

Boletín Energético CNEA

2do Semestre 1999

Año 2 N° 4

Este Boletín presenta los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta Diciembre de 1999, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

(Borrador 1/2/2000)

CONTENIDO

CONTRIBUCIONES

Cambio Climático y Equidad en las Estrategias de Mitigación

por Nestor Venturini

Alternativas energéticas para el siglo XXI

por Darío Jinchuk

Emisiones de Óxidos de Nitrógeno del Parque Termoeléctrico Argentino

por Horacio Bajano y Darío Gómez

SECCIONES FIJAS

- **Potencia instalada en el país**
- **Incorporaciones previstas**
- **Costo marginal y orden de despacho**
- **Evolución de los precios**
- **Definiciones**
- **Noticias**
- **Referencias**

Elaborado y emitido semestralmente por el Grupo de "Prospectiva y Planificación Energética" -
"Sector Estudios de Reactores y Centrales" -

UNIDAD DE ACTIVIDADES REACTORES Y CENTRALES NUCLEARES

CENTRO ATÓMICO CONSTITUYENTES - COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA

Av. Gral. Paz y Constituyentes. Tel. (011) 4754-7328 - Fax. (011) 4754-7357 - E-Mail: rey@cnea.gov.ar

Cambio Climático y Equidad en las Estrategias de Mitigación

Nestor Venturini

1.-Introducción

La gravedad y diversidad de los hechos producidos en relación con la alteración del clima en el mundo, han despertado preocupación en la opinión pública y los gobernantes, especialmente en los casos manifestados por eventos meteorológicos extremos, demandando la intervención ejecutiva de los organismos internacionales.

Si bien hay incerteza respecto de la proyección en el mediano plazo del calentamiento atmosférico superficial, existe consenso en la comunidad científica internacional respecto de su origen antropogénico.

Deben por lo tanto tomarse medidas para mitigar las causas del calentamiento, considerando las dimensiones de sus consecuencias socioeconómicas.

Por ello resulta pertinente la aplicación de estrategias precautorias, mientras que el efecto futuro de una causa presente parece incierto, pero con resultados perjudiciales gravemente extendibles.

El origen del calentamiento, está vinculado al incremento de la concentración atmosférica de gases capaces de absorber radiación infrarroja, proveniente de la disipación térmica terrestre.

Que estos gases sean de origen geológico o humano, no invalida el hecho que el consumo y distribución de combustibles, entre otras actividades, hacen una significativa contribución a su presencia.

Otra característica fuertemente condicionante de la industria energética, es que los combustibles provienen de fuentes situadas en países subdesarrollados, para ser consumidos en países del primer mundo, especialmente en el caso de los hidrocarburos.

Por estas razones, cabría esperar un reconocimiento internacional de las responsabilidades diferenciales de los países, frente al problema de las emisiones, y por lo tanto de las inversiones necesarias para corregirlas.

No obstante ello, la participación de los países emergentes, será cada vez mayor debido a la creciente actividad industrial, la consecuente demanda energética, y el incremento poblacional.

Este panorama complejo, deberá evolucionar hacia un agravamiento de la situación dinámica, si no se toman medidas de contención.

Es de esperar que se vayan produciendo restricciones a las emisiones vinculadas a las actividades productivas y de servicios, que se extenderán también al comercio internacional y los requisitos crediticios de los servicios financieros, establecidas a partir de consideraciones ambientales.

De igual forma que la industria del primer mundo se verá forzada a disminuir progresivamente sus emisiones, por las propias regulaciones y normativas nacionales y regionales, teniendo en cuenta razones de leal competencia, deberá esperarse una propagación de esas limitaciones hacia países emergentes, que accedan con valor agregado a los mercados internacionales.

Esto significa, que las empresas prescindentes de las obligaciones ambientales futuras, no tendrán autorización para ingresar con sus productos, ni conseguirán créditos para la producción, inversiones, o exportación a otros países.

Estas leyes se irán estableciendo internacionalmente, por la presión de la opinión pública, sensibilizada por los medios y las organizaciones ambientalistas.

Las industrias de productos demandan inversiones cuantiosas, por su complejidad técnica y escala de producción, resultando poco flexibles para adecuarse a los cambios.

Además las empresas productoras y de servicios en países menos desarrollados, chocan con la escasez de tecnología moderna y capitales para adaptarse. Por lo cual es en estos países, donde será más importante elaborar estrategias de crecimiento, que contemplen estas condiciones y permitan obrar con anticipación.

Las empresas eléctricas están ubicadas en primer término para ser monitoreadas en sus efluentes, siendo el CO₂ y el particulado emitido por sus chimeneas, el motivo que podría impulsar cambios tecnológicos profundos.

El sector del transporte es la principal causa de preocupación en grandes conglomerados urbanos, con emisiones que amenazan la salud pública en zonas donde viven y trabajan millones de personas.

La dependencia energética del mundo respecto de los hidrocarburos, provoca recurrentes conflictos localizados en áreas donde se concentran importantes reservas.

Las estrategias de mitigación, deben tener en cuenta por lo tanto una gran variedad de elementos decisorios complejos para lograr resultados, contando también con las dificultades que presentarán las diferencias en el desarrollo técnico de las naciones, sus prioridades de crecimiento y los cuantiosos intereses económicos en juego.

2.- Mecanismos Flexibles

En el PROTOCOLO de KYOTO, se han incluido los llamados MECANISMOS FLEXIBLES

Son cuatro instrumentos negociables a los que pueden recurrir los países del ANEXO I, para cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones.

Estos son :

- 1- Burbujas
- 2- Implementación Conjunta
- 3- Comercio de Emisiones
- 4- Mecanismos de Desarrollo Limpio

La razón económica de estos mecanismos, es el aprovechamiento de las diferencias de los costos de mitigación que existen en los distintos países.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es el único instrumento que permite una reducción mediante la IMPLEMENTACION CONJUNTA, entre países en desarrollo e industrializados.

Los proyectos financiados por este mecanismo serían por lo tanto, inversiones de países desarrollados realizadas en países subdesarrollados con el propósito de reducir

emisiones, y funcionaría cuando estos proyectos resultaren menos costosos, que otros financiados por el COMERCIO DE EMISIONES o POLITICAS NACIONALES para el mismo propósito.

Por esto el MDL, debería tener implicancias en término de transferencia tecnológica y desarrollo sustentable para los países en vías de desarrollo.

La estrategia parece orientada a desconectar el crecimiento económico, del incremento de la emisión, complementada con la preservación y expansión de los bosques.

En ese contexto las centrales hidroeléctricas y nucleares, pueden ser herramientas idóneas de mitigación.

Estas formas de generación implican una cantidad significativa de CO₂ no emitido, y por lo tanto un crédito dentro del mercado futuro de permisos negociables de emisión.

Esta situación se da en países como Argentina, Brasil y Venezuela que también asumen deudas públicas cuantiosas.

Si estos países acordaran una estrategia al respecto, podrían defender mejor sus intereses en los ámbitos internacionales como, Conferences of the Parties, donde se tratan y resuelven estos asuntos.

Corresponde entonces algunas reflexiones :

Es posible evaluar la masa de CO₂ no emitido, y su valor en el mercado futuro de permisos negociables de emisión.

