



**LOS SUBSIDIOS
EN ARGENTINA I**

Marco General y Sector Energético

Documento Nº 31
Buenos Aires, marzo 2009

LOS SUBSIDIOS EN ARGENTINA

INDICE

I. ASPECTOS CONCEPTUALES

II. MARCO GENERAL

II.1. Los subsidios y la política económica 2002-2008

II.2. Radiografía general de los subsidios en Argentina

III. ENERGÍA

III.1. Petróleo y combustibles líquidos

III.2.1. Gas Natural

III.2.2. Mecanismo del Subsidio. Cuantificación.

III.3. Gas Licuado de Petróleo

III.4. Energía Eléctrica

III.4. El esquema vigente hasta la crisis

III.4.1.1. Marco legal y actores del mercado
eléctrico

III.4.1.2. Oferta y demanda de energía

III.4.1.3. Precios

III.4.2. Los cambios al esquema posteriores a 2001

III.4.3. Consecuencias

III.4.4. Los subsidios en el mercado eléctrico

ANEXO - Cambios en la regulación del sector del gas post 2002

LOS SUBSIDIOS EN ARGENTINA

I. ASPECTOS CONCEPTUALES

El concepto de subsidio es tan amplio que algunos autores lo han considerado imposible de definir¹.

Para la Real Academia Española de la lengua, subsidio es una “prestación pública asistencial de carácter económico y de duración determinada”. Según esta versión restringida, un subsidio es una transferencia directa del sector público a las familias o instituciones, sin una contraprestación real, posiblemente como ayuda y en el marco de una política social o cultural determinada.

Por otro lado, la bibliografía utiliza una gran variedad de conceptos para caracterizar al subsidio; podría decirse que es aceptado definirlo como cualquier actividad de un Gobierno cuyo resultado sea que los productores consigan un beneficio mayor al que obtendrían en un mercado libremente competitivo o que los consumidores accedan a bienes o servicios por debajo de su costo económico².

En definitiva, subsidio será cualquier política adoptada por un gobierno que modifique (en más o en menos) el precio final de un bien o servicio o que altere el resultado que obtendrían las empresas si vendieran al precio vigente en el mercado.

Así definido, el subsidio es un concepto mucho más amplio que el de la Real Academia. Incluso va más allá de la forma en que se los emplea en los presupuestos gubernamentales. En los presupuestos de gastos aparecen los llamados subsidios explícitos, que son los que están debidamente identificados y cuantificados. Pero también existen subsidios implícitos (o sea no reconocidos

¹ “El concepto de subsidio es demasiado esquivo como para intentar definirlo (Houthakker, H; “The Control of Special Benefit Programs”; 1972).

² Clements, B y otros; Government Subsidies: Concepts, International Trends and Reform Options; 1995.

como gastos) o cruzados donde el gobierno no pone plata sino que un sector de la economía se beneficia a expensas de otro.

Pueden establecerse algunas categorías básicas para clasificar los subsidios³:

- 1) pagos directos en efectivo a personas (subsidios personales);
- 2) suministro de bienes o servicios a precios inferiores a los de mercado (subsidios en especie);
- 3) aportes a empresas para evitar la suba de precios de algunos bienes o servicios (subsidios anti-inflacionarios)
- 4) préstamos a tasas de interés inferiores a las de mercado o garantías otorgadas por el gobierno (subsidios crediticios);
- 5) reducción de impuestos (subsidios impositivos);
- 6) compra por parte del gobierno de bienes o servicios a precios superiores a los de mercado (subsidios por compras);
- 7) regulaciones gubernamentales que modifican los precios de mercado o el acceso al mercado (subsidios regulatorios) y
- 8) mantenimiento de una moneda sobrevaluada (subsidios cambiarios).

Bajo estas definiciones podemos llegar a concluir que el abanico de subsidios existente en Argentina es inabarcable. Hay o hubo subsidios de todas las categorías.

Existen infinidad de planes sociales de ayuda monetaria y en especie a familias necesitadas. El caso más emblemático podría ser el Plan Jefas y Jefes de Hogar (más conocido como Plan Trabajar) que llegó a tener 2,2 millones de

³ Esta clasificación se basa en Croce, E y otros; Programación Financiera; Instituto del FMI. Puede verse también Clements (ob. cit.).

beneficiarios en 2003. También existen gran cantidad de programas que transfieren dinero a instituciones culturales y ONGs y otros que permiten a las empresas adquirir insumos a precios menores a los de mercado (por ejemplo la compra de combustible para el transporte de carga o pasajeros).

Hay compensaciones a productores (por ejemplo en el transporte y el sector alimenticio), líneas de crédito con tasas subsidiadas, beneficios tributarios para algunos bienes (por ejemplo la exención del IVA al pan y la leche), provisión de bienes y servicios a precios menores a los de mercado, subsidios cruzados (por ejemplo en la provisión del servicio de agua y cloacas a través de AYSA).

Años atrás existían las Juntas Reguladoras de precios, que compraban distintos productos a precios mayores a los de mercado y es conocida la historia argentina en materia de sobre o subvaluación de la moneda.

Tanto el régimen tributario como los subsidios están dentro del arsenal de instrumentos que tienen los gobiernos para ejecutar su política económica. Sin embargo, la aplicación de subsidios es una fuente mayor y permanente de controversias.

Los que abogan por su eliminación mencionan aspectos que van desde la elevada carga que suelen generar sobre la caja de los gobiernos, las ineficiencias que generan y hasta ponen en duda que realmente beneficien a los más pobres. Los que están a favor de estos mecanismos indican que resultan útiles para corregir imperfecciones del mercado, mejorar el acceso de las poblaciones menos favorecidas a más y mejores bienes y servicios. Por otro lado, mientras en los países avanzados hay una tendencia a restringir el uso de los subsidios, en América Latina siguen siendo muy difundidos y con una tendencia creciente en los últimos años.

Dependiendo el lugar desde donde se mire la situación la percepción será distinta. Desde el punto de vista del beneficiario, los subsidios serán recibidos como una ayuda del Estado que forma parte de su política social y de

redistribución de ingresos. Desde el punto de vista del productor de bienes o servicios, según como esté implementado, los subsidios pueden ser vistos como un factor más de incertidumbre y en consecuencia afectar las decisiones de inversión.

En definitiva, la razonabilidad de una política de subsidios tendrá que ver con un balance positivo entre costos y beneficios, es decir que genere un beneficio social igual o superior a su costo económico.

Los costos de una política de subsidios son su principal limitación. Estos se pueden observar en dos dimensiones. Por un lado están los costos que se generan en materia de eficiencia y distorsiones y por otro lado aparece la restricción presupuestaria. Al evaluar costos también hay que tener presente la duración de los programas de subsidios. A medida que su vigencia se prolonga, los beneficiarios van a resistirse más a su eliminación y se van a profundizar los efectos negativos.

Los efectos no presupuestarios o fiscales de los subsidios surgen de su interferencia con la eficiente asignación de los recursos, que en el mediano plazo resultará en menor inversión, menor creación de empleo y finalmente, menor crecimiento económico.

La limitación fiscal dependerá de la capacidad del Gobierno para financiar los subsidios ya sea recaudando impuestos y/o endeudándose. Hay un aspecto ínter temporal en la distribución del costo de un programa de subsidios: si se financia con impuestos, la generación presente es la que financia ese costo, si se financia con deuda el costo será pagado por las futuras generaciones, que serán también las perjudicadas por las pérdidas de eficiencia e inversión presentes. En el caso de un país muy endeudado, financiarlo por la vía impositiva también afecta a las generaciones futuras, ya que reduce el excedente fiscal que podría utilizarse para reducir la deuda pública.

Para acotar este gran universo, en el presente trabajo nos centraremos en algunos casos puntuales, que debido a su magnitud se han vuelto muy relevantes para el presente de la economía local, como por ejemplo el de la energía eléctrica, el transporte, los combustibles, el gas y algunos alimentos; analizando los mecanismos utilizados, las distorsiones provocadas, el costo fiscal de los programas, así como en los costos empresarios en los casos que estén financiados por menor rentabilidad. También se examinará la sostenibilidad futura del sistema.

II. MARCO GENERAL

II.1. Los subsidios y la política económica 2002 – 2008

Con la salida desordenada de la convertibilidad en enero de 2002, la estructura de precios de la economía se modificó abruptamente.

El tipo de cambio subió 300% (de \$ 1 a casi \$ 4), la inflación minorista fue 42%, con fuerte incidencia de los alimentos, y 118% la mayorista. Ese año, los salarios prácticamente no se actualizaron (apenas subieron 7%). Las tarifas de los servicios públicos y el transporte fueron congeladas en medio de la crisis. Los combustibles dieron un salto en 2002 y fueron prácticamente congelados a partir de 2003.

Con el paso del tiempo, pasado el fogonazo inflacionario de 2002 y alcanzando el nivel de precios cierta estabilidad, el objetivo de la política económica fue mantener la nueva estructura de precios relativos: dólar alto y tarifas, transporte y combustibles “baratos”. Se mantuvo el congelamiento de estas últimas (sólo se fue actualizando parcial y gradualmente los tramos mayoristas) Por su parte, el gobierno implementó una política salarial de actualización para recomponer el poder adquisitivo. En promedio, el salario nominal de la economía subió 12% en 2003, 10% en 2004 y 20% en 2005.

