

Boletín Energético

1er Semestre 2000

Comisión Nacional de Energía Atómica

Año III N° 5

Este Boletín presenta los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta Junio del año 2000, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

CONTENIDO

El Mercado Eléctrico Argentino y el Invierno

Francisco C. Rey

Energía y Ambiente Humano

Carla Notari

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

El Mercado Eléctrico Argentino y el Invierno

Francisco C. Rey

El mercado eléctrico Argentino fue sometido a una profunda transformación en el año 1992 a partir de la entrada en vigencia de la Ley Nacional Nro. 24065 (Marco Regulatorio Eléctrico).

Se produjo una clara diferenciación de actividades entre las que podían ser libradas a las fuerzas del mercado, como la generación y la expansión del transporte, caracterizadas “de interés general”, y aquellas, que por ser monopolios naturales requieren mayor regulación, como la distribución y transporte, caracterizadas como “servicios públicos”.

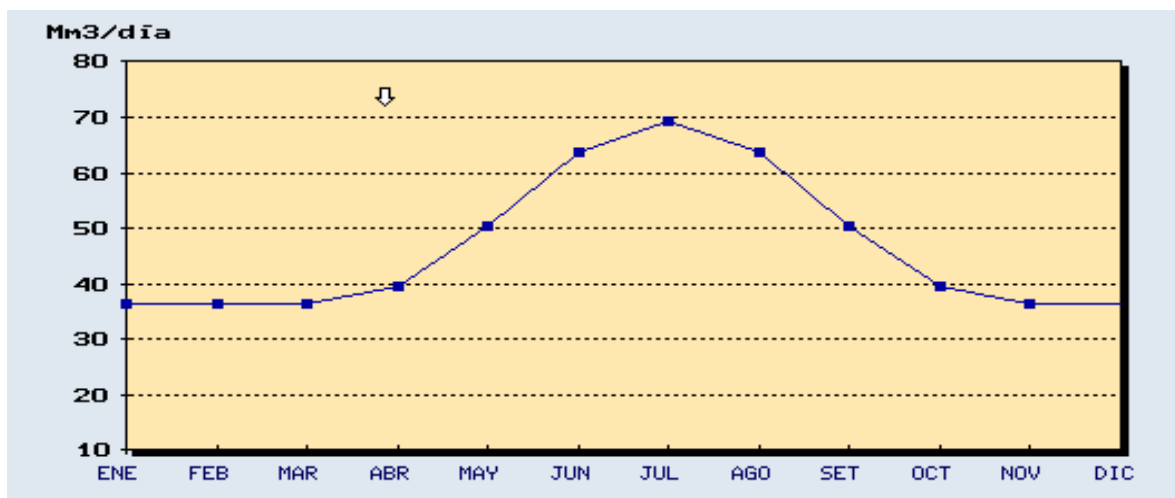
Además se fijó como metodología para asignar prioridades de despacho el costo marginal de los generadores en el centro del sistema y como metodología de valorización de la energía comercializada el costo marginal del total del sistema.

En el sector de generación eléctrica desde 1992 el Estado Nacional llevó a cabo la privatización o concesión de la mayoría del equipamiento con que contaba y se desentendió, en principio, de iniciar nuevos emprendimientos. Quedando en manos de los actores privados las inversiones en la expansión del sistema de generación y en manos del Estado Nacional la terminación de las obras Hidráulicas y Nucleares que estaban en ejecución en ese momento

Se produjeron importantes inversiones por sectores privados en generación eléctrica, casi exclusivamente en equipamiento que utiliza gas natural como combustible, pero muy pocas en la expansión del transporte en alta tensión; resultando de ello un sistema eléctrico con buena capacidad de generación pero con algunos problemas derivados del sistema de transporte en alta tensión (parcial y transitoriamente solucionados en diciembre de 1999 con la habilitación de la cuarta línea que une la región del Comahue y el Gran Buenos Aires) y de suministro de combustible en los períodos invernales.

El sistema eléctrico argentino tiene una gran dependencia del sistema de transporte en alta tensión por su gran extensión geográfica y debido a la distancia entre la principal zona de consumo, la región del Gran Buenos Aires, y una importante zona generadora como es el Comahue que se encuentra a 1600 km de distancia.

La generación eléctrica en nuestro país está avanzando hacia una mayor dependencia respecto del gas natural. En estos últimos años, con la única excepción de las centrales hidráulicas de Piedra del Águila, Yaciretá y Pichi Picun Leufu, y la eventual terminación de la central nuclear de Atucha II (que está analizando el Gobierno Nacional) todas las ampliaciones del parque generador argentino se han basado en este combustible y las principales instalaciones se han concretado en el gran Buenos Aires (sólo en la ciudad de Buenos Aires se instalará un total de 2600 MW).



Si bien esto no es totalmente inconveniente en un país que cuenta con ciertas reservas de este combustible es necesario observar con atención que la excesiva dependencia de un

combustible que tiene problemas de abastecimiento durante el periodo invernal puede provocar inconvenientes en el abastecimiento eléctrico.

En el gráfico anterior podemos observar la característica de la demanda de gas natural para uso no eléctrico (residencial) en nuestro país (año 1998).

La capacidad actual de transporte es de aproximadamente 90 Mm³/día y esta capacidad es superada ampliamente en invierno si a la demanda de uso residencial le adicionamos la demanda de los generadores de electricidad, que en el año 1999, en los meses en que no hubo restricciones de transporte, tuvo un promedio de 28 Mm³/día.

Por lo tanto el gas natural en invierno tiene una demanda que supera la capacidad de transporte y como tiene prioridad el suministro para el consumo residencial, su despacho es racionado a los generadores eléctricos dado que éstos contratan lo que se denomina “servicio interrumpible”

Sin embargo es difícil, pero no imposible, que estos inconvenientes hagan peligrar el abastecimiento de energía eléctrica pues la mayoría de los nuevos equipos permiten la alternativa de usar Diesel Oil cuando no disponen de gas natural pero en este caso el valor y disponibilidad del mismo, por estar muy ligado al valor del petróleo, puede provocar en el futuro (no muy lejano) grandes variaciones de precios en el mercado eléctrico durante los periodos invernales, variaciones que podrán ser mucho más importantes en los años de baja hidraulicidad.