Sería posible cancelar una parte de las deudas públicas con esos permisos negociables de emisión, teniendo en cuenta las penurias que soportan las economías regionales del cono sur, y las dificultades en el pago de los servicios de dichas deudas. **Deudas en algunos casos generadas en el pasado por obras de baja emisión de gases de efecto invernadero.**

Para ello es necesario evaluar el ahorro de emisión y diseñar políticas nacionales y regionales que sustenten mejor las propuestas en los ámbitos de negociación.

Parece también pertinente conocer cual es la capacidad de fijación de CO₂, de los bosques y qué valor económico les corresponde.

No debiera desaprovecharse esta oportunidad, porque los sectores públicos y privados de los países del Anexo I están organizándose con el propósito del mejor aprovechamiento de los créditos y las restricciones ambientales, vigentes próximamente en el período obligatorio de restricciones de emisiones, acordado en Kyoto, para el lapso 2008 – 2012.

Para que esto sea así, en los países que realizaron inversiones voluntarias en la generación hidroeléctrica y nuclear, es necesario evaluar el correspondiente ahorro de emisión, de manera que este crédito pueda ser negociado contra deudas asumidas durante la ejecución de los proyectos energéticos mencionados.

La no emisión en el período voluntario de restricción tendrá un valor económico durante las etapas obligatorias, pero es necesario organizarse previamente para hacerlo valer.

3.-Comentarios

El cambio climático y sus causas han provocado la intervención de organismos internacionales, resultando de ello la aparición de restricciones a la emisión y mecanismos para instrumentarlas. De estos, el MDL es el único que vincularía mediante proyectos de implementación conjunta, países en desarrollo con industrializados.

Si bien en este contexto podrían esperarse situaciones de transferencia por las diferencias de nivel tecnológico, en la práctica serán formas de exploración de negocios y exportación tecnológica de baja calidad, desde los países desarrollados.

En cuanto a la evolución de los sectores de transporte y eléctrico, principales contribuyentes a la emisión, dependerá de los recursos y cierta coordinación entre países del ANEXO I para producir resultados.

Las contribuciones voluntarias ya realizadas a la no emisión en la generación eléctrica, tienen relación con las inversiones hidro y nucleoelectricas y las consecuentes deudas de los sectores públicos, por lo que debe negociarse el crédito por la no emisión versus deuda pública, especialmente en países con importantes deudas externas.

En las áreas desarrolladas del mundo las empresas están dispuestas a realizar grandes negocios con el motivo de la emisión, sería preferible que en las zonas en desarrollo los organismos y las empresas se preparen también para que la situación en los ámbitos de decisión, resulte más equilibrada.

4.-Referencias

- (1) Climate Change and it's Impact, pg. 2-11, Meteorological Office, UK, (Nov. 1998).
- (2) Evaluación de la Vulnerabilidad de la Costa Argentina al Ascenso del Nivel del Mar, pg. 3-62, PNUD-SECYT, (Diciembre 1997).
- (3) Mitigación de Gases de Efecto Invernadero, pg. 1-218, PNUD-SECYT, (Diciembre 1997).
- (4) Eileen Claussen and Lisa Mc Neilly, The Complex Elements of Global Fairness, Pew Center on Global Climate Change, pg. 1-33, (Oct. 29 1998).
- (5) Issues Options, The Clean Development Programme, pg. 91-98, Jose Goldemberg, Ed. (1998) N.Y. USA.
- (6) Nuclear Power : Sustainability, Cimate Change and Competition, pg.3-84, International Energy Agency, (1998).

El Dr. Nestor Venturini es funcionario de la Comisión Nacional de Energía Atómica. e-mail : venturin@cnea.gov.ar

Los lectores interesados en el tema podrán dirigirse al autor para cualquier referencia o información adicional

ALTERNATIVAS ENERGETICAS PARA EL SIGLO XXI

Dario Jinchuk

Los pronósticos de distintos analistas especializados indican que el consumo energético en el mundo, en particular la electricidad, continuará incrementándose. El ultimo informe del Consejo Mundial de Energía (WEC) de 1995 incluye un escenario en el cual se estima que el consumo global de electricidad puede llegar a incrementarse en aproximadamente un 75% para el año 2020 y prácticamente triplicarse para el 2050. En Argentina se calcula que el consumo para el 2010 podría llegar a duplicar los valores actuales.

Países en desarrollo como Bangladesh y Tanzania consumen actualmente menos de 100 kWh por año y por persona, en Argentina el consumo es de aproximadamente 1500 kWh, mientras que en países como Canadá y Suecia se llega hasta 15.000 kWh.

Mientras que no existen casi controversias sobre el aumento en la demanda de la energía eléctrica, el debate que se plantea es de donde provendrá esta electricidad.

En la actualidad, a nivel mundial, los combustibles fósiles –carbón, petróleo y gas– contribuyen con un 63 % de la producción eléctrica, la hidroeléctrica representa alrededor del 19 %, la nuclear 17 %, la geotérmica 0,3 % mientras que la solar, eólica y biomasa contribuyen en conjunto con menos del 1 %. En nuestro país las proporciones fueron aproximadamente, para el año 1996/97, 52 % de origen térmico, 36 % hidráulica, 12 % nuclear y 1,4% de otras fuentes dentro de las cuales el 0,01% es de origen eólico.

Los combustibles fósiles tienen muchas ventajas, la principal su bajo costo y facilidad de transporte, pero también grandes desventajas en términos de contaminación y efectos ambientales. El Dioxido de Carbono (CO₂), que inevitablemente se genera al quemar combustibles fósiles, es actualmente considerado como una de las fuentes que contribuyen mayoritariamente al calentamiento global del planeta (efecto invernadero), el cual puede tener consecuencias desastrosas para ciertas regiones produciendo sequías e inundaciones. Otro de los factores que contribuye ampliamente a la contaminación del aire que todos respiramos es el transporte de personas y mercaderías. Se habla mucho sobre la necesidad de reducir las emisiones de CO₂, pero la Convención de Clima que fue adoptada en la Conferencia sobre Desarrollo y Medio Ambiente en 1992 en Río de Janeiro no pudo determinar como debían lograrse esas reducciones. En la Conferencia Internacional llevada a cabo en 1997 en Kyoto se avanzo fijando limites a la emisión por debajo de los valores de gases emitidos en 1990. Un informe reciente de la OECD predice que para el 2010 las emisiones de CO₂ derivadas de la producción energética aumentarán casi un 50%.

Que podemos hacer frente a este panorama?. Una solución propuesta es optimizar el uso de la energía, disminuyendo el consumo de combustibles fósiles, utilizando fuentes de energía que no emitan Dioxido de Carbono como pueden ser la nuclear, hidroeléctrica o las llamadas “ fuentes de energía renovables ” (eólica, solar, geotérmica, biomasa) para generar electricidad y motores eléctricos o a hidrogeno como propelente para el transporte.

Se ha calculado que si se reemplazara la electricidad producida actualmente por todas las Centrales Nucleares del mundo (alrededor de 435) por plantas alimentadas a carbón, se agregarían a la atmósfera 2.600.000.000 de toneladas de CO₂ por año. Si actuáramos a la inversa cerrando todas las plantas a carbón, calculen cuanta contaminación se evitaría.

