millones)	Variación del PBI (%)
1850 - 1949	1000 → 2500	1.7 %
1949 - 1973	2500 → 4000	5 %
1973 - 2000	4000 → 6000	3 %

Demanda

La demanda puede analizarse dividiéndola en servicios eléctricos y combustible

para aplicaciones móviles (transporte) y estacionarias (usos industriales y

domiciliarios). Los cambios importantes se dieron a partir de 1974.

El uso de electricidad ha mostrado un crecimiento regular con el PBI, con poco impacto de los shocks petroleros. Se trata de un mercado cautivo, con poca flexibilidad para reemplazar por usos directos de combustible. Algo similar ha ocurrido con el transporte con precios de los combustibles relativamente estables debido a los altísimos costos fijos del

orden de 80 % relacionados con refinación, transporte e impuestos.

Es en los usos estacionarios donde se han dado mayores cambios. Globalmente han permanecido estables pero la mayor eficiencia y la reubicación de industrias energo intensivas (como la producción de acero) en países en desarrollo han disminuido los usos estacionarios en los países desarrollados.

Oferta

Las inversiones necesarias, con largos tiempos de maduración, crean una dinámica compleja entre oferta y demanda. La situación a partir de 1973 y la previsible en el corto y mediano plazo, es que los precios controlados por OPEC estuvieron y estarán determinados más por la capacidad de producción que por las reservas últimas. Los productores no-OPEC están llegando a la declinación de su producción tanto de petróleo como de gas y hay situaciones puntuales como la guerra en Irak, que plantea interrogantes.

Las mayores reservas de gas están en

Medio Oriente y en la ex Unión Soviética. Nuevos gasoductos desde Rusia o Asia Central son muy costosos y limitan su intervención para cubrir la demanda.

Otras barreras para la oferta de energía pueden ser la implementación de fuertes restricciones ambientales U\$S 50 /tonCO₂ equivaldría a un aumento de U\$S 20 en el precio del barril de petróleo; las limitaciones técnicas de las fuentes llamadas renovables y los comportamientos sociales que pueden acotar la introducción de nuevas plantas nucleares o grandes presas hidráulicas.

Referencias

- [1] Can renewable and unconventional energy sources bridge the global energy gap in the 21st century? M. Salameh, Applied Energy 75, 2003
- [2] World energy, technology and climate policy outlook 2030 (WETO). Directorate General for Research Energy. EUR 20366, 2003
- [3] Energy and the Environment. Ristinen & Kraushaar. Wiley & Sons, 1999.
- [4] The new frontiers for the United States energy security in the 21st century. M. Salameh, Applied Energy 76, 2003
- [5] Reflexions on the dynamics of oil and natural gas markets. WEC statement 2004.

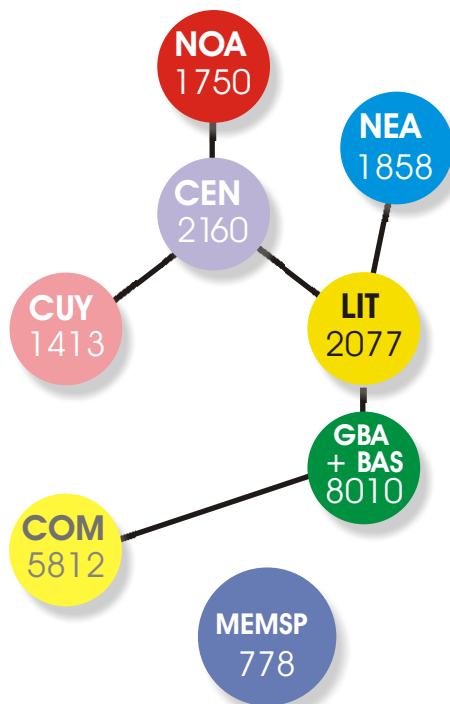
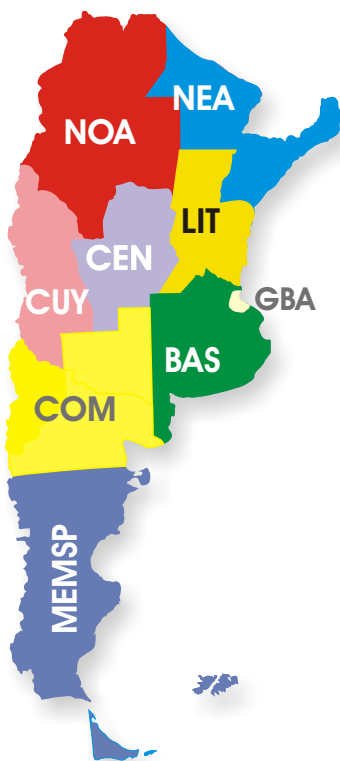
Carla Notari
Universidad Tecnológica Nacional - Comisión Nacional de Energía Atómica

