

PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO EN EL ACTUAL CONTEXTO DE ABASTECIMIENTO ENERGETICO

ARGENTINE ELECTRIC SECTOR: PERSPECTIVES IN THE CURRENT ENERGY SUPPLY FRAMEWORK

Autor: Lic (Mg) Carina Guzowski¹

Tema del Trabajo: 1.2

Institución : Departamento de Economía- Universidad Nacional del Sur- Bahía Blanca- Argentina.

Idioma: Castellano

INTRODUCCION

El sistema eléctrico argentino fue reestructurado en el inicio del año 1992, y este proceso se completó en poco más de dos años. El marco regulatorio del sector se encuentra normado por la ley N° 24065, y reglamentado por “Los Procedimientos versión XX”, donde se definen claramente los roles de las empresas como agentes del mercado y el Estado como regulador del sistema

En el periodo transcurrido desde la reforma y hasta la crisis económica de la presente década provocada por la devaluación del peso argentino, el desempeño del sistema eléctrico mostró una significativa disminución del precio mayorista y un muy dinámico proceso de inversión principalmente en el sector de generación. Estos hechos se destacaron como claros éxitos de la reforma, de tal modo que la experiencia argentina se ha presentado como un modelo a seguir en otros países de la región latinoamericana.

A comienzo del año 2002, el gobierno argentino declara la emergencia económica, financiera, cambiaria y social mediante la sanción de la Ley N° 25.561 y hace abandono de la convertibilidad de la moneda local respecto del dólar estadounidense, encarando una fuerte devaluación del peso.

A partir de este momento el Estado intervino activamente en la readaptación del sistema eléctrico a las nuevas condiciones económicas y sociales del país mediante una nueva normativa y acciones concretas. En este contexto la Secretaría de Energía implementó un número importante de Resoluciones que afectaron de distintas maneras al marco regulatorio vigente y con importantes efectos sobre los fondos asociados a mantener el correcto funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

El objetivo de este trabajo es analizar las principales modificaciones que se introdujeron en el marco regulatorio del sector eléctrico a partir de la devaluación, en los fondos destinados a facilitar la operatoria del mercado, y en la estructura de comportamiento que había caracterizado al sector con anterioridad al año 2002, principalmente en lo referido al sector de generación, el más dinámico anterior a la crisis. Respecto a este segmento se analizará cuáles son los precios que cobran los generadores, y cuáles son las señales adoptadas post-devaluación que se las ha otorgado a fin de dar continuidad al servicio eléctrico.

Por último se analizarán las perspectivas del sector en el largo plazo teniendo en cuenta los actuales problemas de abastecimiento de gas y se examinará qué grado de robustez puede esperarse de esta forma de funcionamiento del sistema eléctrico argentino ante cambios en las condiciones macroeconómicas o en el escenario internacional.

¹ Departamento de Economía- UNS- 12 de octubre y San Juan – 7° piso- Bahía Blanca –
Teléfono/fax: 0291-4595138- e-mail: cguzow@criba.edu.ar

1. Mercado Eléctrico: La Experiencia Argentina

La industria eléctrica de la mayoría de los países de la región se vio afectada, durante los años '70 y '80 por una crisis financiera, técnica y de gestión que puso en cuestionamiento el paradigma vigente de un monopolio estatal, integrado verticalmente y estratégico para el desarrollo del país. Esta situación se tradujo, en una reforma que apuntaba a: fomentar la competencia mediante la desintegración vertical de la industria, incorporar al sector privado como propietario, proveedor de tecnología y operador del sistema ; asignar al Estado un rol subsidiario; establecer un sistema de precios que envíe las señales adecuadas al usuario respecto de los costos reales de usar electricidad.

Muchos países incorporaron modificaciones sugeridas por las experiencias de 10 años o más de aplicación del modelo chileno e inglés, tal es el caso fundamentalmente de Argentina, Bolivia, Perú Brasil y Colombia. Otros países han asumido opciones distintas manteniendo el paradigma previo con algunas modificaciones, destinadas a permitir la incorporación de generadores independientes u otras variantes menores, como ha sido el caso de Costa Rica, México, Uruguay, Paraguay y Venezuela. Después de más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica ha sido posible apreciar claros progresos en su funcionamiento, de hecho, durante los primeros años de su aplicación se pudo apreciar un dinámico proceso de inversión, aunque luego presentó un cierto estancamiento en su dinámica. (Maldonado, p.77).

En el periodo transcurrido desde la reforma y hasta la crisis económica de la presente década, el desempeño del sistema eléctrico argentino mostró una significativa disminución del precio mayorista y un muy dinámico proceso de inversión. Estos hechos se han destacado como claros éxitos de la reforma, de tal modo que la experiencia argentina se ha presentado como un modelo a seguir en otros países de la región latinoamericana. Tal vez el factor que mejor explica este éxito “relativo”² ha sido la posibilidad de aprovisionamiento de gas a bajo costo y un tamaño de mercado con una demanda muy insatisfecha (en el momento de la reforma).

1.1 Organización y Funcionamiento y del Mercado Eléctrico a partir de la reforma

La reforma de la industria eléctrica en Argentina básicamente propuso que el sector privado asumiera la responsabilidad de operar las instalaciones existentes, y se encargara de su expansión futura, mientras que el Estado se limitara a promover la competencia y controlar el desempeño de las actividades monopólicas, interviniendo lo menos posible de forma de no obstaculizar la iniciativa privada.

Este proceso tuvo lugar a comienzos del año 1992, y se orientó hacia la máxima partición horizontal y vertical de las empresas eléctricas nacionales de forma de promover la competencia tanto como sea posible. La reforma posibilitó un acentuado proceso de desintegración del sistema, tal que en lo que hace a la integración vertical no solo separó institucionalmente a los operadores para cada proceso de la cadena eléctrica, sino que estableció claramente la incompatibilidad para un mismo prestador de actuar simultáneamente en la generación y transmisión o transmisión y distribución.

² Con la palabra relativo se hace referencia al desempeño respecto a la industria del gas y del petróleo.

La independencia de los transportistas tuvo como objeto asegurar el libre acceso de terceros a la red, lo que también debe ser garantizado por los distribuidores siempre que tengan capacidad disponible en su red de distribución. Asimismo se estableció la segmentación horizontal de la industria, esto implicó la partición de las empresas nacionales en unidades de negocios menores.

