

CONTENIDO

¿Qué es un Ciclo Combinado?

Norberto R. Coppari, Susana M. Gómez de Soler, Lucía B. Ramilo

Realidades y Mitos de la Energía Eólica

Luis Juanicó

☐ **Editorial**

☐ **Potencia Instalada**

☐ **Incorporaciones Previstas**

☐ **Costo Marginal y Orden de Despacho**

☐ **Evolución de los Precios**

☐ **Definiciones**

☐ **Noticias**

☐ **Referencias**

¿Qué es un Ciclo Combinado?

Norberto R. Coppari, Susana M. Gómez de Soler, Lucía B. Ramilo

Comisión Nacional de Energía Atómica

En el parque generador de energía eléctrica argentino se ha registrado en los últimos años una fuerte incorporación de centrales de ciclo combinado de potencia importante.

A continuación se efectúa un análisis de los principios de funcionamiento de este tipo de centrales así como de las razones que pueden llegar a justificar esta fuerte incorporación. Se incluyen asimismo, las características principales de las centrales de ciclo combinado de mayor potencia que se encuentran en operación en la Argentina.

¿Qué es un Ciclo Combinado?

Es un ciclo de potencia que se basa en el acoplamiento de dos ciclos diferentes de producción de energía, uno de turbina de vapor y otro de turbina de gas. El calor no utilizado por uno de los ciclos se emplea como fuente de calor del otro. De esta forma los gases calientes de escape del ciclo de turbinas de gas entregan la energía necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor acoplado. Esta configuración permite un muy eficiente empleo del combustible.

La energía obtenida en estas instalaciones puede ser utilizada, además de la generación eléctrica, para calefacción a distancia y para la obtención de vapor de proceso.

En la Figura 1 se muestra una vista de una planta típica de ciclo combinado para generación de energía eléctrica.



Figura 1

¿Cómo es una Instalación de Ciclo Combinado?

En la Figura 2 se muestra un esquema simplificado de un circuito típico de un ciclo combinado para generación de

energía eléctrica, de una presión.

El aire aspirado desde el ambiente ingresa al turbogruppo del ciclo de gas,

es comprimido por un compresor, a continuación se mezcla con el combustible en la cámara de combustión para su quemado. En esta cámara el combustible ingresa atomizado. Los gases de combustión calientes se expanden luego, en la turbina de gas proporcionando el trabajo para la operación del compresor y del generador eléctrico asociado al ciclo de gas.

Los gases de escape calientes salientes de la turbina de gas ingresan a la caldera de recuperación. En esta caldera de recuperación se produce el intercambio de calor entre los gases calientes de escape y el agua a alta presión del ciclo de vapor; es decir, el aprovechamiento del calor de los gases de escape llevando su temperatura al valor más bajo posible. Los gases enfriados son descargados a la atmósfera a través de una chimenea.

En relación con el ciclo de vapor, el agua proveniente del condensador ingresa a un tanque de alimentación desde donde se envía a distintos bancos de alimentación de intercambiadores de calor de la caldera de recuperación, según se trate de ciclos combinados de una o más presiones.

En la caldera de recuperación el agua pasa por tres sectores:

- El economizador.
- El sector de evaporación.
- El sector de recalentamiento.

En el primer sector el agua se calienta hasta la temperatura de vaporización y en el último se sobrecalienta hasta temperaturas máximas del orden de los 540°C aprovechando las altas temperaturas a las que ingresan los gases de escape de la turbina de gas a la caldera de recuperación.

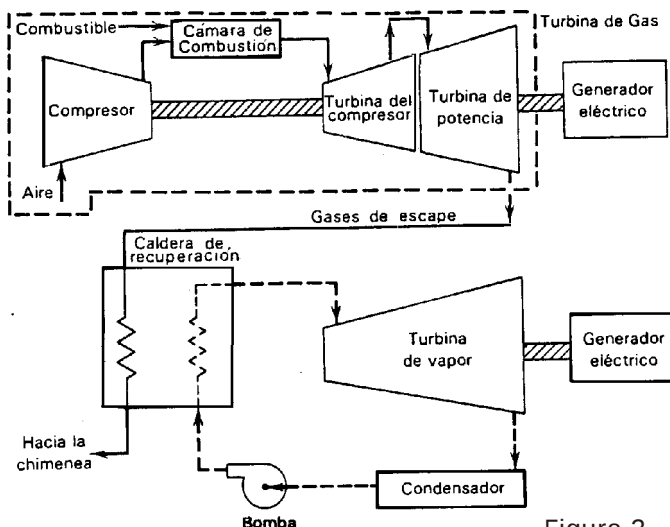


Figura 2

Algunas Consideraciones Termodinámicas

Desde el punto de vista termodinámico el ciclo combinado se puede analizar siguiendo los procedimientos establecidos para los ciclos de térmicos Rankine y Brayton, que son los correspondientes al ciclo de vapor y gas respectivamente. La eficiencia termodinámica de un ciclo Rankine se puede incrementar con algunas de las siguientes acciones, entre otras:

- Disminución de la presión en el condensador. Esto está limitado por la temperatura del agua de refrigeración disponible y por el aumento del tamaño del condensador.
- Aumento de la presión de entrada a la caldera de recuperación. Esto tiene una limitación de orden práctico (técnico económico) con valores de presión entre 250 y 350 bar.
- Aumento de la temperatura de sobrecalentamiento, en este caso la temperatura máxima viene limitada por la resistencia de los materiales de construcción con límites prácticos del orden de los 600°C.

En relación con el ciclo Brayton, éste es un ciclo abierto y su eficiencia se puede aumentar implementado entre otros:

- El ciclo regenerativo, en el cual se precalienta el aire que sale del compresor con los gases de escape de la turbina de gas aprovechando así una parte de su energía remanente.

- El enfriamiento intermedio en la compresión.

El acoplamiento de ambos ciclos trae como consecuencia el uso de algunas de estas acciones, con la correspondiente mejora de las eficiencias termodinámicas. Como se indicó anteriormente se logra fundamentalmente el aprovechamiento total, dentro de los límites prácticos, de la energía de los gases de escape de la turbina de gas aplicando la misma a la generación del vapor y su sobrecalentamiento a niveles de temperatura óptimos para la eficiencia del ciclo.

La optimización termodinámica del ciclo combinado requiere minimizar la pérdida de exergía, es decir la energía transmisible a un dado nivel de temperatura, y aumentar al máximo la transmisión de energía en la recuperación.

Se puede obtener una recuperación adicional de exergía convirtiendo el ciclo combinado de una presión en un ciclo de dos presiones. Esto se logra agregando dos bancos de intercambiadores de calor en la caldera de recuperación, correspondientes a un economizador y un sobrecalentador que operan a presiones distintas de los del ciclo combinado de una presión.

