



Munich Personal RePEc Archive

Regulations of the Argentine Electrical Market: Modifications and consequences towards the future of the sector.

Leandro, Cerutti

Universidad Nacional del Sur

1 January 2006

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/3094/>

MPRA Paper No. 3094, posted 09 May 2007 UTC

Departamento de Economía- Universidad Nacional del Sur
Trabajo de Grado de la Licenciatura en Economía

**Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico Argentino:
Modificaciones y consecuencias hacia el futuro del sector.**

Alumno: Leandro Enrique Cerutti

Asesor: Lic (Mg) Carina Guzowski

Contenido

1. Introducción
2. Mercados Disputables: El caso de la cadena productiva eléctrica.
3. La reforma en el sistema eléctrico argentino
 - 3.1 La nueva organización institucional emergente de la reforma
 - 3.2 La Experiencia Argentina: Aspectos positivos y problemas derivados de la reforma.
4. El mercado eléctrico a partir del año 2002.
 - 4.1 Análisis de las resoluciones a partir de la ley de emergencia económica y su impacto sobre el funcionamiento del MEM
5. Escenarios hacia el futuro
 - 5.1 Informe de Riesgos del MEM: Periodo 2005-07
 - 5.2 Perspectivas y propuestas
 - 5.3 El gobierno asume un rol protagónico a partir del 2002: ¿Hacia un modelo de comprador único?
6. Conclusiones
7. Bibliografía

1. Introducción

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 que desencadenó 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 el impacto sobre el sector de tales resoluciones, examinando las principales modificaciones que se introdujeron en el marco regulatorio del mercado 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. Se analizarán las perspectivas del sector en el largo plazo teniendo en cuenta los actuales problemas de abastecimiento de gas y ante cambios en las condiciones macroeconómicas.

En lo que se refiere al enfoque de esta investigación, se habrá de partir de una puesta al día de las características del funcionamiento del sistema eléctrico argentino dentro de la nueva organización institucional y regulatoria, y se realizará un análisis descriptivo a la luz de un paradigma sistémico en el cual el mercado eléctrico se encuentra en relación con otros sistemas de provisión de energía. Se ha elegido este paradigma debido a que en Argentina el mercado eléctrico presenta fuertes vinculaciones con el mercado gasífero, siendo el gas el insumo más importante en la generación térmica. Por tanto, los problemas derivados de la escasez de gas inciden directamente sobre la evolución del mercado eléctrico.

2. Mercados Disputables: El caso de la cadena productiva eléctrica

La teoría de los mercados disputables ha sido el argumento teórico que impulsó los cambios de modalidad en la regulación de los servicios públicos y que dio sustento a la reforma en cadena productiva eléctrica a comienzos de los '90¹.

La idea básica de la disputabilidad de los mercados es que un mercado puede ser vulnerable a las fuerzas competitivas aunque se encuentre caracterizado por una situación monopólica u oligopólica. Es decir, si las empresas que ocupan el mercado son técnicamente ineficientes, aplican precios excesivos a sus productos o explotan a los consumidores de alguna otra manera, la entrada exitosa de competidores es posible².

Una firma puede ingresar a un mercado monopólico u oligopólico, si es que espera obtener beneficios fijando precios inferiores a los de las firmas presentes, sirviendo

¹ Ver por ejemplo W.L Baumol, J.C. Panzar, R, Willig., "Contestable markets and the theory of industry structure", Harcourt Brace Jovanovich, NY, 1982. E. Bailey, "Contestability and the design of regulatory and antitrust policy", Am. Econ. Rev., 71 (2), 1981; W:J Baumol, "Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure", Am. Econ. Rev., 72 (1), 1982; E:E Bailey, W.J Baumol, "Deregulation and the theory of contestable markets", Yale Journal on Regulation, Vol 1, 1984.

² Pistonesi Héctor, (2001) Elementos de la teoría económica de la regulación. Aplicación a las Industrias Energéticas, IDEE, San Carlos de Bariloche.

una parte de la demanda atendida hasta el momento por las mismas. Si las firmas que ocupaban previamente el mercado reajustan sus precios, reaccionando frente a la nueva competencia, entonces la firma recién ingresada puede salir rápidamente del mercado sin la pérdida que podría originar cualquier tipo de costos hundidos.

Desde la perspectiva de la teoría de los mercados disputables, la necesidad de regulación se fundamenta en la falta de un mercado razonablemente disputable.

En los mercados disputables no importa tanto la competencia efectiva sino la competencia potencial que permite disciplinar al comportamiento de la o las firmas ya presentes en el mercado³.

Sin embargo uno de los supuestos más restrictivos de esta teoría es justamente que el modelo supone la perfecta disputabilidad a través de la entrada libre y total, en el sentido de que ocupen todo el mercado. El supuesto implícito para que se produzca la total ocupación del mercado es una no-respuesta por parte de las empresas que ya están en el mercado.

En presencia de perfecta disputabilidad en todos los mercados se podría alcanzar la eficiencia económica en sus tres aspectos (asignativa, productiva y estructural).

La implicancia normativa principal de la teoría de los mercados disputables es la no necesidad o inconveniencia de la regulación en los mercados que sean disputables.

En contraposición, es claro que en aquellas industrias caracterizadas por la presencia de monopolios u oligopolios, cuyos mercados no sean disputables, la regulación resulta indispensable como instrumento para promover un mayor bienestar.

La teoría de los mercados disputables fundamenta la superioridad del libre juego de los mecanismos de mercado, y postuló que en aquellos mercados donde existe o pueden construirse condiciones de disputabilidad, la competencia potencial puede reemplazar a la intervención regulatoria⁴.

La idea central de la reforma en la industria eléctrica se fundamentó en la intención de construir espacios de competencia donde sea posible, mediante la reorganización productiva e institucional de los mismos y el establecimiento de principios regulatorios diseñados a tal efecto.

La introducción de tal competencia en los mercados eléctricos se concentró fundamentalmente en el eslabón de la generación partiendo del presupuesto de que la evolución de la tecnología permitía la virtual desaparición de las economías de

³ Pistonesi Héctor, (2001) Elementos de la teoría económica de la regulación. Aplicación a las Industrias Energéticas, IDEE, San Carlos de Bariloche.

⁴ Pistonesi Héctor, Idem al anterior.

escala, de suma importancia desde la última postguerra y hasta principios de los 70. Bajo este argumento, los mercados de generación eléctrica presentan condiciones de disputabilidad y/o de reales posibilidades de competencia.

En lo referente al eslabón de transmisión y distribución, esta etapa se caracteriza por la presencia de fuertes economías de escala y de costos hundidos muy importantes, por lo tanto se está en presencia de un monopolio natural no disputable.

La construcción de tal disputabilidad supuso una profunda reforma institucional-productiva de la cadena eléctrica, una adecuación de los principios regulatorios, y en la forma de coordinación del sector. Por tanto, la reforma partió de una segmentación vertical y horizontal de las diferentes actividades que integran la cadena eléctrica.

En principio fue necesario independizar el manejo de las redes de transporte, de las actividades de generación y distribución a través de la segmentación vertical de la industria.

La segmentación horizontal, permitió la multiplicación de los actores en los ámbitos de generación y distribución, de forma de disminuir el grado de concentración, y por tanto lograr una reducción en las barreras a la entrada en estas actividades.

Asimismo se establecieron los principios regulatorios de incompatibilidad de funciones y de libre acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución.

3. La reforma en el sistema eléctrico argentino.

Al momento de la reforma, puesta en funcionamiento esencialmente en el periodo 1992-93, el sistema eléctrico argentino se caracterizaba por la presencia casi exclusiva de empresas públicas de jurisdicción federal (nacional y binacional) o provincial. Las empresas de jurisdicción federal concentraban el manejo de las grandes centrales de generación, la mayor parte del transporte en alta tensión y la distribución en el ámbito del Gran Buenos Aires a los grandes usuarios en todo el territorio nacional. En la mayor parte de las provincias existían empresas públicas de esa jurisdicción que, junto con las cooperativas, desempeñaban casi exclusivamente la función de distribución⁵.

⁵ Pistonesi, Héctor., Desempeño de las Industrias de Electricidad y el gas natural después de las reformas: El caso de Argentina, CEPAL, 2001.

A comienzo de 1990 Argentina reformó su sector eléctrico como parte de una amplia reforma económica. El ineficiente resultado del sector verticalmente integrado y en manos estatales durante la década anterior provocó la transformación del mismo. Este proceso incluyó la implementación de una regulación completamente nueva en el Gas Natural y Electricidad.

3.1 La nueva organización institucional emergente de la reforma.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se estructuró bajo la Ley marco N° 24065 del año 1992. En la misma se segmentó verticalmente el mercado eléctrico en generación, distribución y transporte reservando al Estado, a través de la Secretaría de Energía (SE), la fijación de políticas, determinación de los precios estacionales, aprobación de nuevos agentes, etc., y a través de la autoridad de control (ENRE), el cumplimiento de los contratos de concesión, autorizar ampliaciones de capacidad, aplicar sanciones y velar por la seguridad y medio ambiente.

Asimismo, y a fin de asegurar la transparencia y acceso a la información del MEM se creó un organismo: Compañía del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) encargado de administrar las transacciones y realizar el despacho de generación conforme los procedimientos dictados por la Secretaría de Energía para la programación de la operación y cálculo de precios.

El transporte y distribución de energía eléctrica fueron caracterizados como servicios públicos con tarifas reguladas, mientras que la generación fue considerada de interés general operando en un mercado de competencia y libertad de precios.

La remuneración a los generadores se basa en las ventas en el mercado spot, contratos a término, y pagos adicionales por servicios asociados.

La comercialización mayorista de electricidad puede realizarse a través de contratos de provisión, mercado a término o en el mercado spot. También los actores del mercado pueden optar entre comercializar directamente su energía (ofertada o demandada) o intervenir en el mercado a través de un comercializador.

En el Mercado Spot el precio horario de la energía se fija en base al costo de producir el siguiente MWh que se demande, teniendo en cuenta que las unidades de generación son despachadas según su costo marginal. Por otra parte, en el Mercado a

Término los generadores perciben los precios acordados por contratos financieros o de abastecimiento. Muchos de los componentes que forman el precio de la energía y servicios asociados estaban determinados en dólares estadounidenses.

En cuanto al transporte y distribución de electricidad, se definió un esquema tarifario del tipo *price cup*⁶. Las tarifas fueron nominadas en dólares y quedaron sujetas a actualizaciones semestrales según la evolución de los índices de precios al consumidor y al por mayor de productos industriales de los EEUU.

La remuneración de los transportistas es por el servicio de operar y mantener el sistema sin obligación de ampliar capacidad, y es abonada por los usuarios del mismo en función al uso.

Las tarifas de distribución tienen dos componentes: uno que representa los costos de inversión, operación y mantenimiento de sus redes (VAD – Valor Agregado de Distribución); y otro que representa el costo de la energía eléctrica en el MEM.

Mientras que el VAD es revisado y fijado por el ENRE, el precio de la energía es el aprobado por la Secretaría de Energía en cada programación estacional, denominado Precio estacional (PE). Este precio es calculado por CAMMESA teniendo en cuenta los costos previstos de generación y de disponibilidad de equipamiento. Así, en cada programación estacional los distribuidores abonan la energía al PE, el cual se transfiere al usuario final.

A fin de asegurar los pagos a los acreedores del MEM, CAMMESA administra el denominado Fondo de Estabilización Estacional (FEE)⁷, el cual cubre la diferencia entre el precio spot reconocido y el estacional.

Las expansiones del transporte de energía eléctrica están a cargo de los usuarios a través de señales económicas. En el sector Distribución reside la base de sustentación de todo el sistema, ya que está obligado a brindar el servicio a toda la

⁶ Para el transporte y la distribución, el sistema de regulación tarifaria adoptado es de tipo “price cup regulation” ($IPC - X\% + K\%$), o de topes máximos. En este sistema, a partir de 1993, el 1° de enero y el 1° de julio de cada año las tarifas se ajustaban de acuerdo a la evolución semestral del Producer Price Index (PPI) de los Estados Unidos, y por factores de eficiencia (factor X) y de inversión (factor K).

⁷ El equilibrio financiero de las cuentas del MEM no está garantizado, dado que el precio pagado por los distribuidores se fija independientemente de la retribución real a los generadores y transportistas. Para atender eventuales desequilibrios financieros se ha creado un fondo de estabilización, administrado por CAMMESA, al cual se asigna la diferencia entre los montos pagados por los compradores y las sumas percibidas por generadores y transportistas. Las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizadas a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basados en la existencia de este fondo de depósito transitorio.

demanda, por lo que debería velar por la existencia de suficiente oferta de generación y transporte.

La reforma en el sector estuvo basada enteramente en mecanismos de mercado. En particular la llave para determinar las inversiones en el segmento de generación fueron brindadas por el Precio Marginal de Corto Plazo en el MEM, el cual era usado para proveer la información correcta para la entrada de nueva generación; si había un desbalance entre la oferta y la demanda, entonces este precio se incrementaría y por lo tanto crearía incentivos para la instalación de nuevas plantas. El riesgo de mercado resultante de la volatilidad del precio spot podría ser manejado a través de instrumentos como contratos a futuro, opciones, etc. El único instrumento no financiero era la remuneración a la potencia.

3.2 La Experiencia Argentina: Aspectos Positivos y Problemas Derivados de la Reforma.

La privatización de las empresas eléctricas en Argentina se considera una de las más exitosas a nivel mundial. La misma estuvo acompañada de una reestructuración global de todo el sector y quizás el aspecto más novedoso es que se introdujo competencia en un mercado considerado hasta entonces un monopolio natural⁸.

En general ha existido la percepción generalizada acerca de que el desempeño técnico y económico del sistema eléctrico argentino ha mejorado sustancialmente a partir de los cambios introducidos en la industria a principios de los noventa. Sin embargo, también se pueden identificar un conjunto de dificultades asociados a la seguridad en la oferta.

