

CONTENIDO

Contexto Actual y Futuro de la Nucleoelectricidad
Roberto Corcuera

Potencia Instalada y Capacidad de Generación
Francisco Carlos Rey

Desarrollo de las Turbinas a Gas
Sabino Mastrángelo

- ☐ Editorial
- ☐ Potencia Instalada
- ☐ Incorporaciones Previstas
- ☐ Costo Marginal y Orden de Despacho
- ☐ Evolución de los Precios
- ☐ Definiciones
- ☐ Noticias

Dirección de la Publicación: Francisco C. Rey

Compilación y Redacción: Francisco C. Rey

Colaboración en Redacción: Fernando Aguirre - Gabriel Barceló
Roberto Corcuera - Carlos Rubén Calabrese
Cristina A. Delfino - Jorge Coll
Roberto Orstein

Diseño y Compaginación: Cristina A. Delfino

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

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.

Oficina de Prospectiva sobre los Usos Pacíficos de la Energía Nuclear

Ing. Francisco C. Rey

Dr. Néstor Venturini

Ing. Néstor Badino

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes CAMMESA, OIEA, Banco Mundial, INDEC y Secretaría de Energía de la Nación emitidos hasta diciembre de 2001.

Contexto Actual y Futuro de la Nucleoelectricidad

Roberto Corcuera

Comisión Nacional de Energía Atómica

Panorama Internacional

De acuerdo con el relevamiento permanente del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) de las Naciones Unidas, actualmente un total de 32 naciones en el mundo poseen centrales nucleoelectricas.

Centrales Nucleares	Cantidad	Potencia Neta (MWe)
En operación	438	351.000
En construcción	36	30.000

Las 438 centrales nucleares en operación aportan del orden del 16 % del total de energía eléctrica generada en el mundo. En un total de 19 naciones la generación nucleoelectrica representa entre el 20 y el 78 % del total generado.

20 %
caso de Estados Unidos

75 al 78 %
caso de Francia

La nucleoelectricidad comercial, luego de un sostenido desarrollo y crecimiento desde sus inicios en 1954-56 y durante unas tres décadas, ha tenido un serio revés en 1986 a causa del accidente de Chernobyl, que llevó a frenar totalmente su crecimiento en Europa Occidental y Estados Unidos hasta el presente, incluyendo el cierre de centrales en ciertos países, como Italia. Entre tanto, cobró gran impulso su expansión en los países asiáticos y de la cuenca del Pacífico oriental, como Japón, Corea, China, Taiwan, India; y de Europa Oriental, como Rusia, Ucrania, Bulgaria, Eslovaquia. En los últimos años, por el contrario, se inició un progresivo y sostenido proceso de

revalorización del potencial de esta fuente de energía, a la luz de:

- Las inestabilidades de los precios y disponibilidades de los hidrocarburos en general, y del gas en particular.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero (esencialmente CO₂) producidas por el gas natural y otros combustibles fósiles, y el impacto de aquellas en el cambio climático global.
- La creciente demanda diferencial de generación eléctrica por encima del crecimiento general de la economía y del PBI en la gran mayoría de los países.

- La desregulación creciente de los mercados eléctricos, que deja la planificación de futuros emprendimientos sin demasiado sustento real por el juego de las leyes de mercado de corto plazo.

Los dos últimos aspectos han comenzado a producir en determinados casos situaciones de riesgo en el normal abastecimiento eléctrico, a veces concretados en apagones de gran magnitud (caso de California, EUA y Brasil). A su vez, han provocado una *sucesión de eventos* orientados a generar sostenidamente un nuevo espacio futuro para la nucleoelectricidad a nivel mundial en el corto y en el mediano plazo. Algunos de tales eventos son los siguientes, empezando por *las dos regiones antes mencionadas de crecimiento detenido*:

En Estados Unidos

- Creciente interés y compra de centrales nucleares en operación, por parte de empresas generadoras mediante otras fuentes energéticas.
- Generalizado impulso, a nivel oficial y privado, hacia la extensión de la vida útil de las centrales nucleares actualmente en servicio.
- Performance remarcable de las centrales nucleares frente al resto de las máquinas, y sus indicadores de calidad (factores de carga) con incrementos de un año al siguiente. En el pasado año como consecuencia de lo anterior la

generación nuclear alcanzó costos de operación menores que la generación a carbón.

- Iniciativas en elaboración en el Congreso de EUA para favorecer el desarrollo futuro de la construcción de nuevas centrales.
- Anuncios de presentaciones ante la Nuclear Regulatory Commission por parte de algunas empresas solicitando permiso de inicio de construcción de nuevas centrales nucleares (situación que no se registraba desde 1978).

En Europa Occidental

- En Francia, donde la generación nucleoelectrica representa aproximadamente entre el 75 - 78 % del total generado, las exportaciones a países como Italia, Dinamarca y Alemania representan una parte significativa del mismo. Electricité de France, con sus 59 centrales nucleares en operación anunció un nuevo incremento del 7 % en sus exportaciones del pasado año 2000.
- En España, donde la generación nucleoelectrica representa aproximadamente el 28 % del total generado, las centrales nucleares han tenido una generación récord en 1998, que a su vez fue superado en un 5.5 % el pasado año 2000.
- Rompiendo la parálisis en cuanto a decisiones de construir nuevas centrales nucleares en la Unión

Europea, Finlandia, uno de los países con más alto nivel de vida del mundo, está en estos momentos dando los pasos formales para el inicio de la construcción de una nueva central nuclear.

- En Suecia, donde hace 20 años un referendun general decidió el progresivo cierre de sus centrales nucleares, se ha ido produciendo una tendencia generalizada en favor de reevaluar esa decisión a la luz de la necesidad de contar con la generación actual de esas centrales y a la vez orientar la política energética hacia el cumplimiento de los acuerdos de Kyoto sobre reducción de las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero, para lo cual la generación nuclear es la tecnología disponible más apta y económica para ello.

En otras Regiones

- En Japón un ambicioso programa energético global incluye sustanciales incrementos en la capacidad nuclear instalada para los objetivos 2005, 2010 y 2020. En estos mismos días, el generador principal de la región de Tokyo, TEPCO, anunció los planes para el pronto inicio de construcción de 2 nuevas unidades nucleares.
- Despliegues semejantes están programados en otros países, especialmente en China, Rusia y Ucrania; y más modestos en Taiwan

e India.

Como síntesis final de lo anterior, conviene observar dos hechos recientes, uno a nivel de un organismo técnico especializado de la OECD (Organización para el Desarrollo Económico y del Comercio) que agrupa al conjunto de cerca de 40 países más desarrollados del mundo, y otro a nivel de la opinión pública:

- La Agencia de Energía Nuclear de la OECD ha publicado un estudio general sobre el papel de la generación nucleoelectrica en el contexto del *desarrollo sustentable de las naciones*, y en especial por el papel esperado de la energía nuclear para enfrentar el calentamiento global del planeta. Se destaca que para ello la generación nuclear deberá atender estos objetivos:

Respecto del Crecimiento Económico: Mientras las centrales nucleares existentes son normalmente competitivas y se desempeñan bien en mercados eléctricos desregulados, la competitividad económica de nuevas centrales nucleares será un objetivo debido a sus altos costos de capital a pesar del hecho que la nuclear a diferencia de otras fuentes energéticas, ya ha procedido a "internalizar la mayor parte" de sus costos externos.

Respecto de la Protección del Ambiente: Las centrales nucleares en operación normal poseen un

"bajo impacto" sobre la salud y el ambiente. Sin embargo, la generación nuclear deberá mantener sus altos niveles de seguridad a pesar de la creciente competencia, el envejecimiento de las centrales, y su expansión a nuevos países y regiones. Respecto de los desechos de larga vida, el almacenamiento geológico ha sido identificado como solución técnicamente segura que puede ser implementada sin afectar la posición competitiva de la generación nuclear. Sin embargo, si bien no existe ninguna "urgencia técnica" para comenzar a construir y utilizar repositorios, es de todas formas importante hacerlo a fin de demostrar claramente que los objetivos de desarrollo sustentable pueden ser cumplidos."

- Una reciente encuesta general a la opinión pública de EUA respecto de la generación nucleoelectrónica mostró:
 - 51 % de opiniones *claramente* en favor de construir más centrales nucleares.
 - 81 % de opiniones en favor de extender las licencias de operación de las 103 centrales nucleares del país.
 - 68 % de opiniones consideran que la generación nuclear jugará un

rol esencial en satisfacer las demandas energéticas futuras del país.

A pesar de estas importantes modificaciones en el plano internacional, y en especial de la opinión pública internacional, remontar una situación previa en gran medida adversa será un proceso difícil, complejo y probablemente largo.

Así recientemente en Bonn, Alemania, la Conferencia Internacional sobre Cambio Climático, encargada de elaborar estrategias para enfrentar en particular las emisiones de efecto invernadero y avanzar hacia un acuerdo general para cumplimentar los compromisos al respecto celebrados anteriormente en Kyoto, no retuvo a la generación eléctrica de origen nuclear como una de las estrategias recomendadas. Este es un resultado bastante negativo, aún cuando lo haya sido bajo la presión de un gobierno de coalición alemán que incluye al pequeño Partido Verde anti-nuclear, motor de esa propuesta de exclusión, acompañado en forma muy decidida por organizaciones anti-nucleares, especialmente Greenpeace.

Contexto Energético en Argentina

Históricamente Argentina, gracias a disponer de importantes reservas de *petróleo y gas natural*, ha hecho un uso intensivo de estas fuentes energéticas, con un crecimiento sostenido de gran magnitud. Esto tanto para las áreas de transporte, uso domiciliario y calefacción, industria en general e industria petroquímica en especial, como *generación eléctrica*. Respecto de esta última su principal competidor ha sido hasta hace muy poco la *generación hidroeléctrica*, con una gran variedad de emprendimientos, tanto en capacidad instalada, como en ubicación geográfica. Hasta hace pocos años la generación hidroeléctrica alcanzó a tener valores comparables a los de la generación eléctrica de origen térmico mediante hidrocarburos, del orden del 40 - 45 % del total generado cada una. Sin embargo, Argentina ha sido hasta hace poco uno de los países con *mayor diversificación de las fuentes de generación eléctrica*, con contribuciones de peso por parte de las centrales hidroeléctricas, nucleares, a vapor, diesel, gas y ciclos combinados. En cambio, en estos últimos años y exceptuando el completamiento de emprendimientos hidroeléctricos pendientes, los incrementos en potencia eléctrica instalada del país se debieron en gran parte a la entrada de nuevas *centrales a gas de ciclo combinado (CGCCs)*. Así, la generación

eléctrica de origen térmico ya es del orden del 55 %.

El gas pasó a ser la fuente energética con mayor crecimiento, especialmente, también debido a las *exportaciones de gas* argentino a países limítrofes, particularmente a Brasil y Chile. A las exportaciones directas de gas natural por medio de gasoductos, se agrega en estos últimos años las *exportaciones de energía eléctrica* también a Brasil. Ya están autorizados 3000 MW con posibilidades de casi duplicar ese valor en los próximos años.

Sin embargo, el ritmo de *descubrimiento de nuevas reservas de gas natural* en nuestro territorio no ha podido seguir semejante desarrollo de la demanda interna para los diversos usos, así como para el despliegue exportador. Con un horizonte de planificación no excesivo, esto es a 10 años, la relación "reservas totales aseguradas / producción anual" para el gas natural, efectivamente observada en los últimos lustros, es claramente insuficiente y preocupante, ya que su valor aseguraría reservas suficientes del orden de los 7 años asumiendo un crecimiento de la demanda muy modesto (1.5% anual).