Por sus características, el transporte y la distribución de electricidad son actividades reguladas sujetas a concesión otorgada por las autoridades competentes, dependiendo de su jurisdicción, mientras que se introduce competencia al nivel de la generación pero sujeta a un despacho centralizado. La expansión de la red de transporte se encuentra sujeta a los mecanismos del mercado-

Dentro del sector de generación únicamente las centrales hidroeléctricas están sujetas a concesión, mientras que las centrales térmicas únicamente requieren autorización para conectarse a la red de transporte y su regulación sólo alcanza a los aspectos vinculados con la seguridad pública y la protección del medio ambiente.

La competencia se expresa a través de un mercado eléctrico mayorista (MEM) en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores. El sistema de fijación de precios es el resultado de la libre expresión de las fuerzas del mercado. Como consecuencia de esta organización institucional toda la energía eléctrica se canaliza a través del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) , dividido en dos segmentos: el mercado a término y el mercado spot³. Distribuidores y grandes usuarios pueden contratar la provisión con productores y/o comercializadores a los precios fijados libremente en los respectivos contratos.

La autoridad técnica en la operación del sistema es la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) quien además de hacer las liquidaciones mensuales de cobros y pagos de los agentes, planifica la operación del Sistema Interconectado (SI) por períodos estacionales semestrales, para cubrir la demanda con un nivel de reserva acordado entre las partes (despacho económico de cargas). El precio marginal horario, ofertado por los productores, es el que se les paga a los generadores eléctricos en el mercado spot y su precio previsto promedio es el precio base a partir del cual se calcula el precio de venta a los distribuidores por sus compras en el mercado spot. Los distribuidores pagan un precio diferencial dependiendo de su localización en el sistema, que refleja la contribución a las pérdidas en la red de transporte. Distribuidores y generadores eléctricos pagan a los transportistas un cargo fijo por conexión y capacidad de la red de transporte y participan de las transacciones de potencia reactiva. La operación en tiempo real se realiza con independencia de los contratos a término firmados por los generadores, donde todo apartamiento entre lo contratado y la operación real se canaliza en el mercado spot. Como el precio pagado por los distribuidores se fija independientemente de la retribución real de los

³ En el mercado a término se pueden pactar libremente contratos de energía y potencia, ya sea para garantizar el abastecimiento de una determinada demanda de energía como para contar con un respaldo de reserva fría o potencia. Mientras que en el mercado spot se canaliza la energía que no está sujeta a relaciones contractuales en el mercado a término, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema.

generadores y transportistas , se ha creado un fondo de estabilización para atender los desfases financieros.

El costo de generación en el MEM se compone por el costo de operación sumado al costo de transporte desde el nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado se encuentre el generador del centro de carga y cuanto más débil es el vínculo de transporte, más cara se vuelve la energía exportada desde ese nodo. Adicionalmente, el generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, tanto la operable como la reserva fría. Cuanto mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida en el MEM, la remuneración por potencia es mayor. También se remuneran, para garantizar la operabilidad técnica del sistema, servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión. (Fundación Bariloche, p38)

Cuando un generador no posee contratos para vender su producción, la misma es vendida totalmente en el mercado spot. Recibe por ella los precios que rijan en ese mercado hora a hora. Si, por el contrario, el generador tiene contratos para abastecer a un distribuidor o a un Gran Usuario Mayor, cobra en cada hora por su producción de la siguiente manera: a) hasta el nivel de su contrato su generación será considerada en el mercado a término b) si el nivel de su generación es mayor o menor que los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el mercado spot a los valores en dicha hora en ese mercado (fundación Bariloche,39)

El mercado de los usuarios finales también es segmentado en un tramo regulado y otro abierto a la competencia. En el segmento regulado se garantiza el monopolio al distribuidor que ostenta la concesión, imponiéndosele la obligación de satisfacer toda la demanda que le sea requerida dentro de los términos de su contrato de concesión.

Los contratos de concesión deben especificar las obligaciones de los concesionarios en cuanto a la calidad técnica y comercial del servicio. La obligación asumida por la empresa no esta sujeta a la disponibilidad de energía en el MEM, y el Estado Nacional no asume ningún compromiso para solucionar eventuales déficit futuros de producción. La supervisión y regulación general de la industria eléctrica está en manos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), creado por ley en el ámbito de la SE como ente autárquico⁴. Entre sus principales funciones se destaca:

1. Controlar el cumplimiento de los contratos de concesión
2. Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias.
3. Participar en el proceso de selección de los concesionarios.
4. Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas para esclarecer los conflictos entre las partes y
5. Velar por la protección del medio ambiente y la seguridad pública en las actividades del sector.

⁴ CAMMESA asesora al ENRE en los estudios de transporte en la red de alta tensión

1.2 Beneficios derivados de la reforma

En general ha existido la percepción generalizada acerca de que el desempeño técnico y económico del sistema eléctrico argentino ha mejorado a partir de los cambios introducidos en la industria a principios de los noventa. Se pueden enumerar una serie de puntos como las consecuencia más importantes de la reforma:

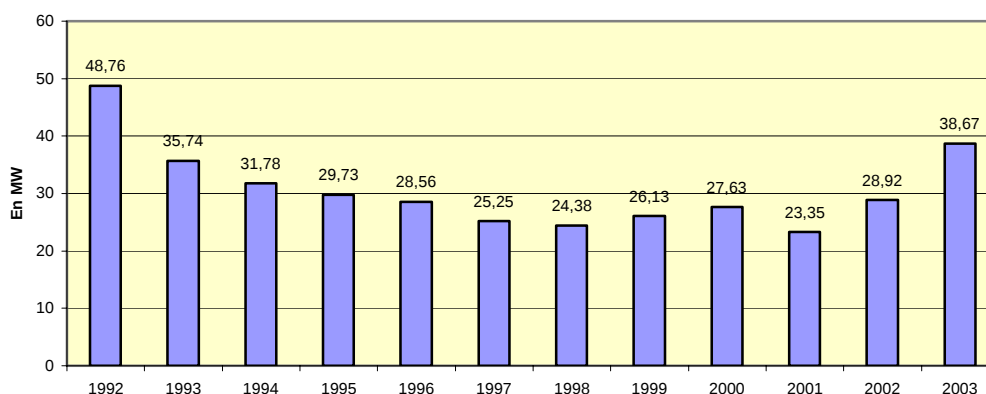
✓ Precios decrecientes en el MEM

En el periodo 1992-2002 los precios de la energía en el MEM ha sido **fuertemente decreciente** tal cual lo muestra el gráfico N° 1. Este hecho ha sido uno de los principales elementos para argumentar el éxito de la reforma en la construcción de la competencia en el mercado eléctrico mayorista.