Respecto a los aspectos positivos pueden enumerarse los siguientes:

1) *Gran eficiencia por parte de los actores privados.*

La aparición de nuevos desarrollos tecnológicos en los equipos de generación térmica (principalmente en las turbinas de gas a ciclo combinado) permitió 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

⁸ Debe reconocerse el éxito de la reforma en el contexto energético argentino, tamaño de mercado y disponibilidad de gas a bajo costo.

aquellas inversiones de tecnologías más obsoletas, y pusieron tope al costo marginal del sistema, incidiendo sobre la caída del precio en del MEM.⁹

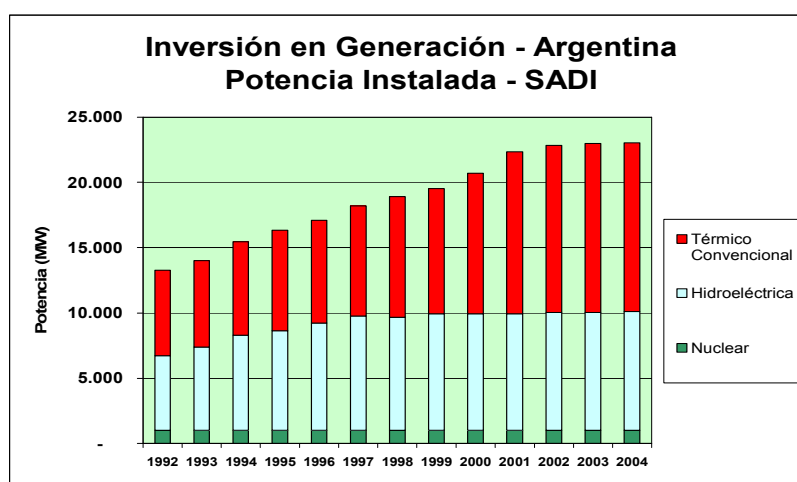
2) Transparencia a través de las agencias regulatorias.

Un aporte importante a la reforma fue el papel de las agencias encargadas de regular el cumplimiento de las reglas definidas en los contratos de concesión a las empresas de distribución y transporte eléctrico, La confianza depositada por los inversores privados fue en parte consecuencia de que el estado no tenía poder de acción total sobre las decisiones de inversión de los privados sino a través del rol delimitado por las agencias regulatorias.

3) Aumento de la confianza de los inversores.

Esto quedó evidenciado por el aumento en la capacidad instalada, que se incrementó en el periodo 1992-2002 en 7579MW (77%) , de los cuales 6271MW son térmicos (83% de la nueva capacidad instalada en 1992-2002).

GRAFICO N° 1



Elaboración propia en Base a Datos de CAMMESA.

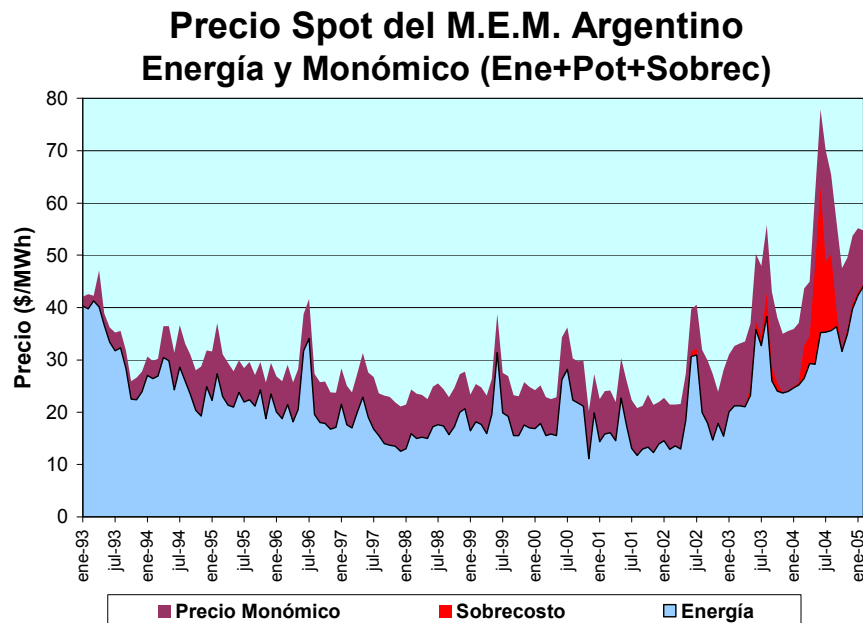
4) Precios decrecientes en el MEM.

En el periodo 1992-2002 los precios de la energía en el MEM ha sido **fuertemente decreciente**, como se observa en el gráfico n°2, el precio spot pasó de un promedio de \$36 MWh en 1993 a \$24 en 1998 y se mantuvo cercano a este último valor hasta

⁹ Perspectivas del sector eléctrico Argentino en el actual contexto de abastecimiento energético, Lic. Carina Guzowski

fines de 2002. Este hecho ha sido uno de los principales elementos para argumentar acerca del éxito de la reforma en la construcción de la competencia en el mercado eléctrico mayorista.

GRAFICO N° 2



Asimismo, han aparecido muchas dificultades en particular en lo que se refiere a la seguridad en la oferta.

- a) Una primera razón es que la señal económica provista por el Precio Spot es demasiado volátil para indicar correctamente y estimular la entrada de nueva capacidad¹⁰.
- b) Una segunda razón es la combinación de un fuerte crecimiento de demanda con una gran volatilidad en la tasa de crecimiento del PBI, esto hace que la inversión en generación sea muy riesgosa dificultando nuevos proyectos y restringiendo la entrada de nueva capacidad.

¹⁰ Esto es especialmente cierto en aquellos países con una gran porción de generación basada en hidroelectricidad., ya que la variabilidad de la generación hidráulica se traslada también a los costos marginales del sistema de generación y a los precios del mercado spot de energía, donde la ocurrencia de una favorable condición “hidro” puede conducir a precios spot decrecientes, aún con problemas estructurales de oferta.

- c) El sistema eléctrico se convirtió en altamente dependiente de la generación térmica. Este tipo de equipamiento le da flexibilidad operativa al sistema debido a que su rápida instalación (frente a otras alternativas de generación) le permite adecuarse más rápidamente a las variaciones de la demanda y de esta manera optimizar la utilización del capital. Sin embargo ha enfrentado el inconveniente que la mayor rentabilidad de la cadena productiva del gas, transformó al sistema eléctrico en un subordinado del gasífero, pudiendo generar decisiones de inversión no adecuadas a la realidad eléctrica pero sí acordes a la cadena productiva del gas¹¹.

¹¹ Probablemente una de las causas de la sobreoferta en generación en la década de los 90, fue que la inversión en generación fue un medio de “quemar gas”, es decir, se priorizó el negocio gasífero independientemente de las reales necesidades de generación eléctrica.

4. El Mercado Eléctrico a partir del año 2002.

Después de diez años de un régimen de tipo de cambio fijo, Argentina sufrió una severa crisis política y económica a finales del año 2001. El 6 de enero del año 2002 el gobierno Argentino declara la emergencia económica, financiera, cambiaria y social mediante la ley N° 25.561, y hace abandono de la convertibilidad de la moneda local respecto al dólar estadounidense, encara una fuerte devaluación del peso, y una pesificación asimétrica de activos y pasivos bancarios. Asimismo pesificó a la relación $1 \text{ U\$S} = 1 \text{ \$}$ todas las obligaciones de pago de los contratos públicos y privados incluyendo las tarifas de los servicios públicos que se encontraban expresadas en dólares, entre otras las del sector eléctrico. Simultáneamente a la devaluación y pesificación de la economía se estableció el congelamiento de las tarifas. La pesificación de los contratos implicó desde el punto de vista jurídico la afectación de la seguridad jurídica, y la violación al derecho constitucional de la propiedad, desde el punto de vista económico fuertes perjuicios para las empresas prestadoras de servicios públicos y tenedores de activos, y desde el punto de vista político un fuerte aumento en la desconfianza del sistema financiero e institucional del país. Como consecuencia de la situación imperante se incrementó drásticamente la fuga de capitales y la pérdida de reservas de la autoridad monetaria produciendo una corrida bancaria que implicó en el término de 6 meses, la devaluación de la moneda local. La fuerte devaluación significó la suba de los índices inflacionarios en más del 150% IPIM y en más del 65% del IPC, que junto con los aumentos salariales que debieron otorgarse impactaron sobre los presupuestos de las empresas de servicios públicos que vieron congeladas sus tarifas.

4.1 Análisis de Resoluciones a partir de la ley de emergencia económica y su impacto sobre el funcionamiento del MEM.

A partir del año 2002, la secretaría de energía sancionó una serie de resoluciones que impactaron directamente al mercado eléctrico, y que modificaron el marco regulatorio y el rumbo del sector.

En este apartado se realizará un análisis crítico de aquellas resoluciones que lo han afectado con mayor intensidad.

Por medio de la **Resolución N° 2/2002** de fecha 14/03/02 se determinaron los valores para la programación, despacho de cargas y el cálculo de precios en concordancia con la ley de emergencia Económica. **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. Aunque en el considerando de la resolución se menciona “... *con el fin de preservar la sustentabilidad de la actividad de generación, en tanto servicio de interés general afectado a servicio público y encuadrada en reglamentos que aseguren su normal funcionamiento, adoptar medidas de carácter transitorio...*” por razones obvias aún continúa aplicandose¹².

Por medio de la **Resolución N° 8/2002** de fecha 05/04/02, se mencionaba en el considerando “ ... *la salida de la convertibilidad requiere adecuar al nuevo contexto macroeconómico las normas dictadas por esta Secretaría ... para la Operación, Despacho de Cargas y el Cálculo de los Precios ... y que tal adecuación normativa se torna urgente y prioritaria en los aspectos vinculados con la sanción de los precios en el Mercado Spot para el período estacional de invierno. Que de mantenerse sin adecuaciones la metodología vigente en algunas disposiciones de “LOS PROCEDIMIENTOS”, las eventuales variaciones que registre la tasa de cambio entre el peso y las monedas extranjeras podrían producir desajustes que tornen irrepresentativos los valores de los Costos Variables de Producción (CVP) que declaren los agentes generadores poniendo en riesgo la sustentabilidad de la actividad y el suministro a los usuarios finales de todo el país*”. La razón más importante de esta resolución es que los generadores puedan declarar sus CVP y los valores de Agua (VA) con mayor flexibilidad dentro de ciertas restricciones, por lo tanto de producirse variaciones significativas de directa incidencia, los generadores redeclaren sus CVP y los generadores hidroeléctricos sus VA. Reconoce que el dólar estadounidense es la moneda de representación de ciertos costos variables a considerar (Ej. Combustibles líquidos, contratos de mantenimiento, etc.) En definitiva las medidas concretas que se implementaron fueron:

¹² La Asociación de Generadores Eléctricos de la República Argentina (AGEERA) interpuso un amparo judicial contra esta medida que fue rechazado.

- Se divide el CVP en: combustibles, mantenimiento y no combustibles¹³.
- Redeclaración del CVP cada 15 días¹⁴.
- Se resolvió que CAMMESA prefinancie los combustibles líquidos, los agentes térmicos del MEM podrán solicitar un anticipo de fondos (proviene del fondo de estabilización) destinado al pago adelantado del combustible líquido previsto a utilizar en la central, como garantía de los montos recibidos estos ceden a CAMMESA sus créditos por venta de energía en el mercado spot (**en el período invernal de 2002**).
- Se autoriza la operatoria de “*un mercado spot anticipado*”. Con el objeto de establecer herramientas adicionales que colaboren en la obtención de un precio estabilizado a ser abonado por los distribuidores durante un *período de 3 meses* se establece un Mercado Spot anticipado, cuyos resultados participarán en la determinación de los precios estacionales¹⁵. Por ello, los precios estacionales se determinarán según una tarifa binómica calculada sobre la base de los siguientes componentes:
 - **Precio de la energía:** Se establece como promedio ponderado, por la energía que está asociada a cada uno de ellos entre los siguientes precios:
 - Precio de referencia de la energía (PREF).
 - El precio marginal resultante de la licitación de compromisos en el mercado Spot Anticipado.
 - **Precio de la Potencia de los Distribuidores:** La operatoria del Mercado Spot Anticipado (MSA) se conforma a partir de la licitación de módulos básicos de energía (MBE) con vigencia trimestral o mensual, en el cual los generadores podrán ofrecer la producción prevista durante el período trimestral en el análisis, la que no deberá estar

¹³ Esta división del CVP permite a la Secretaría (por intermedio de CAMMESA) analizar y determinar que componentes del costo tiene efectivamente incidencia directa del dólar.

¹⁴ Debido a las importantes fluctuaciones diarias del dólar en esos días.

¹⁵ Los precios estacionales se fijan periódicamente según una tarifa binómica calculada en base a la operación del MEM prevista por el Organismo Encargado del Despacho, con un precio de la energía que tiene en cuenta el *costo marginal probable*, y un *precio de la potencia por requerimientos de cubrimiento de la demanda, nivel de reserva y otros servicios relacionados con la calidad de operación del MEM*. El *precio de la Energía se define para tres bandas horarias dadas por el período de horas de valle, período de horas pico y período de horas restantes*.

comprometida en el mercado a término. También se dispone el pago adelantado de un porcentaje de los compromisos.

Esta medida apuntó a disminuir el alejamiento del precio spot respecto al estacional. Además del reconocimiento de mayores costos variables producto de la volatilidad del dólar, mayor flexibilidad de declaración para despacho, mayor poder de auditoría por parte de CAMMESA y Secretaría de Energía.

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, creando dos productos diferenciados (medida permanente):

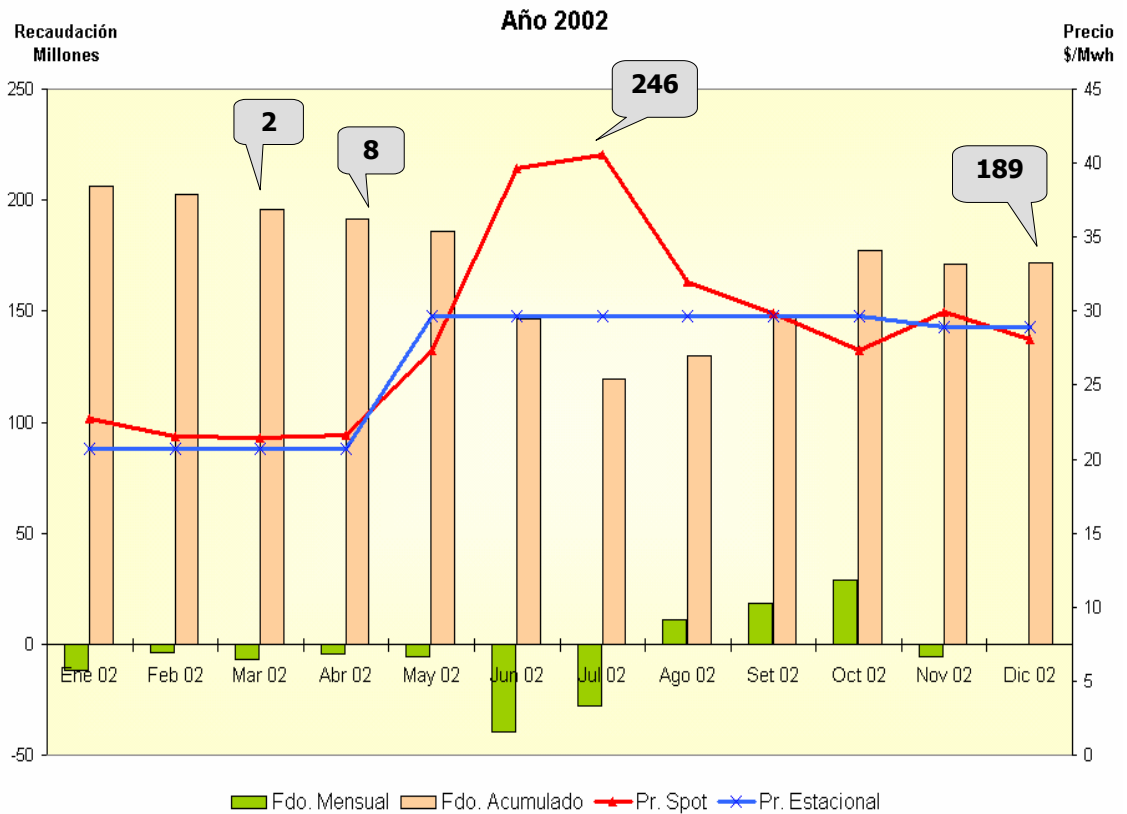
- **Potencia:** El pago de la potencia se asocia a la Garantía de Suministro, resultando un cargo fijo por potencia con *independencia del despacho. (Incentivo a estar disponibles y de esta manera no afectar al precio marginal)*.
- **Energía:** La variabilidad de costos estará asociada al producto energía.