El incremento del precio del gas natural a futuro en nuestro país parece insoslayable en vista de todo lo anterior, lo que provocará aumentos en la generación eléctrica en general. Por otra parte, esto

volverá más competitivas otras fuentes que hoy están en el rango límite de costos o por encima de él. Esto incluye ciertos proyectos hidroeléctricos de variada envergadura, y desde luego la generación nuclear de futura generación.

En suma, para el gas natural de nuestro país *a futuro*,

- la limitación en la expansión de las reservas aseguradas,
- el insoslayable incremento de su precio interno,
- su plausible penalización como emisor sustantivo de gases de efecto invernadero,

llevarán inevitablemente a la necesidad de retornar a un adecuado equilibrio en la diversificación de las fuentes energéticas del país.

Actualmente, el país cuenta con una capacidad instalada total superior a los 21.000 MW, un consumo promedio equivalente a aproximadamente las dos terceras partes de esa capacidad y un incremento medio de ese consumo del orden de 5 % anual.

La relación "capacidad instalada total / consumo promedio" descende lentamente acercándose a los valores del consumo relativo *pico anual*, como ocurre en California. Esto, unido al incremento medio anual del consumo promedio recién mencionado, hacen imprescindible en el corto plazo la planificación de nuevas capacidades adicionales a poner en servicio.

En este contexto se inscribe la necesidad de terminar y poner en servicio la Central Nuclear Atucha-2, sin entrar a considerar otros impactos, varios de ellos comparables y aún más importantes, sea para el desarrollo futuro o extinción de la industria nuclear argentina, la recuperación de las grandes inversiones realizadas tanto en Atucha-2 como en la Planta Industrial de Agua Pesada en Neuquén, así como otros que tienen que ver con la generación de puestos de trabajo, el surgimiento de un nuevo tipo de vínculo con Brasil de complementación y aún de unificación en un área tecnológica clave, etc., etc.

Potencia Instalada y Capacidad de Generación

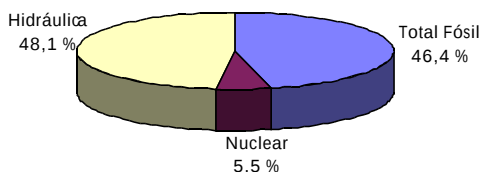
Francisco Carlos Rey

Comisión Nacional de Energía Atómica

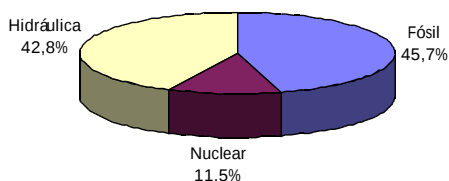
Cuando se intenta tomar la potencia eléctrica instalada como parámetro de comparación, entre las distintas fuentes de generación eléctrica, se puede cometer un importante error. No siempre la magnitud de la potencia instalada refleja la capacidad real de

generación pues ésta depende también de otros factores como, entre otros, el tiempo y el régimen de funcionamiento. Un ejemplo de ello, son los porcentajes sobre el total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la potencia instalada y de la generación eléctrica

Potencia Instalada en el MEM
Año 1997



Distribución de la Generación Bruta del MEM - Año 1997



Como se puede apreciar la generación nucleoelectrica, que tiene sólo un 5,5 % de la potencia instalada del MEM, generó en el año 1997 el 11,5 % de la energía eléctrica suministrada en este mercado. Esta diferencia se debe a lo que se define como factores de carga, utilización y disponibilidad.

El **factor de carga** es la relación entre la energía eléctrica efectivamente producida y la energía máxima posible de generar por una dada instalación (si funcionara siempre a plena potencia) en el mismo periodo de tiempo, expresada en porcentajes.

El **factor de disponibilidad** es la relación entre la energía que puede generar una instalación (energía disponible) y la energía máxima posible de generar (si funcionara siempre a plena potencia) en el mismo periodo de tiempo, expresada en porcentajes.

La disponibilidad depende de las características propias de un equipo o instalación, y la utilización del contexto en que está inserto.

El **factor de utilización** es la relación entre la energía utilizada (o energía efectivamente producida), de una dada instalación por el sistema eléctrico en

que está inserta, y la energía disponible por esa misma instalación para el mismo periodo de tiempo expresada en porcentajes.

Otra forma de interpretar el factor de carga es expresarlo como el producto entre el factor de disponibilidad y el de

utilización.

También hilando un poco más fino para las máquinas térmicas, y considerando sin problemas de abastecimiento de combustible, podemos diferenciar entre disponibilidad y confiabilidad como:

Disponibilidad = (Hs periodo-Mant(prog)-Mant(no prog))/Hs del periodo

Confiabilidad = (Hs periodo-Mant(no prog))/Hs del periodo

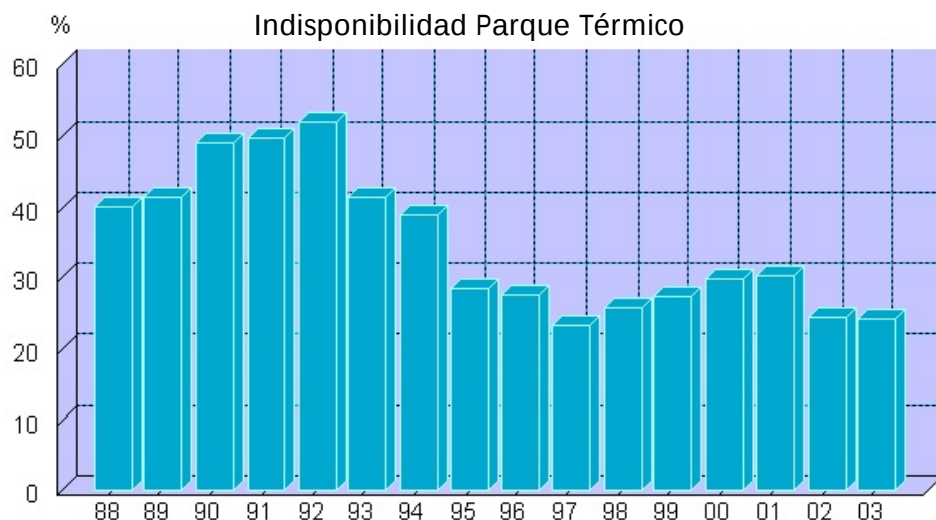
Año 1997	Térmica (Fósil)	Nuclear	Hidráulica
Potencia Instalada a Diciembre (MW)	8448	1005	8748
Generación Máxima Posible (GWh)	74004	8804	76632
Generación Real Anual (GWh)	30448	8029	29473
Factor de Carga (%)	41,14	91,20	38,46

En la tabla anterior podemos observar también para el año 1997 cómo fue el factor de carga para cada tipo de fuente. Con el objeto de ser justos, el valor de la tabla, para el caso de la generación térmica de origen fósil es el producto del factor de disponibilidad por el factor de utilización, pues como normalmente las necesidades del sistema son inferiores a la capacidad de generación, el despacho de cargas utiliza sólo lo que necesita y además cuando la demanda de electricidad disminuye ordena la salida de servicio de aquellos equipos que le sobran y como descarta a aquellos que le resultan más caros (ver orden de

despacho) y estos son algunos de los equipos térmicos, este grupo no funciona a la totalidad de su capacidad de generación disponible, por lo que su disponibilidad real es bastante superior al factor de carga.

Cabe aclarar que CAMMESA llama a los generadores a generar y registra cuando éstos no están disponibles. No tiene forma de registrar la disponibilidad, sólo registra la indisponibilidad.

A continuación podemos observar la variación de la indisponibilidad (la inversa de la disponibilidad) del parque térmico argentino en los últimos años y la prevista por CAMMESA para los próximos.



En el caso de la generación hidráulica y nuclear, como son las más baratas para el sistema y por lo tanto despachadas al máximo de su capacidad, los valores indicados son aproximadamente su disponibilidad real.

En el caso de la energía nuclear, el año 1997 fue un año particularmente bueno, la disponibilidad promedio real es de alrededor del 85 %,

Además en el caso de la generación hidráulica es importante destacar alguna de sus particularidades, estas centrales, principalmente las que tienen capacidad de embalsar una buena cantidad de agua, como son la mayoría de las de la región del Comahue, tienen una potencia instalada y una capacidad de generación anual, esta última depende entre muchos otros factores del caudal promedio del río sobre el

que están instaladas.

Como los ríos y especialmente los de montaña tienen importantes variaciones de caudal a lo largo del año estas centrales se diseñan para aprovechar al máximo el agua disponible y para ello se tienen en cuenta los caudales máximos del río sobre el cual están instaladas para que entre la capacidad del embalse y la potencia instalada, sean capaces de absorberlos y se desperdicie por el vertedero la menor cantidad de agua posible.

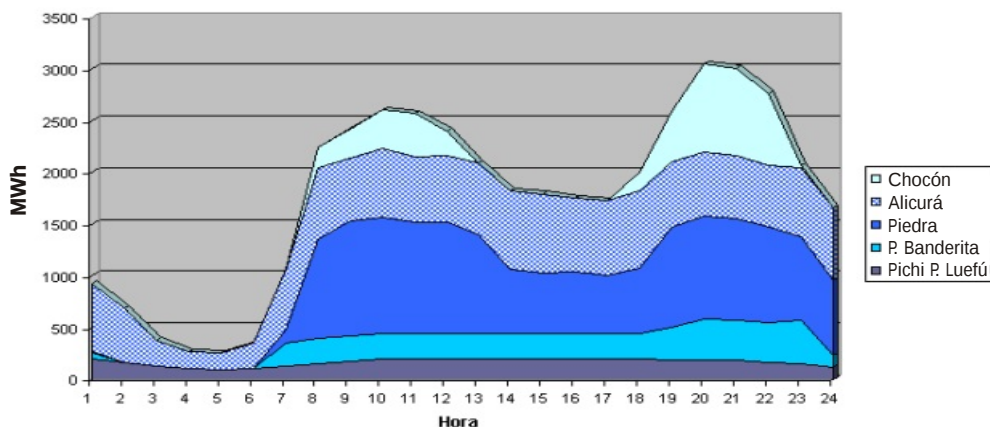
Esto provoca que normalmente, dependiendo de la cantidad de agua con que cuenten (caudal del río y nivel del embalse), traten de funcionar por periodos cortos de tiempo (horas de punta) a una potencia cercana a la máxima y el resto del tiempo a una potencia inferior, que en algunos casos,

puede llegar a cero en las horas de valle.

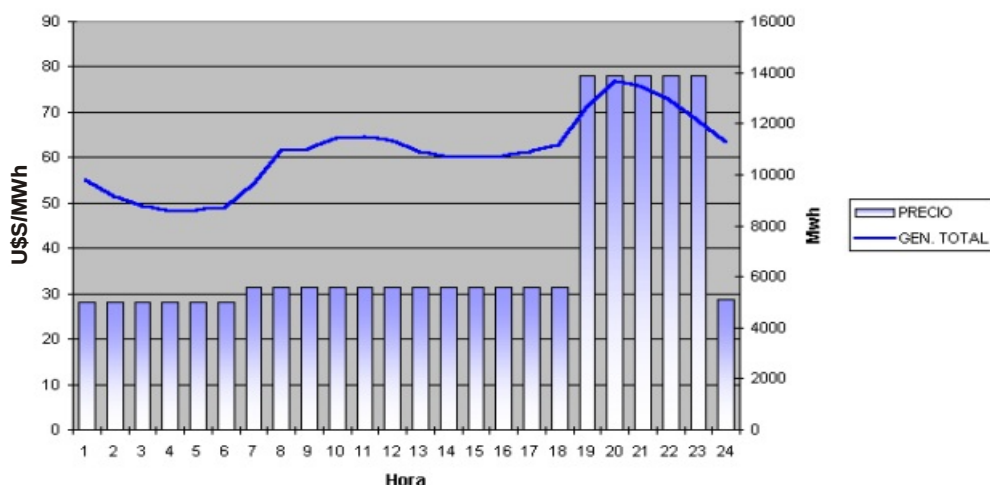
Podemos ver a continuación cómo funcionaron las centrales hidráulicas del Comahue el 21 de junio de 2000 y cómo algunas de estas centrales

generaron sólo en las horas de mayor demanda tratando de aprovechar los mayores precios de esas horas. Y cómo fue ese mismo día la demanda bruta (generación para cubrir demanda) del sistema y el precio SPOT en el MEM.