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos de distinto tipo 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 (NOA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Todas las regiones se encuentran interconectadas entre sí salvo la región Patagónica que opera en forma aislada del resto. En la parte interconectada opera el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en la región Patagónica, donde se encuentra el Sistema Interconectado Patagónico (SIP) opera el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP). Se debe hacer notar que se encuentra aprobada, y en curso de ejecución, la interconexión entre estos dos sistemas.

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



La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre de 2004 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 23 858 MW.

Los equipos instalados en MEM y MEMSP 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 o MEMSP. 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.

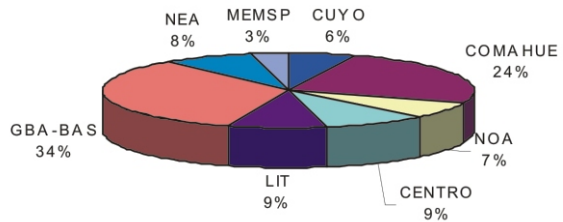
La tabla siguiente expone la potencia instalada (en MW) a diciembre de 2004 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	Total
CUYO	120	90	374		584		829	1413
COMAHUE		578	741		1319		4493	5812
NOA	261	446	829	4	1540		210	1750
CENTRO	233	297	68		598	648	914	2160
LIT	247	40	845		1132		945	2077
GBA-BAS	3640	571	3442		7653	357		8010
NEA	25	123			148		1710	1858
Total MEM	4526	2145	6299	4	12974	1005	9101	23080
MEMSP		196	63		259		519	778
Total	4526	2341	6362	4	13233 55.5%	1005 4.2%	9620 40.3%	23858

Las principales diferencias respecto de junio de 2004 son: en CUYO se agregan 40 MW en Cacheuta y 1 MW en El Carrizal; en COMAHUE Pichi Picún Leufú baja 7 MW; en NOA se agrega nuevamente Ave Fénix TG01 con 47 MW.

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

Potencia Instalada por Regiones Diciembre de 2004



Generación de Energía Eléctrica

Sistema Argentino de Interconexión (SADI) (actual MEM) Generación Bruta Anual-Tipo de Fuente

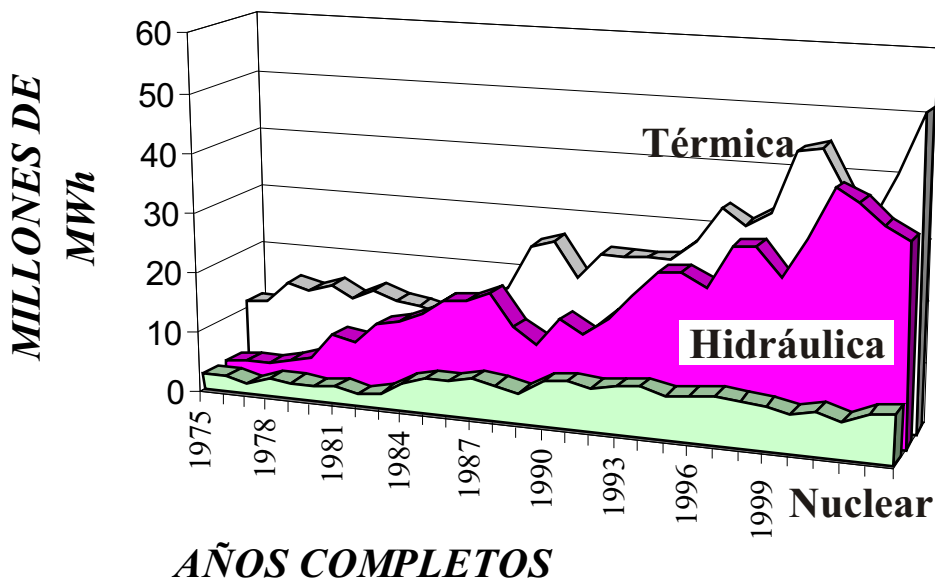
Año	Térmica MWh	% Sobre Total	Hidráulica MWh	% Sobre Total	Nuclear MWh	% Sobre Total	Total MWh
1974							
(24/06)	6.317.561	77,39	809.645	9,92	1.035.737	12,69	8.162.943
1975	11.147.651	67,91	2.751.008	16,76	2.517.313	15,33	16.415.972
1976	11.269.248	67,40	2.879.714	17,22	2.571.654	15,38	16.720.616
1977	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
Total	733.221.943	50,51	552.373.534	38,06	165.910.540	11,43	1.451.506.017