Además los generadores declararán sus CVP *sin incluir tasas, impuestos (impuestos a la transferencia de los combustibles, Tasa sobre el Gas Oil y Recargo sobre el Gas Natural)*, estos montos se asignarán a la cuenta **Sobrecostos por combustible** y se distribuirán en función de la cantidad demandada. Además los sobrecostos por generación forzada serán debitados de la cuenta **Sobrecostos Transitorios de Despacho**.

En definitiva estas tres resoluciones apuntaron a intentar manejar cuestiones de corto plazo, es decir darle tiempo a la recuperación económica sin modificar sustancialmente el precio de la energía y sólo reconociendo los mayores costos de los insumos variables. Esta estrategia puede ser definida como de corto plazo debido al exceso de oferta en el sector generación que no presionó sobre nuevas inversiones, y

al saldo positivo del fondo de estabilización que permitió financiar los desequilibrios de los combustibles cuyos valores estaban expresados en dólares (Res 189/2002¹⁶).

GRAFICO N° 3



Elaboración propia en Base a Datos de CAMMESA.

En el gráfico puede observarse claramente que no hubo grandes problemas para el año en cuestión, si bien en casi todos los meses el Fondo de Estabilización¹⁷ tuvo saldo negativo al finalizar el año el Fondo continuaba con un excedente de casi \$ 170 MM.

¹⁶ La resolución N° 189, autoriza a los agentes térmicos a solicitar un anticipo de fondos destinado al pago del combustible líquido previsto a utilizar por cada central en el período invernal 2003, transfiriendo como garantía de pago sus créditos por venta al MEM.

¹⁷ Cada mes surgirá una diferencia entre lo recaudado por compras de energía y lo abonado por ventas de energía y por variables de transporte en el MEM que se acumula en el Fondo de Estabilización. La evolución de este fondo refleja las diferencias acumuladas entre el precio estacional de la energía y el precio spot medio de la energía.

Al comenzar el **año 2003**, se sigue la misma estrategia. A través de la **Resolución N° 1/2003** de fecha 08/02/2003 se vuelve a autorizar la operatoria de un mercado Spot anticipado (los precios ofrecidos y aceptados son incluidos en los precios estacionales) en el período *marzo-octubre 2003*. En el período estacional del invierno del año 2003 para alentar la disponibilidad de generación térmica en áreas con restricciones de gas natural, se establece un servicio de reserva de disponibilidad con garantía de combustible (RCDG) consistente en la oferta de disponibilidad de generación y el combustible asociado. En este caso la demanda se hará cargo del costo de esta reserva a través de la cuenta **Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD)**.

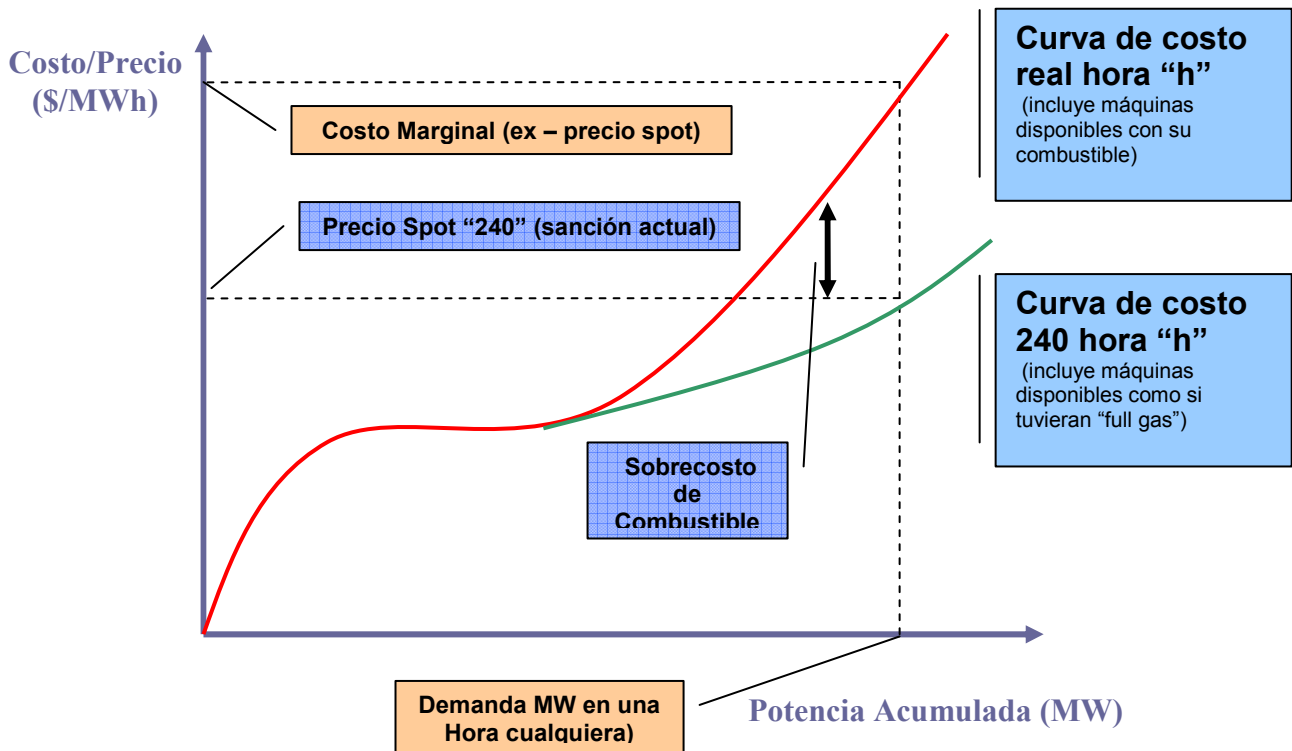
El 14/08/2003 surge una de las resoluciones que más distorsionaron el Mercado Eléctrico, la **Resolución N° 240/2003**. En el considerando se describe el porque de su aplicación “... *El Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA) ha detectado una situación anormal en el abastecimiento de gas natural a centrales eléctricas, el cual está provocando la desadaptación del funcionamiento del mercado y de los precios que del mismo resultan...*”. Lo que estaba ocurriendo era que el precio spot se estaba alejando cada vez más del precio estacional, producto de las restricciones de transporte de gas natural que afectaban el normal despacho de las centrales eléctricas. Entonces máquinas menos eficientes, con otros combustibles fijaban el precio marginal (obviamente mucho más alto). Si bien este desajuste de los precios estacionales y el spot sancionado no era una situación nueva, el crecimiento de la demanda, y el problema del gas natural profundizándose día a día acentuaba la diferencia entre los dos precios no pudiendo ser cubierto con el Fondo Estacional Acumulado, que en Junio 2003 ya era negativo. La Secretaría de Energía resolvió que la fijación de precios en el MEM y el MEMSP se fijará con la siguiente metodología:

- El OED sancionará los precios “Spot” utilizando para ello los CVP 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 su costo reconocido y la diferencia será reconocida y recaudada a través de la cuenta “Sobrecostos Transitorios de Despacho”.

De esta manera se logra “planchar” los picos de precio que se registran principalmente en invierno aunque en un contexto de inminente “crisis del gas” en el cual cada vez

más meses son afectados. Esta fue una manera sutil de introducir un precio máximo al Mercado Eléctrico, pero que afectó seriamente el normal desenvolvimiento de la actividad.

GRAFICO N° 4



Elaboración propia en Base a Datos de CAMMESA.

El gran problema que introduce esta resolución es que no permite al mercado "ajustarse". Cuando se dan situaciones de racionamiento, el alza del CmgCP implicaría un excedente por sobre la cobertura del costo aunque esto garantizaría inversión adicional que llevaría a la consecuente reducción del CmgCP. Puede aceptarse la aplicación de esta medida como una alternativa de corto plazo si la situación de desabastecimiento de gas natural fuera transitoria, pero en la medida que

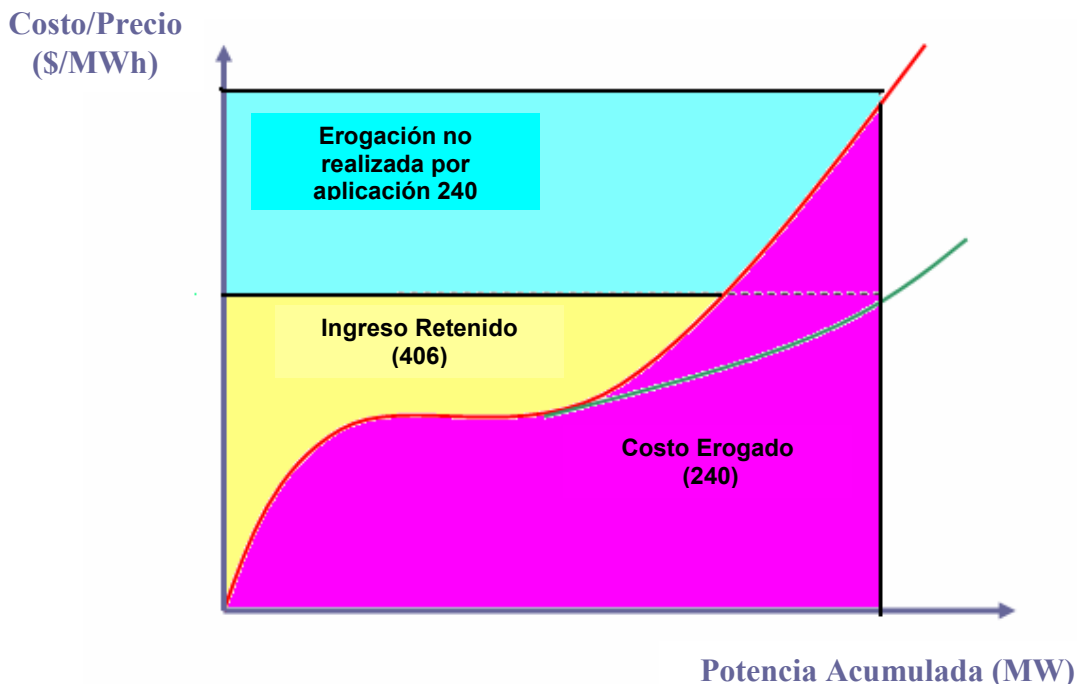
la demanda reaccione a la fijación del precio de la energía¹⁸ es necesario liberar el precio marginal para que la oferta se adapte a la demanda y no se produzca déficit energético (siempre pensando en un sistema basado en el CmgCP como información para las decisiones de inversión).

Un mes más tarde el 8/09/2003, nuevamente otra resolución complica el funcionamiento del MEM. La **Resolución N° 406** reconoce que el Fondo de Estabilización se encuentra en déficit razón por la cual no se podrán cubrir las diferencias entre lo recaudado de acuerdo a los Precios y cargos facturados a los agentes demandantes, y los montos que efectivamente habrá que abonar a los Agentes Acreedores del MEM. En consecuencia se *busca privilegiar el pago de los costos aceptados (operativos)* con el objeto de preservar el abastecimiento de aquellas demandas que no cuentan con respaldo con contratos de energía en el Mercado a Término. En la práctica esta medida determinó que se “consolidaran” las acreencias de los generadores (aquellos cuyo Cmg estaba debajo del “Cmg 240”), es decir los costos operativos serían reconocidos pero la diferencia entre estos y el precio de mercado “libre” se iría acumulando en forma de acreencias del estado hacia los generadores. Obviamente esta medida afectó seriamente el mercado, no sólo por el no pago de las acreencias sino por la incertidumbre respecto al futuro de las mismas¹⁹. En el gráfico N° 5 puede apreciarse esta situación, en color lila el costo operativo de los generadores efectivamente reconocido y pagado, en color amarillo el ingreso reconocido pero no pagado a los generadores por aplicación de la resolución 406 y finalmente, en color celeste el ingreso no reconocido a los generadores por la aplicación de la resolución 240.

¹⁸ Además este precio ficticio puede afectar las decisiones de inversión de las empresas y en el momento que no se pueda sostener más el mismo las firmas se encuentren con dificultades para asumir los reales costos.

¹⁹ Recordemos que hasta ese momento el precio estacional pagado por la demanda no había sufrido cambios en todo el 2003.