Generación Hidráulica del Comahue



Precios de Mercado vs. Generación



Por lo tanto, la baja disponibilidad de este tipo de centrales hidráulicas es algo que debe tenerse en cuenta cuando se analizan sus costos, pero no es una gran desventaja pues estas centrales tienen la posibilidad de regular su generación, generando al máximo en las horas de máxima

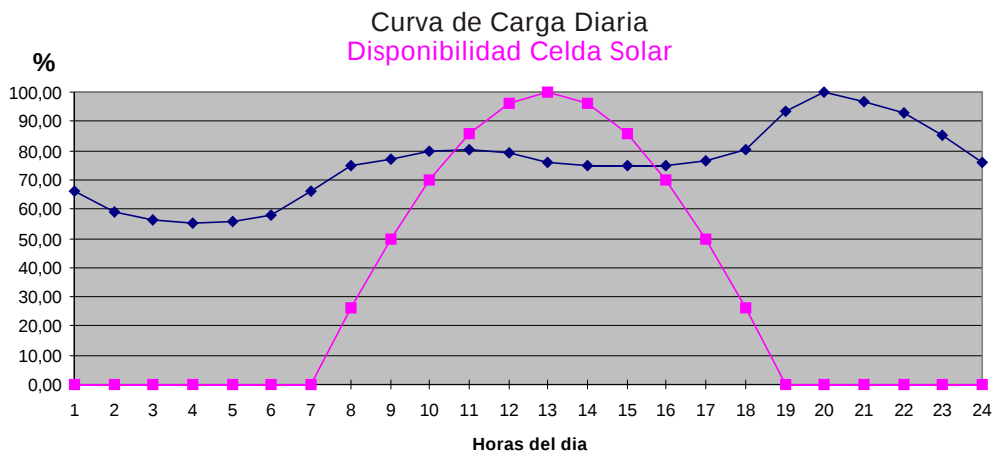
demanda del sistema (y que son aquellas en que normalmente la remuneración es mejor) y disminuirla tanto como puedan, en las horas de menor demanda, especialmente en aquellas en que el sistema no paga remuneración por potencia disponible (ver potencia puesta a disposición).

Disponibilidad Eólica y Solar

Una de las grandes ventajas de la generación hidráulica es, que a pesar de su baja disponibilidad, es posible tomar la decisión de generar cuando es más necesaria esa energía o cuando es mejor remunerada. En cambio, la generación eólica y solar tienen una importante desventaja, que consiste en que además de tener una aún menor disponibilidad que la anterior, no pueden generar cuando es más necesaria la energía sino sólo cuando hay sol en un caso, o viento en el otro y

normalmente estos recursos son escasos e impredecibles. Esta situación se suele salvar con costosas y para nada ecológicas instalaciones de acumulación de energía.

A continuación podemos apreciar como sería la disponibilidad de una celda solar (respecto de su potencia máxima) si todos los días fueran 21 de diciembre (en el hemisferio sur y cerca del ecuador) y sin nubes y compararla con la curva de demanda de un día hábil normal.



Tengamos en cuenta que la eficiencia de una celda solar depende entre otras cosas del ángulo de incidencia de la luz solar, que es directamente proporcional al seno de este ángulo y que éste varía aproximadamente 15 grados por hora. Todo esto da una disponibilidad teórica de alrededor del 32 %, sin embargo, dado que no todos los días son 21 de diciembre, sin nubes y que además la celda solar no está disponible cuando más se la necesita que es cuando oscurece, la disponibilidad promedio anual real, para un periodo sin nubes,

es del 18 %.

En el caso de la energía Eólica, según datos del Informe de Prospectiva 1999 de la Secretaría de Energía, la potencia instalada en nuestro país es de 14 MW, la estimación de la energía eléctrica anual producida por ellos es de 35,9 GWh, y la disponibilidad estimada es de 29 %.

En el mencionado informe aclaran que hay equipamientos que están fuera de servicio por lo que la disponibilidad real es algo inferior.

Conclusiones

No siempre la magnitud de la potencia eléctrica instalada refleja la capacidad real de generación.

Cuando comparamos costos de fuentes de energía, y analizamos los costos de inversión, tenemos que tener en cuenta la disponibilidad, pues 1 MW

de potencia instalada térmica o nuclear normalmente genera 3 veces más electricidad que 1 MW de potencia instalada eólica y además 4 o 5 veces más que 1 MW de potencia instalada de celdas solares.

	Disponibilidad
Generación Térmica (fósil)	85 %
Generación Nuclear	85 %
Generación Eólica	30 %
Generación Fotovoltaica	18 %

A la izquierda se puede observar un cuadro aproximado de las disponibilidades promedio para equipos nuevos de distintas fuentes de generación que se pueden utilizar para el cálculo de costos. En el caso particular de la generación hidráulica no hay un valor determinado pues depende de la ubicación geográfica y el diseño.

Desarrollo de las Turbinas a Gas

Sabino Mastrángelo

La idea de la turbina a gas (TG) es muy antigua, pero sólo recientemente ha adquirido importancia práctica.

En la primera década de este siglo Holzwarth en Mülheim (Ruhr) construyó una primitiva turbina a gas, la que disponía en la periferia de varias cámaras de combustión que actuaban mediante un sistema de válvulas.

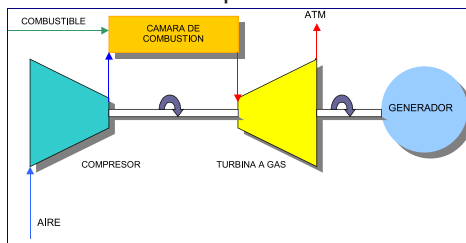
En las cámaras se quema una mezcla de aire y combustible a unas 4 ata para luego descender paulatinamente mientras se dirige a las toberas de la turbina.

Por ello la alimentación de la rueda de la turbina era pulsatoria, donde la llegada óptima de la corriente gaseosa se produce sólo durante un brevísimo tiempo encada ciclo de trabajo.

Las turbinas de gas Holzwarth llegaron a desarrollarse hasta su completa madurez, llegándose a alcanzar con ellas rendimientos térmicos totales del 20% aproximadamente.

Luego aplicando la tecnología utilizada en turbosoplantes de motores de aviación (Moss y Rateau década del 30), turbo carga con gases de escape (Büchi, 1928) y los avances utilizados en las calderas Velox (década del 30) (velocidad de los gases de combustión - 300 m/s y circulación forzada de agua), llegamos a las turbinas a gas modernas.

Esquema de una Turbina a Gas Estacionaria de Tipo más Sencillo



El compresor comprime aire desde la presión atmosférica hasta 4.-.6 ata (se puede llegar hasta 30 ata). En la cámara de combustión se quema gas o combustible líquido pulverizado, al igual que en el hogar de una caldera, de modo continuo y a presión constante. Con esto se aumenta la capacidad de trabajo del aire en la relación de las temperaturas absolutas antes de la combustión y después de la misma. Por esto la turbina acoplada al generador puede producir más potencia que la que necesita el compresor. El exceso es potencia útil que se cede al generador. El rendimiento del proceso sube con la temperatura de la combustión, la que queda limitada por la sollicitación térmica de los álabes de la turbina. Por esta razón el desarrollo de las turbinas de gas está vinculado directamente al desarrollo de los materiales.

En el compresor, como se señaló, el

aire es comprimido hasta la presión de combustión siendo utilizado en la cámara de combustión para quemar combustible, que puede ser gas o líquido. Una parte del aire es usado para enfriamiento y control de la estabilidad de la temperatura, así como de la propia llama.

Los gases resultantes de la combustión son distribuidos por toda la periferia de la primera fila de paletas y son expandidos a lo largo de la turbina. Normalmente la primera etapa de expansión es llamada turbina de alta presión; a través de ellas se obtiene el trabajo necesario para accionar el compresor. La etapa siguiente, llamadas turbina de potencia (o turbina de baja presión), es la que acciona el generador eléctrico.

Las unidades TG tienen como característica sobresaliente el tiempo de arranque, pudiendo alcanzar la plena carga en 10-20 minutos.

Las mejoras en el diseño de componentes y materiales han permitido elevar la potencia y la eficiencia térmica, lo que sumado al incremento a escala de las proporciones, dentro de ciertos límites, permitió la utilización de la experiencia disponible para producir diseños similares de mayor potencia.

En los diseños se tiene como objetivo lograr la mayor eficiencia, particularmente con la utilización de combustible de alta calidad y reducir la contaminación en el mayor grado posible.

Se aprovechó aquí la experiencia derivada de la tecnología de turbinas de aviones sumada a la desarrollada para turbinas de trabajo pesado, incorporando a estas últimas álabes refrigerados convectivamente mediante pasajes de serpentinas con promotores de turbulencia.

Por otra parte se desarrolló el concepto de múltiples combustores anulares y pudo implementarse en función de la instalación, la habilidad para quemar varios combustibles, gaseosos y líquidos, incluyendo líquidos de baja calidad, incluso petróleo crudo o subproductos. Esta versatilidad se pierde en las turbinas más modernas, con elevadas temperaturas de combustión y sistemas más sofisticados de combustión, que requieren combustibles de alta calidad, para limitar el ataque químico a los álabes de la rueda motriz.

El sistema de combustible dual, permite el rápido cambio, bajo carga, de un combustible por otro, en forma automática o semiautomática.

Se han logrado unidades de fácil instalación (construcción modular), alta confiabilidad en el arranque, rapidez en la puesta en servicio y elevado gradiente de toma de carga, las que en ciclo simple resultan convenientes para servicios de pico.

Las turbinas más modernas, de diseño avanzado, tienen una temperatura de salida de los gases provenientes de los

combustores de aproximadamente 1200 °C, en comparación con los 1100 °C, correspondientes a las turbinas relativamente más viejas. Este incremento de temperatura produce un incremento de la eficiencia térmica de alrededor del 10%.

El material de los álabes es tan aleado que apenas pueden considerarse como aceros. Los componentes de las aleaciones son Ni, Cr, Mo, Mn, V, Ta, Ti y Nb, aunque actualmente se utilizan materiales cerámicos.

La creciente privatización del suministro eléctrico y la apertura del mercado de energía eléctrica en numerosos países ha sido el motor de los importantes cambios tecnológicos.

Actualmente cerca del 35% de la potencia que se habilita anualmente corresponde a TG.

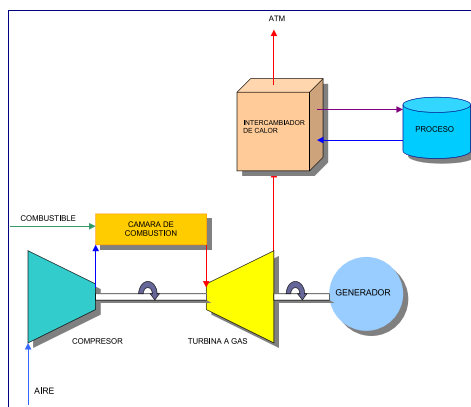
La mayor disponibilidad de reservas de gas ha provocado una evolución atractiva de los precios.