Otra ventaja termodinámica del ciclo combinado es la menor cesión de energía en el condensador del ciclo de vapor respecto a la que correspondería

a un ciclo de vapor de igual potencia que el ciclo combinado. Esto se explica porque la potencia del ciclo de vapor es

del orden de un tercio de la potencia total del ciclo combinado.

Aspectos Positivos y Limitaciones de los Ciclos Combinados

Además de la ya citada flexibilidad de utilización, ya sea para generación de energía eléctrica como para obtención de vapor, este tipo de configuración permite la conversión o "repowering" de instalaciones térmicas con turbinas de vapor con el consiguiente aumento de la eficiencia integral de las mismas. Los fabricantes de turbinas a gas y plantas de ciclo combinado indican las siguientes razones para justificar el mayor uso de los mismos:

- Disponibilidad de grandes volúmenes de gas natural.
- Posibilidad de uso de otros combustibles (carburante diesel, carbón gasificado), con rendimientos elevados pero con limitaciones en el funcionamiento de los quemadores. El diseño se optimiza para gas natural.
- Elevados rendimientos con buen factor de carga.
- Bajo impacto ambiental en relación con las emisiones de NO_x y menor eliminación de calor al medio ambiente.
- Menores requerimientos de refrigeración respecto a una central convencional de igual potencia.
- Bajos costos de capital y cortos

plazos de entrega de las plantas, para los niveles de eficiencia obtenidos.

- Ventajas asociadas a la estandarización de sus componentes, con la consiguiente simplificación de su montaje y mantenimiento.

El rendimiento de los ciclos combinados nuevos que operan en la actualidad es del orden del 57%. Este valor supera a los rendimientos de los ciclos abiertos de turbinas de gas y de los de vapor que trabajan en forma independiente.

El desarrollo práctico de los ciclos combinados estuvo fuertemente vinculado al desarrollo tecnológico de los materiales para construir turbinas de gas capaces de operar a relaciones de presión relativamente altas, de 10:1 hasta 13:1, y con temperaturas de entrada del orden de 1080°C. Esto originó un retraso en el avance de la utilización de estos ciclos. Esta situación mejoró en los últimos diez años y en la actualidad en el mercado se encuentran turbinas que admiten temperaturas de entrada del orden de los 1400°C. Las mejoras en el diseño de componentes y materiales han permitido elevar la potencia y la

eficiencia térmica de las turbinas de gas y por lo tanto del ciclo combinado. No obstante, muchos expertos consideran que los fuertes avances en la tecnología de turbinas a gas pueden estar llegando a un límite, en razón de que los materiales actuales no permiten temperaturas superiores y deberían estudiarse nuevas soluciones al respecto. Algunas de estas soluciones podrían pasar por los materiales cerámicos y los de tipo monocristalino. Estos últimos ya están implementados en las turbinas de aviones, no obstante para su empleo en turbinas de potencia se requieren aún mayores desarrollos en razones de su mayor peso, tamaño y menor pureza del combustible utilizado.

Una de las limitaciones que imponen los materiales y las temperaturas de trabajo asociadas, a los equipos y componentes del circuito de los gases de combustión, son los esfuerzos térmicos que aparecen cuando estos ciclos se operan en forma intermitente o "se ciclan". Estos esfuerzos son mayores que los que se producen en operación continua, ya que cuando se efectúa el ciclado los transitorios de arranque y parada son mucho más frecuentes. En estos transitorios se produce fatiga termomecánica de los metales base. Tanto este tipo de paradas como las de emergencia afectan fuertemente la vida útil de la turbina, ya que en este aspecto cada arranque equivale a aproximada-

mente diez horas de operación en régimen continuo y cada parada de emergencia equivale a diez arranques normales.

Por otra parte se ha comprobado que aun en condiciones normales de operación muchos de los componentes del citado circuito de gases de combustión no alcanzan el tiempo de vida útil previsto. Por ejemplo los álabes de la turbina de gas presentan frecuentemente fallas antes de cumplir la vida útil establecida en el diseño.

Otra limitación de estos ciclos es la respuesta de la turbina de gas de acuerdo con las condiciones ambientales. Así en días calurosos la turbina trabaja con menor eficiencia que en los días fríos. Una turbina de gas que opera con una temperatura ambiente de 0°C produce alrededor del 20% más de energía eléctrica que la misma máquina a 30°C. Asimismo los climas secos favorecen la eficiencia de estos equipos. Por estas razones las eficiencias nominales expresan los resultados de los cálculos de potencia basados en condiciones ambientales normalizadas ISO (15°C, 1,013bar y 60% de humedad relativa).

En lo que respecta a contaminación ambiental, los combustores de baja emisión de NO_x fueron uno de los más importantes logros en la tecnología de las turbinas de gas. No obstante implican la limitación de tener mayor inestabilidad de llama que los de

difusión convencionales por la necesidad de usar mezclas aire-combustible más pobres. La oscilación de la llama puede producir vibraciones y ruido

inaceptables y además afectar la vida útil y la confiabilidad operativa de la turbina de gas.

Componentes Principales de un Ciclo Combinado

Los principales componentes de un ciclo combinado son:

- Turbina de gas.
- Caldera de recuperación.
- Turbina de vapor.
- Condensador.
- Tanque de agua de alimentación/desgasificador.
- Ciclo de agua de refrigeración.
- Alternadores.

Los equipos clave de estos ciclos son: la turbina de gas y la caldera de recuperación.

La turbina de gas está integrada por los siguientes componentes básicos:

- Compresor axial.
- Cámara de combustión.
- Turbina propiamente dicha.

El trabajo obtenido en la etapa de alta presión de la turbina acciona el compresor, y el de la etapa de baja presión o "de potencia" acciona el correspondiente alternador. Estas máquinas tienen muy bajo tiempo de

arranque y pueden alcanzar plena carga en diez a veinte minutos; y poseen además buena confiabilidad y disponibilidad. Sus principales limitaciones ya fueron enunciadas en los párrafos anteriores.

Los principales componentes de la caldera de recuperación son:

- Economizador.
- Evaporador.
- Recalentador.
- Chimenea de escape.

Estas calderas son equipos modulares que constan de una envoltura externa, construida generalmente con chapas de acero, y de bancos de tubos de acero aptos para alta presión por donde circula el agua. En la chimenea se puede incorporar un sistema de catalizadores que permite la reducción simultánea de la emisión de los óxidos de nitrógeno y del monóxido de carbono. En la Figura 3 se muestra un esquema de una instalación típica.