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 %	Central Nuclear Embalse %	Energía Bruta Generada CNA I MWh	Energía Bruta Generada CNE MWh	Energía Bruta Generada por CNA I - CNE MWh	Porc. de Part. Nuclear en el Total Gen. en el SADI %
1974	70,01		1.035.737,00		1.035.737	12,69
1975	86,66		2.517.313,00		2.517.313	15,33
1976	88,32		2.571.654,00		2.571.654	15,38
1977	52,41		1.637.464,00		1.637.464	8,31
1978	92,77		2.895.505,00		2.895.505	13,90
1979	86,22		2.691.719,00		2.691.719	11,82
1980	76,17		2.340.147,00		2.340.147	9,51
1981	92,04		2.815.785,00		2.815.785	10,68
1982	81,39		1.869.648,00		1.869.648	6,93
1983	91,62		2.516.852,00		2.516.852	8,90
1984	97,88	73,30	1.878.340,00	2.762.630,00	4.640.970	15,14
1985	90,26	93,70	1.612.744,00	4.153.220,00	5.765.964	16,62
1986	89,91	66,54	2.359.857,00	3.351.640,00	5.711.497	15,03
1987	48,10	88,47	1.493.965,00	4.970.870,00	6.464.835	15,09
1988	27,36	86,92	858.128,00	4.939.910,00	5.798.038	13,17
1989	0,00	88,93	0,00	5.039.357,00	5.039.357	11,97
1990	59,75	95,69	1.868.571,00	5.411.627,00	7.280.198	16,85
1991	92,58	89,37	2.895.226,00	4.876.010,00	7.771.236	17,02
1992	75,96	84,24	2.382.000,00	4.698.633,00	7.080.633	14,78
1993	81,86	90,43	2.560.205,00	5.133.946,00	7.694.151	14,55
1994	86,03	97,68	2.690.435,00	5.544.518,00	8.234.953	14,30
1995	91,08	74,32	2.848.210,00	4.218.529,00	7.066.739	11,79
1996	69,78	92,60	2.188.238,00	5.271.070,00	7.459.308	11,65
1997	92,74	89,14	2.900.396,00	5.060.203,00	7.960.599	11,50
1998	80,95	86,72	2.531.503,00	4.921.325,00	7.452.828	10,47
1999	47,65	99,07	1.490.158,00	5.615.818,00	7.105.976	9,33
2000	57,00	77,21	1.787.473,00	4.389.617,00	6.177.090	7,47
2001	48,66	97,56	1.521.612,00	5.537.026,00	7.058.638	8,33
2002	34,44	83,92	1.077.094,00	4.743.720,00	5.820.814	7,49
2003	68,82	95,38	2.152.220,00	5.414.069,00	7.566.289	9,34
Ene-Dic 2004	92,58	87,33	2.903.329,00	4.965.274,00	7.868.603	8,59
Acumulado desde Entrada en Serv. Hasta el 31/12/04	72,60	87,58	64.891.528,00	101.019.012,00	165.910.540	11,43

Generación Total de Energía Eléctrica



Incorporaciones Previstas

CAMMESA no tiene previstas, ni modeladas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo. Por otra parte, informa sobre otros proyectos, que tienen posibilidades de concretarse pero con fecha de incorporación aún no definida, que suman 948 MW, ver tabla. Estas cifras, de concretarse su incorporación, representan un incremento del parque actual de 4,07%.