Por razones económicas y ecológicas las turbinas a gas se utilizan con frecuencia combinadas con turbinas a vapor en centrales de ciclo combinado.

Éstas permiten utilizar la importante energía contenida en los gases de escape liberados a altísimas temperaturas, que de otro modo se disiparían en la atmósfera con la inserción de una caldera de recuperación.

La combustión de la turbina opera en un combustible líquido, o un gas.

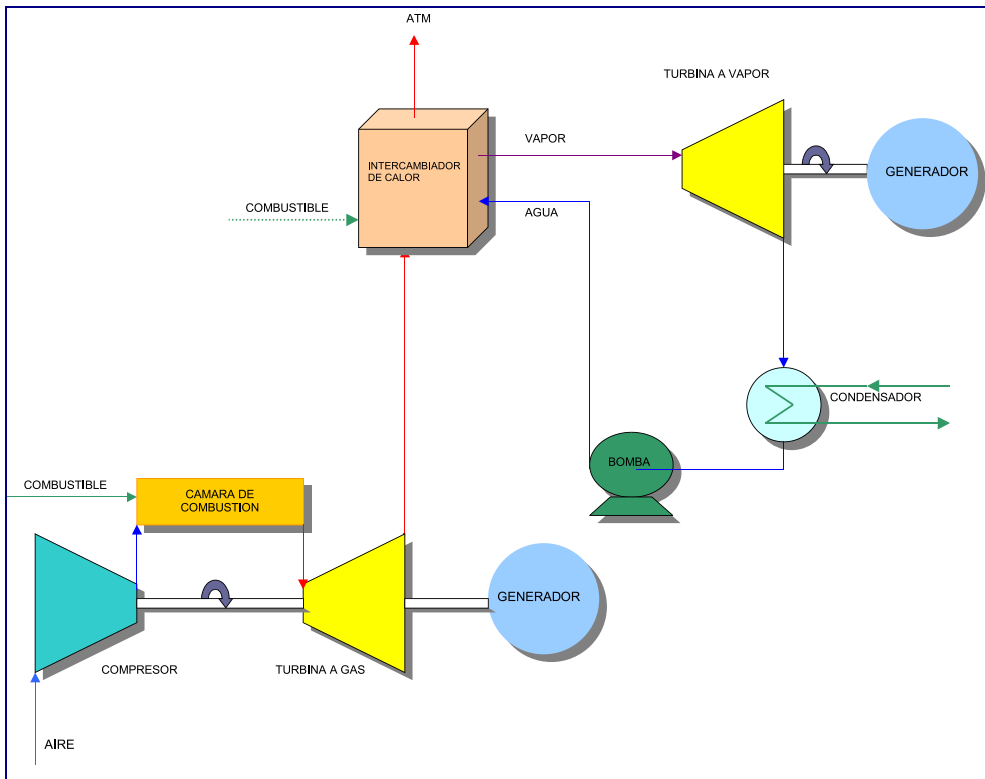
Históricamente, esto ha significado que las plantas de energía de ciclo combinado usaban sólo derivados del petróleo o gas natural. Sin embargo actualmente pueden operar con gas producido a través del carbón u otros combustibles sólidos.



Ciclo Simple con Caldera de Recuperación

Las plantas más modernas que utilizan turbina a gas, especialmente aquellas de ciclo de operación de base o intermedia, aprovechan los gases de salida de la turbina en una caldera de recuperación y generan el vapor requerido por las turbinas de vapor

para generación eléctrica adicional, se tiene así el llamado ciclo combinado. Adicionalmente, la caldera puede ser proyectada para quemar combustible suplementario, por lo que baja relativamente su eficiencia pero obtiene un incremento de potencia.



Ciclo Combinado

El ciclo combinado es una de las tecnologías más promisorias disponibles para generar energía eléctrica en forma económica, eficiente y limpia para el ambiente, utilizando cualquier combustible fósil económicamente disponible: derivados de petróleo, gas natural o carbón.

Una planta de energía de ciclo combinado recibe este nombre porque combina una turbina de combustión con una turbina de vapor, trabajando juntas en una sola instalación para un

máximo de eficiencia.

Los gases calientes de escape provenientes de la turbina a combustión, en lugar de ser ventilados a la atmósfera, pasan por un intercambiador de calor denominado generador a vapor recuperador de calor (HRSG). El vapor producido en el HRSG llega a la turbina a vapor a producir energía adicional.

La operación en ciclo combinado puede producir cerca del 50% de potencia adicional y elevar de 6% a 15% la eficiencia cuando es compara-

da con plantas térmicas convencionales de combustible fósil y del orden de aproximadamente +20% respecto de turbinas de gas a ciclo abierto.

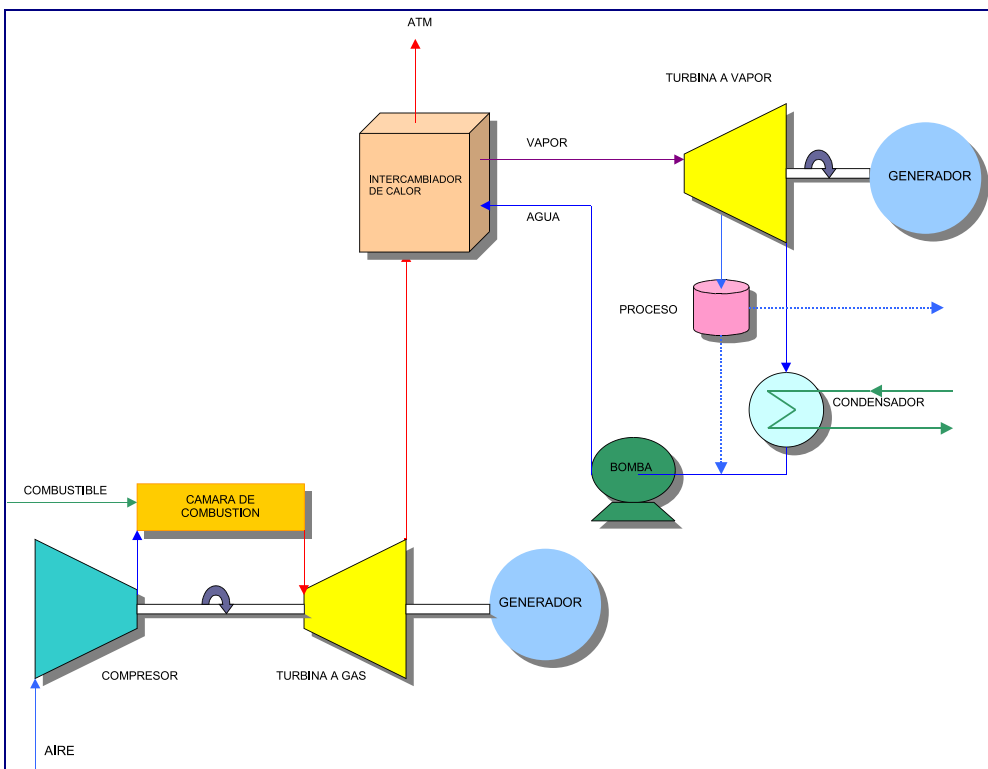
La elevada eficiencia de los ciclos combinados los torna aptos para operación de base.

Típicamente por cada dos megawatts de energía generada por la combustión del generador TG se puede obtener un megawatt adicional por la turbina de

vapor, usando esencialmente la energía del escape de la turbina de gas.

Características de los Equipos de Cogeneración

También es posible utilizar parte de la energía térmica contenida en el vapor de extracción de la turbina de vapor del ciclo combinado, para alimentar los requerimientos de un proceso industrial, en una instalación de cogeneración.



Ciclo Combinado con Turbina de Extracción

Las instalaciones de cogeneración, no obstante su baja flexibilidad operativa y su dependencia del proceso industrial asociado a ellas, presentan un bajo consumo específico, inferior al correspondiente a instalaciones similares destinadas solamente a la generación de electricidad. Debido a esto resultan

muy convenientes para el suministro de energía a la red.

Su empleo implica una conservación de recursos primarios, generalmente no renovables, variable según la instalación, y que puede ser por ejemplo del 30%, lo cual se traduce directamente en una reducción de la emisión de elementos contaminantes al medio ambiente.

Estado de la Técnica de Turbinas a Gas

La sobrecapacidad actual de los fabricantes de turbinas a gas y la dura competencia por los nuevos mercados (especialmente en Asia y Europa) han hecho desplomarse los precios de las turbinas de gas y de las centrales de ciclo combinado las que han bajado cerca de un 50% en los últimos cinco años.

El mercado exige a los fabricantes el cumplimiento de los siguientes objetivos:

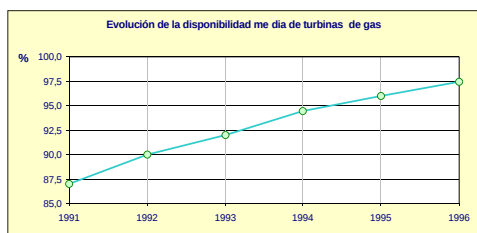
- Mayores unidades de bloques, es decir aumento de la potencia unitaria y de la potencia específica.
- Aumento de la disponibilidad y prolongación de la vida útil.
- Menores inversiones iniciales y reducciones en los costos de mantenimiento.
- Mejoras de rendimiento global
- Reducción de la carga medioambiental.
- Bajos costos de capital.

Esto en un marco de poca disposición a utilizar tecnologías no probadas. Por esos motivos se está tendiendo a introducir cambios evolucionarios antes que revolucionarios, aunque las presiones comerciales aceleran el proceso y los convierten en revolucionarios.

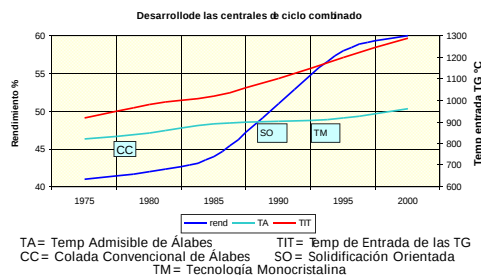
A estas exigencias los fabricantes han respondido con instalaciones que presentan:

- Altos rendimientos en ciclos combinados, del orden del 54 al 58 %.
- Altos valores de confiabilidad y disponibilidad logrados (del orden del 95 % de disponibilidad y 98 % de confiabilidad)
- Bajo impacto ambiental. Los avances en el diseño del sistema de combustión han disminuido las emisiones de NOx a 25 ppm para las nuevas temperaturas y este nivel puede bajar 15 ppm en un futuro próximo.

■ Posibilidades de implementación del ciclo combinado en fases, comenzando por las turbinas de gas con sus alternadores en una primera fase, y en una fase posterior los generadores de vapor y la turbina de vapor con su alternador. Particularmente en lo que hace a las tasas de disponibilidad, el perfil registrado en los últimos años es aproximadamente el siguiente:



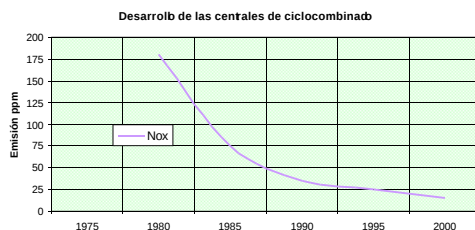
En la figura puede observarse el desarrollo del rendimiento térmico en las centrales de ciclo combinado.