La coincidencia de días de bajas temperaturas, exportación a Brasil y salida de servicio de algún generador importante, nos pondrá al borde del colapso del abastecimiento eléctrico si esto sucede en un año de baja hidraulicidad.

En junio del año 1999 como consecuencia de los factores mencionados (menos la exportación a Brasil que recién comenzó en mayo de este año) el país estuvo muy cerca de un racionamiento de energía.

En un análisis más lejano en el tiempo también hay que tener en cuenta la variación del horizonte de reservas del gas natural en vista de las ya concretadas y potenciales exportaciones de este combustible.

Otro factor relevante es que la gran concentración de emisiones provocadas por la quema de combustibles fósiles dentro de la Ciudad de Buenos Aires o cercana a ella puede provocar que se vulneren los límites de calidad de aire en la misma y en sus alrededores.

Por otra parte nuestro país ha adquirido compromisos de fijar límites a las emisiones de gases de efecto invernadero y si bien el sector eléctrico en nuestro país incide en un bajo porcentaje de la emisión total de CO₂, la tendencia que hoy se observa a usar en forma creciente el gas natural como combustible, para la generación de electricidad aumentará esa incidencia (y las emisiones de CO₂) a un ritmo preocupante

Conclusiones

El sistema eléctrico argentino es vulnerable y esa vulnerabilidad aumentará con el correr del tiempo por lo que requiere una mirada hacia el medio y largo plazo para introducir medidas correctivas lo antes posible.

Esta situación se puede corregir sólo con acciones rápidas entre las que deben estar:

1. Mejorar el sistema de transporte en alta tensión con nuevas líneas (como por ejemplo la línea Cuyo-Comahue y la línea NOA-NEA) y reforzar algunas de las existentes.
2. Terminar lo más rápidamente posible las obras inconclusas de la Central Hidráulica de Yaciretá y la Central Nuclear Atucha II.
3. Dar señales claras al mercado o promover desde el Estado Nacional la conformación de un balance entre fuentes de generación eléctrica que nos haga menos dependientes del sistema de transporte, tanto eléctrico como de gas natural, y del clima.

El Ing. Francisco C. Reyes funcionario de la Comisión Nacional de Energía Atómica.
e-mail: rey@cnea.gov.ar

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

Energía y Ambiente Humano

Carla Notari

Se analizan aspectos variados de la generación de energía y las fuentes utilizadas para ello. Se hace hincapié en lo limitado del análisis comparativo centrado únicamente en el costo privado. El impacto ambiental, el riesgo asociado con operación normal y potenciales accidentes, el efecto de cada proyecto en el empleo y movilización de recursos locales, entre otros factores, constituyen externalidades que deben incluirse en el análisis para determinar el costo social, que es en definitiva el que debe pagar la comunidad.

I.- Proyectos de energía, mercado y regulación

Los inversores privados están participando cada vez más en proyectos energéticos de infraestructura que hasta hace pocos años eran considerados monopolios naturales. Hay algunos aspectos en los cuales esta participación puede resultar beneficiosa estimulando la competencia y la innovación, conduciendo a una mayor eficiencia y precios más bajos para los usuarios. Sin embargo, estos precios bajos, pueden desalentar el uso eficiente de la energía en los usuarios finales, lo cual ciertamente no es bueno para el **medio ambiente**. También puede ocurrir que la búsqueda de precios más bajos oriente las inversiones hacia proyectos que tengan un impacto negativo en el empleo, lo cual no es bueno desde la **perspectiva social**. Estos aspectos, que los economistas llaman **externalidades**, no tienen una valorización en el mercado, pero ciertamente son de un valor social y económico enorme.

Cuando las empresas son del estado, los gobiernos tienen muchos instrumentos para orientar las inversiones. Cuando no es así, se puede intervenir regulando directamente, o a través de impuestos o permisos negociables. Un ejemplo de ello es la tasa al carbón liberado a la atmósfera, emisión que tiene un papel decisivo en el cambio climático.

La energía nuclear en el contexto de los nuevos mercados desregulados tiene la carga de su alto costo, debido al elevado costo de capital. Sin embargo si se valorizan algunas externalidades, como las emisiones de carbono a la atmósfera, la situación puede cambiar.

II.- Comparación entre fuentes de energía

Cuando se buscan fuentes de energía libres de carbono, se consideran las **renovables** y la **energía nuclear**. Su análisis requiere, para no sacar conclusiones apresuradas, la inspección del ciclo completo de combustible: desde la fuente originaria hasta la disposición final de los residuos.

En algunos casos esto puede conducir a conclusiones inesperadas, como por ejemplo, que si se comparan los vehículos eléctricos con los propulsados a nafta (cuando la energía eléctrica necesaria se produce con combustibles fósiles), las emisiones globales de CO₂ son semejantes aunque la calidad del aire en la ciudad donde circulan los vehículos pueda mejorar.

Otro dato curioso es que algunas energías renovables (solar), requieren entre 30 y 150 veces más acero y metales por GWh que la nuclear. Los requerimientos de electricidad para producir estos materiales pueden llegar al 30% de la electricidad producida a lo largo de la vida de la planta.

La energía nuclear tiene grandes ventajas desde el punto de vista de las emisiones gaseosas, además de representar una tecnología que utiliza un recurso, el uranio, ampliamente distribuido en la corteza terrestre, asegura recursos energéticos por aproximadamente 60 años con la tecnología actual y por tiempo prácticamente indefinido con opciones tecnológicas que aún no están disponibles comercialmente. Sin embargo, es insoslayable que el riesgo de **emisiones radiactivas a la atmósfera**, ya sea en casos accidentales (Chernobyl), como en procedimientos asociados a la operación normal (transporte o almacenamiento de material radiactivo), son factores que en la opinión pública pesan negativamente. No es menor la preocupación de que los usos civiles pacíficos de la

energía nuclear contribuyan a la **proliferación de armamento nuclear**. Por último, la no existencia de **facilidades en operación para disposición de residuos de alta actividad**, pone en duda la sustentabilidad de esta fuente.