Entre las principales ventajas de la opción nuclear podemos mencionar la abundancia y bajo costo del combustible (Uranio). Tres son las principales objeciones que generalmente se le encuentran: la incorrecta asociación de tecnología nuclear con el armamento nuclear, el temor a los posibles accidentes y la eliminación de los residuos. Existen respuestas a estas objeciones y quizás valga la pena utilizar algunos párrafos para clarificarlas.

Con relación a los armamentos nucleares debe quedar en claro que todos los países que poseen este tipo de armas las desarrollaron antes de construir reactores nucleares para generación eléctrica, por lo tanto el riesgo de proliferación de armamento nuclear persistirá independientemente de la cantidad de plantas nucleares que se construyan para generación eléctrica. Por otro lado se están llevando a cabo grandes esfuerzos, a nivel mundial, para fortalecer las salvaguardias, incluyendo nuevos tipos de control y métodos de verificación para detectar cualquier posibilidad de actividades nucleares bélicas no declaradas. Afortunadamente existe, en casi todos los países, una tendencia generalizada a disminuir el arsenal nuclear. 185 países ratificaron la extensión indefinida del Tratado de No Proliferación Nuclear y las Naciones Unidas ha declarado un cese total de ensayos de armamento nuclear. Si, como parece la tendencia, el desarme continúa, la asociación: “energía nuclear → armamentos nucleares” será cada vez más débil.

El temor a la emisión de radioactividad al ambiente como consecuencia de un accidente nuclear es quizás uno de los principales temores del público. La seguridad en la generación nucleoelectrica se vio fuertemente cuestionada, con razón, a raíz del accidente de Chernobyl en 1986, donde murieron 32 personas y alrededor de 500 sufren cáncer de tiroides (un tipo de cáncer que, si se trata correctamente, no produce muertes). Si bien no debemos minimizar sus consecuencias, las mismas deben ser correctamente interpretadas y comparadas con la seguridad existente en otras fuentes de generación eléctrica. La industria nuclear es una de las actividades donde mayores inversiones se realizan en seguridad, no obstante el riesgo de accidentes, si bien es bajo, no es cero como tampoco lo es en ninguna otra actividad. Las nuevas plantas nucleares, a diferencia de las obsoletas tipo Chernobyl, se construyen con mecanismos de seguridad redundantes y barreras de contención múltiples para minimizar el riesgo de accidentes catastróficos. (Si lo pusiéramos en términos automovilísticos seria como comparar la seguridad de un Ford T con la de un Mercedes 99). Por otra parte, y al solo efecto comparativo, podemos mencionar que los mayores accidentes, en términos de víctimas fatales, en el campo de la generación eléctrica están vinculados con la rotura de diques de centrales hidroeléctricas (en 1979 murieron en el derrumbe del dique de Machu, en India, 2500 personas). A esto deberíamos agregarles los accidentes fatales producidos en las explosiones de gasoductos, derrumbes en minas de carbón, derrames e incendios en la industria del petróleo, etc.

La tercera objeción que se suele escuchar en contra de la generación nucleoelectrica es la relativa al manejo de los residuos radiactivos. Sin embargo no existe otra industria en donde el problema de los residuos sea considerado con más responsabilidad que en el caso de los desechos nucleares de origen civil. Si los residuos resultantes de la quema de combustibles fósiles, producción de herbicidas, insecticidas y productos químicos se manejaran con tanto cuidado como en el caso de los residuos nucleares, el problema ambiental generado por ellos dejaría de ser una preocupación mundial.

El volumen de residuos nucleares es extremadamente limitado, por lo tanto puede ser completamente aislado de la atmósfera. Una planta nuclear de 1.000 MW no emite virtualmente CO₂ y produce aproximadamente 35 toneladas por año de residuos de alta actividad en forma de elementos combustibles quemados. Si este combustible usado se reprocesara, el volumen sería de aproximadamente 2.5 m³ por año. Esta cantidad puede ser gestionada y almacenada de manera segura en depósitos geológicos profundos, protegidos por múltiples barreras que los aíslan completamente del medio ambiente. El ciclo completo de combustible para esta planta (incluyendo desde la minería hasta la operación final) generaría además 200 m³ de residuos de actividad intermedia y 500 m³ de residuos de baja actividad.

En comparación, una planta de 1.000 MW alimentada a carbón, con equipos optimizados de limpieza, emite por año aproximadamente 6.500.000 toneladas de CO₂, 5.000 toneladas de SO₂, 4.000 toneladas de NOx y 400 toneladas de metales pesados (incluyendo elementos tan venenosos como el Cadmio, Plomo, Arsénico y Mercurio). Además se producirán aproximadamente 500.000 toneladas de residuos sólidos de la remoción de SO₂ y NOx que deberán ser reciclados o almacenados en piletas de desperdicios.

El “problema” de los residuos nucleares es, hoy en día, un tema más psicológico y de deficiente información publica que un problema técnico, por lo tanto para poner fin a la controversia lo que se necesita es una firme decisión política.

Como posible alternativa a la emisión de CO₂, las Organizaciones Ambientalistas insisten invariablemente en el uso de las llamadas fuentes de energía renovables – Solar, Eólica, Biomasa, Geotérmica - sin embargo estas fuentes proveen únicamente el 2 % del consumo de energía para uso comercial en el mundo. La mayoría de ella proviene de instalaciones geotérmicas en USA, Islandia y Nueva Zelanda. Esta proporción se podría incrementar en el futuro pero, el Consejo Mundial de Energía, estima muy difícil poder llegar siquiera a un 5 % para el año 2020.

La energía solar se utiliza en la actualidad con mucho éxito en algunos países para calentar agua para uso doméstico o para la generación de electricidad en pequeñas cantidades para aplicaciones puntuales hogareñas, señalización, estaciones de comunicaciones remotas, etc.

Es quizás tentador pensar que el sol y el viento, que son gratis y están en todos lados, y la biomasa que crece libremente, pueden ser una fuente ilimitada de energía libre de CO₂.

Lamentablemente, estas fuentes tienen varias desventajas inherentes que afectan su utilidad y eficiencia económica; tanto los rayos solares como el viento son intermitentes,

y por consiguiente, hasta tanto no se desarrollen formas efectivas y económicas de almacenamiento, estas fuentes no podrán proveer la electricidad masiva (técnicamente llamada *electricidad de base*) que necesitamos en todo momento.

Otra desventaja inherente de este tipo de energía es su dispersión. Si se desean cantidades significativas de energía solar, eólica o biomasa, éstas deben “recogerse” en grandes extensiones de tierra y esto aumenta considerablemente su costo, especialmente en zonas densamente pobladas que es donde más se necesita la energía. Se ha calculado que para obtener una cantidad de electricidad equivalente al de una planta de 1000 Mw(e) se necesitarían:

- Un área de 60 a 100 km² de celdas solares o turbinas de viento.
- Un área de 4000 a 6000 km² de biomasa.