Pueden enumerarse algunos factores explicativos de este fenómeno tal como:

- 1- La entrada de la central hidroeléctrica de Piedra del Aguila (1400MW) hacia fines de 1992 y el progresivo ingreso de las turbinas de Yacyretá⁵, la rápida disminución de la indisponibilidad térmica y la mejora en las condiciones de hidráulicidad, provocaron el rápido descenso del nivel de precios.

Gráfico N°1: Evolución del precio monómico en el MEM 1992-2003



Fuente: Informe CAMMESA

⁵ En 1995 ambas centrales representaban un 16.5% de la generación total del MEM

2- La incorporación de equipos de generación eficiente.

La aparición de nuevos desarrollos tecnológicos en los equipos de generación térmica (principalmente en las turbinas de gas a ciclo combinado) permitieron reducir la incidencia de las economías de escala en el ámbito de la generación. Estas inversiones de bajo riesgo con menores costos de entrada al negocio eléctrico desplazaron rápidamente a aquellas inversiones de tecnologías más obsoletas, y pusieron tope al costo marginal del sistema, incidiendo sobre la caída del precio en le MEM.

3- La disponibilidad de gas relativamente barato en el contexto de precios relativos de la convertibilidad.

En los '90 la disponibilidad de gas permitió un proceso de inversión que a través por varias fases. En principio se observó la instalación centrales eléctricas (principalmente turbinas de gas a ciclo abierto) cercanas a los yacimientos (principalmente en las regiones del Comahue y NOA), quemando gas anteriormente venteadado, patrocinadas por las propias empresas petrolera, aprovechando la ventaja competitiva que les otorgaba la disponibilidad de gas a bajo costo. De estas zonas existen electroductos que las vincula al mercado eléctrico nacional.

Otras fase de inversión se vinculó con la localización de centrales (principalmente ciclos combinados) en el centro de carga del sistema (Gran Buenos Aires), mejorando las antiguas centrales de Costanera y Puerto.

Por tanto la competencia entre los actores de generación térmica, terminó descansando en los contratos de provisión de gas natural, debido a que el despacho térmico por orden de mérito basado en el costo variable horario, conjuntamente con los modelos de valorización económica del agua determinaron el precio en el mercado spot, y evitaba las posibilidades de colusión entre actores. Recordemos que en Argentina el mercado spot es de costos y no de precios. Cuando es de precios hay riesgo de colusión entre los actores mientras que cuando es de costos la variable es el costo del combustible.

✓ Incremento de las inversiones como instrumento de competencia

La experiencia argentina mostró un muy dinámico proceso de inversiones en generación que no fue acompañado en la misma magnitud por las inversiones en transporte necesarias para tal incremento en la oferta eléctrica.

Entre 1992 y 1999 los actores privados instalaron alrededor de 3000MW. De este modo, hacia fines de la década, la capacidad instalada se ubicaba en un 53% por encima de la demanda máxima. Esta ampliación de la capacidad de generación impulsó una mayor competencia entre generadores propugnando nuevas inversiones, que llamativamente se dieron en un contexto de precios decrecientes, sostenida por un cierto sobreequipamiento que realimentaron los propios generadores en su búsqueda por mejorar su competitividad.

Algunos autores⁶ plantean que las claves de este alto dinamismo de expansión en capacidad de generación térmica se debió a el mucho más moderado grado de incertidumbre que debieron enfrentar los inversores, comparativamente a inversiones en otros países de la región (Colombia, Brasil). Existieron algunos factores que permitieron que este proceso se sostuviera en el tiempo y que contribuyeron a atenuar el grado de incertidumbre, tal como la apreciación cambiaria (derivada del Plan de Convertibilidad), disponibilidad de gas a bajo costo, la menor participación de la componente hidráulica, la mayor estabilidad de los aportes y su capacidad de regulación relativa, los contratos de compra a los adquirentes de las centrales térmicas de la Capital Federal y las expectativas sobre las potencialidades del mercado del Sur de Brasil.

1.3 Problemas derivados de la reforma

✓ *Disminución en los incentivos de inversión derivados de las señales del mercado*

La generación quedó sujeta al riesgo del mercado. Dicho riesgo se concretó a través de la entrada de nuevos agentes, que incorporaron tecnologías modernas y eficientes, provocando con su inversión masiva un pronunciado descenso de los precios del mercado mayorista. Entre 1992 y el 2001 los precios en el MEM disminuyeron en un 51%. Este hecho se tornó preocupante, porque a mitad del año 2000 los precios alcanzaron un nivel tan bajo que sólo cubría los costos de operación de los generadores y por lo tanto alejó los incentivos para invertir en el sector.

✓ *Deficiencias en la expansión del sistema de transmisión*

La insuficiencia de la red de transporte ha sido crucial y definitiva para desarrollar una efectiva competencia en el sector de generación. Esta situación contrastó con aquel dinámico proceso de inversiones en generación. Tanto los recursos hidroeléctricos, como las reservas de gas natural se localizan muy alejados del centro de carga del sistema eléctrico, principalmente en las regiones del Comahue, del NOA y NEA. Las centrales instaladas en estas tres regiones tienen una alta competitividad en el mercado, especialmente las del Comahue y el NEA. Por tanto, estos excedentes de capacidad se tradujeron en flujos permanentes de exportación hacia el Litoral y Buenos Aires (regiones importadoras de energía).

Cuando se observa la red de transporte del SADI, se puede apreciar que presenta una estructura con centro en el área metropolitana. Esta distribución espacial de la oferta convierte al sistema de transporte en un punto clave para la confiabilidad del abastecimiento eléctrico especialmente en lo que se refiere a los corredores Comahue-Buenos Aires y NEA- Litoral-Buenos Aires.