Tabla 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 Agosto 2003

También, se debe hacer notar que, respecto del semestre anterior, CAMMESA retiró de la lista de no modeladas a todas las máquinas excepto a Atucha II y Termoandes.

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 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.

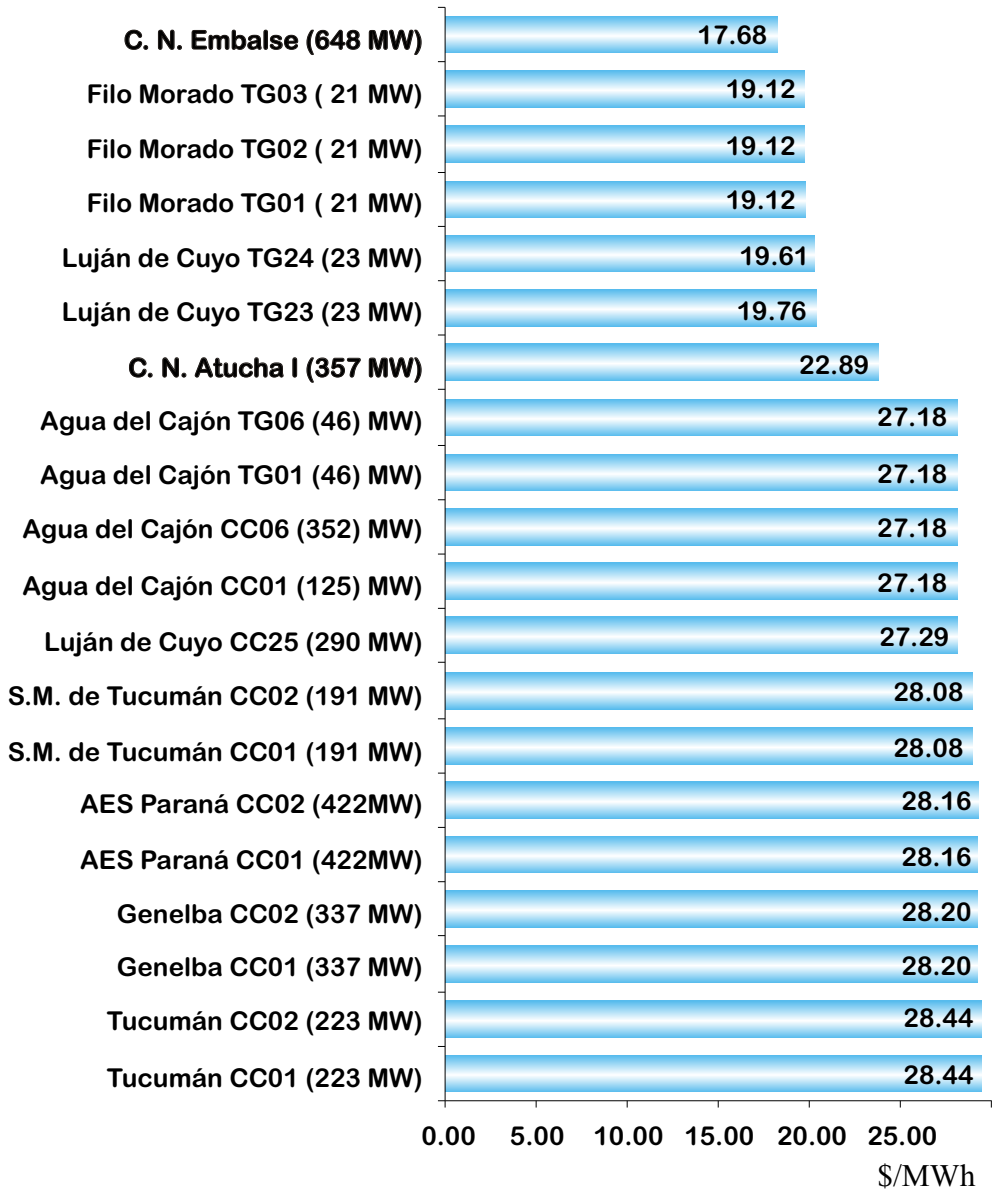
Hasta hace un tiempo, este orden de mérito consideraba la incidencia del combustible en el costo de generación y otros costos variables no combustibles, pero estos últimos con un tope del 15% del valor del combustible. Mediante la Resolución de la Secretaría de Energía SE N° 8 de 2001, se han introducido 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 los costos Variables de Operación y Mantenimiento que también tienen topes por rango y tipo de generación.