- 1 Economizador de Evaporador de Baja Presión
- 2 Economizador de Media y Alta Presión
- 3 Evaporador de Media Presión
- 4 Evaporador de Alta Presión
- 5 Sobrecalentador de Alta Presión

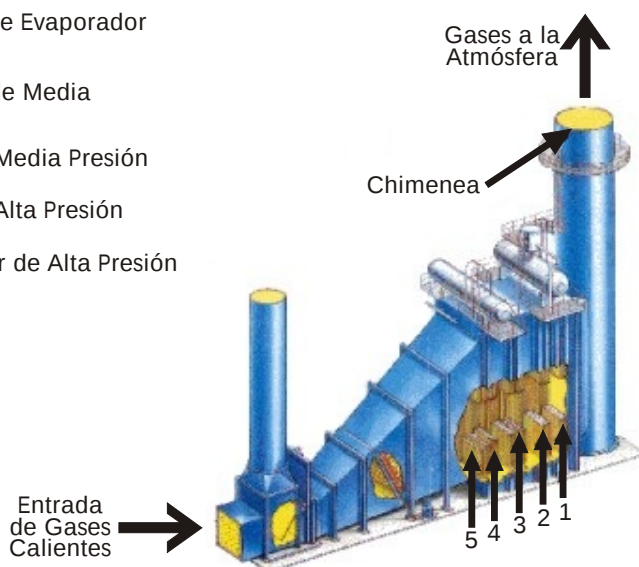


Figura 3

Consideraciones para la Elección del Ciclo

En la elección del ciclo y sus componentes las primeras definiciones que se deben establecer son: la potencia útil a generar, el tipo de servicio requerido, generación o cogeneración, y las características de explotación, central de base o de punta. Todo esto influye en las características de la futura instalación, fundamentalmente en la relación inversión de capital/eficiencia la cual se debe optimizar de acuerdo al tipo de servicio y de explotación.

En un segundo término se deben tener en cuenta las características y requerimientos impuestos por la zona de emplazamiento, tales como:

- Frecuencia eléctrica: 50 ó 60 Hz.

- Condiciones ambientales: temperatura, altitud.
- Límites de emisiones gaseosas.
- Límite permitido para la temperatura de descarga del agua del circuito de refrigeración al ambiente.
- Espacio disponible.
- Disponibilidad de recursos: combustibles, agua de refrigeración.

El tipo y la composición del combustible disponible afectan la potencia de la turbina de gas, sus emisiones y las condiciones de operación del ciclo. Por ejemplo el contenido de azufre del combustible está relacionado con el límite de temperatura del agua que ingresa a la caldera de recuperación,

ya que se forma ácido sulfúrico en el gas y puede condensar sobre los tubos si su temperatura es inferior a la temperatura de rocío del ácido. Por esta razón el agua debe ingresar a la caldera de recuperación a una temperatura superior a la de rocío del ácido sulfúrico, no pudiendo para los combustibles con alto contenido de azufre implementarse el economizador de baja presión. Por otra parte el precio del combustible está relacionado con las inversiones adicionales que se requieran para incrementar la eficiencia del ciclo. Tales inversiones son las necesarias para implementar ciclos de más de una presión que para bajos costos de combustibles pueden no justificarse. La disponibilidad de agua de refrigeración determina el tipo de circuito de refrigeración. Este circuito puede ser cerrado, con torre de enfriamiento, o

abierto. En situaciones de alta escasez de agua se pueden instalar aerocondensadores. Por otra parte el tipo de circuito de refrigeración está relacionado con el tipo de condensador, el cual de acuerdo al grado de vacío y temperatura asociada influye en la potencia de la turbina de vapor y por consiguiente en el rendimiento del ciclo. Igual influencia ejerce, en relación con el condensador y la eficiencia del ciclo, el límite de la temperatura de descarga al ambiente del agua del circuito de refrigeración.

El espacio disponible está relacionado con el tamaño de la caldera de recuperación y la configuración de la instalación respecto al montaje de las turbinas de vapor, turbinas de gas y alternadores con un eje común o en varias líneas de ejes.

Condiciones y Parámetros Típicos de Operación

A continuación se reseñan algunas condiciones y parámetros típicos de operación de los ciclos vigentes:

- Presión de compresión en la turbina de gas: $\approx 30\text{bar}$.
- Temperatura máxima en la turbina de gas: $\approx 1430^{\circ}\text{C}$.
- Temperatura de salida de gases de la turbina de gas: $\approx 620^{\circ}\text{C}$.
- Propiedades del vapor a la salida de cada etapa de la caldera de recuperación en un ciclo de tres presiones:

Etapa de baja presión: $\approx 4\text{bar}$ y 253°C .

Etapa de presión intermedia: $\approx 22\text{bar}$ y $\text{máx. } 540^{\circ}\text{C}$.

Etapa de alta presión: $\approx 105\text{bar}$ y $\text{máx. } 540^{\circ}\text{C}$.

- Temperatura de salida de los gases en la chimenea: $\approx 100^{\circ}\text{C}$.
- Emisiones de NO_x : $< 25\text{ppm}$.
- Relación de potencias entregadas:
Turbina de gas: $\approx 2/3$.
Turbina de vapor: $\approx 1/3$.

Los Ciclos Combinados en la República Argentina

A continuación se indican los ciclos combinados de mayor potencia en operación en la Argentina.

Está previsto el ingreso, en fecha

próxima, de la central de ciclo combinado perteneciente a AES Paraná S.A. con una potencia de 845 MW y una eficiencia estimada de 57%.

Empresa	Potencia (MW)	Proveedor (CC o TG/TV)	Eficiencia (%)	Observaciones
CAPEX-CT Agua del Cajón	628,3	Mitsubishi-Black & Veatch	47,6	"Repowering" Con agregado de TV
Central Costanera	851	Mitsubishi	47,9	
Central Puerto	798	General Electric	47,8	
Dock Sud	798,8	Babcock Wilcox (España)-ABB	46,3	
GENELBA	673,6	Siemens-Babcock Wilcox	46,4	

Fuente: CAMMESA. Programación Estacional Definitiva mayo-octubre 2001

Algunas de las principales razones que justifican la incorporación de las centrales de tipo combinado en la Argentina son:

- Los mejores rendimientos obtenidos en los ciclos combinados actuales, fundamentalmente por los desarrollos tecnológicos asociados a las turbinas de gas y sus materiales.
- La abundancia del gas natural y su

bajo precio.

- Los bajos costos de capital y los plazos de entrega que favorecen la rápida recuperación del capital.

En la Argentina las centrales de ciclo combinado están ubicadas fundamentalmente en las regiones: Buenos Aires/Gran Buenos Aires, Comahue, Cuyo y Noroeste.