Sin embargo, la regulación que se estableció en el proceso de reforma previó un mecanismo sumamente complejo para la concreción de las ampliaciones de la red de transmisión en alta tensión. En la práctica, este mecanismo no siempre ha demostrado tener la agilidad necesaria, dando lugar, en ciertos casos, a una ineficiente asignación de los recursos que puede resultar mucho más onerosa que el eventual sobreequipamiento resultante de mecanismos más centralizados. Un claro ejemplo de ello, ha sido la construcción de la cuarta línea de alta tensión desde la región del Comahue hacia el

⁶ Ver Pistonesi, Héctor p.24

Gran Buenos Aires. En la programación previa a la reforma, estaba previsto el ingreso de dicha línea cuando se completara la construcción de la central Piedra del Aguila. Sin embargo, como resultado de lo comentado, la central comenzó a funcionar sin que se alcanzara a construir esa cuarta línea de 500 kv. Incluso, como ya se ha mencionado, dado el bajo costo del gas natural en la zona se siguieron construyendo centrales sin disponer de la infraestructura necesaria para la salida de la energía hacia el principal centro consumidor. (Maldonado, p.24)

- ✓ *Gran dependencia de recurso gas que se traduce en la actual inflexibilidad estructural del sistema eléctrico.*

La fuerte interrelación entre la producción de gas y sus precios, con la generación térmica de energía eléctrica presenta algunos aspectos interesantes a considerar, que permiten encontrar causalidades respecto al problema de abastecimiento energético de los últimos años.

En el año 2004 del total de la potencia instalada en el Mercado Eléctrico Mayorista (23033 MW nominales) un 56% correspondía a centrales térmicas, un 39% a hidráulicas y el restante 4% a nuclear. A su vez del total del parque térmico, un 49% se halla conformado por centrales de tipo Ciclo Combinado (CC); un 17% por equipos Turbo Gas (TG) y el 35% restante por equipos Turbo vapor (TV). El conjunto del parque térmico utiliza gas natural si éste se halla disponible. El nivel de despacho del parque térmico depende de la hidraulicidad, mientras que el nuclear se halla en la base de la demanda siempre que esté disponible. En ausencia de gas natural sólo los equipos TV pueden consumir Fuel Oil. Algunos Ciclos Combinados pueden quemar también Gas Oil, que es aún más costoso que el FO. Sin embargo no todos disponen de la infraestructura y/o logística para el almacenamiento de combustibles líquidos. De allí la elevada interdependencia que registra nuestra matriz energética entre gas y electricidad. (Fundación Bariloche, p.9, 2005). Por tanto, los problemas derivados de la escasez de gas inciden directamente sobre la evolución del mercado eléctrico ya que a través de la reforma se ha creado un sistema con una gran inflexibilidad estructural, debido a que los Ciclos combinados sólo pueden consumir gas y estas representan la mitad del equipamiento térmico

La demanda de energía del año 2004 mostró un crecimiento del orden del 6% respecto del año anterior, y se cubrió con un mayor uso del parque térmico, con gas y combustibles alternativos (carbón, fuel y gas oil).

Se estima asimismo que el crecimiento en la demanda del año 2006, también se cubra con equipamiento térmico, tal cual lo muestran los siguientes gráficos.

Gráfico N° 2:

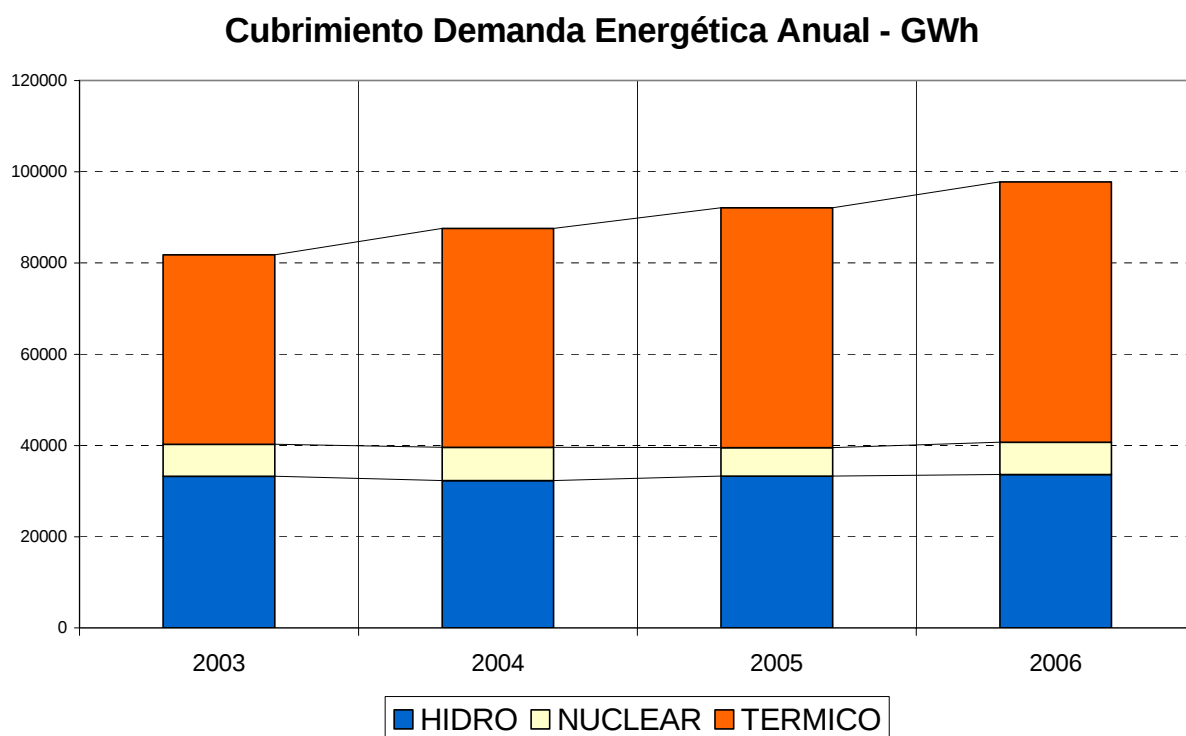
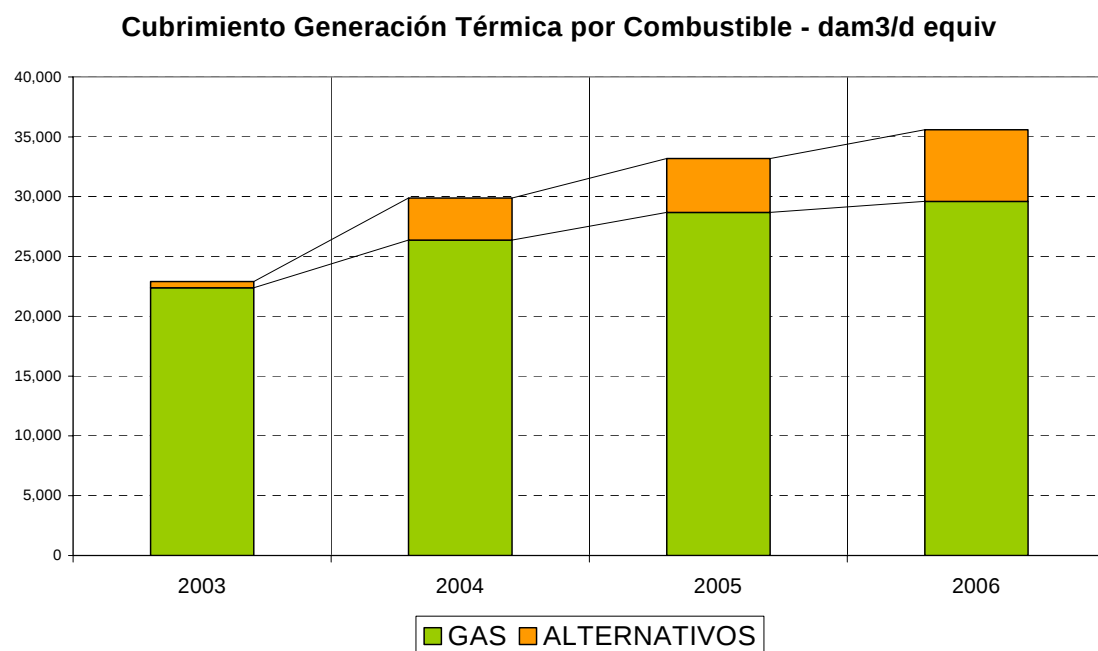