Estas cuestiones son cruciales y afectan profundamente la percepción pública de la energía nuclear y por lo tanto su viabilidad futura.

Con respecto a los costos, tanto las renovables como la energía nuclear están en desventaja. No obstante, si se valoriza el carbón emitido a la atmósfera como resultado de la creciente preocupación por el cambio climático, se puede decir que valores entre \$25 y \$35 la tonelada de carbono son suficientes para hacer competitiva la opción nuclear y entre \$65 y \$100 para hacer competitivas las renovables. Estos valores no son descabellados si se tiene en cuenta que Francia estudia, entre otras medidas, imponer una tasa de aproximadamente \$30 por tonelada a partir de 2001, para cumplir con los compromisos contraídos en Kyoto en 1997.

III.- Impacto ambiental

En el análisis de riesgo comparado entre diversas fuentes de generación de energía, aparecen cuestiones variadas y difíciles de resolver. Se trata de comparar el riesgo para la salud y el ambiente lo cual requiere la identificación de indicadores adecuados. Los indicadores pueden ser **directos**: tasa de enfermedad, tasa de mortalidad, etc., o **indirectos**: toneladas de carbono liberadas a la atmósfera, etc. También pueden utilizarse los indicadores **agregados**, que reúnen para su valorización efectos variados y pueden expresarse en pérdida de días de trabajo o de vida.

Además de la selección de los indicadores más adecuados, la comparación de diferentes fuentes requiere la fijación de límites en espacio y tiempo para el análisis. Un ejemplo del primer tipo se tiene cuando se analiza una cadena energética que tiene un impacto en otro país por emisión de contaminantes. Un ejemplo del segundo tipo se encuentra cuando se quieren valorizar los impactos futuros en la salud y ambiente correspondiente a emisiones o efluentes actuales.

IV.- Cuantificación del riesgo

Los aspectos más controvertidos en la comparación del riesgo entre distintas fuentes de energía conciernen al **calentamiento global (fósiles), los accidentes catastróficos (nuclear e hidráulico) y la disposición de residuos altamente radioactivos (nuclear)**.

Cuando se interpretan los resultados de los análisis comparativos, se encuentran dificultades muy grandes, como ser: uso de diferentes metodologías, inclusión de impactos difíciles de evaluar, cuantificación de esos impactos en unidades que faciliten la comparación, escalas de espacio y tiempo utilizadas en los estudios.

Para ejemplificar, supongamos que al impacto se le asigna un valor monetario. Si el impacto tiene una escala temporal y se usa una dada tasa de descuento, la misma puede minimizar los riesgos a largo plazo, lo cual no siempre es aceptable.

Otro aspecto vinculado con el tiempo, es la necesidad de establecer escenarios para estas comparaciones. Si suponemos que la tecnología evolucionará encontrando una cura para el cáncer, muchos impactos de la cadena nuclear se minimizan. Si se descubren formas de mitigar el impacto del calentamiento global, los combustibles fósiles mejoran notoriamente su posición.

La comparación está claramente condicionada por **aspectos sociales**, no todas las sociedades tienen la misma percepción frente a un dado riesgo. Este es uno de los aspectos que hacen que los análisis comparativos sean imposibles de extrapolar de un país a otro.

La generación eléctrica con combustibles fósiles produce contaminantes como partículas y óxidos de azufre y nitrógeno que tienen un efecto negativo comprobado en la salud a través de enfermedades pulmonares crónicas y cánceres, enfermedades cardíacas y neumonía infantil. La concentración de estos contaminantes aéreos se ha incrementado notablemente en los últimos años especialmente en zonas industriales.

La operación de centrales nucleares y su ciclo de combustible incrementan levemente la radiactividad de fondo y este incremento es pequeño comparado con las fluctuaciones que

ese fondo tiene en diferentes lugares del planeta. Por otra parte, se han realizado muchos estudios para determinar la influencia de bajas dosis de radiación en la salud y aún cuando no son concluyentes, lo que puede decirse es que no se han detectado efectos negativos por estas bajas dosis.

Es importante resaltar, que en muchos estudios se han descartado efectos en la salud en porciones del ciclo de combustible por falta de datos. De este modo se descartó el detrimento producido en los mineros del carbón por inhalación de radón, aunque sí se lo consideró en los mineros de uranio. Sin embargo, las dosis colectivas por GWa son mayores en el primer caso.

El estudio más completo realizado hasta el presente para evaluar las externalidades de la generación eléctrica, proyecto ExternE, indica que, en operación normal, la generación nuclear es más benigna que cualquiera de las otras fósiles. **El detrimento en la salud (medido en pérdida de años de vida) de la generación nuclear es aproximadamente 100 veces menor que para carbón o petróleo y cinco veces menor que para gas.**

V.- Accidentes

Hasta aquí se ha hablado del riesgo asociado a las plantas de generación y su ciclo de combustible. En la composición de ese riesgo, la contribución de los accidentes es una porción pequeña en todos los casos, pero es relativamente importante, porque lo es para la percepción social.

En 1998 el Paul Scherrer Institute (PSI) de Suiza, publicó un estudio relativo a accidentes en la industria de la energía. Dicho estudio consideró los accidentes en todo el ciclo de cada fuente, confeccionando la base de datos más completa sobre el tema. El estudio permite hacer varias distinciones. En primer lugar, los accidentes de las centrales hidroeléctricas se tomaron en el período 1930-1996, porque antes de 1930 en muchos países se cambiaron los criterios acerca del tipo de concreto a utilizar, después de una serie de accidentes graves en EUA y Gran Bretaña; este cambio se tradujo en una tasa de falla mucho menor. También se puede distinguir entre países de la OECD y países no-OECD. Por ejemplo, si se toma la tasa mundial de muertes para hidroelectricidad, se tiene un número relativamente alto: 0.9 muertes/GWe año, pero haciendo la distinción mencionada, resultan 2.2 muertes/GWe año para no-OECD y 0.004 para OECD.