Un instrumento para sostener la nueva estructura de precios y apartarlos de los vaivenes de los mercados internacionales fueron los derechos de exportación, que es un impuesto a las exportaciones, combinado con un subsidio implícito al consumo interno.

Otro instrumento clave de la política económica fue la implementación de un esquema explícito de subsidios fiscales. A través de este esquema se mantuvo un grupo de precios críticos congelados sin generar quebranto para las empresas proveedoras (básicamente en el sector energético y del transporte de pasajeros).

Con el paso de los años y de la mano de una política macroeconómica fiscal, monetaria y cambiaria expansiva, el nivel de actividad se recuperó con fuerza, creció el empleo y se recompuso el salario real. La economía registró varios años de bonanza y fue superando la crisis de 2001 – 2002.

En este contexto más favorable, el gobierno pudo haber iniciado un proceso de descongelamiento gradual de precios contra la reducción de las alícuotas de las retenciones y del monto de los subsidios fiscales. Pero no lo hizo. Por el contrario, las retenciones fueron incrementadas por razones fiscales y el esquema de subsidios se amplió en cuanto a los sectores involucrados y a los montos asignados presupuestariamente para controlar la inflación.

Al universo de empresas involucradas originalmente se adicionaron otras del sector de alimentos (carne, trigo, lácteos, aceites, pollos, entre otras). La causa fue la misma que en los casos anteriores: evitar que suban los precios internos y aislar estos mercados de las subas en los mercados internacionales. El objetivo último fue preservar el poder adquisitivo de la población.

El monto de los subsidios pasó de un total de \$ 4.700 M en 2005 a \$ 16.100 M en 2007. En el primer semestre de 2008 llegaron a \$ 12.300 M, casi triplicando lo ejecutado en el mismo período de 2007.

En síntesis, los subsidios se fueron convirtiendo en una herramienta central de la política económica de los últimos años, basada en el consumo como motor principal de la reactivación (especialmente desde 2006). Se orientaron a evitar subas de los precios internos de productos y servicios críticos y a preservar el salario real. Por esta misma razón, han ido engrosando cada vez más la cuenta gastos del Tesoro. Actualmente, el gobierno gasta más en subsidios que en obra pública.

Llegado a este punto, la política de subsidios plantea un doble desafío de política económica cada vez más complejo de resolver. Primero, darle al esquema sustentabilidad fiscal en el marco de un cuadro de financiamiento del sector

público más complejo. Segundo, ir desarmando el esquema de subsidios sin provocar sobresaltos fuertes en la inflación porque ya se están acumulando atrasos demasiado marcados en los precios que están congelados.

II.2. Radiografía general de los subsidios en Argentina

De acuerdo con los datos publicados por la Asociación Argentina de Presupuesto (ASAP), los subsidios pasaron de un total de \$ 4.700 M en 2005⁴ a \$ 16.100 M en 2007, o sea que se multiplicaron por 3,5 en solo dos años. En la primera mitad de 2008 fueron \$ 12.300 M, poco menos que triplicando lo ejecutado en el mismo periodo de 2007 (\$ 4.600 M).

En esta “foto”, los subsidios están definidos como las transferencias realizadas por la Administración Pública Nacional para financiar gastos corrientes y/o de capital de algunos agentes económicos, ya sea con el objeto de mantener fijo el precio de determinados bienes y servicios (como es el caso de los subsidios al transporte, al sector energético y a la industria agroalimentaria), para posibilitar el funcionamiento de las empresas públicas, o bien para impulsar el desarrollo de determinados sectores (como es el caso de la asistencia financiera a las pequeñas y medianas empresas y a los productores agropecuarios, básicamente a través de bonificaciones en la tasa de interés).

De este modo se puede considerar que las cifras que publica ASAP son una aproximación al monto de subsidios que actualmente el Estado Nacional destina a los sectores económicos. Sin embargo, no todos los subsidios están contabilizados por la ASAP, ya que ésta no tiene en cuenta los que se otorgan a partir de asignaciones definidas sobre impuestos específicos, tal el caso de los subsidios que son atendidos a través de fondos fiduciarios y que se destinan a fines predeterminados, como por ejemplo el Fideicomiso de Infraestructura que fondea al Sistema Integrado de Transporte (SIT). Tampoco tiene en cuenta los pasivos que se acumulan en las cuentas de la Compañía Administradora del

⁴ No hay un registro sistematizado del pago de subsidios para periodos anteriores.

Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), que podría ser interpretado como un subsidio incurrido pero adeudado.

Analizando lo sucedido en el primer semestre de 2008, el destino de los subsidios puede ser agrupado en seis sectores:

- a) El energético, que absorbió un 66% de los fondos (\$ 8.158 M): se incluyen aquí los montos destinados a CAMMESA (\$ 4.567 M), principalmente para financiar el funcionamiento de las centrales térmicas. La empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA) con \$ 1.450 millones para la importación de gas desde Bolivia. El Ente Binacional Yaciretá (\$ 283 M) para compensar la cesión de energía eléctrica por parte de Paraguay y la empresa Nucleoeléctrica S.A. (\$ 205 M). También se incluyen las sumas otorgadas a empresas proveedoras de combustibles líquidos en el marco del programa “energía total” para incentivar el uso de combustibles alternativos al gas natural y/o energía eléctrica (\$ 203 M) y al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal con el objeto de financiar el tendido de líneas de alta tensión (\$ 91 M).
- b) El sector del transporte, con un 22% del total de fondos distribuidos (\$ 2.658 M). Esto abarca los subsidios asignados a los concesionarios de trenes y subtes del área metropolitana (\$ 1.408 M). También las transferencias al Fondo Fiduciario del Sistema de Infraestructura del Transporte (\$ 1.196 M), que se encarga de abonar las compensaciones al transporte automotor de pasajeros y de carga.
- c) El sector agroalimentario recibió el 7% del total (\$ 923 M): incluye los aportes del tesoro para financiar los pagos realizados por la ONCCA⁵ a productores de harina, leche, pollos, etc.

⁵ La ONCCA es la Oficina Nacional de Control Comercial Agropecuario, dependiente de la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos del Ministerio de Economía y Producción.

- d) Las empresas públicas no incluidas en el sector energético ni el transporte, con un 4% (\$ 445 M). Entre las principales beneficiarias se encuentra la empresa Agua y Saneamientos Argentinos S.A. (AySA), con \$ 257 M y el Sistema Nacional de Medios Públicos S.E. (\$ 148 M).
- e) El sector rural y forestal, con un 0,9% (\$ 117 mill.): se incluyen las partidas destinadas a brindar asistencia financiera a productores agropecuarios a través del Programa “Más Carne”, las destinadas al Régimen de Promoción de Plantaciones Forestales, y al Fondo Fiduciario de Promoción de Ganadería Ovina.
- f) El sector industrial, con sólo un 0,2% (\$ 19 mill.), donde se incluyen principalmente las partidas asignadas a la atención del Programa Global de Crédito para Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (Mi-PyMES), destinado a disminuir el costo financiero mediante el otorgamiento de créditos a tasa subsidiada.

Los subsidios pagados por el Gobierno Nacional

En millones de \$

	2005		2006		2007		2008	Variación I sem 08/07	
	I sem	Total	I sem	Total	I sem	Total		Mill de \$	%
Sector energético	3.036		5.118		2.648	6.645	8.158	5.510	208
CAMMESA	1.471		1.953		1.494	3.634	4.567	3.073	
Fondo Fiduciario Transporte Eléctrico Federal	445		589		244	901	91	-153	
ENARSA	50		386		239	496	1.450	1.212	
Ente Binacional Yaciretá	478		488		181	751	283	102	
Organismos provinciales	318		612		246	252	325	79	
Otros	274		1.090		244	612	1.442	1.198	
Sector transporte	917		1.876		1.550	2.669	2.658	1.108	71
FF Sistema Infraestructura del Transporte	0		464		660	1.204	1.196	536	
Concesionarios de trenes y subtes	0		1.375		876	1.431	1.408	532	
LAFSA	28		6		1	4	0	-1	
FFOC Gral. Belgrano	13		17		10	23	15	6	
Otros	875		15		4	7	40	36	
Otras empresas públicas	352		433		181	340	445	263	145
Sistema Nacional de Medios Públicos SE	114		170		82	127	148	66	
AySA	0		25		71	145	257	186	
TELAM SE	25		174		14	52	22	8	
Otros	213		64		14	16	18	4	
Sector agroalimentario	0		0		115	1.066	923	808	703
Sector rural y forestal	136		223		93	236	117	24	26
Sector industrial	248		149		24	556	19	-5	-20
TOTAL	4.688		7.798		4.612	11.512	12.321	7.709	167

Fuente: ASAP y ONCCA

Como ya se mencionó, esta es una visión que subestima la magnitud de los subsidios incurridos por el Estado Nacional. Si se agrega la acumulación de pasivos en las cuentas de Cammesa y los pagos que se realizan a través del SIT, se observará que tanto el monto erogado como su crecimiento fueron mayores.