Gráfico N° 3:



Fuente: Informe de Riesgo 2005-07, presentación Ing. Naibo, CAMMESA

2. El sector eléctrico a partir de la Ley de Emergencia Económica del 2002.

2.1 Diagnóstico de la crisis

En Argentina durante el año 2001 se manifiesta abiertamente la crisis de la convertibilidad⁷, y a comienzos del año 2002, se produce la devaluación con un tipo de cambio muy alto durante la fase del overshooting, que luego irá convergiendo a la largo del periodo 2003-2005 hacia una estabilización próxima a una paridad de equilibrio y con tendencia a una relativa apreciación (inflación más alta que el aumento del tipo de cambio nominal). (Fundación Bariloche p.5, 2005)

El nuevo esquema macroeconómico induce a una reactivación industrial significativa respecto al periodo recesivo de 1999-2002. Los primeros sectores en mostrar tal reactivación son los que logran articularse o re-articularse al mercado internacional. En primer lugar las grandes empresas de origen extranjero, posteriormente algunas Pymes. También aumentan su actividad aquellos sectores que pueden participar del nuevo proceso de sustitución de importaciones. *Tal reactivación se halla en un contexto de restricción de la oferta de gas y con una capacidad de transporte que prácticamente no ha crecido desde 1999.* (Fundación Bariloche, p. 4, 2005)

Para el segmento desregulado del sector hidrocarburos (en especial para las empresas integradas y con fuerte participación en el upstream) la nueva situación es favorable tanto porque los precios se hallan dolarizados, como porque aumentan en el mercado internacional. En cambio los servicios de transporte y distribución de gas y electricidad quedan “pesificados” iniciándose un arduo proceso de renegociaciones. Este proceso conduce a la promulgación de la Resolución 208/2004 y otras que mejoran el precio que perciben los productores de gas natural a cambio de una garantía de oferta únicamente para las capacidades contratadas en firme. El sendero establecido llevará a 1 u\$s/MBTU el precio del gas en boca de pozo en julio del 2005 y se supone un passthrough a tarifas finales del conjunto de los usuarios hacia diciembre de este año. Los usuarios que no han adquirido capacidad en firme contratan en forma directa con productores, transportistas y distribuidores a precios libres. Esto último se confirma por la resolución 752 de la Secretaría de Energía relacionada con el Mercado Electrónico de Gas Natural. (Fundación Bariloche, p.4, 2005)

En los segmentos de transporte y distribución aún no hay definiciones precisas, solo una mínima parte de las empresas, han accedido a la renegociación que habilita a las Revisiones Tarifarias Integrales.

⁷ El plan de convertibilidad, puesto en marcha en abril de 1991, estableció por Ley N° 23928 la paridad cambiaria 1peso=1 dólar. Esto implicó la virtual dolarización de la economía y se resignó toda posibilidad de ejercer una política monetaria activa. Asimismo no se estableció ningún período durante el cual tendría vigencia, el régimen de convertibilidad.

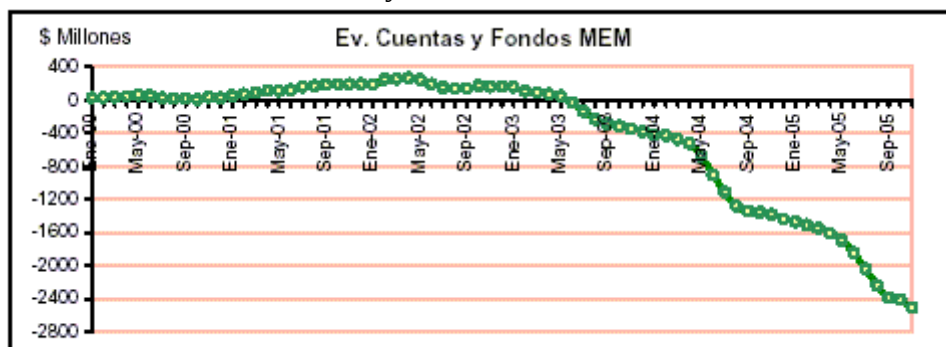
2.2 Nuevas condiciones para el sector eléctrico

A partir de la Ley de emergencia económica el mercado eléctrico debió adecuar su funcionamiento a las nuevas condiciones macroeconómicas. En marzo del 2002 a través de la **Resolución N°2/2002** la Secretaría de Energía dicta una serie de normas para la operación, Despacho de cargas y el cálculo de precios. En estas se pesificaron los precios de la potencia, de la energía, los costos variables de producción estacionales y en la declaración del costo variable de producción (CVP en generación), los combustibles líquidos se los convertirá a pesos y los importados se los transformará al dólar de referencia.