No se cree probable que, para el próximo siglo, las nuevas fuentes de energía renovable puedan tener una contribución mayor al suministro de energía mundial que lo que lo hacen al presente la nuclear e hidroeléctrica. Es aún menos creíble sugerir, como lo han hecho organizaciones ecologistas, que las fuentes no renovables puedan contribuir para el fin del próximo siglo, con un 80% a la producción energética mundial, cifra similar a la que actualmente aportan los combustibles fósiles

La energía solar y eólica han mostrado, hasta ahora, ser poco competitivas económicamente, se necesita todavía mucho desarrollo para reducir los costos. Esto no niega el hecho de que estas formas de energía puedan ser muy importantes en situaciones o regiones específicas, pero no podemos aun contar con ellas en el corto o mediano plazo como una fuente global de energía masiva. Es tan poco realista sugerir hoy en día que se podrá reemplazar la generación eléctrica de origen fósil por energía solar o eólica en las próximas décadas, como lo fue un pronóstico similar hecho 10 años atrás.

Como un ejemplo de la situación de reemplazo energético podemos mencionar lo sucedido en otros países. En **Italia**, después del accidente de Chernobyl, un referéndum obligo a cerrar sus 3 plantas nucleares y detener la construcción de otras dos. En reemplazo de esta energía no se usó ni solar ni eólica ni biomasa, utilizaron gas del norte de Africa e importaron el 20% de su electricidad desde Francia donde el 75% de su generación es de origen nuclear.

En **Suecia**, a 17 años del referéndum que decidió el cierre de las centrales nucleares, a pesar del fuerte apoyo a la energía eólica, aún no han logrado un sustituto eficaz que permita cerrarlas.

En **Dinamarca**, invariablemente catalogada como líder en energía eólica, con 3800 turbinas de viento instaladas, sólo el 3% de su energía eléctrica tiene este origen. Por otro lado la generación producida por las plantas alimentadas a carbón ha crecido en 15 años el 100 % (15 TWh/año en 1980 – 30 TWh/año en la actualidad).

En **Austria**, en 1978 se decidió no poner en operación una planta nuclear recién construida, y en su lugar se construyeron 2 usinas alimentadas a carbón que consumen 5

trenes cargados de carbón por día, con la consiguiente emisión de Dioxido de carbono, principal contribuyente al efecto invernadero.

En **EE.UU**, donde en la actualidad existen unas 15000 turbinas eólicas, que generan 1750 Mw, calcularon que para producir la energía equivalente al de una planta térmica actual de 1000 MW necesitarían del orden de 13000 turbinas, ocupando una superficie de 100 km², estas cifras los hicieron desistir de una producción eléctrica en gran escala basada en esta fuente energética.

Es interesante comparar las emisiones de gases contaminantes en Suecia, con su generación eléctrica mayoritariamente nuclear e hidroeléctrica, y Dinamarca donde la generación se consigue con una mezcla de carbón y eólica, las cifras en 1992 fueron:

	Dinamarca (en toneladas)	Suecia (en toneladas)
CO₂	26.000.000	2.000.000
SO₂	130.000	2.000
NO_x	82.000	4.000

Con respecto al uso de biomasa, en los países industrializados aún no se ha establecido su viabilidad económica, y ningún país del mundo la usa en gran escala. En muchos países en desarrollo se la utiliza en forma no comercial pero a costa de serios problemas derivados de la deforestación y desertificación de grandes zonas geográficas con los consiguientes desequilibrios ecológicos, por lo que no se la considera un posible sustituto masivo de los combustibles fósiles. Tampoco podemos dejar de mencionar la contaminación que se produce tanto en la fabricación como en la eliminación de celdas solares donde se utilizan productos químicos altamente contaminantes como el selenio y cadmio. En el caso de la energía eólica un perjuicio ecológico adicional es la contaminación sonora y la matanza de pájaros que chocan contra las turbinas.

Que quede claro que lo que aquí expresamos no debe tomarse como una actitud negativa hacia las fuentes no convencionales de energía renovable, por el contrario las apoyamos y pensamos que deberían incrementarse los programas de investigación y desarrollo en el tema.

En conclusión podríamos decir que ni hoy ni a mediano plazo existen fuentes de energía en gran escala económicamente competitivas, que no sean la nuclear o hidroeléctrica, que puedan reemplazar la utilización masiva de combustibles fósiles. Pensamos que la mejor solución al tema energético, y su contribución al cambio climático, pasa por una **provisión diversificada** donde **todas las fuentes no contaminantes** contribuyan a la generación eléctrica en la proporción que, económica y geopolíticamente, resulten más convenientes para cada país.

Si bien no podemos afirmar que la energía nuclear por si sola resolverá el problema del efecto invernadero, lo que sí podemos asegurar es que sin una participación creciente de ella el problema no tiene solución efectiva en el próximo siglo.

El Licenciado Dario Jinchuk es funcionario de la Gerencia de Tecnología de la Comisión Nacional de Energía Atómica. e-mail: jinchuk@cnea.gov.ar

Los lectores interesados en el tema podran dirigirse al autor para cualquier referencia o información adicional

EMISIONES DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO DEL PARQUE TERMOELÉCTRICO ARGENTINO

Héctor Bajano y Darío R. Gómez

RESUMEN

A partir de 1994, mediante un acuerdo de Cooperación entre la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Energía Atómica y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, el Grupo Monitoreo Ambiental realiza mediciones de los principales contaminantes provenientes de la combustión fósil tanto en las chimeneas de centrales termoeléctricas como en el aire ambiente en la vecindad de las mismas. Aquí se presentan resultados de factores de emisión de óxidos de nitrógeno.

INTRODUCCIÓN

El Grupo Monitoreo Ambiental de la Comisión Nacional de Energía Atómica ha centrado su interés en tres actividades dentro del área de evaluación de la contaminación atmosférica:

- medición de fuentes fijas,
- medición de calidad de aire,
- estrategias de diagnóstico del vínculo fuente-receptor.

Las tareas llevadas a cabo en cooperación con el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) revisten particular importancia ya que permitieron a este organismo tomar acciones correctivas para disminuir el aporte relativo de las centrales a la contaminación atmosférica. Se realizaron numerosas campañas que involucraron mediciones en los efluentes de chimenea de alrededor de cuarenta centrales termoeléctricas argentinas y campañas de monitoreo de calidad de aire ambiente en la vecindad de las centrales termoeléctricas San Nicolás, Puerto y Costanera donde se han medido a lo largo de períodos relativamente prolongados óxidos de azufre, de nitrógeno y material particulado en suspensión. A solicitud del ENRE se elaboró la *Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental Atmosférico* que fue declarada por este último, en enero de 1997, de observancia obligatoria para los agentes del mercado eléctrico mayorista que deban presentar al mismo evaluaciones de impacto ambiental atmosférico o diagnósticos ambientales. Asimismo, la *Guía* fue declarada de interés parlamentario por la Cámara de Diputados de la Nación a través de una resolución de la sesión del 11 de junio de 1997.

FACTORES DE EMISIÓN DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO

Tanto los factores como los inventarios de emisión constituyen herramientas fundamentales para la gestión de la calidad de aire, siendo empleadas en actividades tales como la evaluación del impacto de fuentes, la concesión de permisos de operación y el diseño de estrategias de control y mitigación. Si bien desde hace tiempo se ha señalado la conveniencia de disponer de datos provenientes de mediciones específicas en las fuentes de emisión, es notoria la escasez de los mismos en la Argentina. Los factores de emisión aquí presentados fueron calculados sobre la base de las mediciones realizadas entre 1994 y 1996 en los gases de emisión de treinta y cinco centrales

térmicas que generan la mayor parte de la energía eléctrica de origen fósil del país. Estos factores relacionan la cantidad de óxidos de nitrógeno (NO_x) emitidos con el poder calorífico del combustible quemado en las máquinas térmicas ($\text{kg NO}_x \text{ TJ}^{-1}_{\text{entrada}}$) o con la potencia generada ($\text{kg NO}_x \text{ TJ}^{-1}_{\text{salida}}$).