El incremento de la potencia unitaria y del rendimiento se consigue trabajando sobre el proceso mismo de la turbina a gas y sobre los parámetros del mismo. En el proceso clásico de las turbinas a gas el aumento de la potencia unitaria y del rendimiento se consigue a través del flujo másico, de la temperatura de admisión de la turbina y de las corres-

pondientes presiones.

En las figuras anteriores se muestra de manera muy clara cómo ha aumentado la temperatura de entrada de las turbinas en el transcurso de los últimos años, las temperaturas admisibles de los materiales y el rendimiento térmico de las centrales de ciclo combinado. Para conseguir una turbina a gas un rendimiento térmico del 38% o del 58% en una central de ciclo combinado, es condición ineludible incrementar la temperatura de combustión adecuando la refrigeración de aquellos componentes que conducen los gases de combustión. El mayor consumo de aire de refrigeración implica el riesgo de NOx puesto que se reduce el factor aire en la combustión primaria.

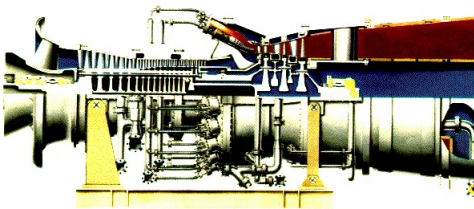


Tal como mencionáramos anteriormente, buena parte de la tecnología utilizada para estos logros es la directa aplicación de la utilizada en turbinas de aviación, basada en tres elementos principales:

■ Algoritmos de computación para cálculos aerodinámicos muy eficientes que permiten analizar y diseñar configuraciones de alabes y otras partes de la turbina en plazos

breves obteniendo los mejores diseños. Estos avances son considerados como los más importantes y mayores responsables de las performances de las turbinas en los últimos años.

- Materiales muy sofisticados que resisten altas temperaturas (del orden de 2580 °F, 1417 °C).
- Técnicas de refrigeración de álabes muy efectivas.



En la búsqueda de incrementos en los rendimientos se ha recurrido a incrementar el diámetro de las etapas de la turbina, lográndose incrementos en el flujo del 25 % con respecto a modelos anteriores. El diseño de los álabes del compresor, mejorado por las herramientas de computación, ha permitido minimizar pérdidas, maximizar el flujo y conseguir mejores relaciones de compresión, en algunos casos reduciendo inclusive el número de etapas, reduciéndose por consiguiente las necesidades de refrigeración. El aumento de la presión de compresión permite incrementar la eficiencia.

Otro fabricante ha introducido un esquema de combustión secuencial, con dos cámaras de combustión, en

una misma turbina, usando el aire comprimido en el ciclo dos veces antes de su descarga, materializando de esta forma un ciclo de gas con recalentamiento, lo que conduce a una mayor eficiencia.

En una primera cámara de combustión el aire impulsado por el compresor a una presión de 30 bar, se calienta con una parte del combustible y a continuación se expande parcialmente en la turbina de alta presión. Estos gases pasan luego a la segunda cámara de combustión, en la cual la parte restante de combustible provoca un nuevo recalentamiento, llevándolo al mismo nivel de temperatura que alcanzaba originalmente. Estos gases calientes se expanden en la turbina a baja presión, hasta una presión prácticamente equivalente a la del ambiente, saliendo de la turbina a una temperatura del orden de 620°C. Pasan luego, en los ciclos combinados, a la caldera de vapor de recuperación, en la cual el intercambio de calor con el proceso de vapor acoplado a continuación, permite extraerles la energía residual hasta la temperatura de chimenea, del orden de 100°C. Lo cual permite llegar a eficiencias del 58%. (Ej. ABB, etc.)

En este caso el incremento del rendimiento se basa en el aumento de la presión de compresión y en la utilización de una combustión secuencial y no solamente mediante la elevación de la temperatura de entrada de los gases de

combustión. Lo anterior permite limitar la mencionada temperatura, requiriendo por lo tanto materiales y diseños menos sofisticados y en consecuencia un mantenimiento menos oneroso.

Desde 1990 el costo específico de las centrales de ciclo combinado se ha reducido, debido a un número de razones que incluyen:

- Mejoras y estandarización del diseño de las centrales por parte de los fabricantes, como se indicó.
- Turbinas a gas con temperaturas de quemado más elevadas, y por lo tanto potencias mayores, han resultado en menores costos específicos.
- Competencia del mercado, como causa primaria de la búsqueda de mayores eficiencias.

En algunos países, como Estados Unidos, con abundante carbón, se ha estado investigando para lograr la conjunción de los altos rendimientos de las turbinas de gas con la abundancia de ese recurso. Para ello se ha estado investigando la posibilidad de convertir al carbón de combustible sólido en uno gaseoso y luego purificarlo lo suficiente como para que se pueda utilizar en la turbina a gas. Los análisis a partir de resultados obtenidos indican que, combinando este proceso de gasificación del carbón con una central de ciclo combinado de rendimiento 60 %, se podría llevar el rendimiento de estos equipos desde el

42 % hasta el 52 %.

El proceso tecnológico se denomina Ciclo combinado de Gasificación Integrada IGCC (Integrated Gasification Combined Cicled) porque integra una planta de ciclo combinado con un gasificador que produce el combustible utilizado en la TG.

Las plantas IGCC utilizan una combustión en dos etapas, con una limpieza entre etapas.

La eficiencia ganada al utilizar un ciclo combinado compensa la energía utilizada en la gasificación del carbón. La ceniza es vitrificada en una masa vidriosa no soluble, de modo que los materiales peligrosos no se pueden disolver ni lixiviar en el suelo. Incluso las cenizas son utilizadas como material de construcción o carga en el asfalto de rutas.

En Diciembre/94 Siemens alcanzó por primera vez el record de eficiencia de 38% en ciclo simple y 58% en ciclo combinado. Actualmente diversos fabricantes provén turbinas de gas que operando en ciclo combinado alcanzan eficiencias netas de 58%.

La tendencia es en un futuro no muy lejano alcanzar rendimientos del orden del 60 % (1430 kcal/kWh). Uno de los problemas a resolver es lograr funcionamiento a temperaturas del orden de 2600 °F (1430 °C), existiendo ya turbinas que funcionan a temperaturas cercanas a esa.

Existen actualmente desarrollos en fase

de experimentación que permitirán alcanzar eficiencias netas del 60% en turbinas de trabajo pesado operando en ciclo combinado y de 39,5% en ciclo simple. Este desarrollo se basa en la optimización del diseño del compresor, sistema de combustión y turbina aplicando la experiencia desarrollada en turbinas de avión.

El compresor es directamente construido a escala, con un factor de valor aproximadamente igual a 3, respecto de un compresor de turbina de avión de desempeño suficientemente comprobado.

El sistema de combustión se basa en un diseño modificado respecto de combustores cuyo funcionamiento ha sido satisfactoriamente comprobado en diversas instalaciones. Se aumentó el diámetro del combustor, en aproximadamente un 20 %, al efecto de alcanzar los requerimientos de incremento de caudal.

La turbina es un desarrollo de nueva tecnología. En la primera etapa, se emplearon álabes de aleación monocristalina, las restantes etapas están constituidas de aleación direccionalmente solidificada. La primera y segunda etapa se refrigeran con vapor, la tercera con aire y la cuarta no se refrigera. La primera etapa también emplea un novísimo desarrollo de recubrimiento de barrera térmica.

Cuando se utiliza aire para enfriamiento de las turbinas, el mismo, al ser

inyectado en el flujo de gases calientes, provoca turbulencias que significan pérdida de eficiencia y de potencia de salida. La utilización de vapor como elemento de refrigeración para álabes de turbina provoca menos perturbaciones en el flujo de gases calientes lo cual, junto a las mejoras en los materiales (aleaciones) y a los recubrimientos utilizados como barreras térmicas en los álabes, permite alcanzar esas temperaturas de trabajo.

El vapor utilizado se toma de la salida de la etapa de alta presión de la turbina de vapor, el que se introduce en las partes fijas y móviles de la turbina a gas (en las partes móviles a través de los sellos del eje y el rotor), el cual es luego recuperado y devuelto al ciclo de vapor. Se espera que en poco tiempo más se puedan lograr rendimientos del orden del 60 %.

Algunos de estos avances provienen de los esfuerzos realizados por fabricantes en conjunto, como el caso de Westinghouse (Estados Unidos), Mitsubishi (Japón) y Fiat Avio (Italia), los que en el modelo 501G de 230 MW anuncian la incorporación de super aleaciones metálicas, álabes de rotor solidificados direccionalmente y recubrimientos que actúan como barrera térmica, además de lograr bajas emisiones de NOx.

Muchos expertos consideran que los fuertes avances en la tecnología de turbinas a gas de esta última década no

se repetirán en la próxima, una de cuyas razones es que el incremento de la temperatura de los gases que ingresan a la turbina puede estar llegando a un límite, ya que los materiales que se necesitan para soportar tales temperaturas están en el límite de lo alcanzable. Los especialistas deben lograr una solución de compromiso entre resistencia a la corrosión, fatiga mecánica y térmica. Las superaleaciones utilizadas varían según el fabricante, pero generalmente están basadas en níquel o cobalto, con otros materiales tales como cromo, molibdeno, tungsteno, titanio y aluminio.

Los fabricantes indican que algunos de estos metales pueden operar confiablemente a temperaturas de algunos cientos de grados por debajo de su punto de fusión, pero la experiencia operativa con algunos modelos recientes de turbinas de gas muestran que muchos de los componentes de la turbina que están en la senda de los gases de combustión, no alcanzan el tiempo de vida útil esperado. Los álabes de la turbina a menudo fallan antes de las 50000 horas, tiempo típico de vida útil, e inclusive algún experto ha sugerido que estas partes de la turbina sean consideradas como elementos consumibles. Generalmente el mayor problema en las turbinas a gas utilizadas en carga base resulta el daño en los álabes y vanos de la primera etapa de las mismas.

Algún fabricante indica que en sus turbinas es posible reemplazar álabes de rotores y vanos con el rotor colocado, mientras que otros ofrecen la posibilidad de inspección de la traza de gases de combustión sin necesidad de abrir la turbina pero, en resumen, parece que las tareas de mantenimiento de estas partes de la turbina habrá de incrementarse en las turbinas modernas.

Debido a las limitaciones de la metalurgia, muchos fabricantes de turbinas de gas confían en mejorar los rendimientos de sus equipos mediante la utilización de materiales cerámicos, ya que permiten trabajar con temperaturas más elevadas y por lo tanto permiten mejorar la eficiencia y performance.

Sin embargo, antes que esos materiales se puedan utilizar como álabes de turbinas, se debe mejorar su confiabilidad, su resistencia, se debe comprender mejor su comportamiento frente a la corrosión y se deben reducir sus costos de fabricación. Por todo ello, la mayoría de los expertos consideran que la producción en serie de componentes cerámicos no puede esperar.

Adicionalmente a los nuevos materiales, la performance de las turbinas a gas se ha mejorado mediante nuevas técnicas de fabricación. En particular, mediante el proceso de "solidificación direccional" aplicado al fundido y moldeado del material al vacío, se mejora la elasticidad longitudinal de las

palas, mejorando su resistencia a la fatiga, y permitiendo trabajar con mayores temperaturas, aunque serán necesarios años de operación de estos equipos para comprobar estas suposiciones.

Todavía se puede conseguir mayor incremento en la temperatura de trabajo y mejor resistencia a la fatiga, mediante la utilización de materiales monocristalinos (single cristal), procedimiento que con el agregado de tratamiento térmico, consigue una mayor homogeneidad y consigue una mejor estructura específica de material. Este tipo de procedimiento ya está en uso en las turbinas de aviación.