En Agosto del 2002. a través de la **Resolución N°8/2002**, debido a la incertidumbre acerca de la evolución de la tasa de cambio, y reconociendo que los costos variables de producción de los generadores se representan básicamente en la moneda extranjera, se divide el CVP en combustible, mantenimiento y no combustible, se permite la redeclaración del CVP cada 15 días y se resuelve que CAMMESA prefinancie los combustibles líquidos. En este sentido los agentes térmicos del MEM podrán solicitar un anticipo de fondos (proveniente del fondo del estabilización) destinado al pago adelantado del combustible líquido previsto a utilizar en la central, y como garantía de los montos recibidos estos ceden a CAMMESA sus créditos por la venta de energía en el mercado spot (en el periodo invernal del 2002). Asimismo se autoriza la operatoria de un mercado spot anticipado, de manera de tener anticipadamente un precio estabilizado que será abonado por los distribuidores durante un periodo de tres meses, cuyos resultados participarán en la determinación de los precios estacionales. Esta Resolución apuntó a reducir el alejamiento del precio spot respecto al estacional, y a el reconocimiento de mayores costos variables producto de la volatilidad del dólar. En esta misma línea se encuadra la resolución **N°246 de fecha 04/07/2002** que separa el pago de la potencia del pago de la energía. El pago de la potencia se asocia a la garantía de suministro resultando un cargo fijo por potencia con independencia del despacho. Esto resulta en un incentivo a estar disponibles y así no afectar al precio marginal. El pago por potencia es un costo fijo. El pago por la energía es un costo variable.

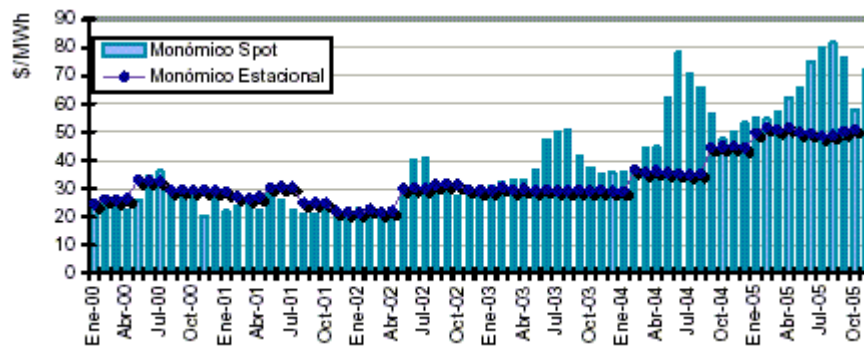
Estas tres resoluciones apuntaron a reconocer los mayores costos de los insumos variables, sin modificar el precio de la energía. Esto fue posible ya que el fondo de estabilización tenía saldo positivo (ver gráfico N°4), y permitió financiar los desequilibrios de los combustibles cuyos valores estaban en dólares.

Gráfico N° 4 : Evolución Cuentas y Fondos del MEM



Fuente: Informe Sintético Mensual del MEM, CAMMESA, noviembre 2005

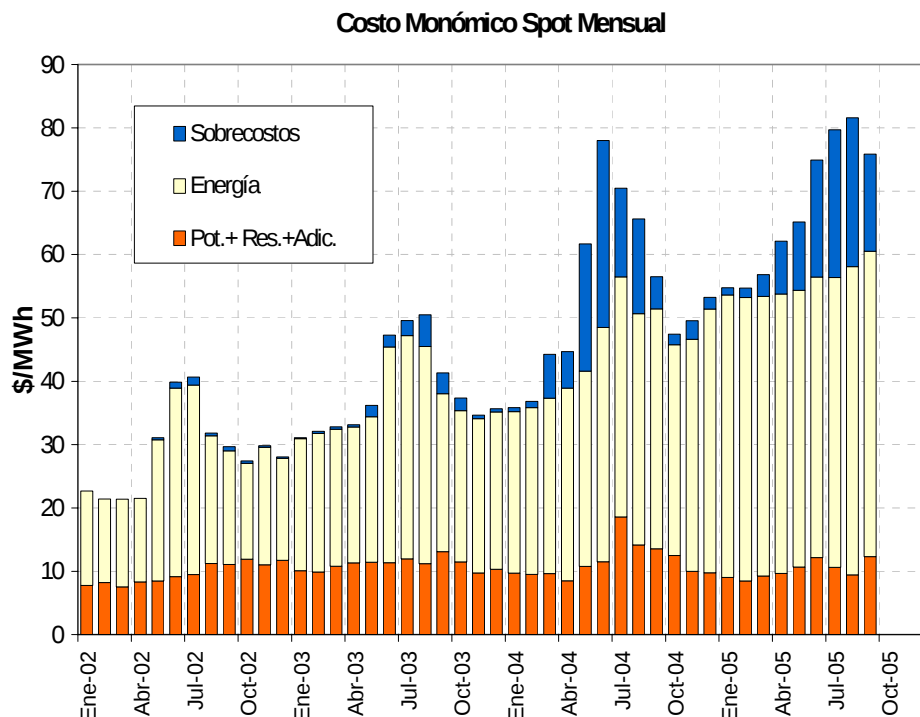
Grafico N° 5: Evolución del Precio Monómico y del Precio Estacional



Fuente: Informe Sintético Mensual del MEM, CAMMESA, noviembre 2005

Sin embargo a partir de junio del 2003 el precio spot comienza a separarse del precio estacional y el saldo del fondo comienza a ser negativo. Esto se debió a que las restricciones de transporte de gas natural afectaron el normal despacho de las centrales eléctricas, entonces se despacharon máquinas menos eficientes, donde los combustibles más caros fijaron el costo marginal del sistema, en un contexto de demanda creciente. (observar en el gráfico N°6, el rubro sobrecostos a partir de junio 2003)

Gráfico N° 6: Costo Monómico Mensual



Fuente: Informe de Riesgo 2005-07, presentación Ing. Naibo, CAMMESA

Frente a la escasez de gas el Gobierno puso en funcionamiento un conjunto de medidas tendientes a evitar tener que declarar la emergencia energética. La Secretaría de Energía dictó la **Resolución N° 240/2003** donde resuelve la fijación de precios en el MEM y el MEMSP de la siguiente manera:

El Organismo Encargado del Despacho (OED) sancionará los precios spot utilizando para ello los costos variables de producción para la utilización del gas natural declarados (independientemente de que sean despachados o no). Las máquinas térmicas que operen con costos superiores al tope establecido, recibirán como remuneración sus costos reconocidos y la diferencia será reconocida y recaudada a través de la cuenta sobrecostos transitorios de despacho.