El uso intensivo del gas natural en centrales eléctricas se promovió a partir del descubrimiento de importantes yacimientos a fines de 1970. La participación de esta fuente en el total de combustibles fósiles quemados en el sector de generación aumentó del 38% al 76% gracias a la adaptación masiva de las centrales existentes. En el período en estudio, el 47% de la energía eléctrica generada fue de origen térmico y la participación del gas natural alcanzó al 78% del consumo correspondiente. En este contexto, de incremento de la generación termoeléctrica y de preponderancia del uso de gas natural, la generación de los factores de emisión de óxidos de nitrógeno sobre la base de las emisiones medidas reviste particular interés.

En las campañas de medición en centrales térmicas realizadas entre 1994 y 1996 se registraron concentraciones de óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre (SO_x) y material particulado en suspensión (MPS), contenido de oxígeno, humedad, velocidad y temperatura en los gases de chimenea.

Factores de emisión de turbinas

Los factores de emisión más bajos corresponden al conjunto de máquinas más modernas instaladas durante la década del 90. Las turbinas de mayor potencia pertenecen a este grupo y representan la tendencia de incorporación de máquinas al parque de generación termoeléctrica, esto es, mayor potencia y menor emisión. Generan potencias entre 40 y 180 MW y la temperatura de salida de los gases de combustión se encuentra alrededor de los 500 °C. Los factores de emisión de este grupo presentan una importante dispersión siendo su valor promedio $52 \text{ kg NO}_x \text{ TJ}^{-1}_{\text{entrada}}$, de todos modos esta cifra es comparable a los registrados en publicaciones internacionales. El segundo grupo está mayormente integrado por unidades instaladas entre 1971 y 1975 y contiene la mayor variedad y cantidad de turbinas, todas ellas sin control. El valor promedio es de $174 \text{ kg NO}_x \text{ TJ}^{-1}_{\text{entrada}}$ y las temperaturas de salida se encuentran entre 350 y 500 °C. La dispersión de los factores de emisión refleja la diversidad de las máquinas que integran este grupo. El tercer grupo está formado casi enteramente por turbinas sin control de NO_x adquiridas contemporáneamente a la crisis energética de los años 1988 y 1989 y pertenecen a una tecnología intermedia entre las del primer y segundo grupo. Exhiben un factor promedio de emisión de $254 \text{ kg NO}_x \text{ TJ}^{-1}_{\text{entrada}}$. Cuatro de estas siete turbinas operaban originalmente a ciclo abierto y fueron transformadas en 1993 para operar en ciclo combinado. En la figura 1 se puede observar que existe un solapamiento en las fronteras de los grupos 2 y 3.

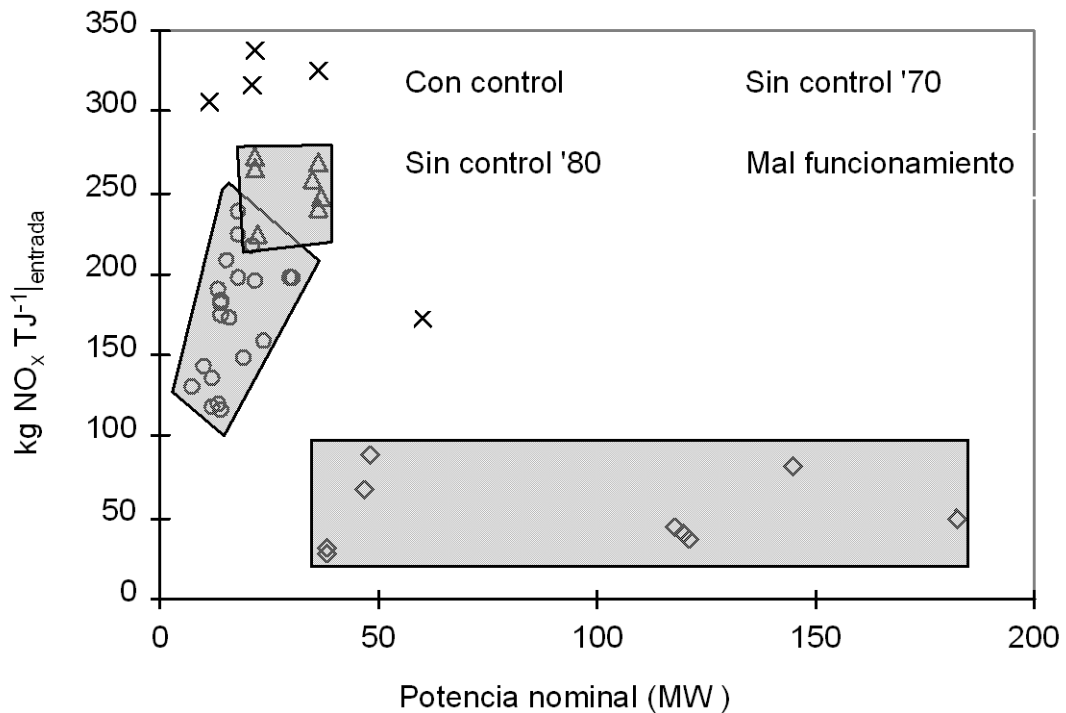


Figura 1: Factores de emisión de turbinas ($\text{kg NO}_x \text{TJ}^{-1}_{\text{entrada}}$)

Factores de emisión de calderas

Los factores de emisión de calderas fueron calculados para el quemado de gas natural, fuel oil y mezclas de estos dos combustibles (ver figura 2). A instancias del ENRE, se realizó un esfuerzo especial de manera de poder medir las emisiones cuando las centrales usan fuel oil que por lo general ocurre durante el período invernal cuando se privilegia satisfacer la mayor demanda de gas natural del sector domiciliario. Los factores de emisión correspondientes al carbón no se presentan por carecer de datos adecuados acerca de las características del combustible quemado cuando se efectuaron las mediciones de NO_x.