En el caso de la nucleoelectricidad, se han producido dos accidentes severos con liberación radiactiva al ambiente: TMI y Chernobyl. El reactor de TMI, **puede** considerarse un tipo representativo de reactor de agua liviana, que es el más difundido en el mundo. Por otro lado, el reactor de Chernobyl **no puede** considerarse como un reactor diseñado, construido y operado según las normas internacionalmente aceptadas. Además de tener un coeficiente de realimentación de potencia positivo bajo ciertas circunstancias, que se verificaron en ocasión del accidente, en Chernobyl no se respetaron principios básicos de seguridad. En este sentido, la instalación no puede considerarse representativa.

La falta de estadística de accidentes hace necesario, en el caso nuclear, apelar a los análisis probabilísticos de riesgo. Esta metodología se ha utilizado en algunos casos en la industria no-nuclear, (por ejemplo en la evaluación del riesgo asociado al almacenamiento de combustible líquido), verificándose que estas instalaciones no nucleares son mucho más riesgosas.

VI.- Externalidades

Una externalidad es un costo no reflejado en las transacciones de mercado, por ejemplo, la contaminación: el uso del aire y el agua no tienen precio en el mercado, pero la degradación de estos recursos tiene un costo innegable. El conocimiento del valor de la externalidad permite tomar decisiones con diferentes instrumentos: incremento de costos, permisos negociables o normas regulatorias.

El **costo social global** de la generación eléctrica es la suma del costo privado: capital, trabajo, combustible, más el valor de las externalidades asociadas con el ciclo de combustible.

La determinación del costo de una externalidad, implica determinar el impacto físico (por ejemplo, emisiones de contaminantes), luego el daño asociado con dicho impacto y, por último, establecer un mecanismo de internalización de la externalidad.

La generación eléctrica se encuentra cada vez más compelida a tener en cuenta el costo social. Pero las externalidades no son únicamente ambientales; hay otros factores que pueden no estar contemplados en el costo privado.

Entre los factores ambientales se destacan:

- El cambio climático
- La contaminación aérea
- Los campos electromagnéticos

Entre los no ambientales se cuentan:

- El empleo
- La seguridad del suministro energético
- El costo de la regulación

La utilización de los resultados del análisis de las externalidades puede diferir según los países. Por ejemplo en EUA la tendencia es que el consumidor pague el costo social completo y los Estados exigen a las compañías la estimación completa de dicho costo. En cambio, en la Comunidad Europea, la tendencia no es tanto a que los generadores privados adicione los costos externos, sino que estos sirvan como elementos de juicio para tasas, subsidios, planeamiento, etc. Un ejemplo lo constituye la política inglesa de mediados de los noventa, orientada a subsidiar carbón y nuclear frente al gas, más económico, atendiendo al desempleo creciente y la seguridad de suministro.

VII.- Algunas conclusiones

Si bien todos los estudios de prospectiva indican un crecimiento mundial del consumo de energía que debería asegurar a la generación nuclear una posición de privilegio para cubrir parte de esa demanda con un bajo impacto ambiental, puede decirse que el futuro de la energía nuclear es incierto en tanto la percepción del público es desfavorable.

Si no se producen grandes cambios tecnológicos como los mencionados en el texto, que inclinen la balanza definitivamente a favor de las fósiles o de la nuclear, es probable que en el futuro las necesidades de corto plazo determinen una priorización de la calidad de vida frente a riesgos potenciales de muy baja probabilidad permitiendo no sólo la supervivencia sino la expansión de la opción nuclear.

En todo caso, además de los análisis globales, aparece como relevante plantear la problemática específica de nuestro país que tiene fuentes abundantes y diversas de energía (de ninguna manera ilimitadas) y responder la pregunta:

¿Qué papel le cabe a la energía nuclear en Argentina y cuál es su situación frente a las otras fuentes ?

Indudablemente no es fácil cuantificar los diversos aspectos de cada alternativa sobre una base común. Si se elige una descripción puramente económica, sin renunciar a un análisis completo, se deberá valorar económicamente cuestiones tan diversas como el riesgo de proliferación (nuclear) o la pérdida de días de vida por inhalación de contaminantes aéreos (fósiles).

La metodología del proyecto ExternE y el análisis de su aplicación en diferentes países puede aportar nuevos elementos de juicio, poniendo de relieve aspectos cuya valorización no es usual en análisis económicos convencionales. La aplicación al caso argentino daría un panorama mucho más integral de **nuestro costo social**, asociado con la generación de energía.

La Dra. Carla Notari es funcionaria de la Comisión Nacional de Energía Atómica.

e-mail: notari@cnea.gov.ar

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

Editorial

¿Es la demanda de Brasil el fusible del sistema eléctrico Argentino?

En los últimos días más de una vez cuando el sistema eléctrico argentino estaba al límite de su capacidad de generación es decir a punto de producir cortes por falta de energía eléctrica la situación se resolvió disminuyendo la exportación de energía eléctrica a Brasil y de esta forma alejar el peligro del racionamiento de energía.

El día 8 de Julio de este año fue un día en que por la disminución de la temperatura ambiente la demanda de energía eléctrica superó las expectativas. El sistema eléctrico argentino se quedó sin reserva para cubrir un eventual aumento de la demanda es decir que tenía funcionando a todo el equipamiento que tenía disponible.

El sistema estaba en el primer nivel de falla por lo que el precio en el mercado SPOT estaba en 120 \$/MWh cuando normalmente oscila entre 15 y 30.