GRAFICO N° 5 -Aplicación Resolución N° “240” y “406”-



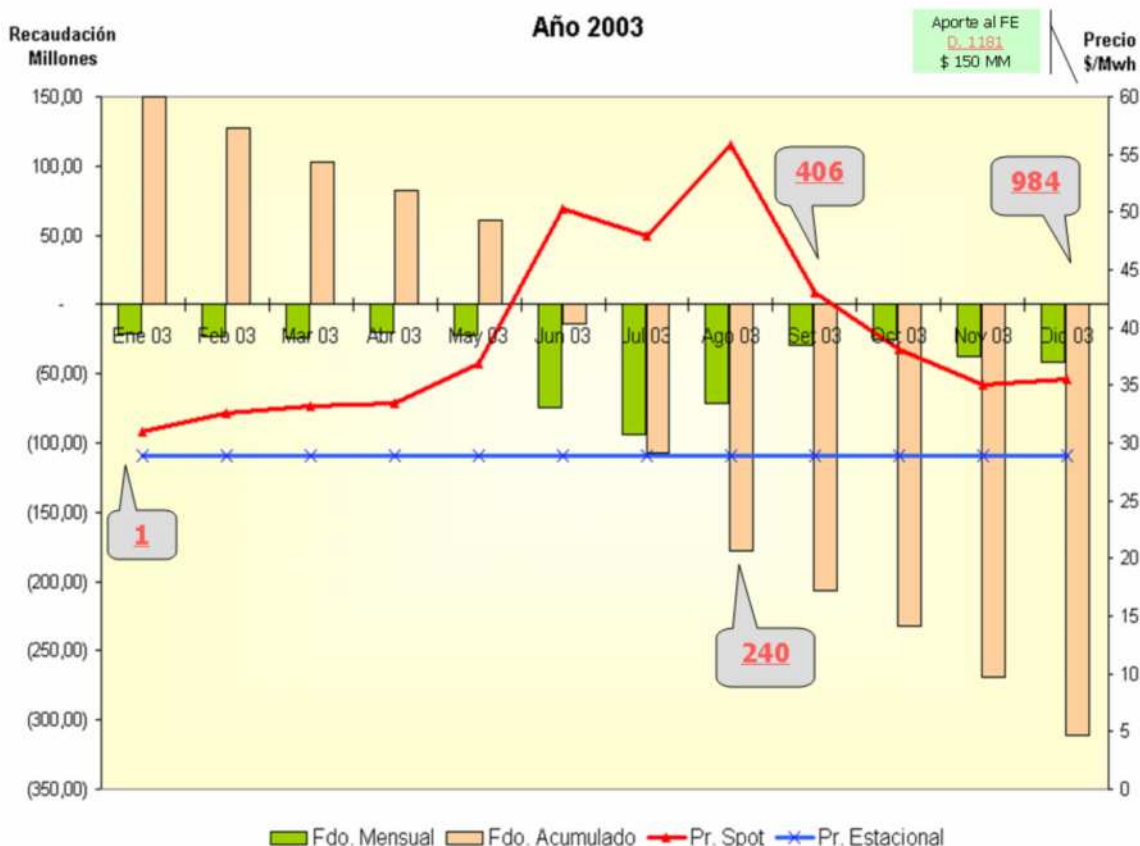
Elaboración propia en Base a Datos de CAMMESA.

El continuo saldo negativo del Fondo Estacional obligó a tomar estas medidas, pero el problema de fondo seguía presente, y no sería solucionado por incrementos tarifarios. A fines del año por medio del Decreto 1181 se autorizó un préstamo reintegrable al Fondo Unificado²⁰ (luego pasaría al Fondo Estacional) por un monto total de \$150 MM. Nuevamente vuelve a autorizarse un mecanismo similar al “mercado spot anticipado” (aunque se remunera en forma diferenciada según la localización de la central), por medio de la **Resolución N° 984** del 24/12/03, se establece para el *período de invierno 2004*, un Servicio de Disponibilidad de combustible (RESDISCOMB), consistente en la oferta de disponibilidad de generación y del combustible asociado por parte de los generadores, el dinero para la remuneración saldrá de las cuentas SALEX²¹ en calidad de préstamo.

²⁰ Las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado Nacional tendrán derecho a recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener calidad, continuidad y seguridad de servicio. Los excedentes resultantes de la diferencia entre dicho valor y el precio de la venta de la energía generada integrarán un Fondo Unificado, cuyo presupuesto será aprobado por el congreso y administrado por SE. Art. 37, ley 24065.

²¹ Los fondos de las cuentas Saalex, se calculan como la diferencia de monto entre la energía recibida (al precio de mercado receptor) menos la energía emitida (al precio de mercado emisor), que será menor en caso de haberse alcanzado el límite de transmisión del vínculo entre los dos mercados (es decir por congestión).

GRAFICO N°6



Elaboración propia en Base a Datos de CAMMESA.

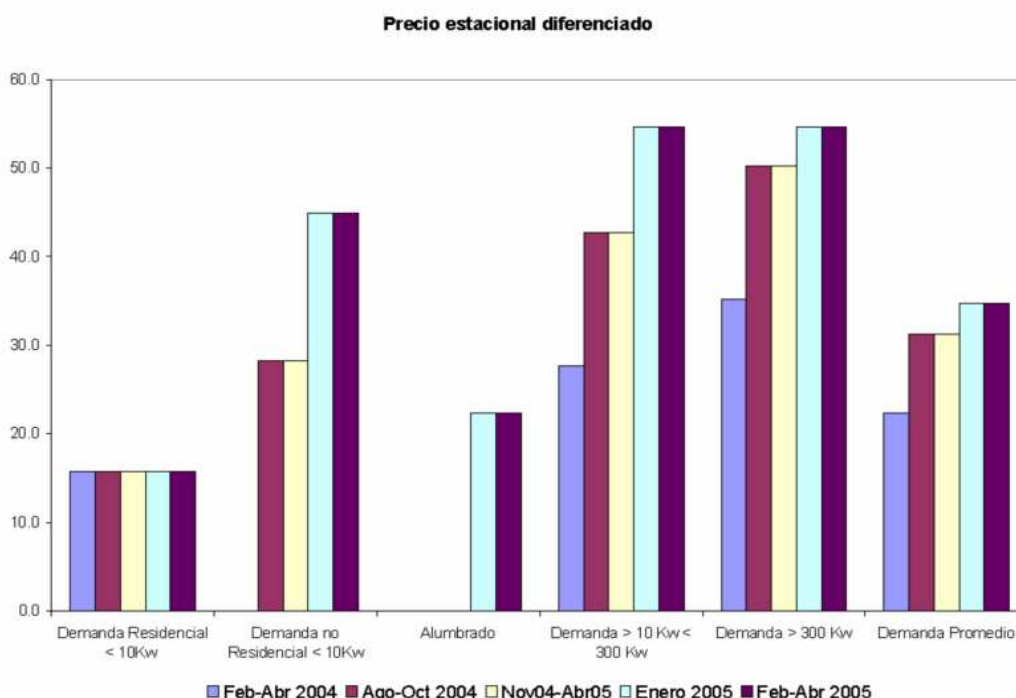
Puede verse que en el año 2003, los problemas se agravaron. El déficit mensual del Fondo Estacional se hace constante y creciente, la decisión de no autorizar el incremento del precio estacional para el período invernal se observa en la recta horizontal sin cambios a lo largo del año, pese a que el precio spot en los meses de invierno casi duplica al estacional. Obviamente el resultado fue el déficit del Fondo Estacional por casi \$300 MM. La estrategia de mantener sin cambios las tarifas de electricidad, y soportar los costos con el acumulado del fondo estacional se estaba terminando, y más aún, cuando se acercaban problemas mayores en cuanto al suministro de gas a las centrales eléctricas.

El año 2004, se presenta con un panorama complicado. La primera medida importante que toma el gobierno para atacar la raíz del problema es *reconocer que los fondos recaudados por la demanda no cubren los costos de generación. En este contexto aparece la Resolución N° 93* de fecha 16/02/04, en la cual se reconoce que no se puede cubrir la diferencia entre lo recaudado a partir de los precios y cargos facturados por los Agentes demandantes y los montos que

efectivamente tendrán que abonar a los Agentes Acreedores del MEM, sabiendo que esta diferencia proviene del precio estacional de la energía que paga la demanda y el precio spot horario sancionado. Además esta diferencia está afectando seriamente el mercado a término, desalentando los contratos, lo que se refleja en la deserción de grandes usuarios del MEM. Se considera necesario modular el impacto del mercado incremento que técnicamente sería necesario implementar de inmediato para que toda la demanda abone, al menos los costos incurridos en abastecerla, postergándolo a futuro para aquellos consumos que se entiende, no están por el momento en condiciones de afrontar dichos incrementos. En esta categorización se encuentran los consumos de carácter residencial, por lo que la Secretaría de Energía determina establecer similar nivel de costos representados por los precios estacionales dispuestos por la Resolución N° 784/2003 durante la presente reprogramación trimestral de verano del MEM y MEMSP. **Se establece un precio estacional superior al anterior a todas las demandas excepto residencial.**

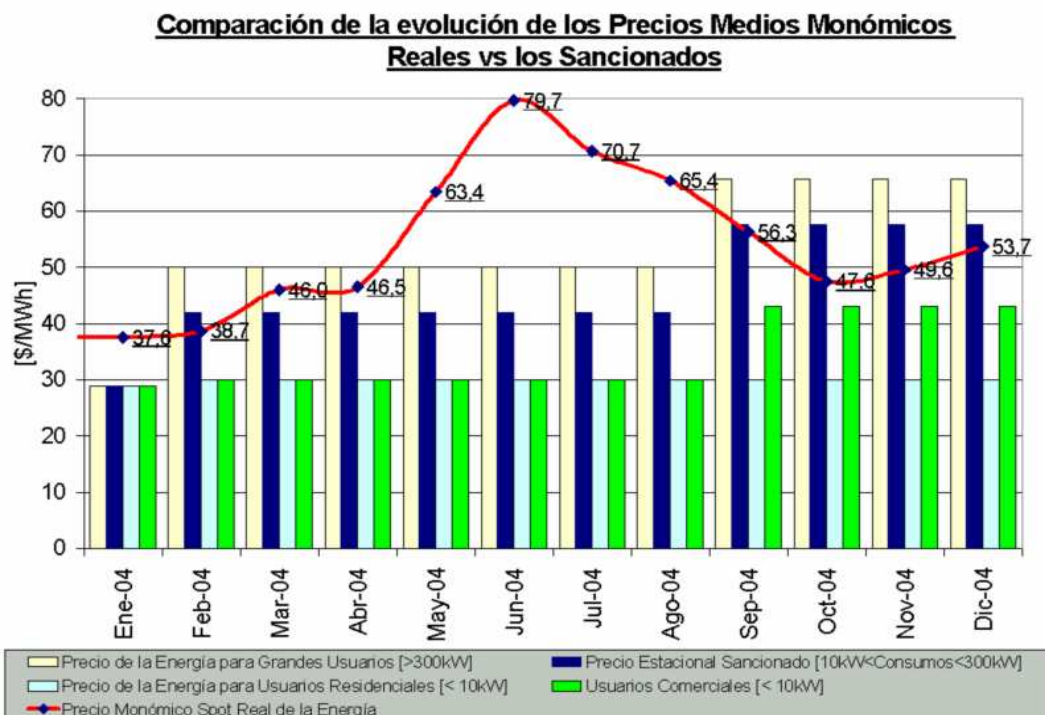
Además se crea el “Cargo Transitorio por déficit del Fondo de Estabilización”. La misma dice que toda **mediana o gran demanda que ingrese como GU** (a partir 31/01/04) abonará por la totalidad de la energía consumida un cargo de 4,59 \$/MWh.

GRAFICO N° 7



Fuente CAMMESA.

GRAFICO N° 8



Fuente CAMMESA.

En el gráfico N° 7 puede observarse que mientras en el resto de las demandas, el aumento anual fue entre un 54% y un 59%, la demanda residencial y para alumbrado público no sufrieron ningún tipo de aumentos, pese a representar más del 60% de la energía abastecida por los distribuidores. Es más, con la creación del cargo transitorio por déficit del Fondo Estacional, las grandes demandas estarían subsidiando parte del déficit del fondo correspondiente a las demandas residenciales y alumbrado público. En un contexto de incrementos salariales, inflación creciente y tarifas públicas sin cambios, los consumidores residenciales²² no tienen incentivos a modificar sus consumos eléctricos. Por lo tanto, la apuesta del gobierno fue aplicar el “Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica”²³ a través de la **Resolución N° 415/04**, copiado a semejanza de un programa aplicado en el Brasil con mucho éxito²⁴. La base del mismo era crear incentivos al ahorro y cargos por excedente de consumo.

²² No se incluye alumbrado público porque no está afectado por el “efecto riqueza”.

²³ También se aplicó un programa similar para el caso del gas natural.

²⁴ En un año hidrológicamente desfavorable fue posible “disciplinar” a la población y el consumo eléctrico se redujo 20% en un año (aunque el programa Brasileño fue mucho más severo, por ejemplo en el caso de los edificios solo un ascensor estaba permitido que funcione). Para un análisis detallado de la comparación de los dos programas ver: “Crisis Energética y Racionamiento: Los programas de Argentina y Brasil Comparados”, de Santiago Urbiztondo y Fernando Navajas. FIEL Mayo 2004.

Un resumen de este programa denominado PUREE 1 detallado por la **Resolución N° 552/04**, se muestra a continuación:

GRAFICO N° 9

Categoría Usuario	Bonificación	Cargo
T1-R1 T1-R2 <600 kWh	Equivalente a la energía ahorrada respecto al año anterior multiplicada por un cargo variable.	No tiene cargos.
T1-R2 >600 kWh T1-G1 T1-G2 T1-G3	Si reducen al menos 5% su consumo respecto bimestre año anterior. Su bonificación será equivalente a la energía ahorrada multiplicada por un cargo variable.	Si consumen por encima del 95% respecto bimestre año anterior, el cargo será equivalente al excedente respecto a este porcentaje multiplicado por el valor de sanción para cada kWh (diferencial).
Cálculo bonificación/cargo	Cargo variable=Equivalente al precio de referencia demanda <10kWh, s/ Res.93/04.	Surge por diferencia del del precio de referencia demanda T3>300kWh s/Res.93/4 y el cargo variable de la subcategoría tarifaria.
Financiación Programa	Queda a cargo de la totalidad de los usuarios de Medianas y Grandes Demandas (T2 y T3) de cada Distribuidora el pago de los montos totales de las bonificaciones. La suma recaudada en concepto de sanciones se depositará en el FE del MEM.	

Elaboración propia

El ámbito de aplicación del mismo fue el área de las empresas de EDENOR y EDESUR, y comprendía a la totalidad de los usuarios a excepción del alumbrado público. Se tuvo especial cuidado de no afectar a los menores consumos, y los grandes consumos debían hacerse cargo de las bonificaciones que surgieran del programa las grandes demandas.

Hasta el momento el éxito de esta medida es difícil de medir, debido a que la información sobre el total de cargos y bonificaciones no fue hecha público por la Secretaría de Energía. El programa tuvo vigencia entre el 15 de abril del 2004 y el 30 de septiembre del mismo año.