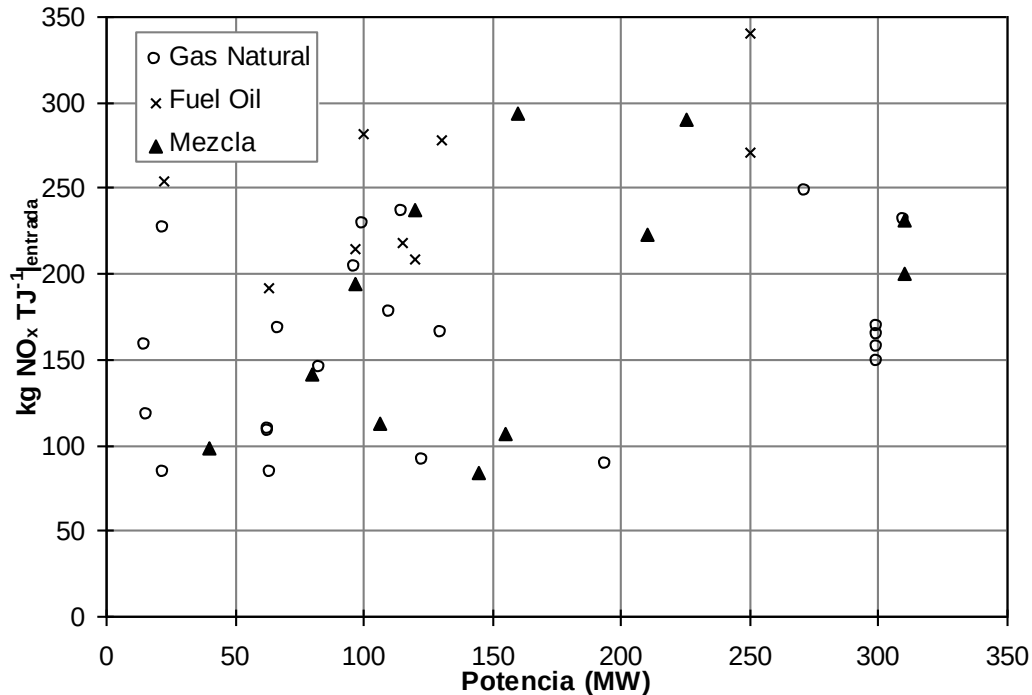


Figura 2: Factores de emisión de calderas ($\text{kg NO}_x \text{ TJ}^{-1}|_{\text{entrada}}$)

Ninguna de las calderas muestreadas poseía sistema de control para NO_x siendo la mayoría de los quemadores de tipo frontal y el resto de tipo tangencial. Las emisiones de las calderas dependen sobre todo del tipo de quemador y del porcentaje de carga de la máquina en el momento de medición. Los respectivos factores de emisión, graficados en función de la potencia de salida, no muestran por lo tanto una organización clara como en el caso de las turbinas de gas. Sin embargo, organizando los factores de emisión correspondientes a quemadores frontales en función de la carga, independientemente del combustible utilizado, aparecen tres zonas diferenciadas con valores de 88, 253 y 340 $\text{kg NO}_x \text{ TJ}^{-1}|_{\text{entrada}}$ al 100% de carga. Estos grupos tienen que ver con la tecnología, cuanto más moderna más baja emisión. Para quemadores tangenciales el valor promedio es 161 $\text{kg NO}_x \text{ TJ}^{-1}|_{\text{entrada}}$.

Relevancia de la información

Se ha presentado una caracterización adecuada de las emisiones de NO_x del parque termoeléctrico argentino que puede ser empleada en actividades tales como la realización de inventarios de emisión, estudios comparativos de los sistemas de generación de energía eléctrica, etc.

Los factores de emisión de las turbinas muestran una fuerte relación con la tecnología mientras que las de las calderas exhiben no sólo dependencia del tipo de quemador sino también de la carga de la máquina. Ambas situaciones merecen atención en el momento de emplear estos valores en la confección de inventarios de emisión, sobre todo deben tenerse presente las figuras 1 y 2 en lo concerniente a la evaluación de la incertidumbre implícita en los mismos.

La expansión actual del parque térmico señala la conveniencia de lograr una mejor caracterización de los factores de emisión de las turbinas que han ingresado recientemente así como de aquellas que están por ingresar al mismo.

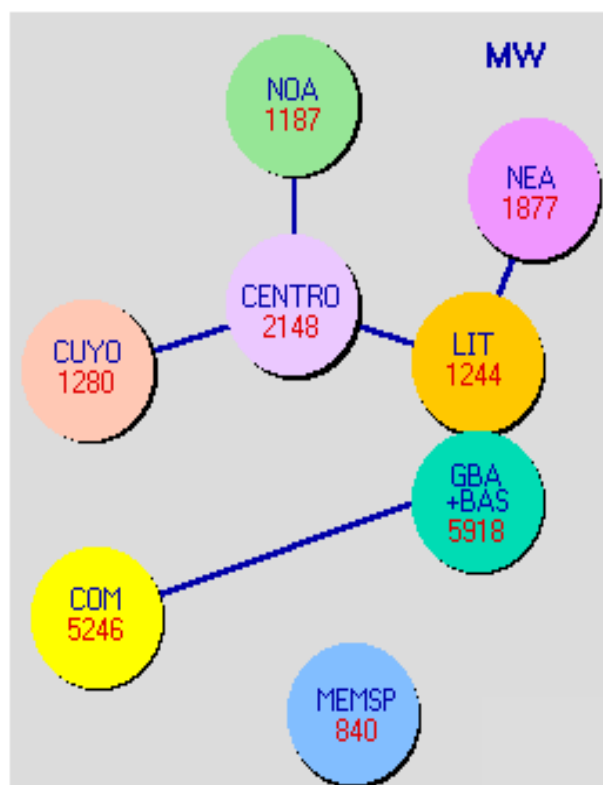
Los Ingenieros Héctor Bajano y Darío Gómez son profesionales de la Unidad de Actividad Química de la Comisión Nacional de Energía Atómica. e-mail: bajano@cnea.gov.ar, dgomez@cnea.gov.ar

Los lectores interesados en el tema podrán dirigirse a los autores para cualquier referencia o información adicional

POTENCIA INSTALADA

El parque generador de energía eléctrica en nuestro país está compuesto por numerosos equipos de distinto tipo distribuidos en toda su extensión. Los equipos se clasifican en cuatro grupos de acuerdo al recurso natural que utilizan: Térmicos fósil, Nucleares, Hidráulicos y Eólicos, a su vez el primer grupo se subdivide en cuatro de acuerdo al tipo de equipo que utilizan.

La ubicación geográfica de cada equipo está determinada por siete regiones principales, Cuyo, Comahue, Noroeste, Centro, Gran Buenos Aires/Litoral/Buenos Aires, Noreste y Patagonia. Las seis primeras están interconectadas en lo que se denomina Sistema Interconectado Nacional (SIN) o Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la séptima esta aislada en lo que constituye el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP)



La potencia instalada actual de los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 20 359 MW.

El siguiente cuadro nos muestra la potencia instalada (en MW) a Diciembre de 1999, clasificada por región, tipo de equipo y de grupo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	TER	NUC	HID	EOL *	TOTAL
CUYO	120	90	374		584		692		1276
COMAHUE		936	80		1016		4485		5501
NOA	261	622		4	887		180		1067
CENTRO	227	297	64		588	648	914		2150
GBA-LI-BAS	3882	631	1846		6360	357	945	3	7665
NEA	25	123			148		1710		1858
Total MEM	4515	2699	2365	4	9582	1005	8925	3	19515
MEMSP		317			317		519	8	844
Total	4515	3016	2365	4	9899	1005	9444	11	20359

Las diferencias de las cifras totales en una unidad corresponde a la aproximación decimal de las magnitudes parciales.

TV:	Turbina de Vapor	CUYO:	Región de Cuyo
TG:	Turbina de Gas	COMAHUE:	Región del Comahue
CC:	Ciclo Combinado	NOA:	Noroeste Argentino
MD:	Motores diesel	CENTRO:	Región del centro del País
TER:	Total térmico fósil	GBA-LI-BAS:	Gran Buenos Aires-Litoral-Bs As
NUC:	Nuclear	NEA:	Nordeste Argentino
HID:	Hidráulica.	SIN:	Total Sistema Interconectado Nac.
EOL:	Eólica	MEMSP:	Sistema Patagónico

*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.