De esta forma, en 2005 los subsidios habrían totalizado \$ 6.200 M (\$ 1.500 M más de lo registrado por la ASAP) y para 2007 se habrían elevado a casi \$ 20.000 M (\$ 4.000 M más). Para el primer semestre de 2008 estimamos que los subsidios totales fueron de \$ 15.000 M.

Los subsidios pagados por el Gobierno Nacional: Una visión más completa

En millones de \$

	2005	2006	2007	2008 I sem
Sector energético	3.078	7.550	11.317	9.689
<i>CAMMESA</i>	1.513	4.385	7.152	6.098
<i>Resto</i>	1.565	3.165	4.165	3.591
Sector transporte	2.405	3.418	5.853	3.757
<i>FF Sistema Infraestructura del Transporte</i>	940	1.444	2.794	1.798
<i>Concesionarios de trenes y subtes</i>	0	1.375	2.307	1.408
<i>Precio diferencial del gasoil</i>	549	562	705	496
<i>FFCC Gral. Belgrano</i>	13	17	32	15
<i>Otros</i>	903	21	15	40
Otras empresas públicas	352	433	522	445
Sector agroalimentario	0	0	1.181	923
Sector rural y forestal	136	223	329	117
Sector industrial	248	149	580	19
TOTAL	6.219	11.773	19.782	14.949

Fuente: ASAP, ONCCA, UCOFIN y estimaciones propias

Además de estos subsidios más explícitos, en el caso de los combustibles (nafta, gas oil, gas, etc.), los consumidores reciben beneficios que no son pagados por el Tesoro sino financiados por pérdidas en la rentabilidad de las empresas productoras.

El efecto final de todo este conjunto de regulaciones sobre las tarifas que pagan los consumidores es variado. Por ejemplo, en el caso de los combustibles líquidos se puede estimar que, a pesar del reacomodamiento de precios que se observó en los últimos meses, todavía se encuentran 10% por debajo de los precios teóricos de paridad, aún con retenciones.

En el caso del gas natural, las facturas domiciliarias deberían subir 2 veces y media para llevar el precio del gas en boca de pozo a 3 dólares por mmBTU, un precio más lógico para recuperar las inversiones en el sector.

En el sector eléctrico, sin dudas el sector con mayores distorsiones, la factura promedio de un consumidor residencial debería multiplicarse casi por 4 para que se eliminaran los subsidios que recibe y si se produjera un ajuste como el comentado en el precio del gas, la factura debería ser 6 veces mayor.

En transporte, el boleto de colectivo debería subir 125% para compensar los subsidios y 225% el pasaje en los trenes urbanos. Esto sin considerar un ajuste en el precio de los combustibles.

En alimentos, los productos más subsidiados (por lo menos medidos por el "costo" que tienen las compensaciones para el Tesoro), son la harina y los pollos (el aceite pasó a un esquema de compensaciones "privadas" de las que no se dispone de datos todavía). Para la harina el subsidio fue estimado en 10% del precio de venta, mientras que para los pollos se estimó en 10/15% del precio por kilo.

III. ENERGÍA

Como se mencionó anteriormente, un subsidio aparece cuando el consumidor puede acceder a un bien o servicio a un precio menor al que debería pagar en un mercado libre y desregulado. Ese subsidio puede asumir distintas forma y puede significar o no un costo para el fisco.

En el mercado energético argentino existen diversos tipos de subsidios. En el sector eléctrico hay subsidios explícitos y el Gobierno Nacional desembolsa cada año una importante suma para mantener las tarifas por debajo del precio de mercado. En el caso de los combustibles líquidos no hay gasto público directo asociado, pero si hay toda una regulación del mercado petrolero que permite mantener el precio de las naftas y el gasoil bastante por debajo del precio internacional, a costa de una menor rentabilidad de las empresas productoras. Por último, en el mercado gasífero hay una situación mixta, donde las empresas resignan rentabilidad pero el sector público también aporta fondos para financiar las bajas tarifas.

III.1. Petróleo y combustibles líquidos

A partir de 1992 el mercado de hidrocarburos en Argentina tuvo un cambio radical a raíz de desregulación del sector. En pocas líneas, la reforma consistió en:

- a) el retiro de la concesión de áreas de exploración pertenecientes a la empresa estatal YPF y la entrega de las mismas en concesión a empresas privadas;
- b) el otorgamiento de libre disponibilidad del crudo por parte de las empresas privadas, que quedaron autorizadas a exportar e importar petróleo y sus derivados sin restricciones;
- c) la equiparación de los precios internos con los internacionales;

- d) la liberación de las compras de crudo por parte de las refinerías, que hasta ese momento estaban controladas y sujetas a cuotas determinadas por la Secretaría de Energía;
- e) la autorización para la instalación de nuevas refinerías y estaciones de servicio y
- f) la reestructuración y privatización de la petrolera estatal YPF⁶.

Dado que desde comienzos de los años 80 la Argentina había dejado de ser un importador neto de petróleo, la reforma del mercado de hidrocarburos encarada a principios de los '90 persiguió otros objetivos: incentivar la exploración, producción y exportación de petróleo y sus derivados y eliminar la carga financiera que significaba el déficit de la empresa YPF para el Estado Nacional.

Algunos objetivos se cumplieron, otros no y algunos solo en parte. Por lógica, al desprenderse de la empresa no solo se eliminó su déficit de las cuentas públicas sino que la venta del paquete accionario significó un ingreso importante para el sector público. Además, los impuestos pagados por las empresas que ingresaron al negocio se convirtieron en un flujo de ingresos relevante.

Inicialmente (1992) se vendió un poco más de la mitad del capital, que significó un ingreso en efectivo equivalente a US\$ 2.900 M en efectivo⁷ más el rescate de casi US\$ 1.300 M de títulos de la deuda pública. Posteriormente (entre 1998 y 1999) se vendió otro 20% de las acciones que estaban en poder del Estado Nacional (por unos US\$ 2.600 M) más un 11% que estaba en poder de los Gobiernos provinciales, con lo cual casi se completó el proceso.

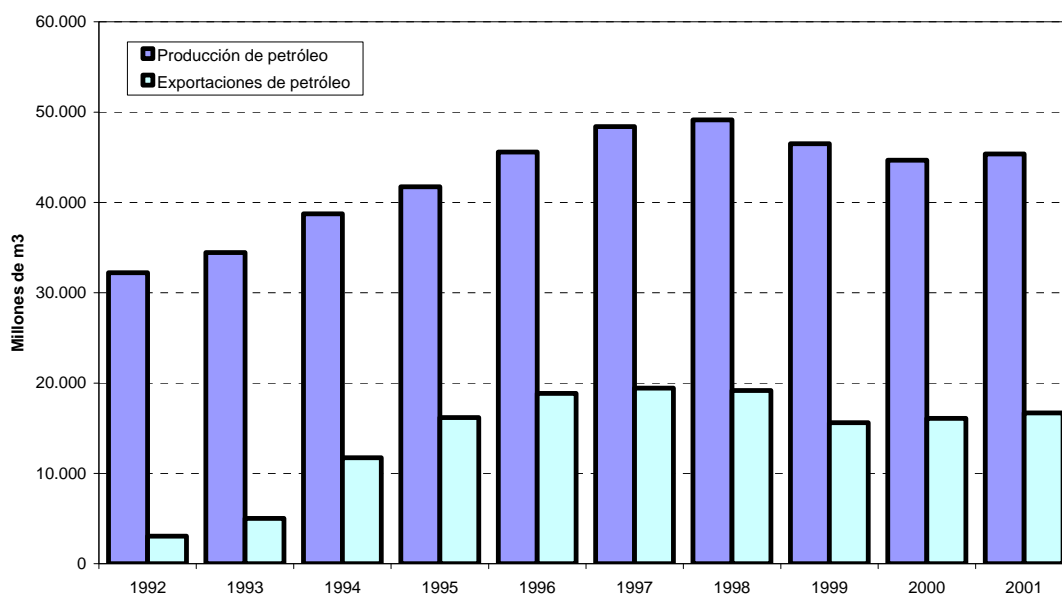
Entre 1992 y 2001 la producción de petróleo pasó de 32 millones de m³ a 45 millones (+40%), con picos de 49 millones de m³ producidos en 1998. La

⁶ La Ley 23.696 y el Decreto 2778/1990 brindaron el marco legal para la privatización de YPF.

⁷ La mayoría de esta suma (poco más de US\$ 1.500 M) se destinó a Anses para cancelar deudas con los jubilados. Otros US\$ 1.100 M fueron distribuidos entre las provincias productoras de petróleo y solo US\$ 250 M quedaron en el Tesoro Nacional.

mayoría de ese incremento se destinó a la exportación que pasó de 3 millones de m³ a casi 17 millones, ya que el consumo interno creció poco en este período.

Producción y exportación de petróleo luego de la privatización



En 2002 el sector petrolero estuvo entre los primeros alcanzados por la reaparición de los derechos de exportación. El objetivo del gobierno fue doble: por un lado, acercar ingresos seguros y fáciles de recaudar para financiar los incipientes planes sociales que se estaban implementando. En segundo lugar, que el precio interno de las naftas no subieran acompañando la devaluación del peso.