Para salvar la emergencia ya que no podía aumentar la generación el Organismo Encargado del Despacho recurrió a dos mecanismos para disminuir la demanda.

Solicitó a los grandes usuarios que aquellos que pudieran disminuyeran su demanda a lo que algunos respondieron favorablemente (por ej.: Acindar apagó un horno).

Y además solicitó disminuir la exportación a Brasil lo que también fue aceptado por la empresa brasileña encargada de la importación reduciendo en 500 MW los niveles de importación.

Superada la crisis todo volvió a la normalidad y la exportación retomó el nivel habitual (entre 1000 y 1040 MW).

Esta situación se repitió con distintos niveles de gravedad varias veces.

Nos preguntamos que hubiera sucedido si la anunciada recuperación de la economía se hubiera concretado y Acindar por necesidades de producción no hubiera aceptado apagar el horno o los importadores brasileños no hubieran aceptado tampoco reducir sus niveles de importación

¿Que hubiera pasado si Brasil hubiera dicho que no?

Potencia Instalada

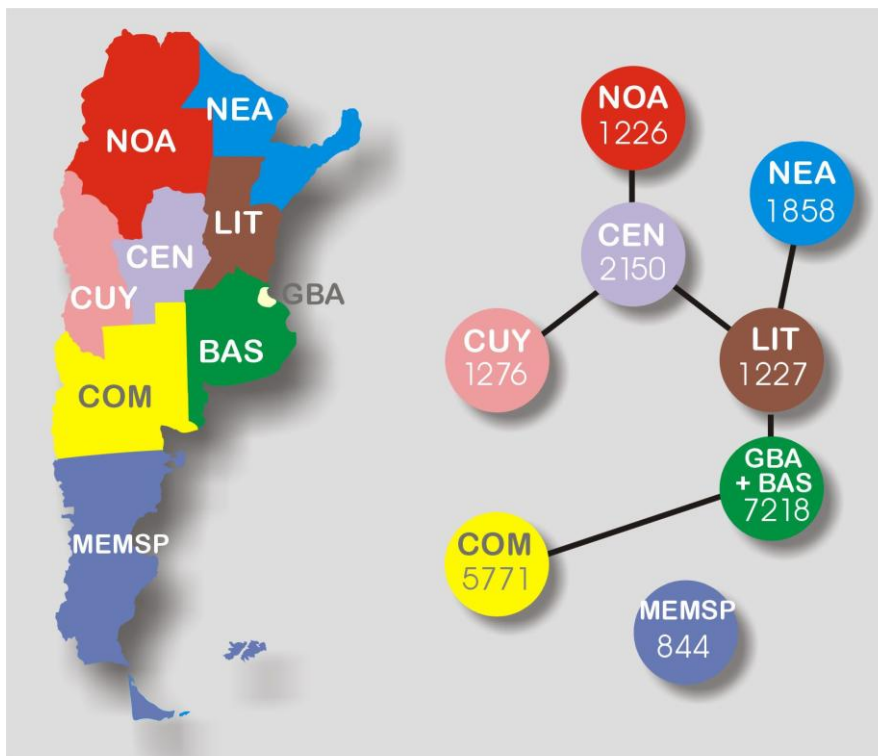
El parque generador de energía eléctrica en nuestro país está compuesto por numerosos equipos de distinto tipo distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales, estas son: Cuyo, Comahue, Noroeste, Centro, Buenos Aires/Gran Buenos Aires, Litoral, Noreste y Patagonia. Las siete primeras están interconectadas en lo que se denomina Sistema Interconectado Nacional (SIN) mejor conocido como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la séptima esta 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 2000 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 21 570 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).



La tabla siguiente nos muestra la potencia térmica instalada (en MW) a Junio del año 2000 clasificada por región y tipo de equipo.

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	2644		6855
NEA	25	123			148
Total MEM	4515	2033	4237	4	10789
MEMSP		317			317
Total	4515	2350	4237	4	11106

Las principales diferencias respecto al semestre anterior (ver Boletín Energético N° 4) se deben a la entrada en funcionamiento de los Ciclos Combinados de Agua del Cajón (Comahue), Central Tucumán (NOA) y Central Puerto (Ciudad de Buenos Aires).

Los datos de potencia instalada eólica, que aparecen en las tablas siguientes, fueron extraídos del Informe de Prospectiva del año 1999 de la Secretaría de Energía de la Nación y fueron incluidos al sólo efecto de apreciar su relación con el resto del parque. De dicho informe fue además extraído el detalle de la ubicación y características de cada uno de estos equipos, detalle que se exhibe a continuación.

Y a continuación se muestra la potencia instalada por región y tipo de fuente energética.

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	6855	357		5.7	7218
NEA	148		1710		1858
Total MEM	10789	1005	8926	6.1	20726
MEMSP	317		519	7.9	844
Total	11106	1005	9445	14	21570
%	51.49	4.66	43.79	0.06	100.00

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 Bs As-Litoral-Bs As
NUC:	Nuclear	NEA:	Nordeste Argentino
HID:	Hidráulica.	MEMSP:	Sistema Patagónico
EOL:	Eólica		

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

Instalaciones Eólicas en la Argentina

Lugar	Provincia	Puesta en Marcha	Potencia Unitaria (kW)	Número de Máquinas	Potencia Total (kW)	Factor Utilización (estimado)	Energía Anual Estimada (GWh)
Comodoro Riv.	Chubut	Ene-94	250	2	500	0.42	1.8
Cutral-Co	Neuquén	Oct-94	400	1	400	0.22	0.8
Punta Alta	Buenos Aires	Feb-95	400	1	400	0.22	0.8
Tandil	Buenos Aires	May-95	400	2	800	0.25	1.8
Pico Truncado	Santa Cruz	May-95	100	3	300	0.29	0.8
Pico Truncado	Santa Cruz	Ene-96	100	7	700	0.35	2.1
Rada Tilly	Chubut	Mar-96	400	1	400	0.42	1.5
Comodoro Riv.	Chubut	Sep-97	750	8	6000	0.34	17.7
Mayor Buratovich	Bs As	Oct-97	600	2	1200	0.21	2.3
Darragueira	Bs As	Oct-97	750	1	750	0.17	1.1
Punta Alta	Bs As	Dic-98	600	3	1800	0.25	3.9
Claro meco	Bs As	Ene-99	750	1	750	0.20	1.3
TOTAL					14000	0.29	35.9

Observación: La central de Pico Truncado permanece fuera de servicio por lo que la disponibilidad real es inferior a la indicada en la tabla.

Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas y aprobadas incorporaciones al MEM en los próximos dos años por 2658 MW ver Tabla I, y además aproximadamente 3100 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 13% y de un 15% 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
Julio/00*	Dock Sud	DSUDCC01	780	780	Ciclo Combinado nuevo
Agosto/01**	AES. Paraná SA	AESPCC01	845	1625	Ciclo Combinado nuevo
Enero/02	C Independencia	INDECC01	242	1867	Ciclo Combinado nuevo
Agosto/02	CEBAN	CBANCC01	791	2658	Ciclo Combinado nuevo

* Incorporación prevista originalmente para septiembre de 1999.

** Incorporación prevista originalmente para agosto de 2000

Tabla II. Incorporaciones sin fecha definida de puesta en marcha.

Empresa	Grupo Generador	Tipo	Potencia (MW)	Potencia Acumulada (MW)
NASA	ATUCNU02	NUC	745	745
ENARGEN	ENARCC01	CC	480	1225
LAS MADERAS	MADEHI01/02	HID	30	1255
C. LAS PLAYAS	LPLACC01	CC	250	1505
GENELBA	GEBA CC02	CC	850	2355
CAPEX	LDLACV01	CV	200	2555
PLUS PETROL	SMTUCC01	CC	274	2829
TERMOANDES	ANDECC01	CC	270	3099

Fuente: CAMMESA mayo de 2000.

Respecto del semestre anterior se adiciona solo el proyecto de TERMOANDES.

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 multiplicado por el "factor de nodo" este último tiene en cuenta las pérdidas por transporte desde el emplazamiento del equipo generador hasta el nodo Ezeiza.

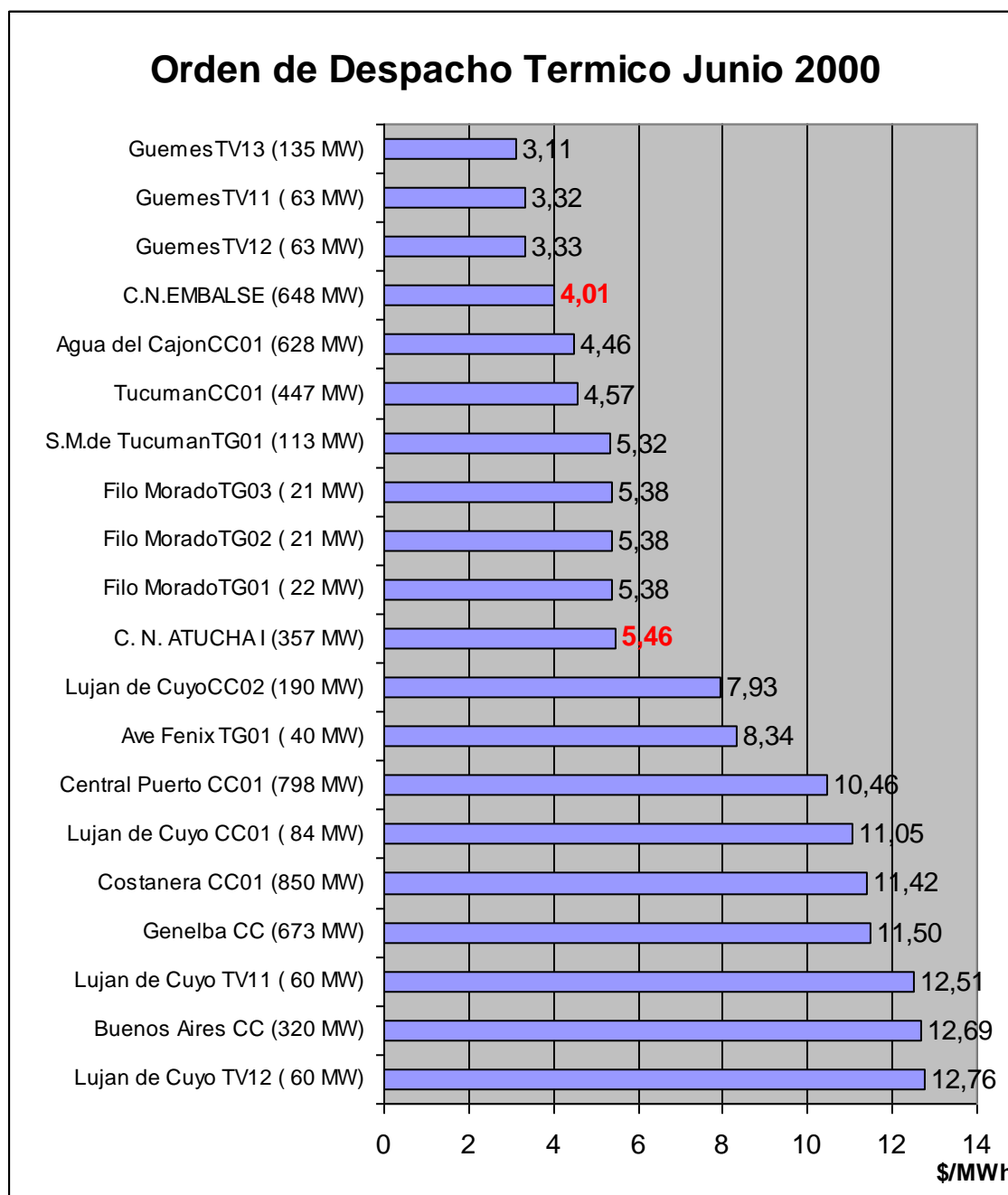
A continuación se muestran los primeros 20 equipos térmicos de ese orden de mérito de despacho y los valores de su costo marginal en el nodo mercado en \$/MWh.