Referencias

- Joseph G. Singer. "Combustion Fossil Power". Combustion Engineering, Inc., 1991.
- Kenneth Wark. "Termodinámica". 5ª Edición. Mc. Graw-Hill, 1995.
- Robert H. Perry, Don W. Green. "Perry's Chemical Engineers' Handbook. Seventh Edition. Mc. Graw-Hill, 1999.
- Judy Warner, Henrik Nielsen. "Un procedimiento de selección global permite la concepción óptima de centrales de ciclo combinado". Revista ABB, 8/93, pág. 13-22.
- "Hanjung Steam Generator". Folleto técnico. Hanjung Korea Heavy Industries & Construction Co., Ltd. H 9407.
- Akihiro Kawauchi, Fumiaki Hirose, Mitsugu Musashi. "High-Efficiency Advanced Combined-Cycle Power Plants". Hitachi Review, vol. 46, 1997, No.3, pp. 121-128.
- Lothar Balling, John S. Joyce, Bert Rukes. "The New Generation of Advanced GUD Combined-Cycle Power Plants". Siemens Power Journal, 2/95, pp 18-22.
- CAMMESA. Programación estacional definitiva mayo-octubre 2001.
- Rey Francisco C., Anbinder Gustavo. "Alternativas de Expansión del Sistema Eléctrico Argentino". CNEA.C.RCN.ITE.107.

Realidades y Mitos de la Energía Eólica

Luis Juanicó

Comisión Nacional de Energía Atómica

En los últimos diez años hemos sido testigos de un espectacular crecimiento de la generación eléctrica a partir del aprovechamiento del viento. Paradójicamente, si bien ha sido acompañada de un apreciable mejoramiento de su tecnología y economía, no puede explicarse por estos factores. Por el contrario, esta antiquísima forma de generación de energía muestra lo contrario; por ejemplo duplicando los costos de generación de las centrales térmicas en EE.UU.¹.

La explicación del auge de la energía eólica (EE) se encuentra la mayoría de las veces apoyada en motivos ambientalistas (reducción de emisión de gases de efecto invernadero) más que en razones estratégicas de provisión de energía, dado que los principales países impulsores (de este tipo de fuentes) no tienen déficit de energía.

En nuestro país se promociona la EE como una alternativa económicamente viable, cuando no como una panacea, soportada en varios mitos que circulan en medios de prensa, que generan una falsa ilusión acerca de su real situación y perspectiva futura. Analizaremos ahora cuatro de estos mitos, originados en verdades dichas a medias de las cuales se infieren falsas conclusiones.

1. Mito sobre el Crecimiento Explosivo de la Energía Eólica

"La Energía Eólica tuvo un crecimiento explosivo en la década pasada..."

".. esto demuestra su competitividad actual y proyecta una alta penetración futura".

Falso. Las tasas explosivas actuales (40% anual durante los últimos cinco años en Alemania, líder mundial en EE) se contabilizan a partir de valores marginales: representa el 1% en este país europeo; además con 20 TWh generados durante 1999 contribuyó con el 0.1% de la producción de electricidad en todo el mundo, en igual proporción en EE.UU. y con el 0.5% en

Europa.

El desarrollo está fuertemente impulsado por generosos subsidios, otorgados dentro de pocos países: Alemania, Dinamarca, España, etc. (ver Figura 1) en donde su desarrollo se encuentra confinado. Alemania y Dinamarca, por ejemplo, están pagando a los productores eólicos 100 U\$S/MWh (el doble de su tarifa mayorista, cerca del

cuádruplo de nuestro país). Más aún, la industria eólica cae en donde se sacan los subsidios. Este es el caso histórico de California que dio origen al renacer de esta tecnología durante la década del '80, cuando una conjunción de subsidios federales y estatales alcanzó a cubrir el 50% del costo total, y al expirar su otorgamiento produjo la quiebra de casi todos los fabricantes americanos

surgidos entonces. Más cerca en el tiempo, para este año la asociación danesa de fabricantes espera el fin de las cooperativas eólicas ampliamente diseminadas en su geografía, y el desvanecimiento del mercado interno, con una reducción mínima del 25% en los puestos de trabajo de esta industria².

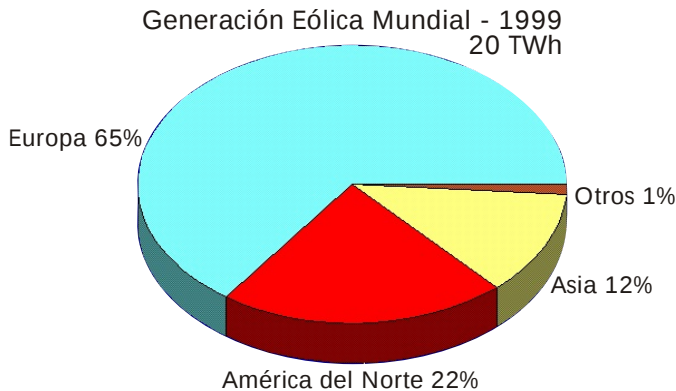


Figura 1. Participación relativa por continentes de la EE en el mundo.

El caso de Dinamarca es de interés por cuanto siendo un líder del mercado mundial (fabrica el 65% de los componentes sumando sus subsidiarias) hoy espera que su mercado interno se desvanezca, producto del fin del apoyo estatal. Es interesante mencionar que este hecho se produce justamente cuando la participación eólica había alcanzado valores de impacto real en su economía (13% proyectado en este año).

Es interesante además analizar el subsidio eólico en el caso de Alemania. Si observamos el subsidio del carbón alemán, vemos que éste se encuentra entre 2 y 3 veces por encima del precio del carbón en el mercado SPOT, y totaliza unos 7400 millones de marcos anuales³. Comparado con éste, el subsidio eólico alemán no llega al 0.5% del subsidio al carbón. Ambos hechos pueden (y deberían a mi juicio) relacionarse, recordando que el partido gobernante es de una coalición formada con el partido verde, de corte ecologista.

2. Mito sobre la Disminución de Costos por Aumento de la Potencia

"La Energía Eólica es actualmente más cara que las fuentes convencionales, pero son cada vez máquinas más grandes .."

"...esto permite predecir su competitividad plena en un plazo medio" .

Falso. Los molinos evidentemente han evolucionado: desde las pequeñas máquinas de 50 kW puestas en California en la década del 80, hasta las máquinas gigantes de 1,5 y 2 MW que se están instalando en plataformas off-shore actualmente. Se podría pensar y es razonable para casi cualquier fuente de energía, que a mayor escala de potencia hay una natural economía por escalamiento en la potencia.

Por el contrario se alcanza un punto óptimo en la curva de escaleo, y entonces las máquinas más grandes (1 a 2 MW) son más caras que las medianas (600 a 750 kW), como se aprecia

en la Figura 2. Este comportamiento se debe a que el costo de las principales partes de un aerogenerador se escalan con el cubo del diámetro de sus palas, mientras que la potencia generada lo hace aproximadamente con su cuadrado³.

Por otra parte, analizando la evolución de precios, se observa que tiene un comportamiento asintótico (Figura 3). La EWEA (Asociación Energía Eólica Europea) misma proyecta una reducción del 10% al 2010 y del 20% al 2020, apoyada en una mayor economía por volúmenes de producción, y no en factores tecnológicos³.