Al principio para el petróleo crudo se fijó una tasa del 20% y para los productos elaborados (como las naftas), del 5%⁸. Este diferencial no era solo por el mayor valor agregado de los derivados, sino también para “subsidiar” indirectamente el consumo interno de combustibles. Cuando las empresas exportaban nafta con precios altos y retenciones bajas ganaban más y compensaban un menor margen que tenían las ventas internas a menor precio.

⁸ Ver Decretos 310 de fecha 13 de febrero de 2002, Decreto 809 del 13 de mayo de 2002 y Resolución N° 196 (ME) del 15 de julio de 2002.

En mayo de 2004, cuando el precio del barril de petróleo tocó los US\$ 40, la retención fue elevada al 25%⁹. Luego, a principios de agosto de aquel año cuando el precio del barril se encaminó a US\$ 45, el gobierno introdujo un esquema de retenciones móviles a las exportaciones de petróleo, buscando continuar con el “congelamiento” del precio interno de los combustibles¹⁰. Hasta US\$ 32 por barril la retención era la fija de 25% pero a partir de ahí se aplicaba una retención adicional que variaba según el precio: desde 3% cuando el precio fuera de US\$ 32 a US\$ 35, hasta 20% cuando el precio fuera de US\$ 45 por barril o más.

Retenciones adicionales para el petróleo del Decreto 532/04

Rango de precio WTI US\$ / barril	Alícuota adicional
32,01 a 34,99	3%
35,00 a 36,99	6%
37,00 a 38,99	9%
39,00 a 40,99	12%
41,00 a 42,99	15%
43,00 a 44,99	18%
45,00 y más	20%

El problema es que este mecanismo permitía controlar el precio interno de los combustibles mientras que el precio internacional se mantuviera por debajo de los US\$ 50 por barril. Más allá de eso comenzaban a reaparecer presiones para aumentar el valor de venta al público.

Ante la persistente suba en el precio internacional del crudo, el Gobierno volvió a modificar a finales de 2007 el esquema de derechos de exportación para el sector¹¹. Nuevamente se intentó satisfacer los dos objetivos que ya existían en

⁹ Decreto 337 de fecha 12 de mayo de 2004.

¹⁰ Decreto 532 de fecha 4 de agosto de 2004.

¹¹ Resolución del Ministerio de Economía y Producción 394 de fecha 15 de noviembre de 2007.

2002: recaudar más plata para financiar la caja del Tesoro y controlar más efectivamente el precio interno de los combustibles. Pero además hubo un cambio de política porque se equipararon (y se hicieron móviles) las alícuotas de crudo y también de sus derivados¹². Desde ese momento las empresas ya no tuvieron esa compensación indirecta por vender internamente la nafta a un precio menor al que correspondería de acuerdo al precio internacional.

El nuevo esquema (actualmente vigente) quedó de la siguiente manera: hasta un precio de exportación de US\$ 60,9 por barril, la retención es fija del 45%. A partir de ahí la tasa de retención es móvil y se calcula con una fórmula que en la práctica “congela” el precio que recibe el productor y le permite al Tesoro quedarse con el diferencial adicional.

Esquema de retenciones para el petróleo (Res ME 394/07)

Precio internacional del barril WTI	Precio barril local (1)	Aumento del precio	Tasa de retención	Retención	Aumento de la retención	Precio que recibe petrolera
US\$ por barril				US\$ por barril		
73	55		45%	17	31%	38
81	61	6	45%	19	2	42
100	75	14	79%	33	14	42
107	80	5	90%	38	5	42
113	85	5	102%	43	5	42
120	90	5	114%	48	5	42
127	95	5	126%	53	5	42
133	100	5	138%	58	5	42
147	110	10	162%	68	10	42
160	120	10	186%	78	10	42
200	150	30	257%	108	30	42
267	200	50	376%	158	50	42

(1) Se estima que el precio del petróleo argentino equivale aproximadamente al 75% del valor del barril WTI

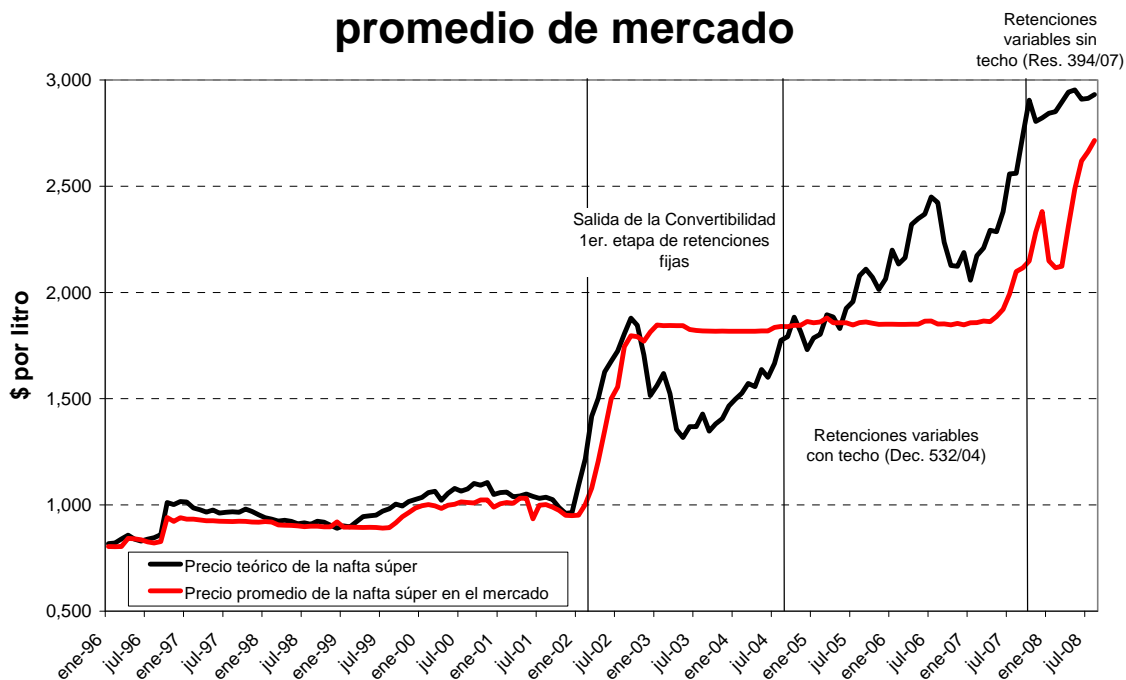
Un ejemplo ejemplifica la idea. Si el WTI estuviera en US\$ 81, el precio de exportación del petróleo argentino sería de aproximadamente US\$ 61 (dado los descuentos que tiene por calidad y valor de los fletes). La retención sería del 45%, o sea US\$ 19 por barril y a la empresa productora le quedarían US\$ 42.

¹² Como se mencionó anteriormente, hasta ese momento los combustibles elaborados tenían un derecho de exportación de sólo el 5%.

Si el WTI subiera a US\$ 100 por barril, el valor de exportación se iría a US\$ 75 (US\$ 14 más) y la retención pasaría a ser del 79%. El Tesoro se quedaría con US\$ 33, o sea todo el aumento del precio del barril (US\$ 14 más que antes) y la empresa productora seguiría cobrando los US\$ 42. A la inversa, si el precio de exportación baja de US\$ 61 (el WTI debería bajar a menos de US\$ 81 por barril), la pérdida se comparte en partes iguales entre el Gobierno y las empresas.

Desde 2002 los precios internos de los combustibles se han mantenido por debajo de los precios que existirían en un mercado libre, aún considerando el efecto de las retenciones. Esto se consiguió en base a negociaciones entre el Gobierno y las empresas productoras, que en general resignaron parte de su rentabilidad para conseguir ese resultado. Desde la segunda mitad de 2007 ese diferencial se ha ido reduciendo debido a una política de mayor flexibilidad en el control de los precios. Sin embargo, se puede estimar que los precios locales de venta al público de los combustibles líquidos todavía están alrededor de 10% debajo del precio teórico de paridad.

Precio teórico de la nafta súper vs. Precio promedio de mercado



III.2.1. Gas Natural

Previo a su privatización, la industria del gas natural en Argentina estaba compuesta por una única empresa productora, que tenía el monopolio para la exploración y producción de petróleo y gas natural (YPF) y por la empresa Gas del Estado que tenía el monopolio para la transmisión y distribución en todo el país.

La privatización de Gas del Estado comenzó en 1991 con la designación de un administrador, la formación de un Comité de Privatización y el diseño del marco regulatorio, establecido en julio de 1992 con la Ley de Gas Natural N° 24.076. Para su transferencia al sector privado, Gas del Estado fue reorganizada en diferentes unidades de transmisión y distribución.

El sistema de transmisión de alta presión se dividió en dos unidades: los gasoductos San Martín, Oeste y NEUBA conformaron la unidad Sur (actualmente TGS) mientras que los gasoductos del Norte y Centro-Oeste constituyeron la unidad Norte (actualmente TGN). Por otro lado, la red de distribución se organizó en ocho unidades siguiendo un criterio que priorizó una organización provincial y la jurisdicción operacional de Gas del Estado.