En febrero-marzo de 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 los precios del Gas Natural para permitir realizar las inversiones a futuro. El gobierno opta por actualizar los precios del gas

natural en boca de pozo pero deja a la UNIREN²⁵ la renegociación de los contratos de transporte y distribución de gas natural, pero ante la saturación del transporte se instrumenta un mecanismo para atender las Inversiones de Transporte y Distribución de Gas. El decreto N° **180/2004**²⁶ de fecha 16/02/04, crea el “Fondo Fiduciario para atender las Inversiones en Transporte y Distribución de Gas”, integrado por cargos tarifarios a usuarios, créditos internacionales y aportes de beneficiarios directos. Por medio de la **Resolución** N° **208/2004** de fecha 22/04/2004, se homologa el acuerdo del decreto 181/04, el acuerdo alcanza a:

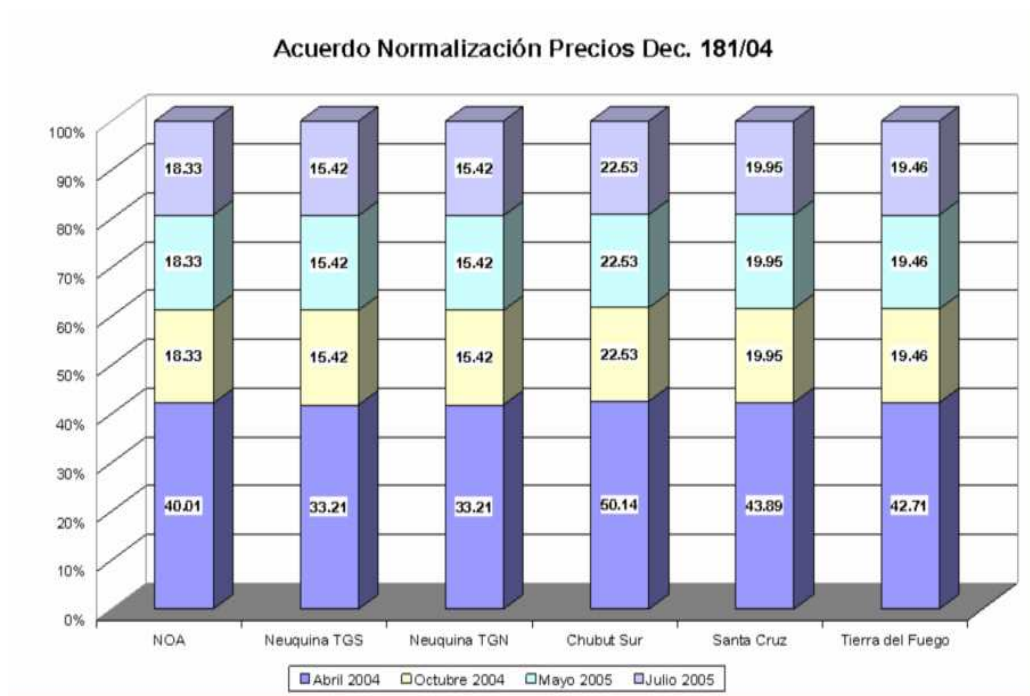
- ***El gas natural que los productores suministren a los prestadores de servicio de distribución por redes (hasta volúmenes acordados).***
- ***El gas natural que los productores suministren a los nuevos consumidores directos de gas natural***
- ***El gas natural que los productores suministren en forma directa a los generadores de electricidad, en tanto y en cuanto, el gas natural se utilice para generar energía eléctrica destinada al mercado interno. (Compromiso a reconocer los nuevos precios del gas en la declaración del CVP)***
- ***Los usuarios residenciales tendrán protección hasta el 31/12/2006.***

²⁵ La UNIREN, Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos, es el organismo encargado de llevar a cabo la renegociación de los contratos de los servicios públicos.

²⁶ Además se crea el “Mercado Electrónico del Gas” (MEG), cuya función será transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del Gas Natural y coordinar en forma centralizada las transacciones spot y a los mercados secundarios de transporte y distribución.

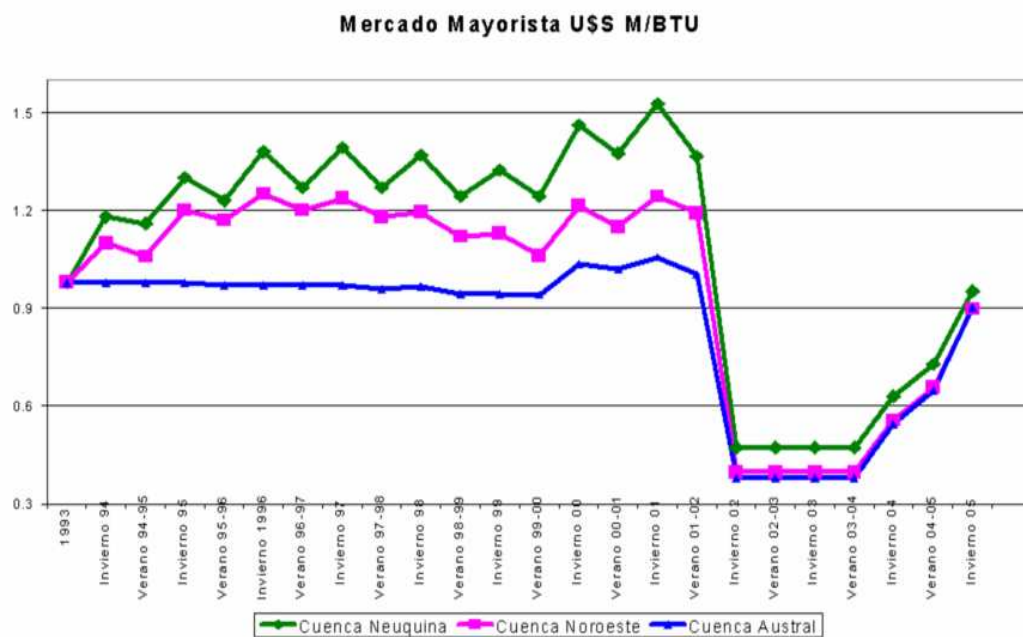
El acuerdo establecía el siguiente cronograma de incrementos:

GRAFICO N° 10



Elaboración propia en base a datos CAMMESA

GRAFICO N° 11



Elaboración propia en base a datos CAMMESA

El precio del gas Natural en boca de pozo se llevaría a niveles acorde a los necesarios para realizar nuevas inversiones y solucionar a futuro la escasez de gas. El problema era trasladado ahora al sector de generación eléctrica debido a que el gas natural representa el 70%-80% de los costos operativos de un generador eléctrico térmico. A pesar de que el acuerdo contemplaba el traslado de los mismos hacia la demanda, al haber una porción de esta que no registraba aumentos, se traducían en un incremento del déficit del Fondo Estacional.

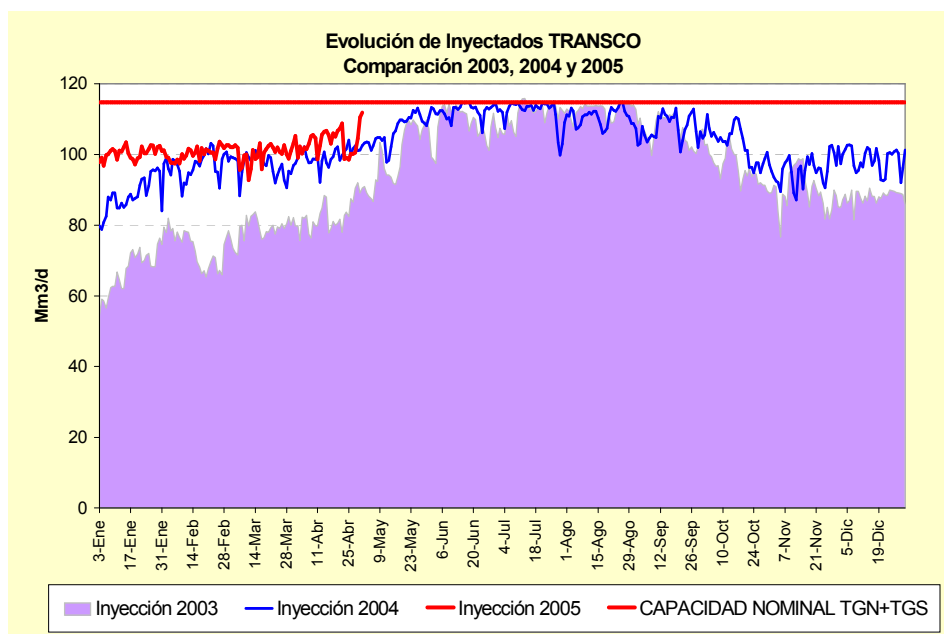
La tardanza en la adecuación de los valores del gas natural, se tradujo en un desajuste entre la oferta y la demanda que obviamente afectó al Sector Eléctrico. Por medio de la **Resolución N° 265/2004** de fecha 26/03/2004, CAMMESA informa de restricciones de gas natural para centrales alertando sobre la *imposibilidad* del parque térmico para operar física y financieramente sobre la base de combustibles líquidos. Por ende se suspende la exportación de excedentes²⁷ de gas natural que resulten útiles para el abastecimiento interno. Se aprueba *“El Programa de Racionalización de exportaciones de Gas y del uso de la Capacidad de Transporte”*²⁸, de carácter transitorio mientras la inyección por cuenca sea inferior a la demanda, y el *“Mecanismo de Uso Prioritario del Transporte para el Abastecimiento de la Demanda No Interrumpible”*²⁹, con el objetivo de dar prioridad del uso del sistema de transporte a los consumos de usuarios no interrumpibles de prestatarias de los servicios de distribución de gas. En el gráfico N° 12 puede observarse claramente como en los meses de invierno la capacidad de transporte de gas natural se satura, y en los años subsiguientes la restricción se hace efectiva en meses anteriores.

²⁷ Además se dispone la suspensión de la Resolución 131/2001 (Autorización automática de exportaciones de Gas Natural).

²⁸ Por medio de la Disposición N° 27 SSC del 31/03/04.

²⁹ Por medio de la Resolución 503 de fecha 26/05/2004.

GRAFICO N° 12



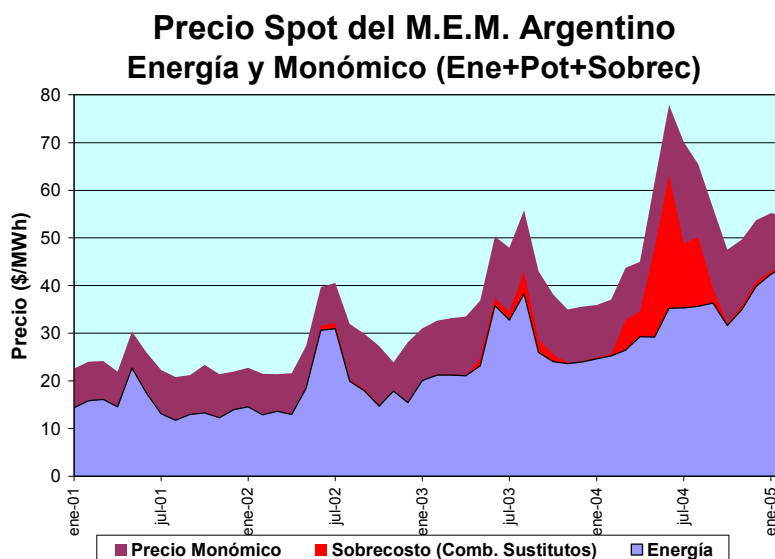
FuenteCAMESA

Esta última resolución (265/04) fue sustituida por el “Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno”³⁰, que será de aplicación mientras la inyección de gas natural por cuenca sea inferior a la demanda de: Usuarios residenciales, Subdistribuidores, Usuarios Firmes y la de **Centrales de Generación Térmica** que resulte necesaria para evitar la interrupción del servicio público de gas. El programa tuvo por objetivo asegurar el abastecimiento de gas y transporte para los usuarios antes mencionados.

Aunque el costo de utilizar combustibles sustitutos al gas natural es elevado, su utilización fue una vía de solución para la restricción de transporte del gas (Gráfico N°13):

³⁰ Por medio de la Resolución 659 de fecha 17/06/2004.

GRAFICO N° 13



Elaboración propia en base a datos CAMMESA

Resulta interesante un último párrafo de la Resolución que plantea “...queda establecido que cualquier productor exportador al cual se le requieran inyecciones adicionales y cuyos volúmenes de exportación de gas hubiesen resultado afectados por este “PROGRAMA”, podrá reemplazar los volúmenes de gas natural que hubiesen sido requeridos para el mercado interno, por cantidades de energía equivalentes (en la forma de gas o electricidad u otros combustibles para generarla, o de menor demanda acordada y consentida por el consumidor afectado), y en tanto y en cuanto, dicha operación no implique una reducción en la oferta de energía total disponible para el mercado interno, y la misma resulte útil, en términos operativos, para el fin específico para el que fuere destinado el gas requerido. La energía alternativa será valorizada de conformidad a las pautas establecidas en el CAPITULO II (precio referencia de julio) de este “PROGRAMA” y sustituirá al gas natural traído de la exportación una vez que la energía equivalente pueda ser entregada físicamente al consumidor.” Esta sección fue aplicada por empresas chilenas que necesitaban el gas Argentino, compraron combustibles alternativos (fuel oil, gas oil) para generar energía eléctrica equivalente (en Argentina) y desviar el gas natural hacia su país, aunque en ningún momento se plantea compensación alguna

por el diferencial de gases nocivos enviados a la atmósfera por la utilización de combustibles más contaminantes.³¹

Por medio de la **Resolución N° 712 de fecha 12/07/2004**, se crea el **FONINVEMEM**, Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista”, a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a las inversiones que permitan incrementar la oferta. El responsable de la administración de este fondo es CAMMESA.