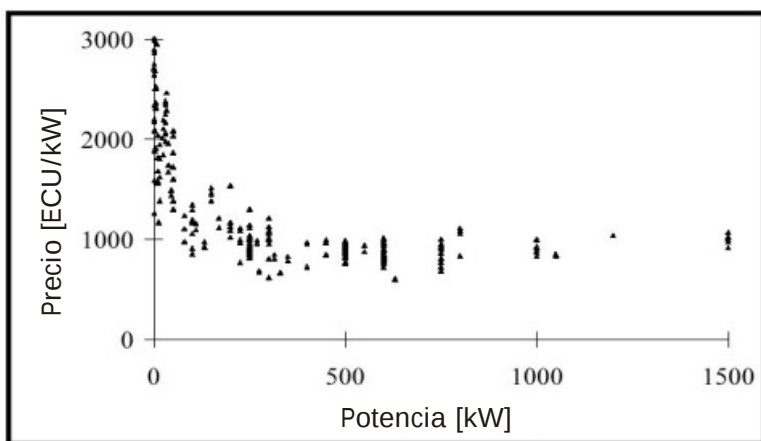


Figura 2. Costo Intensivo vs. Potencia de los Aerogeneradores.

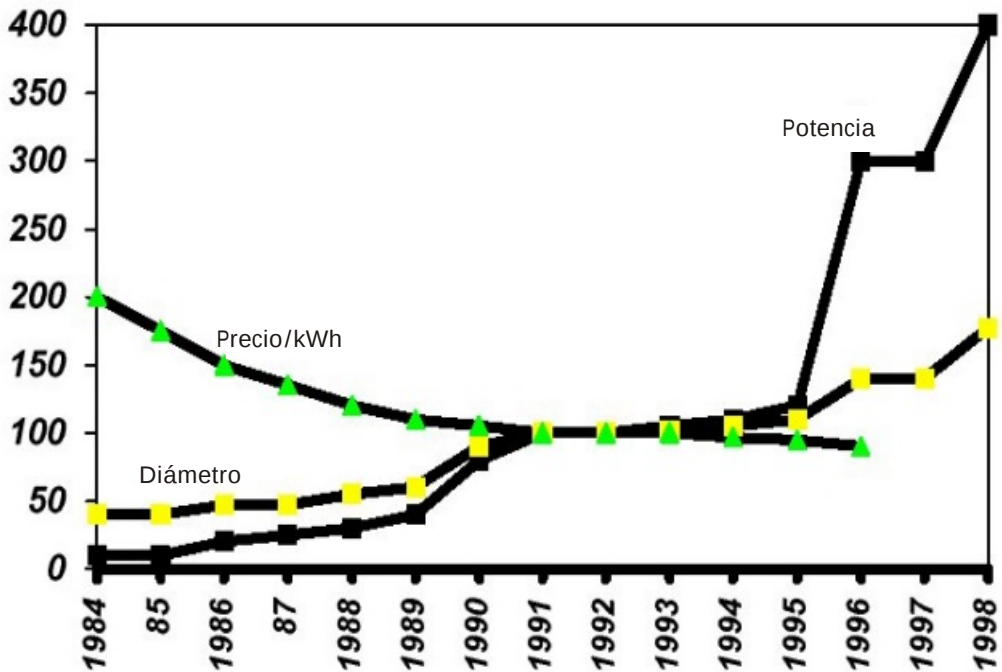


Figura 3. Variaciones Relativas de \$/kWh, Diámetro Palas y Potencias (tomando 1991= 100)

3. Mito sobre la Ventaja del Potencial Eólico en Nuestro País
 "Nuestro país tiene que aprovechar el gran potencial eólico de la Patagonia, superior en un 500% a la media de Europa"....
 "...entonces aquí la Energía Eólica sería altamente competitiva."

Falso. Es cierto que el viento de nuestra Patagonia se encuentra entre los mejores del planeta. En Europa los vientos son moderados: la velocidad promedio es de 6 o 7 metros por segundo, mientras que en la Patagonia podemos encontrar vientos promedios del orden de 10 m/s habitualmente. Como el potencial eólico sigue una ley cúbica con la velocidad, encontramos

un aumento considerable aquí del potencial.

Sin embargo, no hay un correlato directo entre este potencial y la capacidad de absorción de éste en una máquina para producir energía. Esto es así por las particularidades del recurso eólico, y su correlato en su aprovechamiento; entre otros factores, su alta intermitencia y variabilidad hacen que

el aerogenerador nunca pueda trabajar en el punto de óptima eficiencia.

Sobre la base de la experiencia de las más modernas turbinas instaladas en Comodoro Rivadavia, se ha observado un factor de carga anual promedio del 40%, frente al 25% común en granjas europeas, lo cual nos habla de un aumento efectivo de solamente el 60% en la energía generada. Sin entrar en los mayores costos de mantenimiento por el mayor desgaste y otros varios, basta este dato para entender que la energía eólica en nuestro país, lejos de ser la panacea tan promocionada,

tiene un peor desempeño económico incluso que en Europa: recordemos que la tarifa eléctrica mayorista pagada a los generadores en nuestro país es la mitad que la que perciben sus pares europeos, pero la energía generada se incrementaría en menor proporción.

Por otra parte, siendo la Energía Eólica una tecnología de capital intensivo requiere una gran proporción de inversión inicial, del orden del doble que los ciclos combinados más nuevos, y su desempeño económico se ve desmejorado en países como el nuestro con altas tasas de interés.

4. Mito sobre la Analogía con las Tecnologías Convencionales

"Hay países con más de 4000 MW eólicos ya instalados, y otros con alta densidad de esta forma de energía...."

"...entonces instalar 3000MW aquí no presentaría mayores dificultades técnicas".

Falso. Este mito trata de establecer una analogía de la EE con las centrales convencionales. Es cierto que Dinamarca genera el 13% de la energía eólica sin problemas en la red eléctrica, pero debe puntualizarse que este pequeño país forma parte de un sistema interconectado entre los países nórdicos (Nordex), por lo que el sistema es mucho mayor, y se licua el porcentaje real. Entonces, bajo esta perspectiva parecería factible instalar 3000 MW eólicos en la Patagonia.

La realidad es muy distinta. Por ser la EE una energía intermitente, genera

impredecibles cambios en la potencia instantánea generada, y de efectivamente instalarse los 3000 MW, llegaría al 50% aproximado de la demanda de base en nuestro país, esto tendría consecuencias graves sobre la red interconectada nacional. Como ejemplo ilustrativo, recordemos que cada vez que se cae una de las líneas del Chocón, de 1000 MW, queda parcialmente sin electricidad Buenos Aires.

Por otro lado según la IEA (Agencia Internacional de Energía) nunca se aconseja instalar más del 5% de

energías intermitentes en una red eléctrica. Incluso la Asociación de Productores Eólicos Europeos reconoce que más allá del 10% debería estudiarse su impacto. Habría que estudiar aquí

además de la limitación técnica, el impacto económico en la "reserva caliente" de tener 3000 MW intermitentes.