La Ley también estableció el marco legal para el transporte y la distribución de gas natural por parte de las dos empresas transportistas y ocho distribuidoras regionales privadas. Fue creado el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) con funciones tales como la aprobación de nuevas tarifas; el establecimiento de reglas con respecto al transporte y la distribución del gas y el control del cumplimiento de marco regulatorio y mínimos estándares de calidad.

La producción de gas natural quedó completamente en manos privadas después que el gobierno vendiera la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) entre 1992 y 1993.

Hasta 2002, el precio del gas natural para los usuarios se basaba en su precio en boca de pozo más una tarifa para el transporte y los servicios de distribución. Las tarifas para el gas se establecían en dólares por un periodo de

cinco años y se reajustaban semestralmente según la tasa de inflación en los EE.UU y los precios en boca de pozo por cuenca. En 1997, hubo una Revisión Quinquenal Tarifaria para el transporte y distribución, a través de la cual se estableció un nuevo esquema de tarifas que tuvo en cuenta ajustes por factores de eficiencia y las inversiones realizadas.

Los resultados obtenidos durante la primera etapa de la privatización hasta la crisis del año 2002 no fueron para nada despreciables en término de expansión, calidad y cobertura del sector. En esos casi 10 años las empresas transportistas extendieron la red de gasoductos en una cantidad de kilómetros equivalente a un cuarto de la creada por Gas del Estado en más de 30 años, a un ritmo de crecimiento de casi 260 kilómetros por año. Por su parte las empresas distribuidoras extendieron la red de distribución en más de 40 mil Kilómetros, expansión equivalente a más de dos tercios de la que realizó Gas del Estado en casi cuatro décadas. Los usuarios incorporados también crecieron sustancialmente en estos años, pasando de un promedio anual de 118 mil entre los 1960 y 1992, a 163 mil entre 1992 y 2001, alcanzando a casi 6 millones en este último año. Finalmente, durante estos años surgió el mercado del GNC, llegando el parque automotor movido por este combustible a 756 mil unidades en el 2001 (11% del parque total).

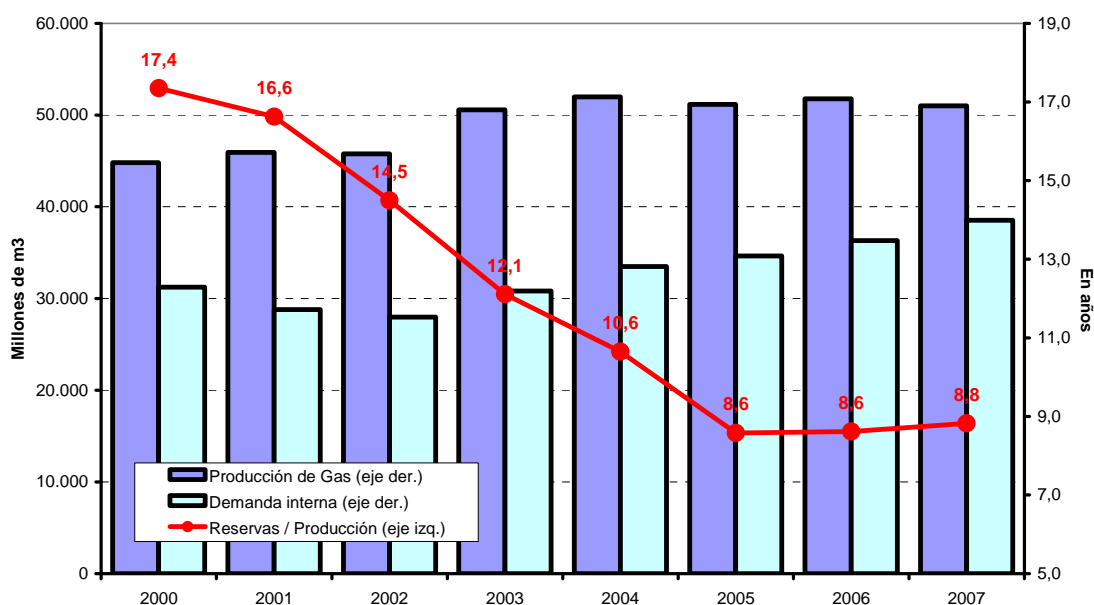
Con la crisis de fines de 2001, las reglas de juego del sector cambiaron sustancialmente. La Ley de Emergencia Económica de 2002 convirtió las tarifas de los usuarios a pesos a un tipo de cambio de uno a uno. Además congeló las tarifas que podían cobrar las empresas de transporte de gas y las distribuidoras, derogando el ajuste semestral por la inflación de EE.UU. e impulsando un proceso de renegociación de las licencias concedidas a comienzos de la década del 90. El proceso de “renegociación”, encabezado por la UNIREN¹³, no alcanzó ningún avance en siete años de tratativas con las empresas licenciatarias de transporte y distribución.

¹³ Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos, dependiente del Ministerio de Planificación Federal y del Ministerio de Economía y Producción.

El retraso tarifario en el mercado interno se contraponía con los precios en dólares establecidos en los contratos de exportación. Para evitar del desvío de gas nacional hacia los mercados extranjeros, el gobierno nacional impuso una tasa de retención del 20% para la exportación de gas natural. En 2004 la Secretaria de Energía (SE) comenzó a negar los permisos de exportación y en julio del mismo año subió la retención al 45%.

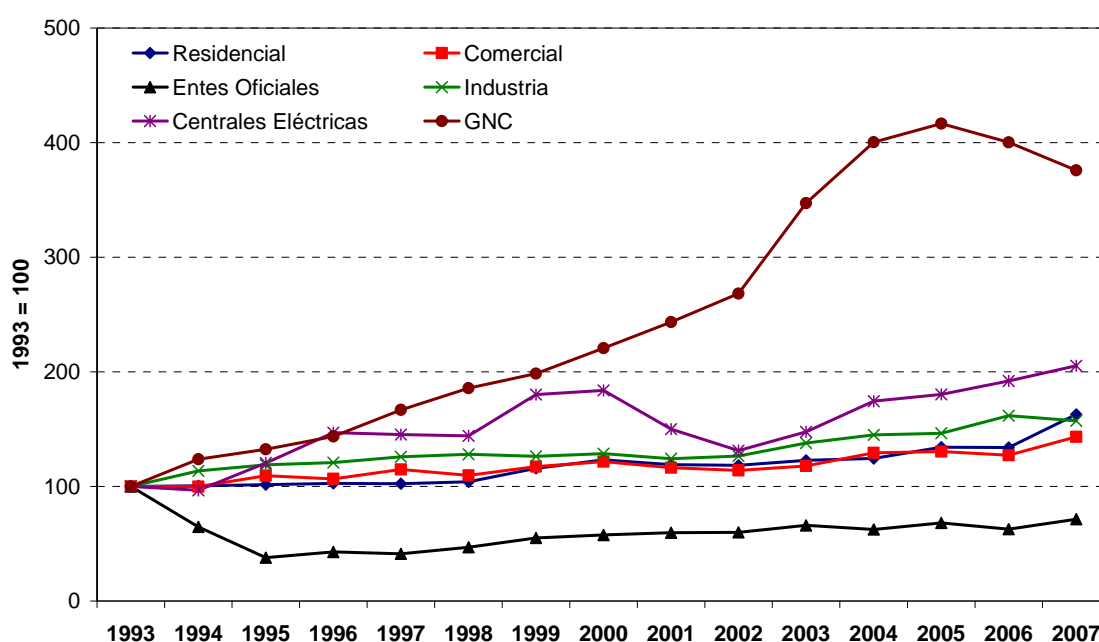
La intervención del gobierno nacional en el mecanismo de mercado para establecer el precio del gas natural alteró el sistema de incentivos para invertir en la ampliación de las reservas de gas ya existentes y en la exploración de nuevas fuentes, además de detener el proceso de expansión del sistema de transporte y distribución. Desde la crisis las reservas del sistema cayeron de 17 años a menos de 9.

Aumento del consumo y caída de las reservas después de 2001



Desde 2003 la producción de gas natural está relativamente estabilizada algo por arriba de los 50.000 millones de m3 anuales, mientras que la demanda

interna creció un promedio de 6,6% por año básicamente impulsada por el consumo domiciliario, de GNC y sobretodo de las usinas eléctricas. Como ejemplo se puede mencionar la evolución diferencial del consumo residencial antes y después de los cambios regulatorios introducidos en el sector. Durante el período 1993-2001 el consumo residencial creció al 2,5% promedio anual, mientras que entre los años 2001 a 2007 aumentó al 5% anual promedio. La demanda comercial e industrial mostró un comportamiento mucho más estable.



En principio la brecha se fue cerrando (sobretudo en los picos de consumo) con la limitación de las exportaciones y algunas interrupciones puntuales del servicio a grandes consumidores. Luego, el gobierno nacional comenzó a importar gas natural desde Bolivia a un precio muy superior al precio interno en boca de pozo. El consumidor residencial no afronta el mayor precio del gas boliviano porque el Estado Nacional soporta la diferencia entre el precio de importación y el precio de venta en el mercado interno que se canaliza a través de transferencias del tesoro a la empresa ENARSA.