El despacho económico se realiza sobre la base de los CVP declarados y aceptados por CAMMESA. La sanción se efectúa con el mínimo valor entre el CVP declarado y el valor de referencia calculado por CAMMESA. 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) y luego también los Ciclos Combinados por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de la que es en realidad.

Los valores indicados en el gráfico corresponden a los 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).

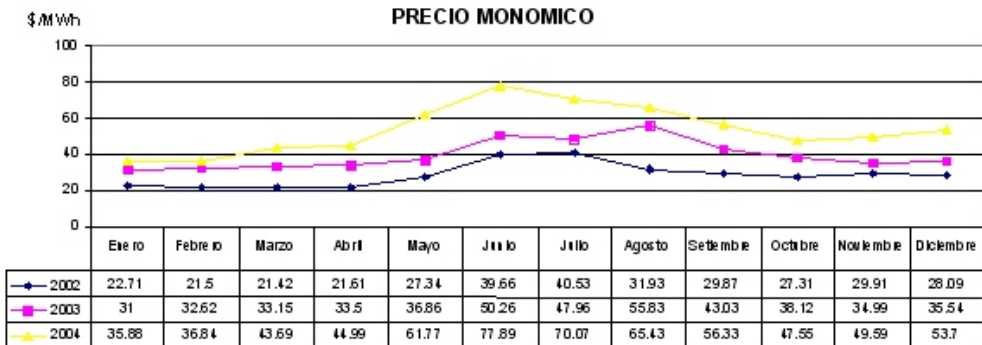
Una vez determinado el despacho de cada unidad se establece el precio en el mercado (el CVP de la máquina más cara que está entregando energía al sistema) y en cada nodo, esto equivale al costo de producir una unidad de energía adicional, respetando las restricciones establecidas. Sobre la base de estos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

**Orden de Despacho
Térmico
Febrero 2005**



Evolución de los Precios

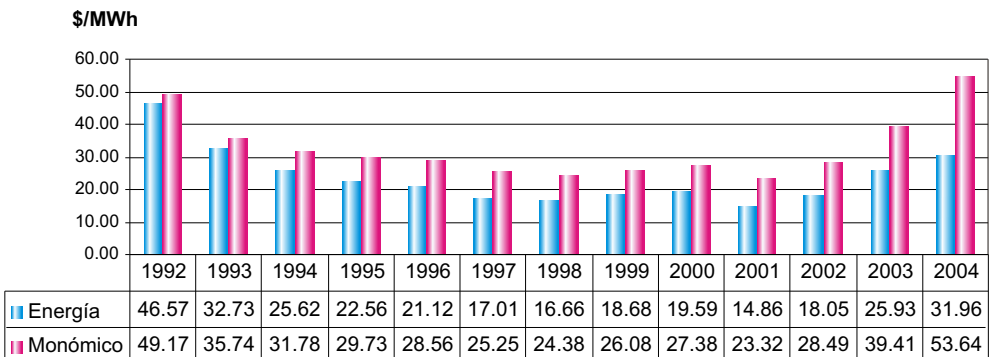
Se indica a continuación la evolución del precio monómico de la energía eléctrica en el mercado *spot* en pesos durante los últimos tres años.



Precios del MEM en los años 2002, 2003 y 2004

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

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



Precios Promedio Anuales

reactores: las unidades 1, 2, 3 y 4 de Chapelcross en el Reino Unido e Ignalina 1 en Lituania.

Actualmente, el número de centrales nucleares en construcción es de 25, localizadas en nueve países. Además, en el mundo hay varios proyectos de construcción de reactores, que se pondrán en marcha en los próximos cinco años. En 2004 comenzaron las obras de construcción de los reactores Toman 3 (866 MWe) en Japón y Kalpakkam (470 MWe) en la India.