Su uso en turbinas a gas estáticas requiere aún de mayores desarrollos, entre otras cosas por el tamaño, peso, menor pureza del combustible y tiempo de vida útil significativamente mayor que se requiere de las mismas.

Al mismo tiempo, se han desarrollado cubiertas protectoras para proteger álabes y vanos de los inevitables procesos de oxidación y corrosión que se generan a elevadas temperaturas de combustión. Estas cubiertas aseguran la integridad del material no sólo de los efectos químicos sino también de los térmicos de los gases de combustión.

Las capas protectoras térmicas se han usado durante años en las turbinas de aviación de alto rendimiento, y en general son de dos capas: la externa de cerámica la cual, por su baja conducti-

bilidad térmica reduce el flujo de calor al metal de la pala, en general de materiales de coeficientes de dilatación térmica equivalentes a los de los metales y una capa interna de unión de la cerámica con el metal. Los dos mecanismos de falla de estas capas son: el escamado, que se produce como consecuencia del shock térmico inducido por esfuerzos transitorios incompatibles entre las superficies interna y externa del material cerámico y el descascarado causado por el crecimiento de óxido en la capa de unión con el metal de base, que se oxida como consecuencia de la difusión de oxígeno a través de la capa cerámica.

Debido a restricciones en lo que respeta a contaminación ambiental, los combustores de baja emisión de NOx constituyen uno de los más importantes avances en la tecnología de turbinas de gas. Sin embargo, estos logros tienen impactos negativos en el desempeño de las mismas.

Existen problemas de inestabilidad de la llama causados por la necesidad de utilizar mezclas aire-combustible más pobres que con los combustores de difusión convencionales. La combustión se realiza en múltiples ubicaciones con una secuencia precisa y en este complejo proceso, la llama es susceptible de oscilar, lo que puede producir vibraciones y ruido inaceptables, y además afectar la vida útil y la confiabi-

lidad de la turbina. Se utilizan controles por computadora para lograr un control preciso de la mezcla aire - combustible. El premezclado constituye además un paso importante en lo que se refiere a la eficiencia del quemado de combustible.

Debido a estas necesidades, de adecuado control para lograr una apropiada operación de la turbina, nos lleva a la necesidad de utilizar sistemas de control por computadora, en cuyo caso sus eventuales fallas conducen a fallas en el funcionamiento de la turbina.

Todo esto trae aparejado una mayor rigidez en el uso de distintos tipos de combustibles, ya que el diseño se optimiza para el uso de gas natural. De producirse un incremento en los costos, podría darse la necesidad de tener que utilizar otros combustibles, como el caso de carbón gasificado, el diseño de combustores para lograr el quemado de gas natural con bajas emisiones de contaminantes imponen restricciones en el uso de otros tipos de combustibles. Por otra parte, los recubrimientos protectores térmicos pueden ser muy susceptibles a las más mínimas impurezas del combustible utilizado.

Por todo esto, existen algunas dudas en lo que se refiere a la bien ganada reputación de confiabilidad de las turbinas de gas modernas.

El ciclado de las centrales impone más esfuerzos térmicos que la operación en

régimen permanente, ya que los transitorios de temperatura que resultan de los arranques y paradas, tienden a perjudicar a los componentes del camino de los gases de combustión, causando fatiga termomecánica de los metales base. De acuerdo con muchas fuentes, cada arranque acorta la vida útil de una turbina a gas en el equivalente a 10 horas de funcionamiento en régimen permanente, mientras que cada parada de emergencia afecta a la turbina en el equivalente a 10 arranques normales, (por lo que un ciclo parada intempestiva-arranque representa 100 hs. de funcionamiento continuo).

Mientras que algunos fabricantes buscan avances tecnológicos de las turbinas de gas y ciclos combinados relacionados con el aumento de la temperatura de combustión y el mejoramiento de los componentes de la turbina, otros utilizan diversos enfoques relativos a combinaciones de nuevos y sofisticados ciclos de combustión, como refrigeración intermedia del aire del compresor, precalentamiento de mezcla combustible antes de ingresar a los combustores mediante recuperación de calor de los gases de escape, y ciclos que utilizan recuperación química, en la cual una parte de los gases de combustión se comprime y mezcla con combustible, se calienta con calor extraído de los mismos gases de escape, causando una reacción

endotérmica entre el metano y la mezcla de CO_2 y agua de los gases.

En la turbina de aire húmedo (humid-air turbine, HAT), se mezcla vapor de agua con el aire comprimido, llevado a los combustores y expandido junto con los gases de combustión, resultando en vapor que aumenta la masa que fluye por la turbina.

Este ciclo ha sido modificado levemente para crear la turbina avanzada humidificada en cascada (Cascaded Humidified Advanced Turbine, CHAT) en la que la expansión del fluido humidificado ocurre a través de un sistema en cascada en dos etapas de turbo expansores.

En general, las unidades de ciclo combinado se han construido bajo la forma de contrato llave en mano y cotizadas a precios unitarios en \$/kW instalado. Sin embargo, el precio puede variar considerablemente dependiendo del tamaño, necesidades específicas de la localización, ubicación geográfica y condiciones de competencia en el mercado.

En 1990, el costo para una central de

ciclo combinado estaba en el orden de 600 \$/kW para una central del orden de 250 a 700 MW y en el orden de 750 \$/kW para potencias menores a 100 MW.

En el año 2000 los precios para las centrales de ciclo combinado a gas natural estaban en el orden de 340 \$/kW a 420 \$/kW para centrales de potencia del orden de 350-700 MW.

Actualmente el rendimiento de las unidades TG y CC ha crecido significativamente llegando a valores del 58% (1500 kcal/kWh) en centrales de 600 a 800 MW en una configuración de dos TG, dos calderas de recuperación y una TV.

En lo que se refiere a ciclos abiertos, las tendencias son a rendimientos del orden de 39.5 % (2180 kcal/kWh), aunque dada la competencia por lograr rendimientos cada vez menores, necesarios para competir en mercados con precios que se reducen, no se estima como factible, en el período en análisis, la incorporación de TG a ciclo abierto.

Editorial

Cambio de Gobierno y Salida de la Convertibilidad

En estos últimos meses en nuestro país han sucedido diversos hechos trascendentes que pueden cambiar totalmente el escenario político económico y el funcionamiento del mismo.

La crisis económica que provocó la salida de la convertibilidad (y viceversa), la caída del gobierno, la asunción de uno nuevo de duración efímera y la asunción del actual, todo a un ritmo vertiginoso.

Si bien la situación político económica aparenta estabilizarse aún no se ha consolidado una tendencia que nos permita aseverarlo.

El sector energético también está afectado por los cambios que se están produciendo y su futuro también tiene una gran cuota de incertidumbre.

Los combustibles fósiles tratarán de seguir su valor en dólares y de la habilidad de las nuevas autoridades nacionales, y de las medidas que adopten (en lo político, económico, y monetario), dependerá la rapidez con que esto suceda y su nueva paridad.

El costo de la energía eléctrica en el mercado mayorista también depende de los valores que adopten estos combustibles con la circunstancia agravante de que si este valor no se define rápidamente los generadores no harán stock de combustibles líquidos para afrontar este invierno, o sea que las características de éste van a definir el abastecimiento energético durante los meses en que el gas por si solo no alcanza para satisfacer la demanda de los generadores eléctricos.

También y para complicar más el panorama están pendientes las reformas que reclaman los generadores para seguir invirtiendo en nuevas fuentes de generación aduciendo la falta de rentabilidad del sector.

La generación nucleoelectrica está sujeta a las mismas reglas que los demás generadores con la circunstancia agravante de que algunas de estas reglas la castigan más que a los otros generadores (forma de pago de la potencia, etc.).

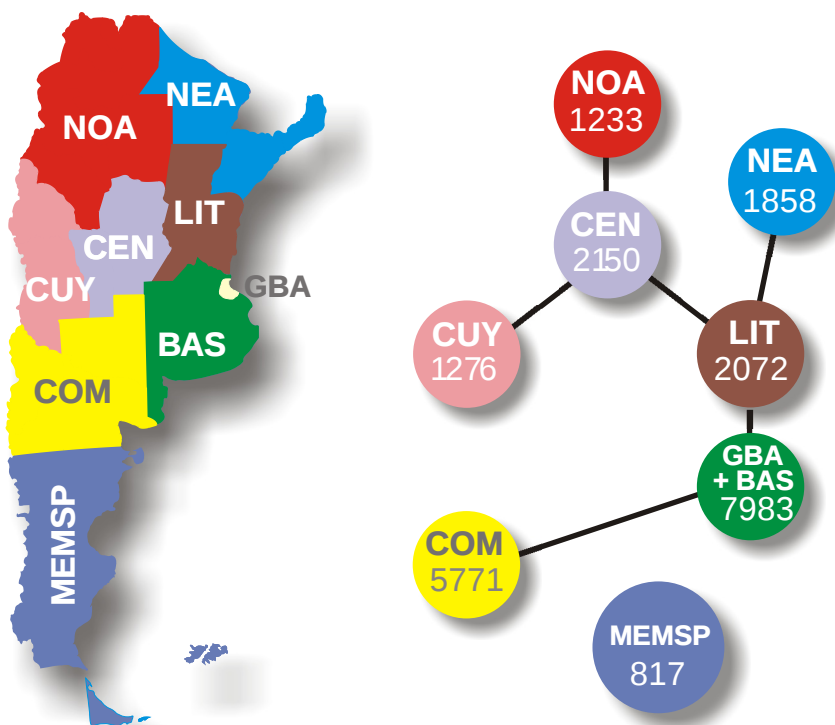
Lo concreto y mirando hacia el largo plazo, sin tener en cuenta la coyuntura, es que no es aconsejable que el suministro eléctrico de un país tenga tanta dependencia del clima (si llueve lo suficiente y la rigurosidad del invierno) pues éste, a veces, nos es favorable, pero no siempre por lo que es conveniente tener diversas opciones que eventualmente puedan absorber la caída o disminución de una de ellas.

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica en 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, Comahue, Noroeste, Centro, Buenos Aires/Gran Buenos Aires, Litoral, Noreste y Patagonia. Las siete primeras están interconectadas en lo que se denomina Sistema Interconectado Nacional (SIN) mejor conocido como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la séptima está aislada en lo que constituye el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP).

En el mapa pueden verse señaladas las regiones y en el dibujo la forma en que estas regiones están conectadas entre sí.



La potencia bruta total instalada al 31 de Diciembre de 2001 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 23 160 MW.

Los equipos se clasifican en cuatro grupos de acuerdo con el recurso natural que utilizan: Térmicos Fósil, Nucleares, Hidráulicos y Eólicos, a su vez el primer grupo se subdivide en cuatro de acuerdo con el tipo de equipo que utilizan (Turbina de Vapor, Turbina de Gas, Ciclo Combinado y Motores Diesel).

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER
CUYO	120	90	374		584
COMAHUE		578	708		1286
NOA	261	341	447	4	1053
CENTRO	227	297	64		588
LIT	242	40	845		1127
GBA-BAS	3640	571	3409		7620
NEA	25	123			148
Total MEM	4515	2298	5879	4	12696
MEMSP		258	32		290
Total	4515	2298	5879	4	12696

TV: Turbina de Vapor
 TG: Turbina de Gas
 CC: Ciclo Combinado
 MD: Motores Diesel
 TER: Total Térmico Fósil
 NUC: Nuclear
 HID: Hidráulica
 EOL: Eólica

CUYO: Región de Cuyo
 COMAHUE: Región del Comahue
 NOA: Noroeste Argentino
 CENTRO: Región del Centro del País
 GBA-LI-BAs: Gran Buenos Aires-Litoral-Bs. As.
 NEA: Nordeste Argentino
 MEMSP: Sistema Patagónico

Región/Tipo	TER	NUC	HID	EOL*	Total
CUYO	584		692		1276
COMAHUE	1286		4485	0,4	5771
NOA	1053		180		1233
CENTRO	588	648	914		2150
LIT	1127		945		2072
GBA-BAS	7620	357		5,7	7983
NEA	148		1710		1858
Total MEM	12406	1005	8926	6,1	22343
MEMSP	290		519	7,9	817
Total	12696	1005	9445	14	23160
%	54,82	4,34	40,78	0,06	100,00

*La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) no tiene registrados generadores eólicos en el MEM, ni en el MEMSP. Sin embargo algunos de ellos están conectados a estos sistemas y su generación es interna para algunas Cooperativas Eléctricas.