En la misma senda, en 2008 la Argentina se convirtió en el primer país latinoamericano en importar gas natural licuado (GNL). El GNL es gas natural que se licua para poder transportarlo en forma líquida (generalmente en barcos) y una vez en destino se vuelve a gasificar en plantas fijas o móviles (como en el caso argentino) para inyectarlo a la red de distribución. Es una opción que es utilizada en muchas partes del mundo pero sumamente cara. Argentina paga por este gas casi el doble del importado de Bolivia y siete veces el precio en boca de pozo del gas nacional.

III.2.2. Mecanismo del Subsidio. Cuantificación

Durante la década del 90, el sector del gas estuvo regulado bajo un esquema de price cap¹⁴. En términos generales había dos grupos de consumidores.

Por un lado, los usuarios cautivos de las distribuidoras, aquellos que tenían un consumo inferior a determinado volumen y que afrontaban tarifas máximas que regulaba el ENARGAS. A su vez estos consumidores estaban divididos por tipo de categoría (residencial, SG¹⁵, etc.) los que a su vez se subdividían de acuerdo al nivel de demanda (Por ejemplo, el segmento residencial compuesto por los R1, R2, etc. o los SG, en SG1, SG2 y SG3, etc.).

Los distintos usuarios afrontaban tarifas máximas reguladas con un componente fijo y otro variable, que en última instancia reflejaban el precio en boca de pozo que percibía el productor de gas más el valor agregado del transportista y el valor agregado del distribuidor. No existían subsidios cruzados

¹⁴ El sistema de regulación "price cap" o precio máximo fue diseñado en Inglaterra en los '80 para ser aplicado en el proceso de privatización de empresas públicas. Reemplaza la noción de "tasa de retorno" sobre el capital invertido, utilizado hasta entonces, por un esquema de precio tope con ajuste por "IP - x", donde "x" representa las ganancias de eficiencia esperadas para la empresa e IP un índice de precios. Se entiende que el sistema incentiva la mejora de la productividad dado que una mejora por arriba de la "x" esperada puede ser distribuida entre los accionistas de la empresa.

¹⁵ Servicio General. Usuarios no domésticos, excluyendo GNC y subdistribuidores.

entre las tarifas, por ende las mismas reflejaban la predisposición de pago de cada tipo de usuario.

Por otro lado, los Grandes Usuarios estaban en un mercado libre signado por transacciones que se hacían spot o a término. Los oferentes eran los productores gas y los demandantes eran los grandes usuarios y las distribuidoras. Los comercializadores podían estar en ambos lados del mercado: demandar gas a los productores y ofrecer gas a los grandes usuarios y distribuidoras.

Físicamente, la mayoría de los grandes usuarios están inmersos en las redes de las distribuidoras y por ende de los transportistas. En caso de celebrar un contrato con un productor o comercializador, el gran usuario estaba en una condición de “by pass” comercial con alguna distribuidora, abonándole a ésta y al transportista un peaje por el uso de las instalaciones físicas y pagando un precio al productor. La decisión de concurrir al mercado mayorista o de permanecer como cautivo de la distribuidora era voluntaria para el gran usuario.

En una primera instancia luego de la crisis (2002-2004), las tarifas y los precios de gas fueron convertidos a pesos y permanecieron congelados. Más tarde (2004), el Estado Nacional comenzó a intentar recomponer las reglas de juego a través de un proceso que denominó “Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte” (PIST)¹⁶.

En términos generales, se estableció que el precio mayorista (en el punto de ingreso al sistema) iría incrementándose escalonadamente hasta julio de 2005 y este incremento se iría trasladando a los usuarios de las distribuidoras, excepto a los residenciales y a las pequeñas demandas del SGP¹⁷.

Además se estableció que a partir de determinada fecha los usuarios de mayor consumo estaban obligados a concurrir al mercado mayorista libre en

¹⁶ Ver Decretos 180 y 181 de 2004 y Resolución MPFIPyS 208 del mismo año.

¹⁷ Servicio General “P” son clientes no residenciales sin un contrato de servicio de gas específico y sin una demanda mínima.

búsqueda de su aprovisionamiento de gas. Así surgió una nueva categoría de usuario a los que se los denominó Nuevos Consumidores Directos de Gas Natural.

Para estos consumidores se creó un mecanismo de protección, para equipararlos en el poder de negociación frente a las empresas productoras, consistente en establecer incrementos regulados del precio mayorista en el punto de ingreso al sistema de transporte.

Posteriormente, se obligó a estos Nuevos Consumidores Directos a salir de la órbita de las distribuidoras, con lo que pasaron a competir en el mercado libre con la demanda de los Grandes Usuarios. Como mecanismo de protección se les implementó el sistema de Ofertas Irrevocables Estandarizadas (OIE)¹⁸.

En conclusión y a diferencia de lo ocurrido en el mercado eléctrico, en esta etapa no existió un mecanismo directo de subsidios a las tarifas ni a los precios por parte del Estado Nacional. Por la vía de las regulaciones se creó un sistema de subsidios cruzados para mantener congeladas las tarifas de gas a usuarios residenciales y pequeñas demandas del SG, mientras que los incrementos de precios del gas fueron afrontados directamente por los grandes usuarios en el mercado mayorista aunque morigerados por el mecanismo de protección a los nuevos clientes. También tuvieron aumentos de tarifas los usuarios de las distribuidoras con grandes demandas.

A diferencia del período pre – crisis, donde había un único precio para el gas en boca de pozo, hoy existen distintos precios según el consumidor final. Mientras los consumidores finales pagan 40 centavos de dólar por cada millón de BTU¹⁹, la industria paga entre 2 y 3 dólares, según el contrato. En el medio están las usinas eléctricas y los expendedores de GNC, con lo que el promedio pagado al productor ronda 1,7 dólares por cada millón de BTU. De todas maneras, ningún

¹⁸ Ver Resolución 752 / 2008 de la Secretaría de Energía.

¹⁹ El BTU es una unidad de medida inglesa que representa la cantidad de energía que se requiere para elevar 1 F° la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. 1 BTU equivale a 252 calorías y 1 m³ de gas natural argentino equivale a 9.300 calorías, o sea que 1 millón de BTU equivale a 27,1 m³ de gas natural.

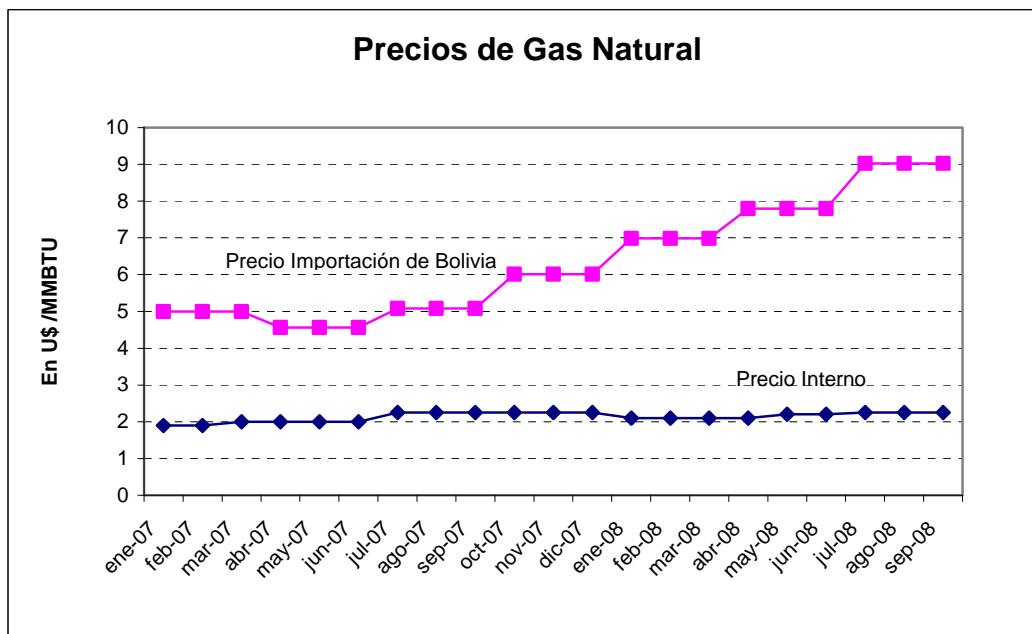
precio del gas (aún los de medianos y grandes usuarios) está liberado, sino que se mantienen acotados por regulaciones y acciones informales sobre los productores.

Como se mencionó, este sistema regulatorio generó un constante y profundo desincentivo para la inversión en el sector en toda la cadena productiva, incluyendo la explotación y exploración de gas. De este modo, el bajo crecimiento de la producción obligó al Estado Nacional a rehabilitar el gasoducto transfronterizo con Bolivia para concretar y restablecer las importaciones del país vecino a través de su empresa ENARSA.

La importación de gas de Bolivia se había iniciado en 1972 con un volumen de 4,2 MMm³/día, que en 1979 se incrementó hasta 6 MMm³/día. El abastecimiento se realizó durante 27 años hasta que en septiembre de 1999 cuando Argentina sustituyó las importaciones con producción local. Mediante la “Declaración de Buenos Aires”, el 21 de abril de 2004 los presidentes de Argentina y Bolivia refrendaron el “Convenio Temporario de Venta de Gas Natural entre la República de Bolivia y la República Argentina”, con lo que se reanudó la relación bilateral.