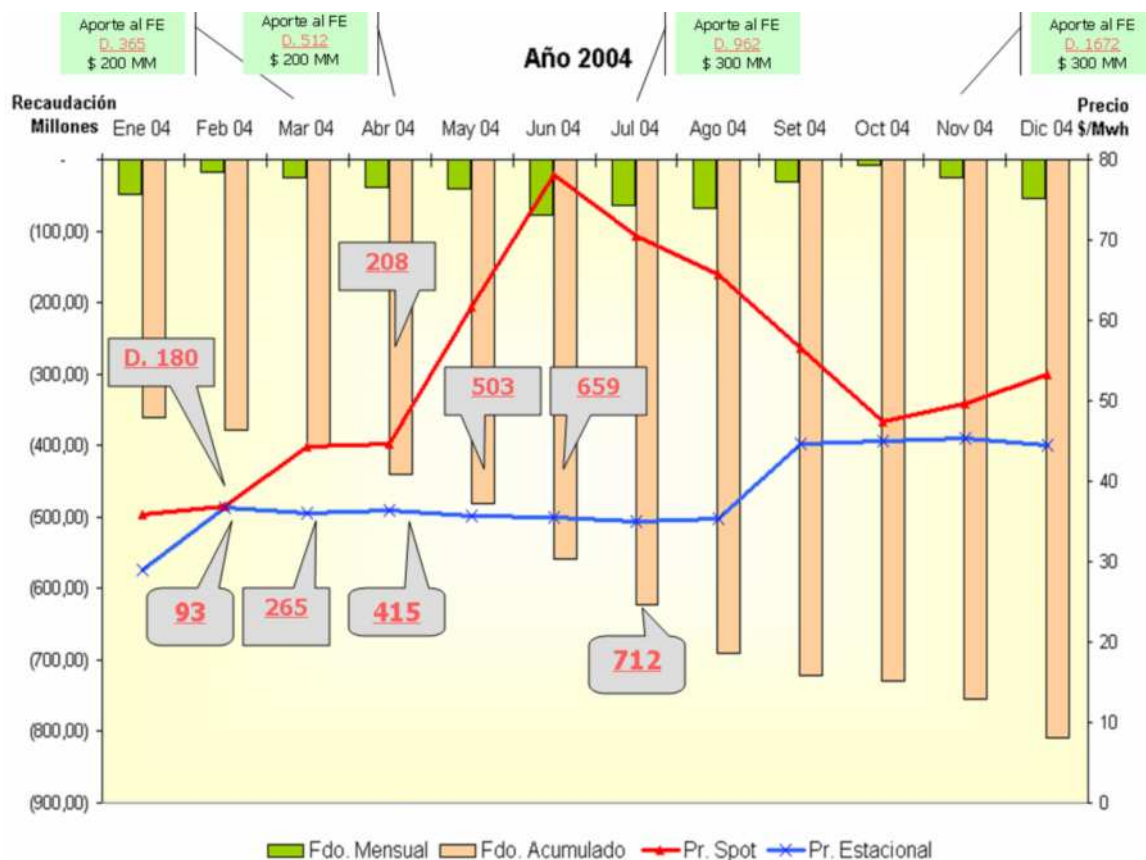
En agosto se “invita” a los Agentes Acreedores del MEM a participar en el FONINVEMEM invirtiendo sus acreencias correspondientes a la resolución N° 406/03 correspondientes al período 1/1/04 – 31/12/06.

CAMMESA alertó en su informe de Riesgos acerca de la evidente necesidad de impulsar inversiones en el sector de generación. Pese a esto, no se decidió analizar el incremento tarifario a los sectores protegidos, medida que hubiera aliviado las restricciones y permitido retornar al sistema de inversiones guiadas por el CMgCP.

Como solución se crea un Fondo para realizar inversiones, y al no contar con recursos genuinos, se lo utilizó como una herramienta de presión para conseguir que los generadores adhieran sus acreencias a cambio de un compromiso futuro de liberalización del mercado.

³¹ Además al ser importador de gas desde Bolivia, Argentina se vio involucrada en un conflicto entre Bolivia y Chile por el cual se resolvió que los volúmenes de gas de la Cuenca Noroeste no podrán superar, durante el período de vigencia del Acuerdo Transitorio para la compra de gas suscripto entre los presidentes de Argentina y Bolivia, el nivel que resulte de promediar las exportaciones de los noventa días previos a la firma de dicho Acuerdo Transitorio.

GRAFICO N° 14



Elaboración propia en base a datos CAMMESA

En conclusión el año 2004, se presentó muy complicado para el sector energético. En el sector gasífero aparecieron grandes modificaciones, como el Mercado Electrónico de GAS (MEG)³², la readecuación de los precios del gas en boca de pozo, la instrumentación de fondos fiduciarios para el transporte. Todas estas medidas fueron reacciones tardías, pero permitirían mejorar la infraestructura hacia el año 2005. En el Mercado Eléctrico, se registró una readecuación de las tarifas mayoristas de los grandes consumos, pero una gran porción de la demanda no sufrió cambios.

Asimismo el incremento de los precios del gas produjo un incremento equivalente en el precio spot provocando el aumento del déficit del Fondo Estacional aunque tuvo aportes desde el Estado (reembolsables) por \$ 1000 MM.

³² El Mercado Electrónico del Gas (MEG), tiene como funciones fundamentales transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercado “spot”), de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y distribución de gas natural.

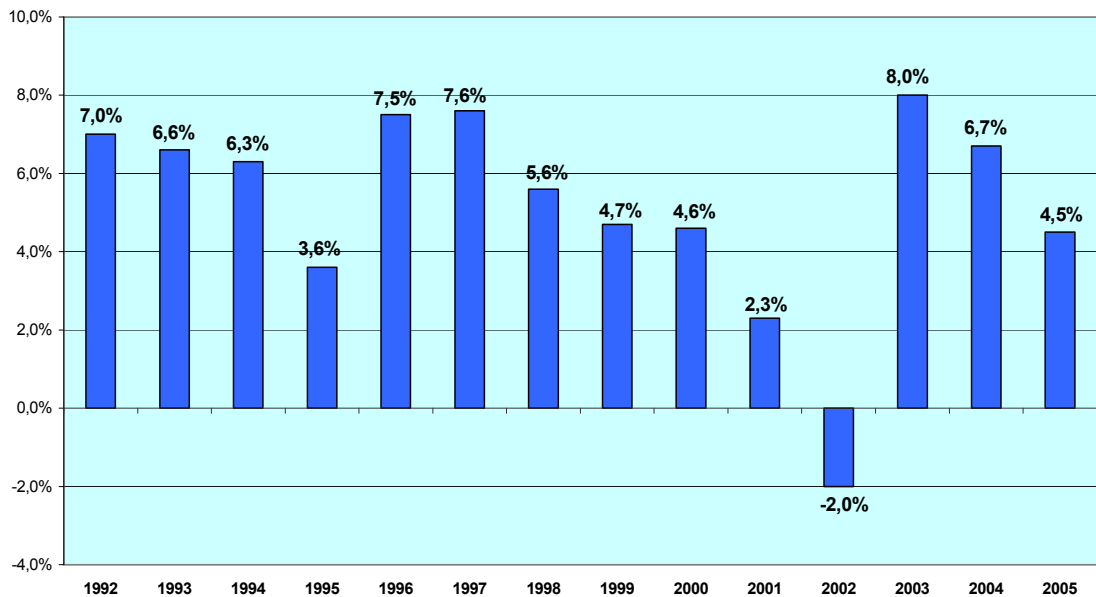
A pesar de todas estas contingencias no se registraron cortes significativos de energía eléctrica producto del clima favorable, el re-direccionamiento y limitación de exportación del gas natural, la importación de fuel oil desde Venezuela y el aporte eléctrico del Brasil.

Finalmente la resolución N° 712/04, delineó la estrategia del gobierno hacia el futuro. La misma se sustentó en no convalidar incrementos tarifarios en los sectores de menores consumos y asegurar las inversiones necesarias, por medio de fondos específicos. El aporte para el FONINVEMEM provendría de los fondos adeudados por el Estado a los generadores, a cambio de un dudoso compromiso de liberación del mercado en el año 2007.

El año 2005, acarrea los mismos problemas de años anteriores aunque maximizados por el incremento de la demanda eléctrica y una oferta estática:

GRAFICO N° 15

Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica respecto al año anterior



Elaboración propia en base a datos CAMMESA

En lo que respecta al aporte de los generadores eléctricos al FONINVEMEM, el 07/02/2005 por medio de la **Resolución N° 49/05** se acordó que los agentes acreedores del MEM³³ acepten comprometer el 65% de sus acreencias, además el restante 35% se pagarían en 4 cuotas mensuales para las transacciones comprometidas en el año 2004, y hasta en 24 cuotas mensuales consecutivas los montos correspondientes al año 2003.

Asimismo vuelve a instrumentarse el adelanto de fondos para el pago de combustibles líquidos (**Resolución N° 512/05 de fecha 15/03/05**), la importación de fuel oil desde Venezuela (**Resolución N° 181/05 de fecha 01/03/05**), y se amplió hacia los generadores el “Plan de Abastecimiento de Gas Oil” que consistía en eximir los

³³ Aceptaron más del 90% de los acreedores (medidos por el monto total adeudado).

impuestos sobre los combustibles líquidos a las importaciones de Gas Oil por el término de 4 meses³⁴ (**Resolución N° 611/05 de fecha 30/03/05**).

En el comienzo del invierno vuelve a instrumentarse el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica, ante el incremento constante de la demanda de sectores no alcanzados por la suba tarifaria. Se repite el programa del año anterior, aunque esta vez castiga con mayor fuerza y disminuye el umbral de consumo para estar exento de los castigos:

GRAFICO N° 16

Categoría Usuario	Bonificación	Cargo
Residencial	Si reducen su consumo (<u>respecto a 2003</u>) en al menos 10% y un máximo 30%, su bonificación será equivalente a la energía ahorrada multiplicada por un indicador Kp. El monto máximo a bonificar es de \$2.000.-	*T1-R1 y T1-R2 <300kWh no tiene cargo.
Generales	Si reducen su consumo (<u>respecto a 2003</u>) en al menos 10% y un máximo 30%, su bonificación será equivalente a la energía ahorrada multiplicada por un indicador Kp. El monto máximo a bonificar es de \$2.000.-	*T1-R2 >300kWh, que consuman por encima del 90%, tendrán un cargo equivalente al excedente respecto al 90% multiplicado por el valor de cargo adicional (cargo variable energía T1-R2 por dos).
T2 y T3	Si reducen su consumo (<u>respecto a 2004</u>) en al menos 10% y un máximo 30%, su bonificación será equivalente a la energía ahorrada multiplicada por un indicador Kp. El monto máximo a bonificar es de \$2.000.-	*T1-G1, T1-G2, T1-G3, T2 y T3: que consuman por encima del 90% tendrán un cargo equivalente al excedente respecto al 90% multiplicado por el valor de cargo adicional para cada subcategoría tarifaria.
Cálculo bonificación	Kp, resulta de dividir la suma total recaudada en concepto de cargos adicionales Sp (\$) de cada categoría tarifaria en ese período por la suma total de la energía ahorrada (kW) en el período.	
Financiación Programa	El programa tiene financiamiento propio porque la suma recaudada en concepto de de cargos se distribuye entre los que fueron bonificados. (Esta condición fue modificada por la RE 1063/05 estableciendo que lo recaudado irá al FE del MEM. También estableció que cargo adicional de la categoría T1-R2>300kWh será <u>una</u> vez el valor del cargo variable correspondiente a la categoría T1-R2)	

Elaboración propia.

³⁴ Aunque en la práctica no llegó a aplicarse por problemas operativos y falta de incentivo a los generadores. Ej. El precio reconocido era menor al que podían comprar los generadores, porque la fijación del precio de referencia se fijaba por 15 días y para determinar el precio de venta los comercializadores de este combustible establecían el mismo como un promedio de los de compra y ante la suba constante del crudo siempre era mayor al de referencia.

El área de aplicación fue la correspondiente a las empresas EDENOR, EDESUR y EDELAP, aunque se invitó a las provincias a aplicar al programa ³⁵.

Finalmente en Junio del año 2005 se da a conocer el “Acuerdo Definitivo para la Readaptación del Mercado Eléctrico Mayorista” a través del cual se compromete la construcción de dos ciclos combinados de 1600 MW de potencia conjunta con un costo aproximado de U\$S 900 MM. La localización probable de las mismas sería Rosario y Campana y estarían operando completamente en Mayo del año 2008.

Un dato importante a tener en cuenta, es que esta inversión operará en un esquema de costos reconocidos con rentabilidad asegurada, muy alejada del esquema inicial en que los generadores arriesgaban inversiones a su propio riesgo.

Aunque este sector presentó rentabilidades muy bajas (en términos relativos con otros sectores), recibió importantes inversiones que permitieron abastecer con creces el mercado Argentino y convertir a nuestro país en exportador neto de energía eléctrica.

GRAFICO N° 17

Rentabilidad sobre Patrimonio Neto	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Promedio '94 – '99
Sector							
Concesiones Viales	40,3	26,6	19,0	23,1	19,1	S/d	25,8
Gas Natural	13,7	11,8	10,1	10,5	10,2	10,3	11,1
Energía Eléctrica	-0,4	5,8	6,9	7,5	8,3	5,5	5,6
Telecomunicaciones	13,3	3,5	10,3	12,4	15,1	13,3	13,0
Aguas y serv. Cloacal	20,1	28,9	25,4	21,1	17,1	27,6	23,3
Subsector Generación							2,9%

En porcentaje, la rentabilidad sobre el patrimonio neto. Fuente Ageera en base a datos de FLACSO.

³⁶

Hasta Mayo 2005, todas las medidas implementadas desde la Secretaría de Energía estuvieron orientadas a reconocer solo los costos operativos de los generadores, reacomodar los precios del gas natural y establecer incrementos tarifarios a los mayores consumos. La política cortoplacista de mantener “planchadas” las tarifas derivó en un espectacular incremento de la demanda (obviamente impulsado por la

³⁵ El PUREE 2 reemplazo al PUREE 1, pero hubo una superposición porque el PUREE 1 disponía cargos adicionales en función del consumo del bimestre anterior al de facturación con la cual se pagaba el recargo; en el PUREE 2 el cargo se cobra con la facturación del mismo bimestre en que se produce el consumo adicional que origina el cargo. Por lo tanto para evitar la superposición de ambas versiones del programa, los efectos del PUREE 2 se aplicarían a partir del 10/09/05 una vez finalizados los del PUREE 1.

³⁶ FUNDELEC, “La próxima central eléctrica un desafío de hoy”.

recuperación económica) diluyendo de esta manera el excedente de oferta generado durante los años '90.

5. Escenarios hacia el futuro

5.1 Informe de Riesgos del MEM: periodo 2005-07

En el “Informe de Riesgos MEM Período 2005-2007”, elaborado por CAMMESA en Febrero 2005, se presentan distintos escenarios hacia el futuro con una evaluación del equipo necesario para evitar riesgos excesivos de desabastecimiento en el período considerado. Sus principales resultados se presentan a continuación:

- *El gas sigue siendo la variable crítica del sistema.*
- *La reserva térmica disminuye con el crecimiento de la demanda y la indisponibilidad de combustible.*
- *Podría llegarse a valores de energía no suministrada inaceptable en 2005.*
- *Si no se hace nada, las exigencias previstas para el 2007 superan las capacidades estructurales del sistema.*

Ante estas conclusiones se ensayaron diferentes alternativas de incremento de la oferta para adaptar el sistema eléctrico en el año 2007.