Conclusiones

El mercado mundial de generación eolieléctrica es muy minoritario y está concentrado en pocos países desarrollados, se encuentra impulsado por intereses medio-ambientales y protegido por importantes políticas de incentivos, de los cuales depende fuertemente para subsistir. Estos intereses no se justificarían en Argentina, ni desde el punto de vista ambiental (casi no

carbón ni petróleo, baja densidad de población) ni económico (más cara por amplísimo margen, altas tasas de interés de mercado). Antes bien, podría ser interesante destinar los esfuerzos hacia el desarrollo de tecnología nacional eólica (como sí hacen los países líderes en EE) y no ser simples receptores, o a lo sumo con bajo valor agregado.

Referencias

1. Informe Final de la Comisión de Asesores al Presidente en Energía, 1997 (www.doe.gov)
2. News de Asociación Danesa de Fabricantes Eólicos, www.windpower.dk/news
3. Wind Energy: The Facts. Informe de la EWEA, 1999 (www.ewea.org)

Editorial

Reformas al Sector Eléctrico

Las reformas propuestas por el Poder Ejecutivo Nacional a la Ley N° 24.065 mediante el Decreto PEN 804/01 y la Resolución del Ministerio de Infraestructura y Vivienda N° 135/01 no han encontrado buen eco en los agentes del sector eléctrico ni en las provincias.

Antecedentes

La Ley N° 24.065, promulgada el 3 de enero de 1992, estableció un nuevo marco regulatorio del sector eléctrico, introduciendo sustanciales cambios normativos que han permitido un funcionamiento progresivamente competitivo en el segmento de generación eléctrica. El marco regulatorio fue acompañado con un proceso de transformación del sector eléctrico que ha significado por un lado, la transferencia, desde el ESTADO NACIONAL al sector privado, de unidades empresariales que actuaban en las actividades de generación, transporte y distribución, y por otro lado, la creación de un organismo autárquico para el control y regulación de los servicios.

El ESTADO NACIONAL se reservó el ejercicio de funciones vinculadas al diseño de las políticas del sector eléctrico, junto con el establecimiento y aplicación de normas legales y regulatorias que propendan a una actividad económica eficiente; generen una mejora en la calidad de servicio y promuevan la participación activa del sector privado en la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

A diez años de la promulgación de esta ley, se obtuvieron algunos de los objetivos (bajar precios mayoristas, mejorar calidad, etc.) pero se observa como necesario introducir algunos cambios que mejoren su funcionamiento y corrijan algunos efectos no deseables producidos.

Entre ellos se pueden destacar:

- La disminución, en los últimos años, de las inversiones en el sector de generación producto de las bajas retribuciones a los generadores como consecuencia de la fuerte disminución de los precios en el mercado eléctrico mayorista.
- La saturación del sistema existente de transporte en alta tensión y la inexistencia de inversión en nuevas ampliaciones que le de mayor confiabilidad al sistema eléctrico.

La consecuencia de estos efectos combinados es que puede producirse una nueva crisis eléctrica en el futuro cercano, si coincide la ocurrencia de algunos factores (baja hidraulicidad, aumento de las exportaciones a Brasil, un invierno o verano riguroso y reactivación de la economía en nuestro país), y en el mediano plazo de todas formas aunque no coincidan los mencionados factores si no se efectúan correcciones en forma rápida.

Reforma

El Decreto 804 de fecha 19 de Junio de 2001 dispuso la modificación de la Ley 24.065, a fin de introducir un marco de mayor desregulación del sector eléctrico y una progresiva reducción de la intervención del Estado en la formación de las decisiones económicas de los agentes que intervienen en el mercado y que como consecuencia de su aplicación resolviera los problemas enunciados anteriormente.

Estos cambios despertaron en principio más recelos que adhesiones, provocando primero la postergación de su aplicación y luego la derogación por parte del poder legislativo.

Los principales cuestionamientos se refieren a:

- La eliminación del pago de la potencia puesta a disposición puede producir la salida o el no ingreso al sistema de los agentes generadores que forman parte de la reserva del sistema y que son llamados a participar en el mercado por periodos cortos durante el año o en situaciones de déficit de generación. Este hecho provocaría bajas reservas para cubrir un eventual déficit de generación.
- La incorporación del comercializador en calidad de actor reconocido del Mercado Eléctrico Mayorista, modificando el Decreto 186/95 que reconocía su calidad de participante, constituye el ingreso de un nuevo intermediario en el actual circuito de comercialización de la energía eléctrica, sin que ello asegure mejoras en la prestación.
- La creciente concentración en algunos grupos económicos de una porción importante de la oferta, su participación en otros sectores del mercado y la escasa experiencia en nuestro país de leyes antimonopolios y de defensa de los consumidores, aumenta los riesgos de cartelización y colusión.

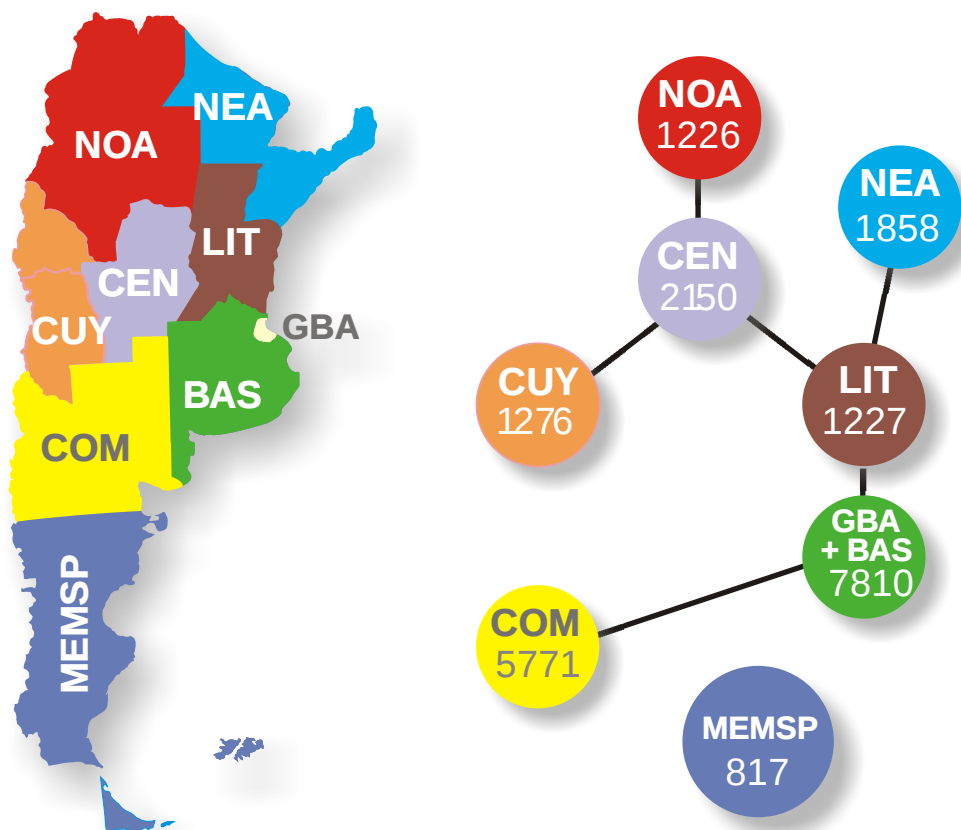
A la fecha luego de la anulación por parte del poder legislativo se torna incierta la aplicación de las reformas enunciadas en el decreto e independientemente de que si son éstas u otras, es imprescindible introducir en el corto y mediano plazo cambios normativos que respeten los intereses sectoriales pero que busquen la mejora global del sistema alejándonos del riesgo de una crisis de abastecimiento en el sistema eléctrico.