El gas boliviano se importa a un precio muy superior al precio en el mercado mayorista interno. Se revisa cada tres meses y se mueve en línea con el precio internacional de este combustible. Mientras al comienzo del acuerdo (junio de 2004) el precio del gas importado desde Bolivia era de 1,6 dólares por millón de BTU (muy parecido al precio promedio del gas natural local), hoy se elevó a US\$ 9 el mBTU, o sea más de cinco veces el precio interno.

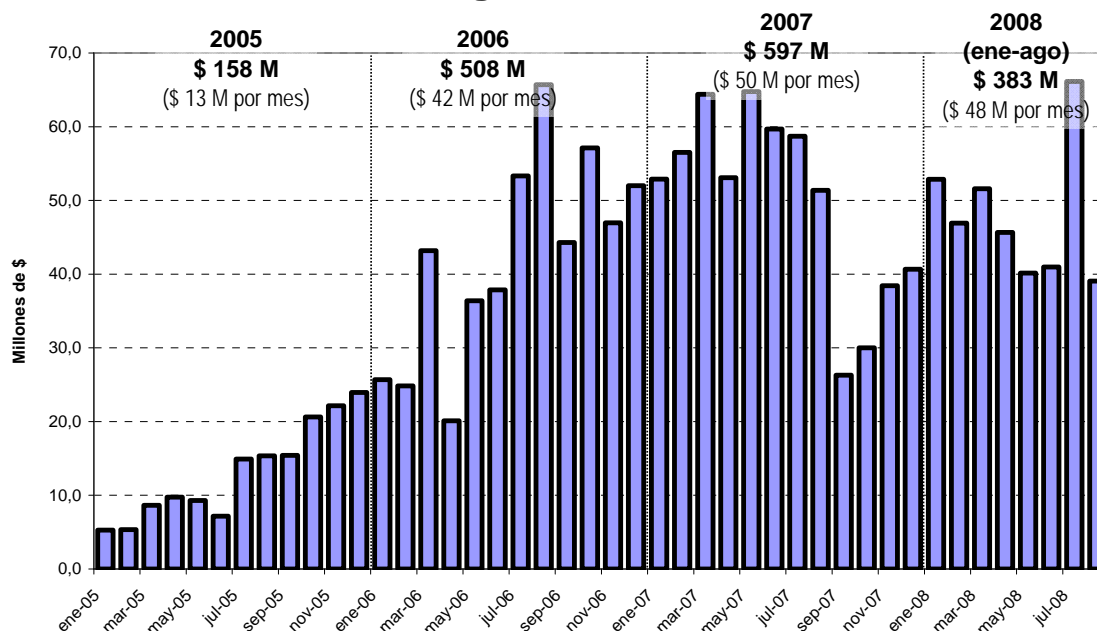
El Estado Nacional coloca este gas en el mercado mayorista y el diferencial de precios con respecto al precio de importación se transforma en un subsidio que se afronta con recursos del Presupuesto. El monto del subsidio bajo este concepto se estima actualmente entre \$ 40 y 60 millones por mes.



Aun cuando la brecha entre el precio del gas nacional y el importado se incrementó sustancialmente, el monto que ha tenido que pagar el Gobierno Nacional (la diferencia entre el precio de importación y el precio interno) tuvo una tendencia estable como consecuencia de la caída del volumen de importación, en parte por la benevolencia de este último invierno, aunque especialmente por las limitaciones de Bolivia para proveer mayores cantidades de este combustible.

Precisamente esa limitación hizo que a partir de 2008 la Argentina recurriera a la importación de gas natural licuado (GNL) por vía marítima, que luego se regasifica en una planta instalada sobre otro barco anclado en el puerto Ingeniero White, cerca de Bahía Blanca. En este año la planta operó entre junio y principios de septiembre, inyectando en algunos momentos pico alrededor de ocho millones de metros cúbicos por día (cerca de 7% de la demanda nacional).

Costo del gas boliviano por arriba del precio del gas nacional



En total se importaron unas 600.000 tn de GNL, equivalentes a 31.000.000 MMBTU a un costo de US\$ 17 por cada millón de BTU (US\$ 14 por el gas más US\$ 3 por el alquiler del barco regasificador). El gas fue utilizado principalmente por las empresas radicadas en la zona (especialmente las compañías Mega y Profertil) que pagaron alrededor de US\$ 2,60 el MMBTU. La diferencia entre el costo pagado por ENARSA y el precio pagado por las empresas se soportó con fondos del Tesoro Nacional. El costo total en 2008 fue de unos US\$ 530 M (\$ 1.600 M), de los cuales US\$ 80 fueron pagados por los consumidores y US\$ 450 M (\$ 1.400 M) por el Estado Nacional.

Además de estos subsidios explícitos que son abonados por el Tesoro Nacional, el consumidor de gas tiene implícito en su factura un subsidio implícito por el congelamiento del precio en boca de pozo del combustible a un valor muy inferior al que existiría en condiciones normales de mercado. Este precio de mercado en promedio está fijado en 1,7 dólares por millón de BTU, cuando las importaciones de Bolivia cuestan 9 dólares y el precio internacional supera los 6

dólares por millón de BTU. Este diferencial de precios significa en una menor rentabilidad de los operadores y se expresa en menores inversiones y caída de las reservas de gas.

Se realizó un ejercicio para estimar el impacto de esos subsidios en las facturas de los consumidores, principalmente los domiciliarios que es donde se concentra el mayor desvío. Se utilizó un valor objetivo para el gas en boca de pozo de 3 dólares por millón de BTU, o sea la mitad del precio internacional. Se estimó que este precio es el mínimo indispensable para mejorar la rentabilidad empresarial y posibilitar una reactivación de los trabajos de perforación de nuevos pozos.

Estimación del subsidio implícito en las facturas de gas

	Total	Consumos residenciales	Resto del consumo	Unidad
a Precio actual en boca de pozo	1,70 0,19	0,40 0,05	2,09 0,24	US\$ / mmBTU \$ / m3
b Precio de equilibrio del gas en boca de pozo	3,00 0,34	3,00 0,34	3,00 0,34	US\$ / mmBTU \$ / m3
c Consumo promedio	104	24	80	mm3 / día
d Subsidio implícito en las facturas (b-a)*c*365	5.645	2.605	3.040	Millones de \$
e Cantidad de consumidores	7,1	6,8	0,3	Millones
f Subsidio implícito mensual en las facturas por consumidor (d/f)/12	66	32	768	\$
g Factura promedio mensual con subsidio	181	20	3.500	\$
h Factura promedio sin subsidio (f+g)	247	52	4.268	\$
j Aumento (h/g)-1	36	160	22	%

Si se realizara este ajuste de precios y se volviera a un precio único del gas para todo tipo de consumidor (hoy es distinto, por lo que están mucho más subsidiados los consumos familiares que los industriales, por ejemplo), la factura domiciliaria promedio pasaría de los \$ 40 actuales bimestrales (\$ 20 por mes en el cuadro) a un poco más de \$ 100 (\$ 52 por mes), lo que significaría multiplicar el gasto por 2,6 veces o aumentarla en un 160%.

III.3. Gas Licuado de Petróleo

Actualmente el Estado Nacional subsidia las tarifas de aquellos usuarios que utilizan el Gas Licuado de Petróleo (GLP) por redes. Si bien no es un consumo significativo, existen ciertas localidades y ciudades del interior del país (por ejemplo la ciudad de Formosa, Rufino en la provincia de Santa Fe o Río Turbio en Santa Cruz) que no estando cubiertas por las redes de gas natural, utilizan en su reemplazo el GLP como combustible para satisfacer sus necesidades energéticas.

Desde 2002 hasta ahora, el Estado Nacional firmó varios acuerdos con las empresas del sector para estabilizar las condiciones de abastecimiento y precio en el suministro del GLP. El primero rigió entre julio y septiembre de 2002²⁰, luego se firmó un segundo acuerdo en abril de 2003²¹ y dos más en diciembre de 2004²² y abril de 2007²³, siendo este último el actualmente vigente.

Este Acuerdo, suscripto por las empresas productoras de GLP establece, en su Art. 1º que aquellas se comprometen a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de GLP por Redes, cantidades del fluido a un precio salida de planta ("Precio Acordado") de \$ 300 por tonelada.

²⁰ Acuerdo de Estabilidad en el Precio Mayorista del Gas Licuado de Petróleo, ratificado con la Resolución del Ministerio de Economía 196 del 15 de julio de 2002.

²¹ Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano, aprobado por el Decreto 934 del 22 de abril de 2003.

²² Decreto 1801 del 10 de diciembre de 2004.

²³ Decreto 329 del 9 de abril de 2007.

Luego se acuerda que las empresas productoras recibirán una compensación económica, para cuyo cálculo se considera la diferencia entre: i) los ingresos netos obtenidos por la venta de gas propano a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras de GLP por Redes al Precio Acordado, y ii) los ingresos netos que se habrían obtenido por dichas ventas de haberse realizado al precio GLP-Paridad de Exportación que es publicado por la Secretaría de Energía. La compensación se calcula en forma mensual y se expresa en dólares estadounidenses, según la siguiente expresión

$$C = (PC - PA) * Q / TC$$

Donde:

C = Monto de la compensación económica en dólares estadounidenses (U\$\$) que le corresponde recibir a la Empresa Productora por sus entregas de GLP a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras de GLP por Redes

PC = Precio a Compensar, en pesos por tonelada métrica, definido como "GLP-Paridad de Exportación" según Secretaria de Energía.