Las tablas anteriores muestran la potencia térmica instalada (en MW), a diciembre de 2001, clasificada en el primer caso por región y por tipo de equipo y en el segundo caso por región y tipo de fuente energética.

Las diferencias respecto al semestre anterior (ver Boletín Energético N° 7) se deben a que Dock Sud completó su Ciclo Combinado (paso de 600 a 773 MW) y a la entrada del ciclo combinado de AES Paraná en el Litoral (845 MW).

Los datos de potencia instalada eólica fueron extraídos del Informe de Prospectiva del año 2000 de la Secretaria de Energía de la Nación y fueron incluidos al sólo efecto de apreciar su relación con el resto del parque.

Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas y aprobadas incorporaciones al MEM en los próximos dos años por 796 MW ver Tabla I, y además aproximadamente 3605 MW, ver Tabla II, aún sin definir la fecha de puesta en marcha y su potencia definitiva por lo que este último valor puede aún sufrir modificaciones. Estas cifras representan un incremento del parque actual de 3,6 % y de un 16,1 % adicional respectivamente.

La mayoría de este equipamiento corresponde a equipos térmicos que utilizan combustibles fósiles.

Tabla I. Incorporaciones de generadores al MEM previstas para los próximos años

Fecha (mes/año)	Empresa Propietaria	Grupo Generador	Potencia (MW)	Potencia Acumulada (MW)	Observaciones
Ene/02 ⁽¹⁾	Plus-Petrol	SMTUTG02	117	117	Turbina de Gas
Ene/02	Plus-Petrol	SMTUTV01	151	268	Completa un CC-374 MW
Marz/02	Plus Petrol (Norte)	PPNOTTG01	116	384	Turbina de Gas
Feb/02		POTRERILLOS	170	554	Hidráulica
Ene/04 ⁽²⁾	C Independencia	INDECC01	242	796	Ciclo Combinado Nuevo

(1) Incorporación prevista originalmente para agosto de 2001 (2) Incorporación prevista originalmente para enero de 2002

Tabla II. Incorporaciones sin fecha definida de puesta en marcha

Empresa	Grupo Generador	Tipo	Potencia (MW)	Potencia Acumulada (MW)
NASA	ATUCNU02	NUC	745	745
ENARGEN	ENARCC01	CC	480	1225
LAS MADERAS	MADEHI01/02	HID	30	1255
C. LAS PLAYAS	LPLACC01	CC	250	1505
GENELBA	GEBACC02	CC	850	2355
CAPEX	LDLACV01	CV	200	2555
Termoandes	TANDCC01	CC	270	2875
Central Piedrabuena	BBLACC01	CC	780	3605

Fuente: CAMMESA Enero 2002

No hay diferencias respecto a lo informado en el semestre anterior.

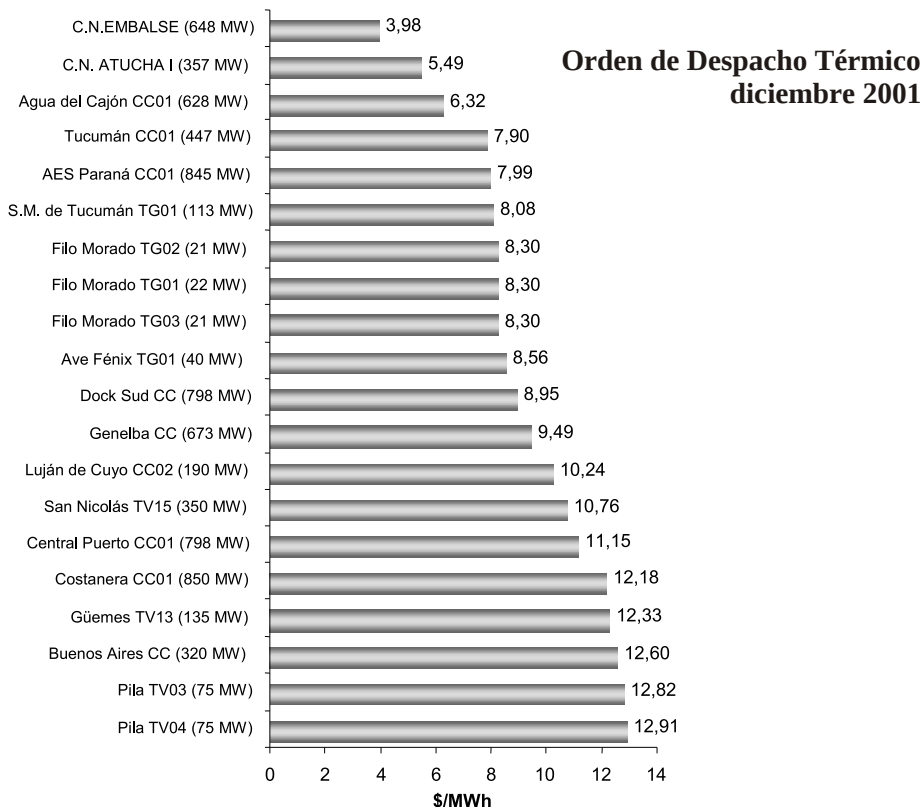
Costo Marginal y Orden de Despacho

Para definir con qué equipos generadores se debe cubrir la demanda de electricidad, el Organismo Encargado del Despacho (OED) confecciona un orden de mérito de los equipos que tiene disponibles. Si la demanda aumenta o disminuye les solicita que ingresen o salgan del sistema, respetando ese orden de mérito (con algunas excepciones dependiendo del tipo de equipo y/o necesidades regionales).

Este orden de mérito considera **en sucesión creciente el costo marginal de cada equipo generador en el nodo mercado**. Se define el nodo mercado como el centro geográfico del sistema, está ubicado en la estación transformadora de Ezeiza, Provincia de Buenos Aires.

El costo marginal (ver definiciones) en el nodo mercado es el costo marginal de cada equipo dividido por el "factor de nodo" este último tiene en cuenta las pérdidas por transporte desde el emplazamiento del equipo generador hasta el nodo Ezeiza.

A continuación se muestran los primeros 20 equipos térmicos de ese orden de mérito de despacho y los valores de su costo marginal en el nodo mercado en \$/MWh.



Entre ellos no se han incluido los cogeneradores y autogeneradores pues su presencia en el mercado no es continua (depende de sus consumos internos y venden sólo sus saldos de energía eléctrica).

Tampoco se han incluido los generadores hidráulicos que normalmente son los primeros en ser despachados.

Estos valores se calcularon con las máquinas que se encontraban disponibles al mes de diciembre de 2001 y los rendimientos y costos de combustibles declarados por los generadores para la programación estacional febrero-abril de 2002 de CAMMESA.

Además se utilizaron los promedios ponderados de los factores de nodo de la misma programación.

Las Centrales Nucleares de Embalse y Atucha 1 son para el Mercado Eléctrico Mayorista los equipos generadores térmicos más baratos del sistema.

El resto, son equipamientos nuevos, de reciente puesta en marcha, que funcionan con Gas Natural, algunos de ellos se encuentran ubicados en regiones cercanas a los yacimientos o sobre los mismos e inclusive algunos de ellos son de la misma empresa propietaria.

Como consecuencia de ello los valores de compra de Gas Natural declarados por estos generadores son inferiores a los de referencia fijados por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENERGAS) para esas mismas regiones.

Para la confección del gráfico precedente se consideraron a todos los generadores como si tuvieran libre disponibilidad de gas natural y es importante aclarar que sólo los generadores que se encuentran cerca de los yacimientos de gas se encuentran en esa situación pues el resto, en el periodo invernal, tiene racionamiento de este combustible debido a la prioridad del uso del gas con fines residenciales por lo que al operar con otro combustible alternativo (por ejemplo el diesel) tienen un costo marginal superior al indicado en el gráfico.

Evolución de los Precios

Durante el segundo semestre de 2001 el precio de la energía eléctrica en el MEM ha sido inferior al correspondiente del 2000.

Se indica a continuación la evolución del precio en el mercado SPOT durante el 2001, durante el 2000 y los precios estacionales sancionados por CAMMESA (Figura 3).

Los precios utilizados para la confección del gráfico son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA.

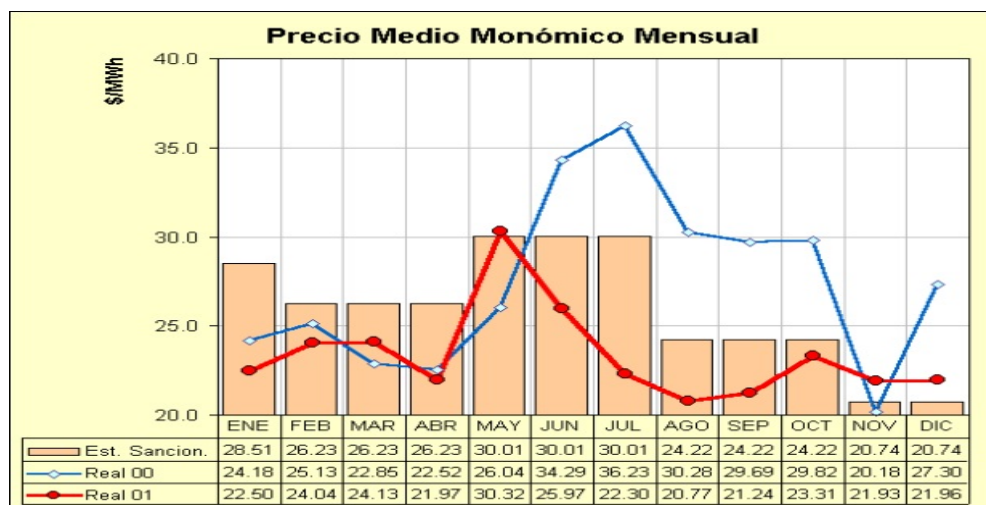


Figura 3. Precios del MEM año 2001

A continuación se indica la evolución del precio de la Energía y el precio Monómico desde el año 1992 y su tendencia. (Figura 4).

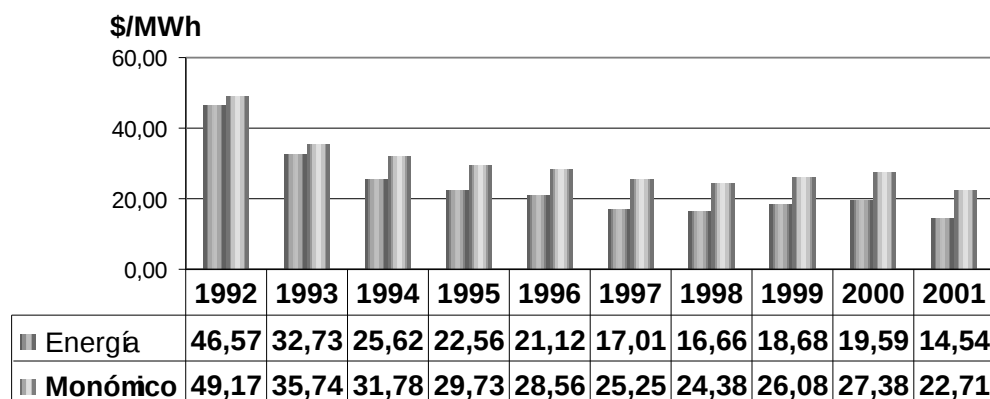


Figura 4. Precios Promedio Anuales

La mayor generación hidráulica y un crecimiento sólo moderado de la demanda provocaron que la generación térmica fuera inferior a la correspondiente a la del año 2000 y aún inferior a la de las previsiones efectuadas por CAMMESA lo que explica que los valores de energía y monómicos hayan resultado muy inferiores al promedio del año 2000.