Uno de los Fundadores de Greenpeace Apoya la Energía Nuclear

Uno de los fundadores de Greenpeace, Patrick Moore, ha criticado a los activistas ambientales, particularmente a Greenpeace y Amigos de la Tierra, por “abandonar la ciencia y la lógica a favor de la emoción y el sensacionalismo”. Moore escribió en el periódico *The Miami Herald*, el 30 de Enero de 2005, que dichas organizaciones continúan su labor como grupos de presión contra la energía nuclear y añadió que las energías renovables, como el viento, la geotermia y la hidráulica son parte de la solución, pero la energía nuclear es la única fuente que, sin emitir gases de efecto invernadero, puede de manera efectiva sustituir a los combustibles fósiles y satisfacer la demanda global.

El Gobierno Finlandés Concede la Licencia de Construcción al Reactor Número 3 de Olkiluoto

El Gobierno finlandés ha justificado su decisión de otorgar la licencia de construcción del reactor franco - alemán EPR de 1600 MW, para cumplir con el acuerdo de Kyoto. Además, la construcción del reactor dará seguridad al suministro de electricidad. En cuanto a los oponentes a la energía nuclear, el Gobierno ha dicho que la fase política del proyecto se terminó cuando el Parlamento aprobó la nueva central.

Bielorrusia

El presidente de Bielorrusia, Alexander Lukashenko, ha declarado que la construcción de una central nuclear en el país es una necesidad. Bielorrusia importa de Rusia el 90 % del gas natural que consume y las importaciones de materiales energéticos tienen un valor de 2000 millones de dólares. Se estima que una central nuclear ahorraría entre 200 y 400 millones de dólares y disminuiría en un 20 % de coste de la electricidad en comparación con la producida por gas natural.

Se cree que la solución más conveniente es instalar dos unidades del modelo VVER-640, lo que significará una inversión del orden de 2000 millones de dólares. No obstante, la oposición política al Presidente y el recuerdo de Chernobil no harán fácil el proceso de autorización.

Almacenamientos Definitivos de Residuos Radiactivos en Canadá y Bélgica

Canadá

La empresa canadiense Ontario Power y el Ayuntamiento de Kincardine, donde está emplazada la central nuclear de Bruce (cuatro reactores del modelo de agua pesada a presión de 904 MW y cuatro del mismo modelo de 915 MW), han llegado a un acuerdo el pasado octubre para continuar la planificación y las consultas públicas, así como para el proceso de obtención de la aprobación del organismo regulador, acerca de la construcción de un repositorio para residuos de baja y media actividad.

En 1992 ambas entidades firmaron un acuerdo previo para establecer dicha planificación y para que una empresa independiente hiciera una evaluación de las opciones mejores. El estudio, concluido en 2004 y al que se puede acceder en <http://ias.golder.com>, indica tres opciones factibles: mejora de los tratamientos previos y almacenamiento temporal, cámaras de hormigón en superficie y repositorio geológico profundo.

conjunta de los municipios valones de Fleurus y Farciennes. Todos ellos han condicionado la aceptación a que se disponga de suficiente seguridad, de planes de emergencia, del monitoreo permanente de la radiactividad y a que la región conserve la tecnología en cuestión de residuos.

Los municipios de Mol y Dessel están enclavados sobre una capa de arcilla, que está siendo investigada por la organización belga de residuos Ondra para un posible repositorio de residuos de alta actividad (combustible gastado y residuos vitrificados).

Distribución de la Producción Eléctrica de Alemania en 2003

Como ejemplo de país avanzado en el empleo de energías renovables y de seriedad para cumplir con el compromiso sobre emisiones de CO₂ de Kyoto, se presenta la distribución por orígenes y el coste de cada uno, en la producción de electricidad en el año 2003 en Alemania.

Producción total: 545.000 millones de kWh. Valor medio del kWh: 3,5 céntimos de euro.

Combustible	%	Costo céntimos euro/kWh
Nuclear	29	2,5
Lignito	27	2,5
Antracita	23	4,5
Gas Natural	9	4,0
Hidráulica	5	4,0
Eólica	4	8,7
Residuos y Biomasa	3	4,0
Solar	0,06	57,4

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina SA, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net. Banco Mundial, INDEC y la Secretaría de Energía de la Nación emitidos hasta diciembre de 2004. Se agradece a todos ellos el permitir incluir en este boletín los datos que han generado.

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>