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 octava 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 30 de Junio del año 2001 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 22 135 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	334	447	4	1046
CENTRO	227	297	64		588
LIT	242	40			282
GBA-BAS	3640	571	3236		7447
NEA	25	123			148
Total MEM	4515	2033	4829	4	11381
MEMSP		258	32		290
Total	4515	2291	4861	4	11671

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 Bs As-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	1046		180		1226
CENTRO	588	648	914		2150
LIT	282		945		1227
GBA-BAS	7447	357		5.7	7810
NEA	148		1710		1858
Total MEM	11381	1005	8926	6.1	21318
MEMSP	290		519	7.9	817
Total	11671	1005	9445	14	22135
%	52.73	4.54	42.67	0.06	100.00

*La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (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 nos muestran la potencia térmica instalada (en MW), a junio 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° 6) se deben a las entradas del ciclo combinado de Dock Sud (en forma provisoria y sólo a 592 MW sobre 780 MW programados) en la región del Gran Buenos Aires y del Ciclo Combinado de Comodoro Rivadavia en el Sistema Patagónico (32 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 solo 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 1471 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 6,6 % y de un 16,3 % 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
Sept/01 ⁽¹⁾	AES. Paraná SA.	AESPCC01	843	843	Ciclo Combinado Nuevo
Oct/01 ⁽²⁾	Plus-Petrol	SMTUTG02	117	962	Turbina de Gas
Ene/02	Plus-Petrol	SMTUTV01	151	1113	Completa un CC - 374MW
Marz/02 ⁽³⁾	Plus-Petrol (Norte)	PPNQTG01	116	1229	Turbina de Gas
Ene/03 ⁽⁴⁾	C. Independencia	INDECC01	242	1471	Ciclo Combinado Nuevo

(1) Incorporación prevista originalmente para agosto de 2000

(2) Incorporación prevista originalmente para agosto de 2001

(3) Incorporación prevista originalmente para enero de 2002

Las diferencias respecto del semestre anterior son:

En febrero de 2001 se produce el ingreso comercial del Ciclo Combinado de la Central Dock Sud a marcha reducida (592 MW sobre 780 MW).

Se retira el proyecto de la central Buenos Aires Norte (CEBAN).

Se incorpora el proyecto de Plus Petrol Norte a instalarse en El Bracho (Tucumán) con fecha de incorporación.

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	OC	480	1225
LAS MADERAS	MADEHI01/02	HID	30	1255
C. LAS FLAYAS	LPLAC01	OC	250	1505
GENELBA	CEBACC02	OC	850	2355
CAPEX	LDLACV01	CV	200	2555
TERMOANDES	TANDOC01	OC	270	2825
Central Piedrabuena	BBLACC01	OC	780	3605

Fuente: CAMMESA julio de 2001

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.

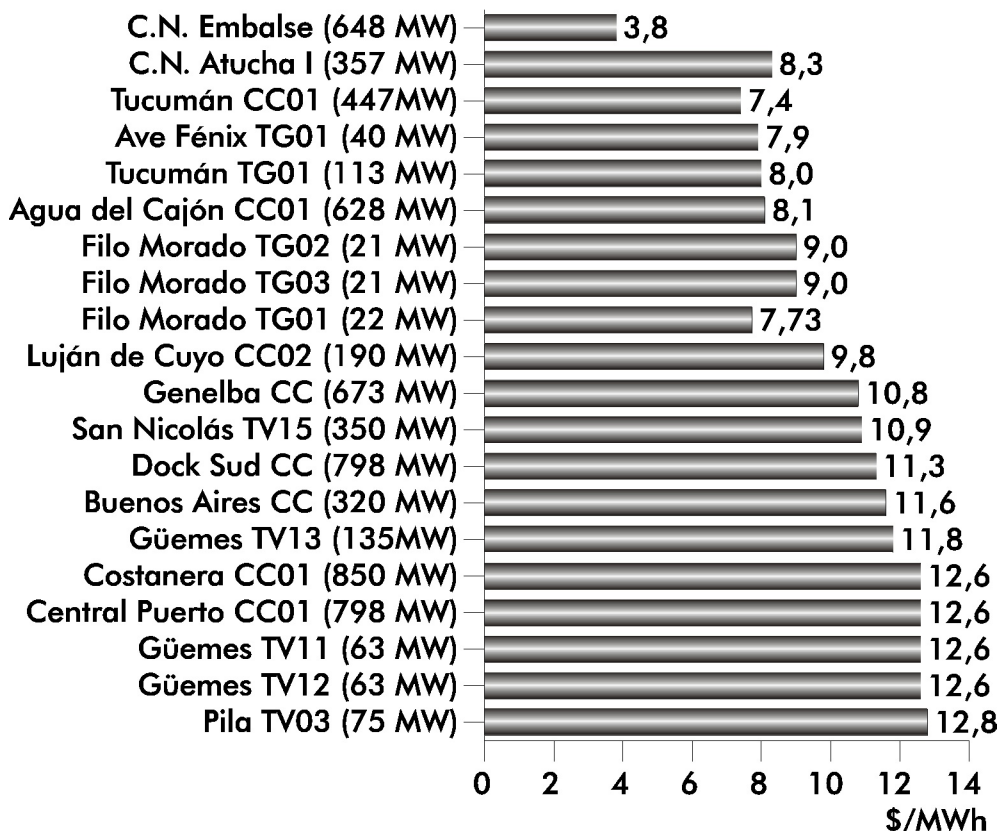
Entre ellos no se han incluido los cogeneradores y autogeneradores pues su presencia en el mercado no es continua (depende de sus consumos internos y venden sólo sus saldos de energía eléctrica).

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 junio de 2001 y los rendimientos y costos de combustibles declarados por los genera-

dores para la programación estacional Mayo-Otubre de 2001 de CAMMESA. Además se utilizaron los promedios ponderados de los factores de nodo de la misma programación.