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 2000 y los rendimientos y costos de combustibles declarados por los generadores para la programación estacional mayo octubre de 2000 de CAMMESA.

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



La Central Nuclear de Embalse continúa siendo para el Mercado Eléctrico Mayorista uno de los equipos generadores térmicos más baratos del sistema.

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

Un caso notorio de ello es la central térmica Güemes ubicada en el NOA (Pcia. de Salta) que en la última programación de CAMESA (mayo-julio) modificó su declaración de los valores a que compra el gas natural de 57,66 $\$/\text{Dm}^3$ a 9,99 $\$/\text{Dm}^3$ con lo que pasó a estar en los primeros puestos para el despacho. El precio de referencia para la región donde está radicada y las características de conexión a la red de gas que posee esa Central (Interrumpible Distribuidora) es de 56,46 $\$/\text{Dm}^3$. Para la confección de la tabla precedente se consideraron a todos los generadores con libre disponibilidad de gas natural y es importante aclarar que sólo los generadores que se encuentran cerca de los yacimientos de gas se encuentran en esa situación pues el resto en el periodo invernal tiene racionamiento de este combustible debido a la prioridad del uso del gas con fines residenciales por lo que al operar con otro combustible alternativo (por ejemplo el diesel oil) tienen un costo marginal superior al indicado en la tabla.

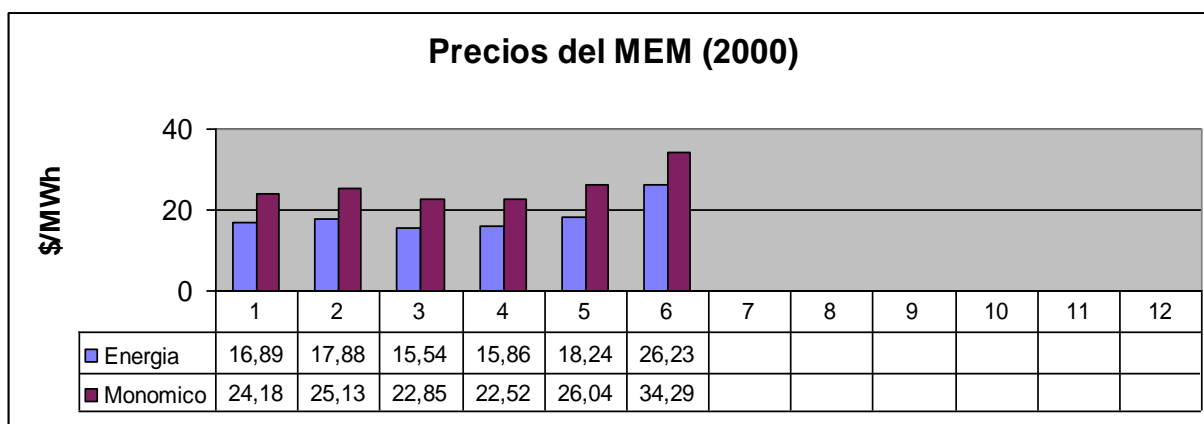
Evolución de los Precios

Durante el primer semestre de 2000 el precio de la Energía Eléctrica en el MEM ha tenido un leve descenso con respecto al de 1999.

Entre los diversos motivos de esta situación se destaca la gran hidraulicidad de las cuencas del río Uruguay, Paraná y de la región del Comahue. Esta mejor hidraulicidad respecto del año anterior permitió la mayor disponibilidad de energía de origen hidráulico en detrimento de la energía de origen térmico, y por lo tanto evitó que los precios subieran como consecuencia de otros factores: la mayor demanda, el comienzo de la exportación a Brasil y el aumento del valor de los combustibles fósiles, por el aumento del valor internacional del petróleo.

Se indica a continuación la evolución del precio de la energía en el mercado SPOT y el precio monómico durante el primer semestre de 2000 (Figura 3).

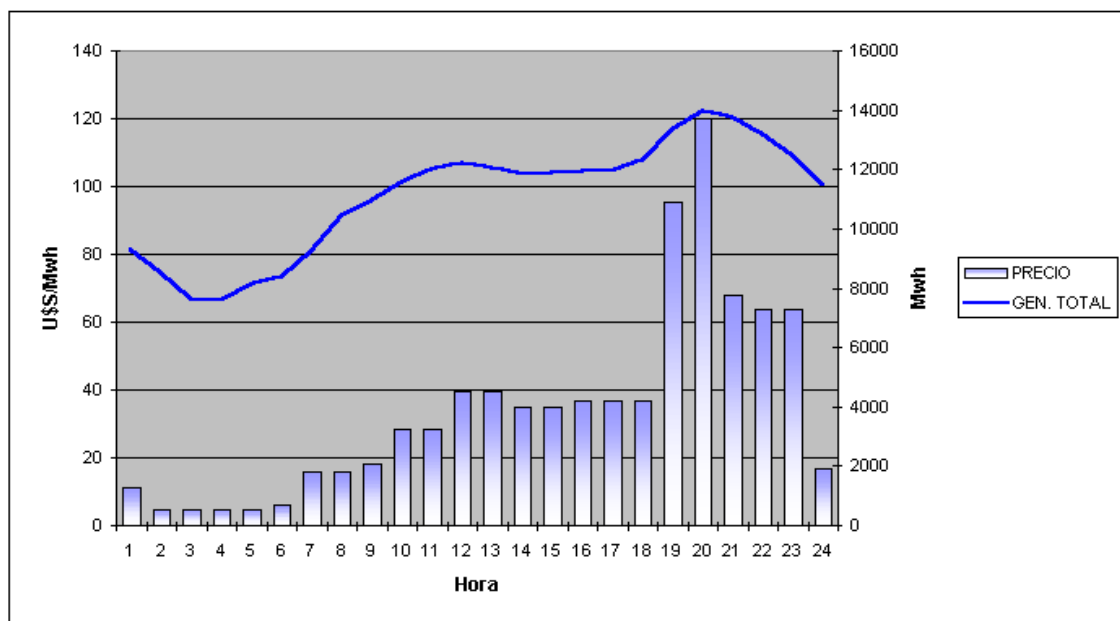
Figura 3. Precios del MEM en el primer semestre de 2000



Los precios anteriores son promedios mensuales, el valor de la energía en el mercado SPOT es horario y a veces con grandes variaciones entre el valor de las horas de Valle (horas nocturnas) a los de horas de Punta (19 a 23).