Los datos de potencia instalada eólica fueron extraídos del Informe de Prospectiva de 1997 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 tres años por 3726 MW y además 2829 MW aun sin la fecha de puesta en marcha definida y que su valor de potencia puede aun sufrir modificaciones. Estas cifras representan un incremento del parque actual de 18 % y de 14% respectivamente

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

Se detallan a continuación las incorporaciones de generadores al MEM previstas en los próximos años

Fecha	Empresa Propietaria	Grupo Generador	Potencia	Potencia acumulada	OBSERVACIONES
mes/año			MW	MW	
Enero/00 *	CAPEX S.A.	ACAJCV01	270	270	Con las TG existentes forman un CC de 628 MW

Enero/00 **	C Puerto S.A.	PNUECC01	798	1068	Ciclo Combinado nuevo
Abril/00 ***	Dock Sud	DSUDCC01	780	1848	Ciclo Combinado nuevo
Julio/01 ****	AES. Paraná SA	AESPC01	845	2693	Ciclo Combinado nuevo
Enero/02	C Independencia	INDECC01	242	2935	Ciclo Combinado nuevo
Agos/02	CEBAN	CBANCC01	791	3726	Ciclo Combinado nuevo

- * Su incorporación estaba prevista originalmente en Noviembre de 1999
- ** Su incorporación estaba prevista originalmente en Septiembre de 1999
- *** Su incorporación estaba prevista originalmente en Septiembre de 1999.
- **** Su incorporación estaba prevista originalmente en Agosto del 2000

Está además solicitada la incorporación del siguiente equipamiento aunque no están definidas las fechas de sus puestas 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
Plus Petrol	SMTUCC01	CC	274	2829

Fuente : CAMMESA Diciembre 1999

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 necesidades regionales).

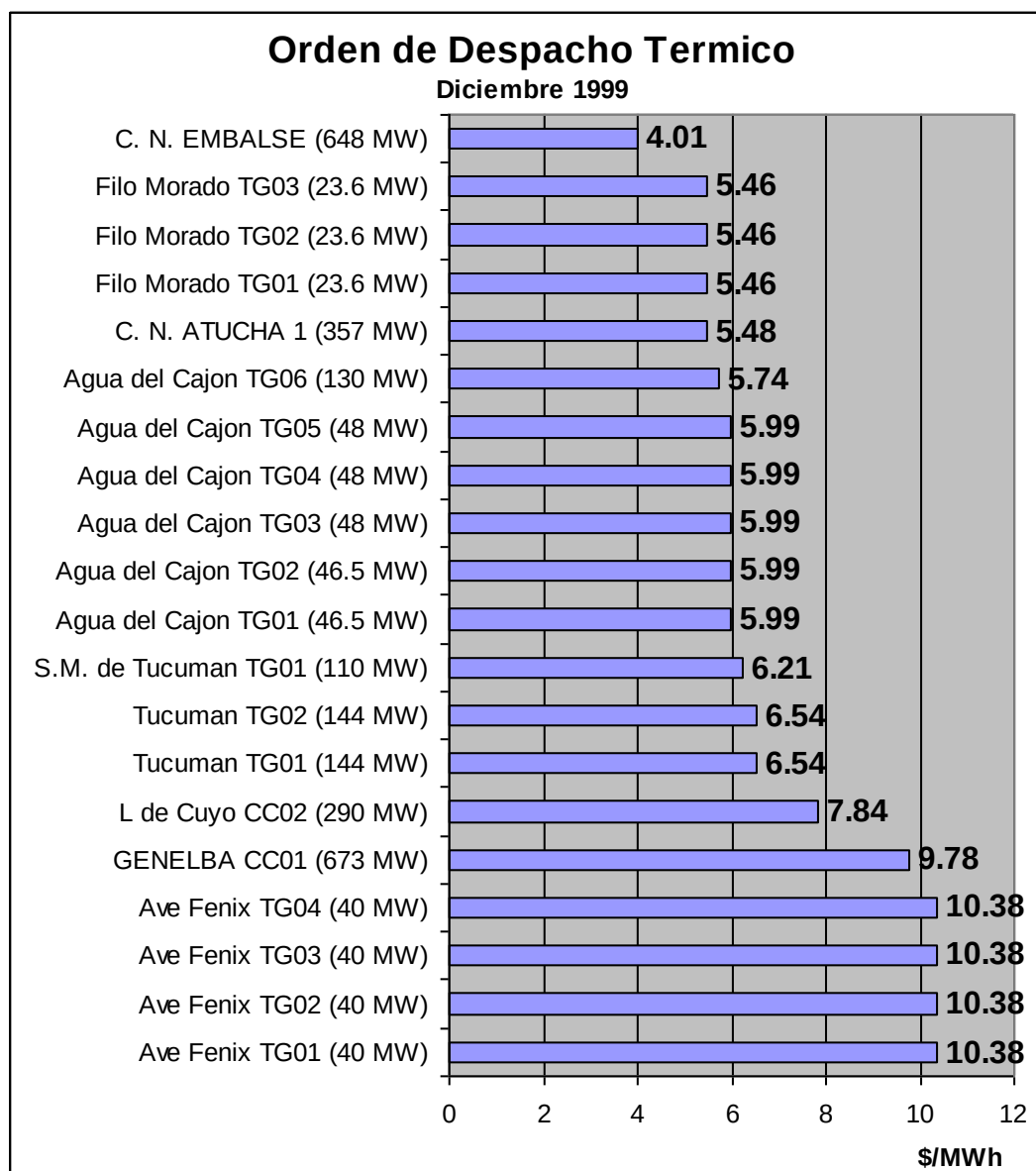
Este orden de mérito considera **en sucesión creciente el costo marginal de cada equipo generador en el nodo mercado.**

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).

Estos valores se calcularon con las máquinas que se encontraban disponibles al mes de Diciembre de 1999 y los rendimientos y costos de combustibles declarados por los generadores para la programación estacional Febrero / Abril 2000 de CAMMESA.

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



La Central Nuclear de Embalse continua siendo para el Mercado Eléctrico Mayorista el equipo generador térmico más barato del sistema y por lo tanto el primero en ser despachado.

El resto, con excepción de Atucha I que comenzó a operar en 1974, es 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.

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 Regulador del Gas para esas mismas regiones.

EVOLUCION DE LOS PRECIOS

Durante 1999 el precio de la Energía Eléctrica en el MEM ha tenido un leve incremento con respecto al de 1998.

Entre los diversos motivos de esta situación se destaca la disminución de la oferta hidráulica debido a la baja hidraulicidad de la cuenca del Comahue y la baja disponibilidad del equipamiento térmico.

Se indica a continuación la evolución del precio de la energía en el mercado SPOT y el precio monómico durante el año 1999 (gráfico 1) y luego su correspondiente evolución desde el año 1992 (gráfico N 2).