Orden de Despacho Térmico (junio de 2001)



Las Centrales Nucleares de Embalse y Atucha I 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, en su mayoría 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 de la tabla precedente se consideraron a todos los generadores como si tuvieran libre disponibilidad de gas natural y es importante aclarar que solo 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 oil) tienen un costo marginal superior al indicado en la tabla.

Evolución de los Precios

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

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

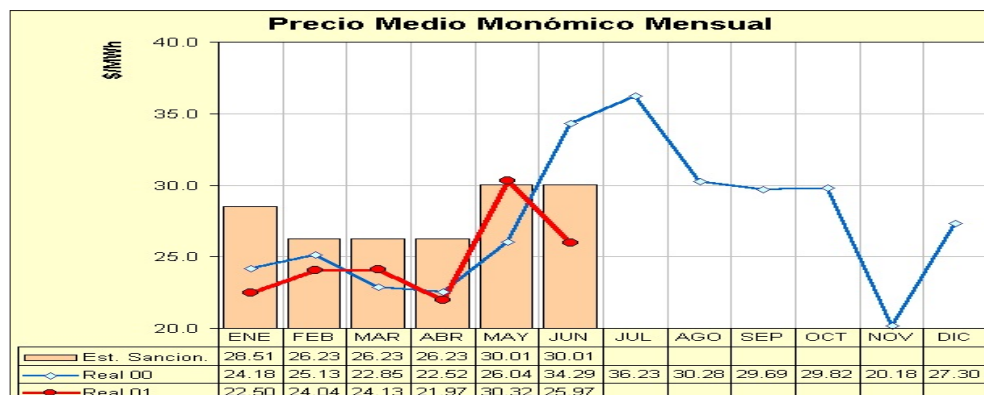
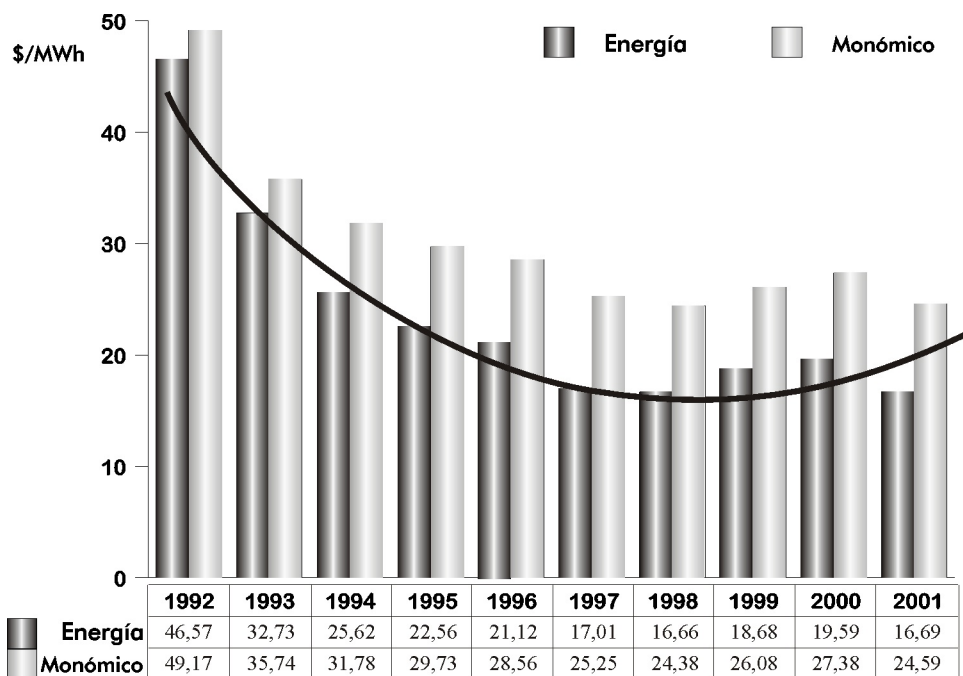


Figura 3. Precios del MEM en el primer semestre de 2001

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 1992 y su tendencia.(Figura 4).



Los valores del año 2001 son el promedio del primer semestre y éste ha sido con gran hidraulicidad en la cuenca del Comahue.

La mayor generación hidráulica y un crecimiento moderado de la demanda provocaron que la generación térmica fuera inferior a la correspondiente 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 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.RCNITE 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 Ampliación a 60 Años de la Licencia de Funcionamiento de las Centrales Nucleares Estadounidenses, Situación Actual

La renovación de las actuales autorizaciones (por 40 años) de funcionamiento de las centrales nucleares de Estados Unidos y su extensión a 60 años requiere la presentación al Organismo Regulador Nuclear (NRC) de un estudio completo sobre el efecto del tiempo sobre los componentes y sistemas de la central, su gestión y provisiones adoptadas y a adoptar para mantener la seguridad. La revisión de este estudio por la NRC requiere unos 30 meses.

A continuación se exponen las centrales que han obtenido y solicitado esta renovación y las que se prevé lo soliciten hasta finales de 2004, con las fechas correspondientes.

Autorizaciones Concedidas

Central Nuclear	Potencia Neta MW	Inicio Operación Comercial	Ubicación (Estado)	Autorización Concedida
☼ Calvert Cliffs 1	825	mayo 1975	Maryland	23 marzo 2000
☼ Calvert Cliffs 2	825	abril 1977	Maryland	23 marzo 2000
☼ Oconee 1	846	julio 1973	S. Carolina	23 mayo 2000
☼ Oconee 2	846	sept. 1974	S. Carolina	23 mayo 2000
☼ Oconee 3	846	dic. 1974	S. Carolina	23 mayo 2000
☼ Arkansas Nuclear One 1	836	dic 1974	Arkansas	21 junio 2001

Autorizaciones Solicitadas

Central Nuclear	Fecha Prevista de Autorización
☼ Edwin I. Hatch 1 y 2	21 marzo 2002.
☼ Turkey Point 3 y 4	10 marzo 2003
☼ Catawba 1 y 2	diciembre 2003
☼ McGuire 1 y 2	diciembre 2003
☼ North Anna 1 y 2	diciembre 2004
☼ Surry 1 y 2	diciembre 2004

Peticiones de Autorización

Central Nuclear	Fecha Prevista de Solicitud
☼ Peach Bottom 2 y 3	julio 2001
☼ Fort Calhoun	marzo 2002
☼ St Lucie 1 y 2	junio 2002
☼ Point Beach 1 y 2	julio 2002
☼ Virgil C. Summer	agosto 2002
☼ Joseph M. Farley 1 y 2	junio 2003
☼ Arkansas Nuclear One 2	septiembre 2003
☼ Browns Ferry 2 y 3	diciembre 2003
☼ Cooper	2003
☼ Beaver Valley 1 y 2	septiembre 2004
☼ Brunswick 1 y 2	diciembre 2004
☼ Pilgrim 1	2004

Fuente: Foro Nuclear (Foro de la Industria Nuclear Española) julio 2001