Definiciones

Costo Marginal:

El costo marginal de corto plazo es lo que cuesta producir una unidad más cuando se está a plena producción.

Para un Generador Eléctrico el costo marginal es el aumento en sus costos por producir un kWh más y prácticamente es el costo del combustible que gasta para producir ese kWh de más.

En el MEM el costo marginal del sistema (también conocido como precio SPOT) es el incremento del costo total por kWh adicional demandado y coincide con el costo marginal de la máquina de mayor costo marginal que se encuentra entregando energía en el sistema en ese momento, pues esta máquina es la que debe proveer ese kWh adicional.

Precio de Energía (o SPOT) y precio Monómico:

En el MEM existen dos mecanismos para comprar y vender Energía Eléctrica: el Mercado libre o SPOT y el Mercado a Término (ver informe CNEA.C.RCN ITE 012).

En el primero de éstos el precio total se fija por la suma de varios conceptos siendo los más importantes el valor de la Energía comercializada y la Potencia puesta a disposición.

- **Energía:** La energía comercializada en este mercado se valoriza en forma horaria a lo que se denomina precio de mercado SPOT o precio de mercado. **Es el costo marginal de la máquina que cubriría el próximo kW de incremento de la demanda**, sobre la base del despacho realizado por CAMMESA.
- **Potencia puesta a disposición:** Se abona a cada generador, (por el hecho de estar disponible) un importe de \$10 por cada MW generado durante las horas fuera de valle. Los generadores térmicos en particular (fósiles y nucleares) cobran en concepto de potencia puesta a disposición, un importe mínimo igual al pago de la potencia que sería demandada en un año seco.

La suma de estos dos conceptos y de otros de menor incidencia económica (riesgo de falla, energía adicional, etc.) componen el denominado "**precio Monómico**".

Noticias

18° Congreso Mundial de la Energía (WEC)

Entre el 21 y el 25 de octubre se celebró en la Ciudad de Buenos Aires el 18° Congreso Mundial de la Energía y, simultáneamente, una Exhibición Técnica y comercial, en forma conjunta con la Exposición Argentina de Petróleo y Gas 2001. Este Congreso es el primer evento mundial de envergadura del siglo XXI en el campo de la energía, y se celebró por primera vez en América Latina.

Tres jefes de estado de América Latina y el ex presidente de Rumania, 25 ministros, varios líderes de empresas mundiales y locales participaron en las sesiones plenarias y mesas redondas.

El Consejo Mundial de la Energía (CME) dio a conocer su estudio trienal sobre recursos energéticos y en él confirma que hay abundantes recursos en cada región del mundo para satisfacer la creciente demanda de energía mundial bien entrado el siglo

XXI. Es esencial que todas las regiones y países diversifiquen sus matrices energéticas manteniendo abiertas todas las opciones posibles, pero los combustibles fósiles seguirán siendo los componentes más significativos y estables de la matriz energética primaria en las décadas futuras.

Desde el punto de vista de la energía nucleoelectrónica, las conclusiones principales del congreso fueron las siguientes:

- ☼ Para la generación de electricidad de base, los medios más efectivos actualmente en uso para reducir las emisiones de CO₂ son la energía nuclear y la hidroeléctrica. Aquellos países que cuentan con una mayor proporción de energía nuclear y/o hidroeléctrica son los que tienen más bajas emisiones de CO₂ por kW/h. La energía nuclear y la hidroeléctrica a gran escala tienen ventajas en cuanto al calentamiento global, estabilidad de costos y factores de alta capacidad que las tornan compatibles con los objetivos de desarrollo sostenible para el mundo del mañana. Deberían seguir jugando un rol importante en la generación de electricidad. En el caso de la energía nuclear se lo puede lograr mediante la ampliación de la vida útil de las centrales, nuevas centrales, reprocesamiento del combustible utilizado para maximizar su aprovechamiento (si es económicamente viable), y tecnologías innovadoras que se centren en el diseño, licencia, fabricación, construcción, rendimiento y efectivo manejo de los desechos. Sin embargo la industria nuclear y los gobiernos deben continuar mejorando la aceptación pública de esta importante fuente de energía.
- ☼ Hay cuatro desafíos claves para mejorar la seguridad de la energía en el mundo: acceso a la energía comercial para los dos mil millones de personas en el mundo que no tienen acceso a ella; estabilidad política y legal a nivel mundial regional; Promoción del uso pacífico y seguro de la energía nuclear y las energías renovables; y necesidad de aumentar la eficiencia mediante la competencia y la difusión tecnológica. Estos desafíos están íntimamente relacionados entre sí.
- ☼ En el corto a mediano plazo, el mejor modo de hacer frente a los problemas de las emisiones de gas de efecto invernadero es mantener abiertas las opciones energéticas de modo que la energía nuclear, la hidroeléctrica y las energías renovables mantengan o aumenten su participación en la matriz energética global.

Fallecimiento Contraalmirante Oscar Quihillalt

El 16 de septiembre de 2001 falleció quien fuera desde muchos puntos de vista el verdadero constructor de la Comisión Nacional de Energía Atómica y cuya conducción ejerciera entre los años 1955 y 1958 y luego nuevamente entre los años 1960 y 1973 cubriendo un muy amplio lapso de la vida institucional que abarca desde el modesto comienzo como un incipiente instituto de investigación y formación de recursos humanos, hasta su plena consolidación en el dominio de la tecnología nuclear

al alcanzar la madurez con la nucleoelectricidad.

Su presencia cubrió la mayor parte de la etapa fundacional y formativa de la Comisión y la insólita duración de su mandato (casi 18 años) brindó a la CNEA singular estabilidad en la conducción y continuidad en las políticas, verdaderas claves de los éxitos logrados, que fueron desde la construcción en 1958 del primer reactor experimental de América Latina, el RA1, hasta la primera central de potencia de la región, Atucha, comenzada en 1968 y prácticamente completada para 1973.

Tuvo, asimismo, una intensa participación en el Organismo Internacional de Energía Atómica, desde su creación en 1956 (fue uno de los firmantes de la carta fundacional de ese organismo) hasta 1973.

También tuvo destacada actuación en la Comisión Interamericana de Energía Nuclear, cuya presidencia ejerció en el periodo 1966-1967.

Cielos Limpios

El Presidente de los Estados Unidos George Bush anunció recientemente su iniciativa de “Cielos Limpios”.

Dijo: “Nosotros promoveremos la producción de energías renovables y la tecnología del carbón limpio, así como la energía nuclear, que no producen emisión de gases de efecto invernadero”.

La Administración Norteamericana de la Información Energética (EIA), distribuyó su informe anual sobre “Informe Voluntario de Gases de Efecto Invernadero 2000”, el cual identifica el desempeño de las centrales nucleares norteamericanas, como el factor más importante en la reducción del nivel de emisión de los gases de efecto invernadero.

Marvin Fertel, del Instituto Norteamericano de Energía Nuclear, ha distribuido las siguientes declaraciones en defensa de la industria, en respuesta a los anuncios del Presidente Bush y la publicación del Informe del EIA.

“La industria nucleoelectrónica aplaude al Presidente Bush por el reconocimiento de la importancia de la energía nuclear, como la fuente de electricidad no polucionante más importante de América, para combatir la amenaza del cambio climático global”.

“Sería difícil lograr las agresivas metas del aire limpio del presidente sin energía nuclear. El informe del EIA expresa que los proyectos de energía nuclear suministran la mayor reducción en la emisión de gases de efecto invernadero, aunque sólo el 2,6 % de los 1882 proyectos informados por las compañías norteamericanas y otras organizaciones, al programa del gobierno para la reducción voluntaria que evitan o capturan las emisiones de gases de efecto invernadero estuvieron vinculados a la energía nuclear. No hay otra fuente que provea tal dramática reducción de emisiones”. La industria de la energía nuclear asume este compromiso para mejorar el ambiente, y continuar la búsqueda de la excelencia, ofreciendo un suministro eléctrico confiable y limpio a los norteamericanos.

La iniciativa “Cielos Limpios” del presidente incluye reducir las emisiones de los tres

contaminantes del aire más perniciosos provenientes de las centrales eléctricas norteamericanas, como el dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno y el mercurio, en un 70 % desde los niveles actuales hasta el 2018.

La iniciativa “Cambio Climático Global” comprende planes para disminuir la “intensidad de gases de efecto invernadero”, definido por el Sr. Bush como la relación de la emisión respecto a la producción económica, en 18 % desde los niveles actuales hasta el 2012.

Origen: Nuc Net N° 66

Costos Externos de las Tecnologías de Producción de Electricidad

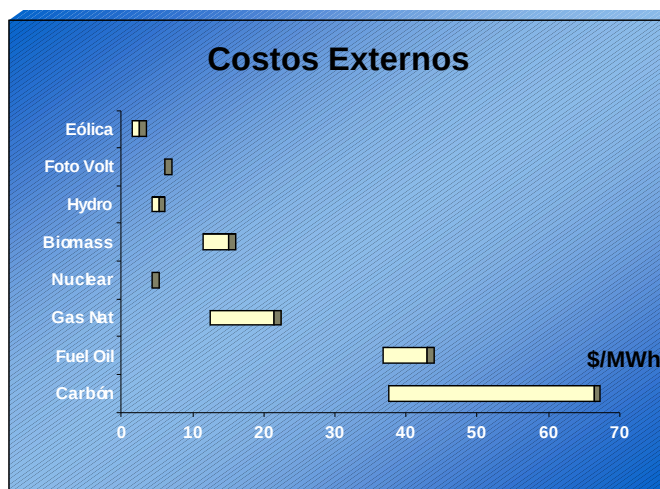
La Comisión Europea ha publicado oficialmente los resultados de un estudio, denominado ExternE, iniciado en 1991 para hallar los costes externos que deberían sumarse a los precios corrientes de la electricidad para tener en cuenta los efectos sobre el ambiente y la salud de las diversas tecnologías y/o combustibles empleados en la generación eléctrica.

El estudio estima que los costes totales de la producción de energía se elevan a 1 o 2 % del Producto Interior Bruto (PBI) de la Unión Europea, si bien esta cifra no incluye el posible impacto del calentamiento global. Como referencia los costes externos del transporte por carretera son del mismo orden del 1 o 2% del PBI.

La metodología empleada incluye las emisiones medidas, su dispersión en el ambiente y el aumento resultante de las concentraciones de sus componentes; su impacto sobre áreas tales como las cosechas y la salud; y su transformación en equivalentes del coste.

Respecto a la energía nuclear, la metodología abarca todo el ciclo del combustible comprendidos los residuos radiactivos, e incluye las emisiones radiactivas, los impactos radiológicos sobre el público y el riesgo de accidentes.

Los valores medios de los costes externos obtenidos para los 15 países de la Unión Europea son los siguientes en términos de \$/MWh.



Origen: Nuc Net Background No. 10 - A