Gráfico 1

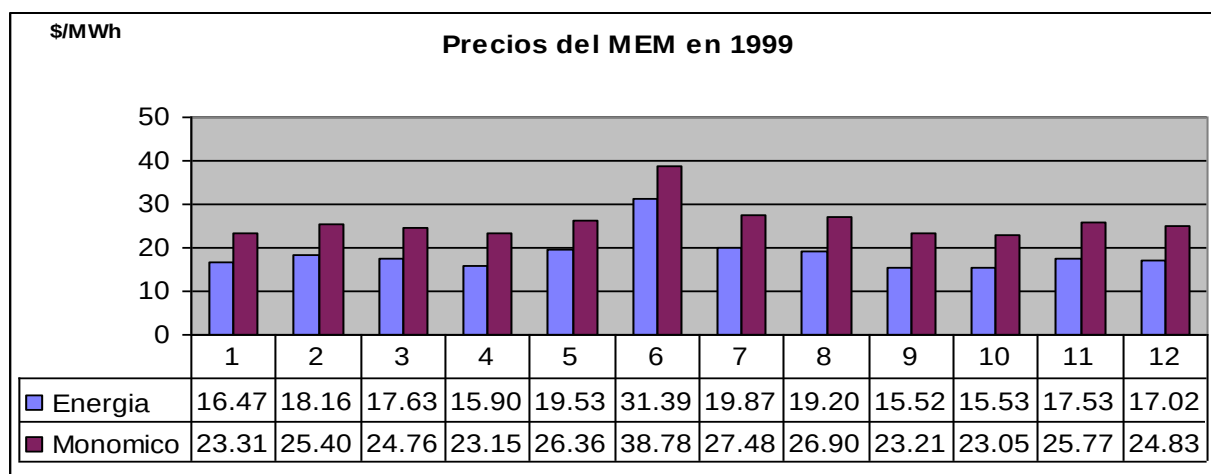
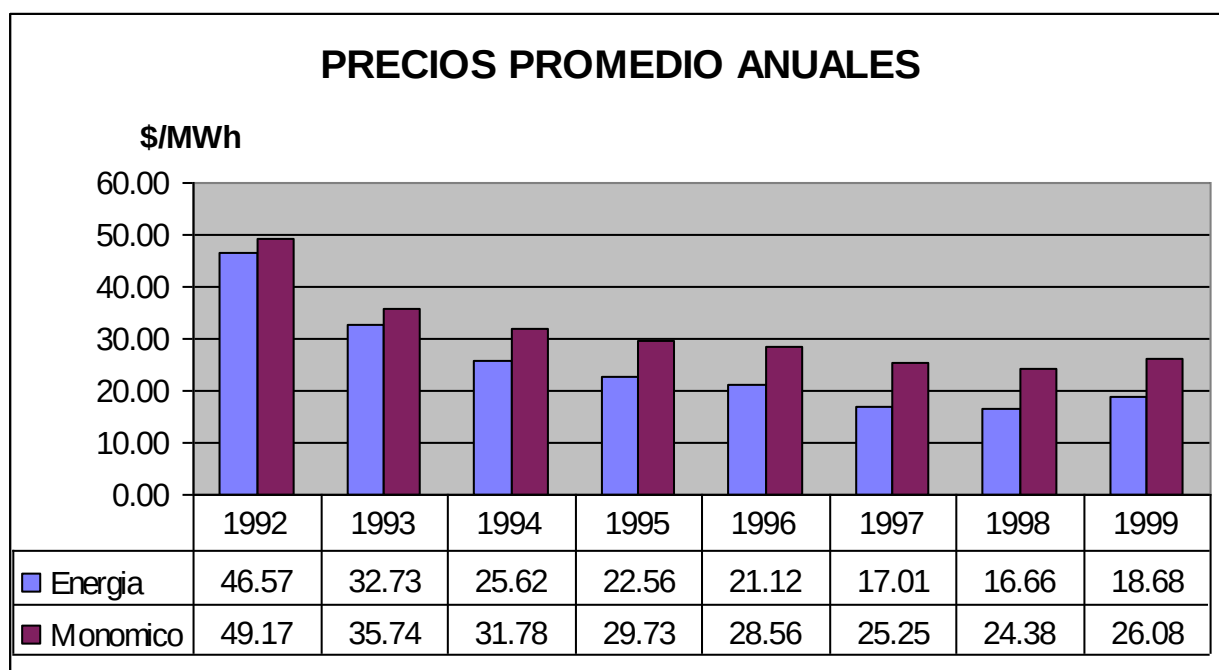


Gráfico 2



DEFINICIONES

Costo Marginal:

El costo marginal de corto plazo es la derivada del costo total de producción dividido por la derivada de la magnitud de la producción; es decir: 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.

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.

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 ITE 012 UARCN CAC CNEA)

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) por cada MW generado durante las horas fuera de valle (de consumo), un importe de 10 \$ Los generadores térmicos (fósiles y nucleares) cobran un mínimo igual a la potencia en que sería despachado en un año seco.

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

NOTICIAS

Buenas noticias sobre Atucha II.

En Octubre de 1999 (después de 6 años de paralización total de la obra) se produjo en ella lo que los expertos denominan uno de los hitos importantes de la ejecución del proyecto de una Central Nuclear: **El montaje y posicionamiento definitivo de la vasija del recipiente de presión de la central Nuclear de Atucha II.**

Esta pieza fundamental de la central y que pesa 710 toneladas es el recipiente mas grande movilizado y montado en cualquier otra Central Nuclear en el mundo.

Por su tamaño fue necesaria para su confección la participación de diversos talleres a lo largo del mundo.

El forjado de las partes más voluminosas se efectuó en Japón, el ensamble y plaquetado de la parte superior en Alemania y la parte inferior en Brasil; y ambas partes fueron unidas en Holanda para su posterior traslado a nuestro país.

La tapa también fue forjada en Japón, ensamblada en Alemania y finalizada su construcción en España.

A partir de aquí, ya que este es el último componente pesado que se instala en el edificio del reactor, es posible comenzar los montajes de los sistemas que constituyen uno de los caminos críticos para terminar la obra.

Esperemos que este reinicio de las actividades producido durante el año 1999 no se interrumpa, sino que además se retome un ritmo de obra que permita su terminación lo más rápido posible.

EDEE

Cambios de autoridades y dependencia CNEA

REFERENCIAS :

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Banco Mundial, INDEC y Secretaría de Energía de la Nación emitidos hasta Diciembre de 1999.

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.

Compilador: Francisco Carlos Rey
Diseño y compaginación:
Redacción:
Ayudantes de redacción:

Fernando Aguirre
Roberto Pascual
Carla Notari

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

E-mail rey@cnea.gov.ar

Imprime

Deposito legal

ISSN

Grupo de Prospectiva y Planeamiento Energético

Ing. Francisco Carlos Rey

Ing. Margarita Rosa Goñi

Dr. Nestor Venturini

Sr. Edgar Ruiz Moreno

Boletín elaborado y emitido semestralmente por el Grupo de "Prospectiva y Planificación Energética"; "Sector Estudios de Reactores y Centrales"; UNIDAD DE ACTIVIDADES REACTORES Y CENTRALES NUCLEARES; CENTRO ATÓMICO CONSTITUYENTES; COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA; Av. Gral. Paz y Constituyentes; Tel. 4754-7328 Fax: 4754 7357 E-mail: rey@cnea.gov.ar