Esta resolución le fija un techo al precio spot (o un precio máximo) en un contexto de crisis del gas, provocando distorsiones respecto a la asignación del recurso, en un sistema pensado y basado en el CMCP para decidir las inversiones.

En el año 2003, el precio spot se separa definitivamente del estacional, incluso en los meses de invierno casi llega a duplicarlo, provocando un déficit constante y creciente del fondo, sumado a la decisión política de no incrementar el precio estacional (observar que en el 2003 el precio estacional es casi una línea recta).

En el año 2004 el gobierno a través de la **Resolución 93 del 16/02/04** reconoce que los fondos recaudados por la demanda no cubren los costos de generación, por tanto es necesario implementar una medida que permita que toda la demanda abone, al menos los costos incurridos en abastecerla, postergando el alcance de esta resolución para aquellos consumos que se entiende que al momento no están en condiciones de afrontar dichos incrementos, es decir la demanda residencial. *Entonces a través de la resolución 784/2003 se establece un precio estacional superior al anterior a todas las demandas excepto la residencial*⁸.

A comienzos del 2004, se presentan una serie de acuerdos del gobierno con las empresas que producen gas natural. Ante la inminente crisis del gas se acuerda con las empresas un sendero de actualización de precios del gas natural para permitir realizar inversiones a futuro. El gobierno opta por actualizar los precios del gas natural en boca de pozo pero deja a la UNIREN la renegociación de los contratos de transporte y distribución de gas natural. La tardanza en la adecuación de los valores del gas natural, se tradujo en un desajuste entre la oferta y la demanda que afectó al sector eléctrico y que se puede apreciar en el gráfico N°6, (evolución creciente del rubro sobrecostos).

A partir de la **Resolución 712 del 12/07/04** la Secretaría de Energía dispuso la creación del Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado mayorista (FONINVEMEM)⁹, y convocó a todos los generadores privados del MEM a participar voluntariamente en la conformación del aludido fondo, quienes se comprometieron a invertir parte de sus ingresos correspondientes al periodo 2004-2006 en el FONIVEMEN, realizar la gestión de la construcción de las mencionadas centrales y operar y mantener estas instalaciones por un periodo de 10 años. Se decidió de mutuo acuerdo, instalar una potencia del orden de

⁸ EN el sector residencial se aplicó una serie de medidas tendientes a disminuir el consumo. A través de la resolución 415/04 se introdujo el Programa de Unos Racional de la Energía eléctrica.

⁹ La consolidación de este fondo se da el 27/10/05.

1600 MW, definiéndose que la misma debería ser conformada por dos centrales térmicas de ciclos combinados de 800 MW de potencia cada uno¹⁰.

A cambio de la suscripción de este acuerdo, el gobierno se comprometió a generar los instrumentos regulatorios sectoriales necesarios para lograr la normalización del MEM, aportando el financiamiento adicional necesario para la construcción de las centrales de generación que conforman este proyecto. Este proceso de normalización del MEM estará basado en una mayor contractualización de la demanda con el objetivo de dar mayor seguridad a su abastecimiento y la liberalización gradual de todos aquellos grandes consumidores de las distribuidoras que tienen capacidad para participar activamente en el MEM.¹¹.

En conclusión partir del año 2002 y hasta el año 2005, las resoluciones implementadas desde la secretaría de energía apuntaron básicamente a:

Reconocer los mayores costos operativos de los generadores en un contexto de variabilidad del tipo de cambio, establecer incrementos tarifarios a los mayores consumos debido a la separación entre el precio monómico y el precio estacional, impedir que el sector residencial afronte los incrementos en el precio spot, reacomodar los precios del gas natural, e implementar acuerdos con los generadores que permitan aumentar la oferta eléctrica. El gobierno a través del FONIVEMEN se compromete a reestablecer las condiciones de competencia (volver al sistema de inversiones guiadas por el CMGCP) en el futuro.

La experiencia del periodo 2004-2005 indica que el riesgo de desabastecimiento se mantuvo acotado debido a:

- El uso de reservas hidráulicas, buenos niveles de reserva en los embalses y buenos aportes hidráulicos en el 2005
- La importación de energía de Brasil, a través de la línea doble Rincón (AR)-Garabí (Br) con una capacidad total de 2100MW.
- La declaración de los volúmenes nominados de gas (resolución SE 659/04).¹²
- Un mayor despacho de combustibles líquidos, debido a la compra de fuel oil realizada por el Estado Nacional a través de CAMMESA con PDVSA como recurso de última instancia frente a la falta de gas prevista por parte de los generadores.
- Firma de acuerdo de importación de gas desde Bolivia (4 Mmm3/día)
- Implementación de PUREE, mecanismo para desincentivar el consumo de gas y electricidad
- Las temperaturas invernales no fueron extremas (año 2005)

¹⁰ La ubicación más conveniente sería en los alrededores del corredor Gran Buenos Aires-Rosario, produciendo los mayores beneficios posibles al Sistema Eléctrico, vinculándose a alguna de las estaciones transformadoras del mismo “Rosario Oeste” en la provincia de Santa Fé, “Rodríguez” o “Campana” en la Provincia de Buenos Aires.

¹¹ Estos compromisos se plasmaron en el acta de adhesión para la readaptación del MEM

¹² Con la aplicación del Programa Complementario de abastecimiento al mercado interno de gas natural, los generadores térmicos deben informar la disponibilidad de gas de sus contratos y demás acuerdos de provisión de transporte firme e interrumpible en los sistemas de transporte y distribución, los módulos de potencia y volúmenes requeridos para las unidades de generación y generan de acuerdo al despacho requerido e informan la generación neta horaria asociada al producto, identificando específicamente los valores correspondientes a gas nominado.