Escenarios alternativos de disponibilidad gas-equipamiento

<u>Escenario</u>	<u>Nuevos Ciclos Combinados</u>
1	0 MW
2	800 MW
3	1200 MW
4	1600 MW

Resultados

Escenario	Precio Monómico Libre ³⁷	Probabilidad De Falla	Días equiv. Fuel Oil	Utilización TVs Medio
1 – Dem. 5%↑	158 \$/MWh	85%	53	52%
2 – Dem. 5%↑	102 \$/MWh	21%	23	29%
3 – Dem. 5%↑	92 \$/MWh	7%	15	20%
4 – Dem. 5%↑	87 \$/MWh	0%	10	13%
1 – Dem. 7%↑	260 \$/MWh	93%	87	69%
2 – Dem. 7%↑	132 \$/MWh	26%	41	45%
3 – Dem. 7%↑	108 \$/MWh	10%	28	34%
4 – Dem. 7%↑	97 \$/MWh	7%	21	23%

Sintetizando:

- Para mantener un nivel de reserva en pico similar al actual sería necesario contar entre 1500 y 2500 MWh de potencia adicional en equipamiento nuevo.
- Para mantener acotada la utilización del parque Turbo Vapor (el menos eficiente y por ende más costoso), se necesitarían al menos 800 MWh (con gas suficiente).
- Para lograr el valor histórico de 40 días anuales equivalentes de consumo de líquidos a potencia máxima se requieren 1200 MWh para el caso de crecimiento de la demanda del 7%.

³⁷ En el mes de Julio.

Para que el precio libre se encuentre en valores de (U\$S) del orden de los del período 95-99, el equipamiento necesario sería de 1200 MW como mínimo y de 1600 MW para demandas más altas.

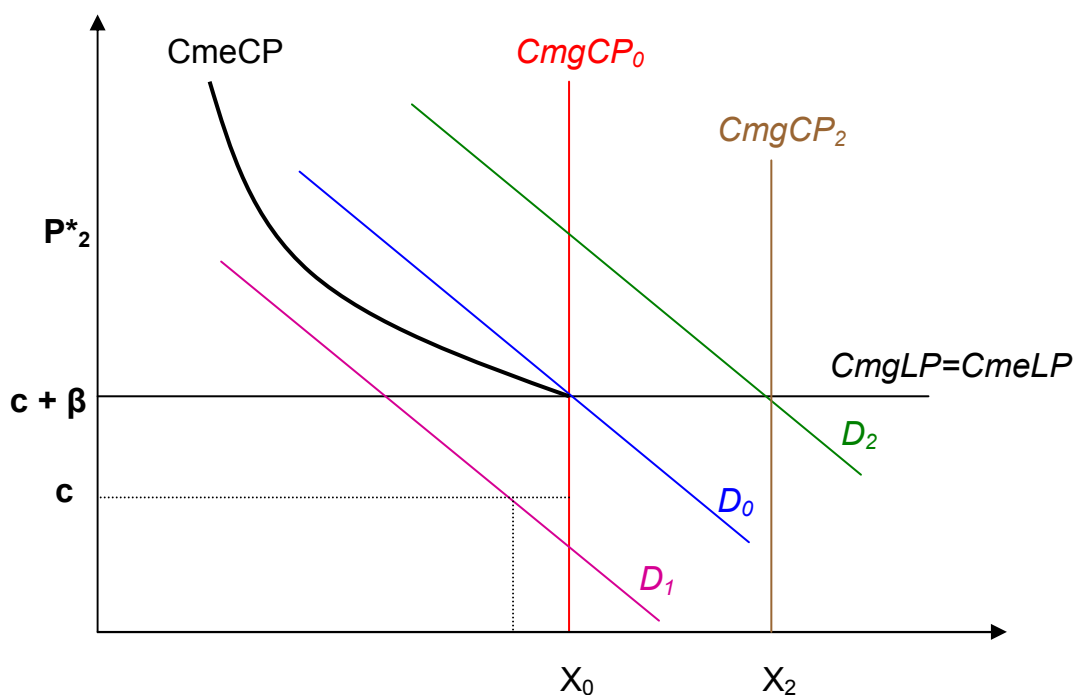
5.2 Perspectivas y Propuestas

La devaluación precipitó las decisiones de reforma del sector eléctrico, si bien existían opiniones que promulgaban retoques al modelo, las cuestiones de “base” no estaban en discusión. La segmentación de la cadena productiva eléctrica en: generación sujeta a competencia, y transporte y distribución regulados por su condición de monopolio natural, fueron los fundamentos teóricos aceptados por la mayoría.

En este escenario, una de las más importantes controversias (siempre dentro del esquema anteriormente descrito) fue si era suficiente dejar actuar al CmgCP como información para las decisiones privadas de inversión o si la volatilidad de este daría señales imprecisas y sería necesario utilizar el CmgLP como información para las inversiones. Las razones esgrimidas a favor de uno y otro se presentan a continuación:

- En una situación de equilibrio de largo plazo (capacidad instalada plenamente ocupada), el **CmgLP** provee una señal adecuada pero su nivel coincide con el **CmgCP**.
- En situaciones de desequilibrio (exceso o faltante de capacidad) el **CmgCP** representa de modo más adecuado (que el **CmgLP**) el costo de oportunidad de proveer una unidad adicional de producción.
- Los defensores de **CmgLP** asumen que la capacidad instalada es **siempre** la óptima.
- La defensa del criterio de **CmgLP** está fundada esencialmente en el hecho de que permite evitar las marcadas oscilaciones que suele presentar el **CmgCP**, proporcionando a los consumidores una señal más estable en un horizonte de mediano y largo plazo, lo que contribuiría a disminuir la incertidumbre en sus decisiones. En función de las acciones de orientación y coordinación de la asignación de recursos por parte de las autoridades públicas sería preferible el **CmgLP**.

GRAFICO N° 18



Fuente "Electricity Pricing", Witold Teplitz-Sembitzky

- 1) En el caso en el que la demanda D_0 coincide con la capacidad instalada, el **CmgLP**, **CmgCp0**, **CmeCP** y **CmeLP** coinciden.
- 2) En el caso en que exista un exceso de capacidad D_1 , el **CmgCP** no permite la cobertura de todos los costos y aunque el grado de cobertura es mayor ello tampoco es asegurado por el **CmgLP**.
- 3) Cuando se dan situaciones de racionamiento D_2 el uso del **CmgCP** implicaría un excedente sobre la cobertura del costo aunque esto garantizaría inversión adicional que llevaría a un nuevo equilibrio X_2 . Una vez incrementada la capacidad el precio ajusta hacia abajo al **CmgLP=CmgCP2=CmeLP=CmeCp**³⁸

³⁸ "Electricity Pricing: conventional and New Concepts. Witold Teplitz-Sembitzky, World Bank.

“En sistemas adaptados, el retorno obtenido de vender toda la energía al costo marginal instantáneo más el retorno de vender toda la potencia al costo de expansión de unidades apropiadas para abastecer el pico de demanda, es equivalente al costo de capital más el costo de operación de las plantas generadoras. En un sistema económicamente adaptado, el **costo marginal de corto plazo** es igual al **costo marginal de largo plazo**”.

Hugh Rudnick (UCC – 1996)

Sin embargo, aparecen en la bibliografía otras alternativas para mejorar el mercado orientadas a los contratos a término. Estas sostienen que el mecanismo establecido por el Marco Regulatorio para la formación de precios en el Mercado Mayorista y para su posterior traslado a clientes, ha impedido la concreción de contratos a término a largo plazo.

El mercado a término no ha podido funcionar porque la señal de precios dada por el precio Spot es inferior al precio rentable y además decreciente, entonces la propuesta sugiere la presencia de contratos de largo plazo obligatorios para restablecer las condiciones que permitan recuperar los costos de capital manteniendo simultáneamente la libertad de acceso y de precios.

En la misma se propone Para el mercado spot, eliminar la remuneración a la capacidad con el propósito de permitir la plena vigencia del sistema marginalista de determinación de precios (no se remunera la potencia). Esto implicaría pasar a un sistema de **oferta libre de precios**, en lugar de trabajar sobre solamente los costos variables de combustible. Además se propone que el mercado spot constituya un sistema cerrado donde no tengan acceso más que los generadores para comprar y vender energía, de forma tal de satisfacer los contratos comerciales concertados con sus clientes. El mercado spot no sería en estas condiciones fuente de utilidades sino una garantía de la eficiencia global del sistema, dado que todos los equipos serían despachados **estrictamente al costo variable total** calculado por cada generador, los cuales sabrían que no les resulta conveniente declarar costos inferiores a los reales pero tampoco superiores.

En lo concerniente a el mercado a término, se plantea la obligación de disponer contratos para acceder a la compra de energía en el mercado spot y que estos contratos se realicen a un plazo mínimo de 6 años, sin posibilidad de rescisión previa

pero con acceso a un mercado secundario. Es decir, se propone pasar de un mercado a término como el actual, -no obligatorio y con plazo mínimo de contratación a un año, que en los hechos está exhibiendo un bajo volumen con excepción de las operaciones previas a la privatización -a un mercado obligatorio en el cual el 100% de la demanda se encuentre contratada a un plazo mínimo de 6 años.

Los cambios propuestos garantizarían que en el mercado spot el despacho sea realmente marginal, asegurando eficiencia en la asignación de los costos variables. Por otra parte para el mercado a término se asegura la competencia entre los inversores privados para obtener capital a mínimo costo. “Es decir que asegura eficiencia en la asignación de capital y además, decisiones racionales de los inversores, lo cual no está ahora ocurriendo ya que en este momento los mismos sólo están procurando anticiparse a la evolución futura del mercado y por eso procuran ocupar posiciones invirtiendo en nueva capacidad y ofertan precios que no son rentables y que sólo están destinados a no perder totalmente el despacho y desaparecer”³⁹.

Esta propuesta es muy similar a los contratos obligatorios que funcionan en Brasil para los Distribuidores, que sólo pueden contratar energía a través de remates públicos regulados. En este hay dos importantes tipos de subasta:

- 1) *Contratos con Capacidad Existente*: Los remates para despachar energía de inversiones existentes son llevadas a cabo anualmente. Se pueden acordar contratos con los generadores por un periodo de 5 a 15 años. El criterio para contratar en la subasta es la menor tarifa. Las Distribuidoras son responsables por la decisión del monto de la energía a contratar, y los costos del contrato son traspasados al consumidor hasta un precio de referencia. Adicionalmente un ajuste es llevado a cabo 4 veces al año.
- 2) *Contratos por Nueva Capacidad*: Los contratos por “nueva energía” complementan a los anteriores en orden de cubrir el 100% de la carga. Cada año dos tipos de remates de “nueva energía” son llevados a cabo:
 - a. Remate Principal: Se ofertan contratos bilaterales de largo plazo para nueva capacidad que entrará en operación en 5 años. La idea es que

³⁹ “Propuesta de complementos al marco regulador del sector eléctrico argentino”, Ernesto Badaracco y otros.

estos contratos permitan al inversor obtener la financiación del proyecto y tener suficiente tiempo para construir la planta.

- b. Remates Complementarios: También se ofertan contratos bilaterales de largo plazo para nueva capacidad. En este caso, las plantas deberán entrar en operación en 3 años.

Cada remate es llevado a cabo para todas las distribuidoras en conjunto, donde cada una declara la energía a contratar. El rematador llama por ofertantes que cubran toda la demanda en conjunto.

Para cada remate por contratos de capacidad existente, cada participante presenta una oferta precio/cantidad, que es ranqueada por los precios mayores hasta que se satisface toda la demanda. Toda la cantidad ofertada debe estar respaldada por capacidad física de generación.

Para cada remate por contratos por nueva capacidad, hay inicialmente un menú de opciones de nueva capacidad de generación. Los inversores son animados a sumar proyectos (conexiones internacionales, etc). Los participantes son consultados por la remuneración fija (U\$/year) para cada proyecto que tienen interés. Esta remuneración es dividida por la energía del proyecto (MWh/year), que es conocido por el remate, entonces resulta un precio de (U\$/MWh) para cada inversor y para cada proyecto. A partir de allí son ranqueados por los precios mayores hasta que se satisface la demanda.

Una vez que el contrato es llevado a cabo conjuntamente, cada ganador del contrato por nueva capacidad o capacidad existente firma un contrato común con cada distribuidor participante del remate. El monto de la energía de cada contrato es proporcional a la demanda declarada y la cantidad contratada total para cada generador iguala su cantidad ofrecida (subasta capacidad existente) o iguala la subasta de nueva capacidad.

También el contrato por capacidad existente puede ser reducido en cualquier momento para igualar una reducción de la demanda del distribuidor

Por lo tanto, existían propuestas alternativas al sistema imperante de decisiones de inversiones basadas en el CmgCP, si bien los resultados de este modelo habían demostrado grandes logros, la volatilidad del CmgCP y la escasa cantidad de contratos a futuro de largo plazo eran hechos que meritaban plantearse distintas formas de corregirlo hacia el futuro. En este ámbito la controversia CmgCP – CmgLP se analizaba, como también la posibilidad de un cambio más radical como el expresado por Badaracco, pero siempre el papel del estado estaba destinado a regular o fomentar, no se había planteado al estado como un elemento que determinara las decisiones de inversión. Sin embargo la devaluación y el cambio de gobierno, cambiarían drásticamente el papel del estado en el ámbito energético.

5.3 El Gobierno asume papel protagónico a partir de 2002: ¿Hacia un modelo de comprador único?

A partir de enero del año 2002, no hay dudas de que el Estado asumió un papel protagónico en la economía en general y en el sector eléctrico en particular. Sin embargo, no parecería existir consenso acerca del retorno al **Estado Empresario** de pobres resultados, de tarifas políticas, desinversión generalizada (por restricciones y elevado déficit operativo) y crisis de abastecimiento a los consumidores.

En el caso del mercado eléctrico, existen señales que demostrarían un “giro” hacia un modelo de “**comprador único**” (desde un modelo de libre competencia e inversiones orientadas por el Cmg CP), que podría definirse como un organismo que manipula los precios a su criterio, pero el sector privado es el encargado de realizar y operar el sistema eléctrico :

- El modelo del comprador único defiende los contratos a futuro para las entradas en producción con equipos nuevos (En este esquema no tendría sentido la desintegración producción-suministro por lo menos dentro del plazo de los contratos).