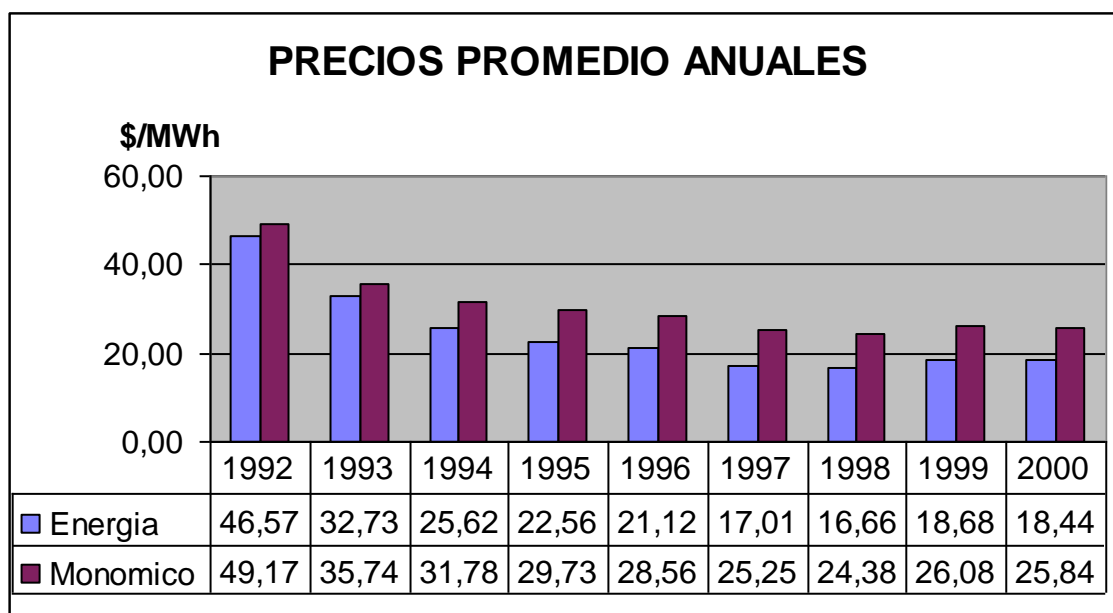
A continuación se puede apreciar cómo es la variación de estos precios a lo largo de un día de invierno (10 de julio de 2000) y cómo el precio acompaña las variaciones de la demanda.

Precios de Mercado Vs. Generación



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

Figura 4. Precios promedio anuales



Los valores del año 2000 son el promedio del primer semestre

Perspectivas

La actual configuración del parque eléctrico argentino permite predecir que los precios en el MEM irán, en promedio, subiendo con grandes variaciones entre los valores de verano e invierno.

En este próximo verano, que aparenta ser con alta hidráulica en la cuenca del Comahue, es probable que los valores de energía en el MEM descendan.

En el futuro, por la mayor participación de la generación térmica, cada vez los precios serán menos influenciados por la hidráulica y sí por la temperatura en el invierno y por el valor del petróleo.

Esto se debe a que en el invierno los días de frío el precio en el mercado SPOT lo fijan normalmente equipos que utilizan Fuel Oil o Diesel Oil como combustible y el valor de éstos acompaña rápidamente el valor internacional del petróleo.

Definiciones

Costo Marginal:

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

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

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

Precio de Energía (o SPOT) y precio Monómico:

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

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

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

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

Noticias

50 Aniversario de la Comisión Nacional de Energía Atómica

El 31 de mayo se conmemoró el día Nacional de la Energía Atómica, en recordación a la decisión adoptada el mismo día del año 1950 por el entonces presidente de la Nación, Juan D. Perón, de crear la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

La CNEA, es un organismo científico dedicado a la investigación en el campo nuclear, fue a través del decreto 1540/94 donde se delimitaron sus funciones, al separarse las centrales, se creó la empresa Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA) y la Autoridad Regularia Nuclear (ARN) que es quien regula y fiscaliza la actividad nuclear.

El objeto fundamental de la Institución es promover todas la aplicaciones pacíficas de la energía nuclear e insertar a la Argentina dentro del selecto grupo de países con dominio de la tecnología nuclear. Fue clara desde un comienzo la intención de desarrollar una capacidad propia en el terreno nuclear con fines exclusivamente pacíficos.

En la actualidad la CNEA brinda al país desarrollo científico y tecnológico en el campo de las aplicaciones de la energía eléctrica, medicina, agricultura, industria y medio ambiente, entre otras. La evolución en el aprovechamiento de la energía nuclear en la Argentina ha estado ligado estrechamente al historial de la CNEA, habiendo permitido al país en muchos casos "tecnología de punta", concitando por ello atención y prestigio a nivel nacional e internacional.

Ejemplos de ello: la Fundación Escuela de Medicina Nuclear en Mendoza (FUESMEN), el Polo Tecnológico Constituyentes (PTC), los Institutos Balseiro en Bariloche, el Sabato en el Centro Atómico Constituyentes y el Instituto Universitario de Estudios Nucleares en Ezeiza, modelos de formación científico-técnica, entre otros.