3. Perspectivas

1- La potencia instalada en el MEM es de 23000MW, en el cual el 56% es térmica, y por lo menos un 50% de la misma no se encuentra en condiciones de quemar un combustible alternativo al gas, ubicándose la mayoría de ellas en las regiones NOA y Comahue. Un 35% de las centrales térmicas son turbo vapor, la mayoría son duales (queman dos combustibles) y tienen entre 35 y 45 años de antigüedad. Respecto a la capacidad instalada hidráulica, la misma representa casi el 40% del total. Cinco centrales (dos de ellas binacionales) concentran el 70% de este último valor. Dos centrales de generación nuclear representan el 4% de la potencia total. (Fundación Bariloche, p.50)

El 90% de los combustibles quemados en la generación térmica convencional, corresponde al gas. Es por esto que tal cual lo menciona el Informe de Riesgo del MEM para el periodo 2005-07, *el gas es la variable crítica para el funcionamiento del sistema eléctrico*. De hecho cuando se observa la evolución del consumo de combustibles en generación se obtiene que los consumos de combustibles líquidos más costosos se han reducido. Las mayores demanda de fuel oil se dan en años en los cuales se combina una baja hidraulicidad, con una demanda invernal elevada.

Por ser el mercado gasífero un mercado poco transparente, continua siendo difícil predecir comportamientos hacia el futuro. A esto se adiciona que en el corto plazo la sustitución del gas por otros combustibles es una alternativa costosa y se relaciona a la disponibilidad de combustibles alternativos, equipos térmicos duales o con posibilidades de quemar otros combustibles. Este tipo de equipos¹³ presenta el problema de su antigüedad, por tanto esta opción debería plantearse como una alternativa de emergencia. Es importante saber, que estas centrales en su mayoría conforman parte de la reserva fría (apagada) del sistema (aproximadamente 4000MW). Esto implica, que si son despachadas, el respaldo del sistema decrece, generando situaciones de riesgo, así como también elevados costos para el sistema. El informe Plan Energético Nacional Sustentable (Fundación Bariloche) propone que sería necesario conocer su verdadera disponibilidad, ya que las mismas no han sido convocadas frecuentemente, en especial las TV (Turbo vapor) más antiguas del sistema. Según este estudio parecería urgente y necesario, a fin de no aumentar el peligro del sistema, hacer un seguimiento del desempeño de aquellas centrales con potencial convocatoria de generación.

Es necesario en el menor plazo posible (imprescindible para el 2006) disponer de gas asegurado para centrales cercanas a boca de poco y sin combustibles alternativos, debido a que como lo reconoce el Informe de Riesgo 2005-07, el año 2007 es un año donde las exigencias sobre el sistema eléctrico superarán las condiciones estructurales del mismo.

2- Es importante tener en cuenta la situación de aquellos generadores que no cuentan con los ingresos necesarios para asegurar el mantenimiento de sus equipos debido a que el precio que perciben no alcanza a cubrir sus costos, es decir las tarifas que pagan las distribuidoras y grandes usuarios no alcanzan a cubrir los precios reconocidos a los productores. Esto provocó un desfasaje cubierto por un fondo, en el cual el déficit se

¹³ Se estima que en el MEM hay instaladas alrededor de 8000MW con posibilidades de quemar por lo menos dos combustibles pero ninguna instaladas en la región del Comahue y NOA.

acumula por no trasladar a los usuarios (sólo los residenciales) los precios reales de la energía. Este fondo arrojó un resultado negativo, con un saldo final superior a los – 2500 millones de \$. Recordar que la situación de algunos generadores en los '90 había sido desfavorable por la disminución constante del precio mayorista en el MEM, entonces la coyuntura energética a partir de la ley de emergencia económica agravó su situación. Aún cuando los generadores eléctricos, son compensados por el mayor costo del gas y del uso de combustibles alternativos por un fondo que al agotarse se transforma en una deuda capitalizable mediante inversiones en generación (FONINVMEN). La deuda con este fondo es creciente.

3- Una política de gestión de la demanda y ahorro energético aliviaría la situación el corto plazo y reduciría riesgos, así como aumentar la capacidad de importación de excedentes de Brasil.

4- Cualquier anticipo en el tiempo, aunque sea parcial, en el aumento previsto de la cota de Yacyretá redundaría en un beneficio operativo y económico significativo (Informe de Riesgo 2005-07).

5- Asegurar el abastecimiento de fuel oil y gas oil para cantidades iguales o superiores a las del año 2005.

Conclusiones

Este trabajo ha intentado resumir las nuevas condiciones de funcionamiento del mercado eléctrico en Argentina a partir de la Ley de emergencia económica en vigencia desde el año 2002, y las perspectivas de funcionamiento en el corto plazo a partir del análisis de las resoluciones que más afectaron al MEM en este periodo.

En la primera parte, se elaboró una serie de conclusiones acerca de la reforma encarada en los '90 en el sector, sus propalados éxitos y los problemas derivados de la introducción de tales cambios.

Tal vez la conclusión más importante respecto a la experiencia argentina en la década pasada, se encuentra en haber formulado un sistema eléctrico con una gran inflexibilidad, altamente dependiente del precio y la disponibilidad del gas natural. Esta situación, no es la única causa pero explica gran parte del problema del mercado eléctrico post-devaluación. La situación del transporte de energía en el MEM, también ofrece limitaciones al normal abastecimiento eléctrico, fenómeno que también se detectó en los '90.

A partir del informe de riesgo 2005-07 elaborado por CAMMESA, se reconoce al gas como variable crítica del sistema, y se menciona que si bien es cierto el sistema eléctrico estaría estructuralmente preparado para cubrir el crecimiento de la demanda prevista, es necesario asegurar la provisión de gas, principalmente en centrales en boca de pozo y asegurar el suministro de combustibles alternativos (fuel oil y gas oil). Recomendando paralelamente una política de gestión de demanda.

Bibliografía

CAMMESA, Informe de Riesgo 2005-07, pag.web

CAMMESA, Los Procedimientos versión XX , disponible en página web.

CAMMESA, Res SE 984/03, Pag.web

CAMMESA, Res SE 406/03, Pag web

CAMMESA, Res SE 240/03. Pag web

CAMMESA, Ing Naibo., Situación de operación del sistema eléctrico nacional, presentación en Power point en el Seminario “El abastecimiento eléctrico en el corto y mediano plazo. Problemática del Transporte de energía eléctrica en Alta tensión,” , UNS, nov-2005. Disponible en pag.web: www.ateera.org.ar.

CAMMESA, Informe Sintético Mensual del MEM, noviembre 2005, disponible en página web.

Maldonado, Pedro y otros., Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur, CEPAL, julio, 2004,

Fundación Bariloche, “Lineamientos generales para la elaboración de un Plan Energético Nacional Sustentable”, Bs As, 2005.

Secretaría de Energía, Informe del Sector Eléctrico, Año 2003.