- El Estado mantiene un monopolio de venta al mayoreo a los distribuidores y un monopsonio (único comprador) de compra a los generadores.
- Este dispositivo conlleva entonces licitaciones decididas por las autoridades públicas, contratos a largo plazo entre productores independientes y la empresa principal, con monopolio de suministro a los distribuidores.
- Los gobiernos autorizan a las empresas privadas a invertir para generar y vender electricidad en el marco de contratos a largo plazo con la empresa “comprador único”. Estas entradas se efectúan por licitaciones (**competencia por el mercado** en vez de **competencia en el mercado**).

Las ventajas de este modelo son las siguientes :

- Permitiría no incurrir en desajustes entre oferta y demanda.
- Respecto al Monopolio público existe un aumento de eficiencia.
- Respecto al modelo de competencia:
 - Permite la planificación por el comprador único.
 - Permite un precio mayorista no volátil y previsible.
 - Disminuye el riesgo empresarial asumiendo una parte del mismo, el comprador único.

Desventajas de este modelo:

- Al manipular los precios finales, no permite internalizar los costos reales incurridos en cada segmento consumidor, y promueve el consumo.
- Problemas de discrecionalidad gubernamental y riesgos macroeconómicos por lo tanto ahuyentaría a los inversionistas.
- Implica costos adicionales respecto a la administración del comprador único.
- El riesgo de tipo de cambio es grande en los contratos a largo plazo debido a las compras en divisas de equipo y de combustible. (Sistemas hidráulicos no tendrían este riesgo)

- La desventaja más importante es que este modelo al no tener mecanismos de mercado reflejando el estado de la tensión oferta-demanda, transmite los costos de rigidez de la relación al presupuesto público y eventualmente a los consumidores.

A la luz de lo anteriormente expuesto, se puede concluir que a partir de la devaluación se estaría gestando en Argentina el modelo de comprador único en generación. En este esquema, las inversiones existentes operarán sobre la base de costos reconocidos (aquellos que sus costos estén por encima del precio ficticio sancionado) y las nuevas inversiones serán decididas por medio de licitaciones (competencia por el mercado) que competirán en base a un pliego establecido de acuerdo a las necesidades del sistema, por la mínima rentabilidad exigida para el proyecto. De esta manera CAMMESA actuaría por medio de las resoluciones N° 240/03 y las relacionadas a cargos excedentes por fuera del precio (Sobrecostos de combustibles, Sobrecostos Transitorios de Despacho, Cargos por déficit del Fondo), de manera de manejar las tarifas al criterio que se establezca sin necesidad de relacionarlos con el consumo determinado de cada consumidor y/o sector de demanda.

6. Conclusiones

De este trabajo se desprende, que el marco regulatorio del sector eléctrico ha sufrido importantes modificaciones a partir del año 2002. En este sentido, se torna dificultoso encontrar una línea de análisis que permita ir estableciendo, por medio de las distintas resoluciones, el objetivo propuesto desde la Secretaria de Energía en lo referente al cambio de modelo y manejo de la crisis. Sin embargo se observan una serie de medidas de corto plazo, que podrían denominarse “parches” destinados sólo a solucionar los problemas coyunturales, pero sin atacar la raíz que ha dado origen a la crisis.

A la luz de este trabajo se considera que el problema central se originó en la devaluación del peso y la pesificación de las tarifas a los consumidores. Existen costos de las energías primarias necesarias para producir energía eléctrica, cuyos precios de mercado tienen referencias a valores internacionales y se encuentran pactados en moneda estadounidense, cuyos aumentos no pudieron ser trasladados a las tarifas finales. Adicionalmente, el “pago de potencia” que es un cargo proporcional a la potencia instalada como remuneración al capital inmovilizado, y que es independiente de la producción real, también fue pesificado, resintiendo aún más los resultados económicos de las empresas.

Una solución integral a este problema hubiese consistido en trasladar estos costos a los usuarios del servicio y de esta manera eliminar el desfinanciamiento generado en los sectores productores, transportadores y de distribución eléctrica. Sin embargo, esta propuesta no fue considerada como una opción válida ya que el sector residencial, que representa alrededor del 60% de la demanda de los distribuidores, fue el más afectado por los ajustes de los precios relativos a partir del año 2002.

Sin embargo la demanda industrial, que incrementó sus ingresos por el favorable tipo de cambio y los salarios pesificados, no fue afectada, en un principio, por retoques en sus tarifas. En realidad, el congelamiento afectó a las tarifas de distribución y transporte que son reguladas y por lo tanto no pudo trasladarse a los distintos consumidores los incrementos en los costos de producción. Para afrontarlos se introdujo la Resolución N° 240 que acotó el precio (entre otras), y comenzaron a subsidiarse costos por medio de Sobrecostos Transitorios de Despacho, Sobrecostos de Combustible y demás cargos, para que no impactaran en la marginación del precio.

Estas medidas permitieron sobrellevar los costos de generación y mantener acotadas las tarifas eléctricas, pero a costa de incrementos de la deuda en el Fondo Estacional, con los generadores a tasa creciente.

Esta situación caracterizada por un manejo regulatorio distorsionado en el que la mayoría de los generadores sólo cubren sus costos operativos no podía perdurar en el tiempo, y fundamentalmente no ha incentivado nuevas inversiones pese al crecimiento de la demanda. Por lo tanto la demanda de electricidad esta siendo subsidiada.

El precio mayorista eléctrico ya no es el costo marginal del sistema por hora (como indica la ley marco 24.065), ya que los combustibles más caros son excluidos de la formación de precios. A los generadores que los utilizan se les reconoce este costo, pero al no permitirles fijar precio, no funcionan como señal de escasez y por tanto como incentivo a la inversión. Además este precio que se podría denominar como “recortado” resulta ser demasiado alto para ser abonado por la demanda, con lo cual el gobierno prefiere inyectar fondos del tesoro y acumular cierta deuda con los generadores.

Recién en Febrero del año 2004 a través de la resolución N° 93, se establecen incrementos tarifarios para los usuarios finales, excepto los residenciales que alcanzan el 60% de la demanda. La excepción al sector residencial se basó en que no se encontraban en condiciones de absorber los reales costos.

En este contexto, el problema seguía latente debido a que la mayor porción de la demanda continuaba sin afrontar los costos de sus consumos, sin internalizarnos para modificar sus pautas de consumo acorde a la nueva realidad económica.

A este panorama se le suma el problema de abastecimiento de gas natural que enfrentó Argentina a comienzos del año 2004. El impacto sobre el sector eléctrico fue directo, obligando a los generadores a producir a mayores costos con combustibles sustitutos, o con máquinas más costosas por la indisponibilidad de otras que carecían del fluido.

Como medida de política, se optó por recomponer los costos de producción de gas por medio de un sendero temporal, traspasando de esta manera el problema al sector eléctrico ya que el gas representa el 70% de los costos de un generador, por ejemplo en el caso del equipamiento turbogas.

Como medida alternativa y apuntando al problema de la internalización de costos, la Secretaría de Energía optó por aplicar un programa de Racionalización de la Energía. El mismo castigaba a los consumos de todos los usuarios excepto los de menor consumo dentro de la categoría residencial. De esta manera los grandes consumos que optaban por quedarse dentro de las distribuidoras contribuían por los recargos al pago de los costos y los que pactaban en el mercado a término se veían obligados a contratar a mayor precio por tendencia del mercado.

Estas medidas le permitieron al gobierno transitar el “corto plazo” sin demasiados sobresaltos si bien es cierto que existieron otros factores que contribuyeron a paliar la crisis tal como: el benigno clima, condiciones hidrológicas favorables e importación de electricidad de Brasil.

Sin embargo el crecimiento siguió presionando sobre la demanda eléctrica en un escenario de ausencia de inversiones desde el año 1999. En este contexto, y como no es posible cubrir los costos en base al sistema marginalista de lo '90, el gobierno afianza su estrategia de mantener la Resolución N° 240 hasta que se liciten nuevas centrales con una retribución al capital en base a un contrato pactado sin intervención del mercado (por lo menos en forma directa). La financiación de las mismas provendrá de los fondos adeudados por el Gobierno a los generadores.

En el caso de la distribución y el transporte, como sus tarifas también se encuentran congeladas, hasta el momento en que se renegocien los contratos, las inversiones se financiarán con Fideicomisos destinados a proyectos específicos (con aportes estatales) que serán parte de los costos eléctricos de las grandes demandas por medio de cargos específicos.

De esta manera el gobierno logra su objetivo, que consiste en no incrementar las tarifas a los usuarios residenciales, y asegurarse nuevas inversiones en el sector.

Según lo analizado en este trabajo se puede concluir que en principio no existen indicios que hagan pensar en una crisis de abastecimiento eléctrico en lo que resta del año en curso. Sin embargo, y tal como lo manifiesta el Informe de Riesgo de CAMMESA, si las obras en curso se retrasan, las complicaciones se evidenciarán seriamente en el año 2007, pensando siempre que la energía más cara es la no suministrada, no sólo para el sector eléctrico sino para toda la economía en general.

El sector eléctrico argentino transitó en los últimos veinte años por tres etapas claramente diferenciadas: la primera a finales de los '80 caracterizada por un desabastecimiento eléctrico generalizado con cortes programados de suministro, la segunda etapa de los '90, de inversiones generalizadas fundada en reglas de juego claras y creíbles y la tercera, que actualmente transitamos, representada por un escenario de probable desabastecimiento debido a la introducción de medidas de corto plazo.

A la luz de este trabajo se concluye la siguiente recomendación que se refiere básicamente al rol del Estado y su política respecto al futuro del sector energético. En este sentido, se cree que su intervención debería estar encaminada a ofrecer lineamientos y planificación, fundados en decisiones que abarquen a la economía como un todo. Pero el papel del estado debería estar basado en apoyo al sector privado por medio de exenciones impositivas, crédito y fomento a la inversión, no el manejo discrecional de las leyes en beneficio de medidas que son solo viables en el corto plazo.

Se deberían apoyar objetivos de largo plazo, que aseguren inversiones y aumento de la oferta eléctrica para los próximos 10 años, teniendo en cuenta que el camino final que se adopte en materia regulatoria será determinante para las posibilidades reales de crecimiento de la economía argentina.

7. Bibliografía

- **Badaracco Ernesto, y otros.** “Propuestas de complementos al marco Regulatorio del Sector eléctrico Argentino”. Octubre 1996.
- **Baumol W, J.C. Panzar, R, Willig.**, “Contestable markets and the theory of industry structure””, Harcourt Brace Jovanovich, NY, 1982.E.Bailey.
- **Baumol W.** “Contestability and the design of regulatory and antitrust policy”, Am.Econ.Rev, 71 (2), 1981.
- **Baumol W,** “Deregulation and the theory of contestable markets”, Yale Journal on Regulation, Vol 1, 1984.
- **Bailey E.E,** “Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure”, Am. Econ.Rev., 72 (1), 1982.
- **De Freijo Marcelo, Pereira Carlos,** “Impacto de la Crisis Económica Argentina en el Sector Eléctrico”. Encuentro Regional Iberoamericano del Cigre. 2004.
- **ENRE,** “Perspectivas en material de regulación energética: reforma y experiencia – Integración Regional. Segunda Conferencia de Reguladores Marzo 2002.
- **Equipo del IERAL,** Las Regulaciones en La Argentina, transformar al estado y potenciar los mercados y la sociedad, 1999.
- **FIEL,** “La Regulación de la competencia y de los servicios públicos: Teoría y experiencia argentina reciente”.1998.
- **Finon Dominique,** “Incentivos para la inversión en las industrias eléctricas liberalizadas del Norte y del Sur: la necesidad de arreglos institucionales adecuados”. Universidad de Grenoble. Noviembre 2003.
- **FUNDELEC,** “La Próxima Central Eléctrica: un desafío de hoy”. Octubre 2004.
- **Gonzalez Enrique,** “Uso Eficiente de la Energía en Argentina”. Dirección Nacional de Promoción – Secretaría de Energía. Febrero 2005.
- **Guglielmi Pablo,** “Sector Energía, subsector Electricidad. El ajuste de tarifas retrasado y su impacto actual y futuro”. Inédito.
- **Guzowski Carina,** “Perspectivas del sector eléctrico Argentino en el actual contexto de abastecimiento energético. Inédito.
- **Hogan William,** “Electricity Market Restructuring: Reform of Reforms”. Conference: Center for research in regulated industries – May 2001.

- **Hogan William**, “Electricity restructuring: public purposes, markets & Institutional Design”. Harvard University – May 2005.
- **Hogan William**, “Market Power and Electricity Competition”. Harvard University – April 2002.
- **Hugh Rudnick, Barrozo Luiz, Skerk Carlos y Adrián Blanco**, “South America Reform Lessons”. IEEE power & energy magazine July/August 2005.
- **Jiménez Guillermo, Altomonte Hugo**, “El Sector Eléctrico en Sudamérica: estructura de la legislación eléctrica”. 2004. CEPAL.
- **Lopez Jimena**, “Estimación de los Costos Marginales para el mercado de generación eléctrica en Argentina”. Universidad del CEMA. Marzo 2002.
- **Navajas F. y Cont W.**, La Anatomía simple de la Crisis Energética en Argentina, FIEL 2004.
- **Navajas F. y Urbiztondo S.**, “Crisis Energética y Racionamiento: Los programas de Argentina y Brasil Comparados “, FIEL Mayo 2004.
- **Pistonesi Héctor**, Desempeño de las industrias de electricidad y del gas natural después de las reformas: el caso de Argentina, CEPAL 2001.
- **Pistonesi Héctor**, Elementos de la teoría económica de la regulación. Apliación a las Industrias Energéticas, IDEE, San Carlos de Bariloche, 2001.
- **Resoluciones Secretaria energia 2002-2006**, www.infoleg.gov.ar y , <http://energía.mecon.ar>
- **Revista Mercado Eléctrico**, “Las Regulaciones en la Argentina: Transformar el Estado y potenciar los mercados y la sociedad”. 2005.
- **Rivier Michel**, “La red de transporte: sus características y su papel”. Universidad Católica de Chile. Noviembre 1999.
- **Ruff Larry**, “Unrederegulating Electricity: Hard Times for a True Believer”. Harvard University – May 2003.
- **Ruisoto C.**, Evolución Regulatoria en la crisis, 3ª Jornada Fadie de Energía Marzo 2003.
- **Sanz Ramón**, “El transporte en la República Argentina”. Mercados Energéticos 1999.
- **Sanz Ramón**, “Interconexiones Energéticas en el Cono Sur”. Mercados Energéticos 1999.
- **Witold Teplitz-Sembitzky**, “Electricity Pricing: convencional and New Concepts”, World Bank. Marzo 1992.