PA = Precio Acordado en pesos por tonelada métrica, establecido inicialmente en el nivel de \$/TM 300.

Q = Cantidad de Propano en Toneladas Métricas

TC = Tipo de cambio vendedor promedio, correspondiente al mes de las entregas de GLP a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras.

El monto de la compensación económica indicado genera un saldo a favor de cada una de las Empresas Productoras. Este saldo acumulado se transforma en un crédito fiscal que se compensa y se deduce de las sumas que la respectiva Empresa Productora debiera eventualmente pagar por los derechos de

exportación de hidrocarburos. Es un mecanismo similar al utilizado en la provisión de gasoil a precio diferencial a las empresas de transporte público.

El monto del subsidio se ha ido incrementando sustancialmente en la medida que el precio de paridad de exportación evolucionó de acuerdo a los precios internacionales de petróleo mientras que el precio del acuerdo se mantuvo siempre fijo en \$ 300 por tonelada.

Entre los años 2005 y 2007 el subsidio se ha incrementado casi 50% pasando de 68 millones a 100 millones de pesos. Para el año 2008 se estima que el subsidio alcanzará la suma de casi \$ 120 millones.

III.4. Energía eléctrica

III.4.1. El esquema vigente hasta la crisis

III.4.1.1. Marco legal y actores del mercado eléctrico

Hasta el comienzo de la década del 90, los servicios de energía eléctrica eran provistos por compañías públicas nacionales y provinciales que realizaban las actividades de generación, transporte y distribución. Existían tres grandes empresas estatales verticalmente integradas que eran Agua y Energía Sociedad del Estado (generación, transmisión y distribución), SEGBA SA (generación y distribución) e Hidronor SA (generación y transmisión). La falta de inversiones provocó que estas empresas llegaran a un estado de obsolescencia, baja productividad y reducida disponibilidad de la capacidad instalada, que las colocó frente a la imposibilidad de abastecer la demanda.

El 16 de enero de 1992, se produce la llamada Reestructuración del Sector Eléctrico con la promulgación de la Ley 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico). Esta reforma del sector separó las tres empresas estatales en 27 unidades de generación, 7 empresas de transmisión y varias empresas de distribución. Posteriormente, se inició un proceso de privatizaciones que abarcó el 80% de la capacidad de generación, el 100% de la transmisión, y el 60% de la distribución.

Quedaron en manos del Estado, las centrales nucleares, los emprendimientos hidroeléctricos binacionales y algunas empresas de distribución provinciales.

Las actividades de transporte y distribución fueron consideradas servicios públicos, definidas como monopolios naturales y reguladas por la autoridad nacional competente. Desde entonces se encuentran bajo concesiones otorgadas por el Estado. La generación, si bien quedó igualmente regulada por el Gobierno, no fue considerada como servicio público y se permitió el libre acceso de nuevos competidores al sector. Las empresas que desearan instalar nuevas plantas de generación eléctrica sólo requerían de un registro y autorización de la Secretaría de Energía.

La Ley incorporó otros actores al mercado. Por un lado a los Grandes Usuarios, que pueden contratar para consumo propio directamente la energía a uno o varios generadores. Por otro lado, dadas las especiales características técnicas del mercado eléctrico, se impusieron ciertas restricciones al ingreso absoluto de competidores. Una restricción es la necesidad de satisfacer instantáneamente la oferta con la demanda eléctrica. Cuando un usuario grande o pequeño incorpora demanda al sistema, ésta debe ser abastecida por la oferta en el mismo segundo en que es demandada, pues el fluido eléctrico tiene la particularidad de que no puede ser almacenado.

Por esta particularidad es que resulta necesaria la existencia de un sistema centralizado de despacho de energía eléctrica que establezca en qué lugar, qué generador y en qué momento del día debe ser abastecida la demanda. Para esto se creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA), que es la responsable de despacho de energía al sistema (le dice a cada generador cuándo y qué cantidad de energía debe proveer al sistema).

También se creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de compra venta de energía eléctrica donde los agentes (proveedores y consumidores) pueden realizar transacciones libres en firme, spot o por medio de un contrato, fijando las tarifas en base a los costos del sistema.

III.4.1.2. Oferta y demanda de energía

Una central productora de energía eléctrica es una fábrica con la capacidad de convertir energía mecánica en energía eléctrica.



Existen diferentes tipos de centrales, dependiendo del origen de la energía mecánica que se va a transformar. Esto tiene fundamental importancia a la hora de estimar los costos operativos de producción. Se pueden clasificar en:

- **Nucleares:** transforman energía a través de la fisión de uranio.
- **Hidráulicas:** transforman la energía potencial del agua acumulada en el embalse al pasar por una turbina.
- **Térmicas:** utilizan energía combustibles fósiles. Hay tres tipos: a **gas**, a **vapor** y de **ciclo combinado** que usan los vapores producidos luego del pasaje por la turbina de gas.

Cada tipo de central es diferente y se utiliza para satisfacer diferentes momentos de la demanda. Por ejemplo, las centrales nucleares están diseñadas para funcionar todo el año sin parar y son utilizadas para abastecer la denominada demanda de base, lo mismo sucede para las hidráulicas de base.

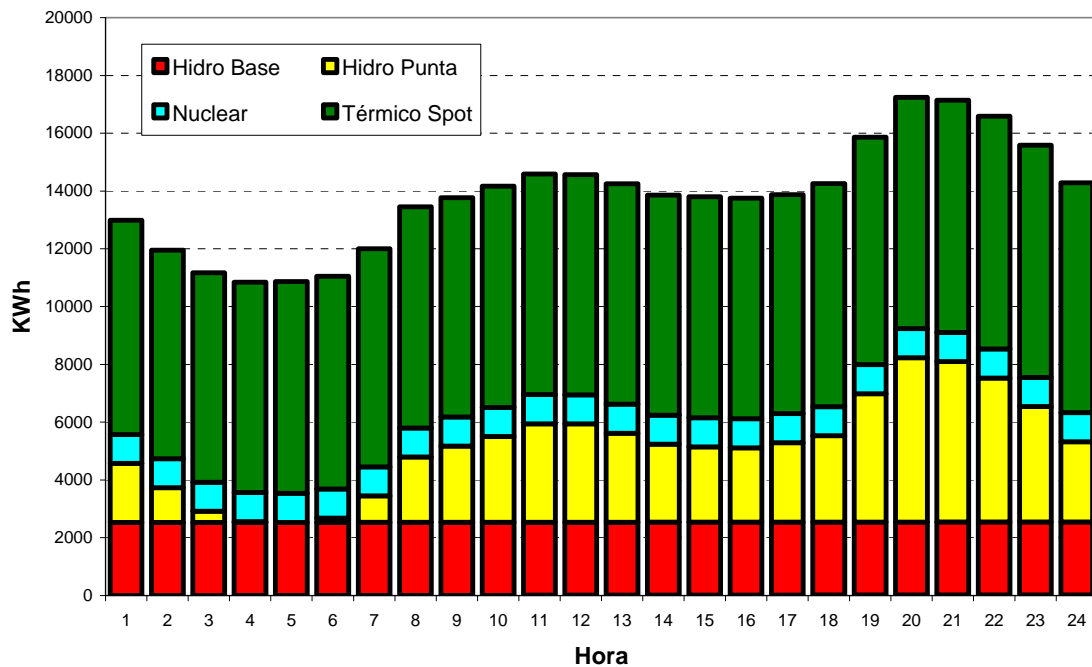
Para entender el papel de cada participante de la oferta es necesario interpretar cómo se debe abastecer la demanda de energía a lo largo de un día. Analizando la curva de demanda de energía diaria podemos ver que básicamente la demanda de energía presenta un pico entre las 20 y 23 horas y un valle entre las 2 y 6 de la mañana. A su vez, la demanda presenta variaciones dependiendo

de si un día es laborable o de fin de semana y también depende de la estación del año en que nos encontremos.

La potencia instalada de las centrales hidráulicas se determina en función del caudal de agua y la diferencia de altura medida en metros entre el nivel del embalse y el nivel donde se encuentran las turbinas:

$$\text{Potencia (MW)} = \text{Caudal (m}^3 / \text{seg)} \times \text{Salto (metros)} \times \text{Rendimiento turbina}$$

Demanda energética en un día típico



La potencia generada por cada central hidráulica es una función de la diferencia de metros existente entre el agua embalsada y el nivel de las turbinas, es decir que en aquellos momentos en que los niveles de embalses se encuentran bajos la energía que generan se encuentra por debajo de su capacidad máxima.

Las centrales hidráulicas se dividen en hidráulicas de base e hidráulicas de punta. Las primeras se localizan en ríos de gran caudal (ríos de llanura) y las segundas que se ubican en ríos de menor caudales pero con grandes saltos (más

de 50 metros). Ambas pueden ser puestas en marcha y comenzar a generar en pocos minutos.

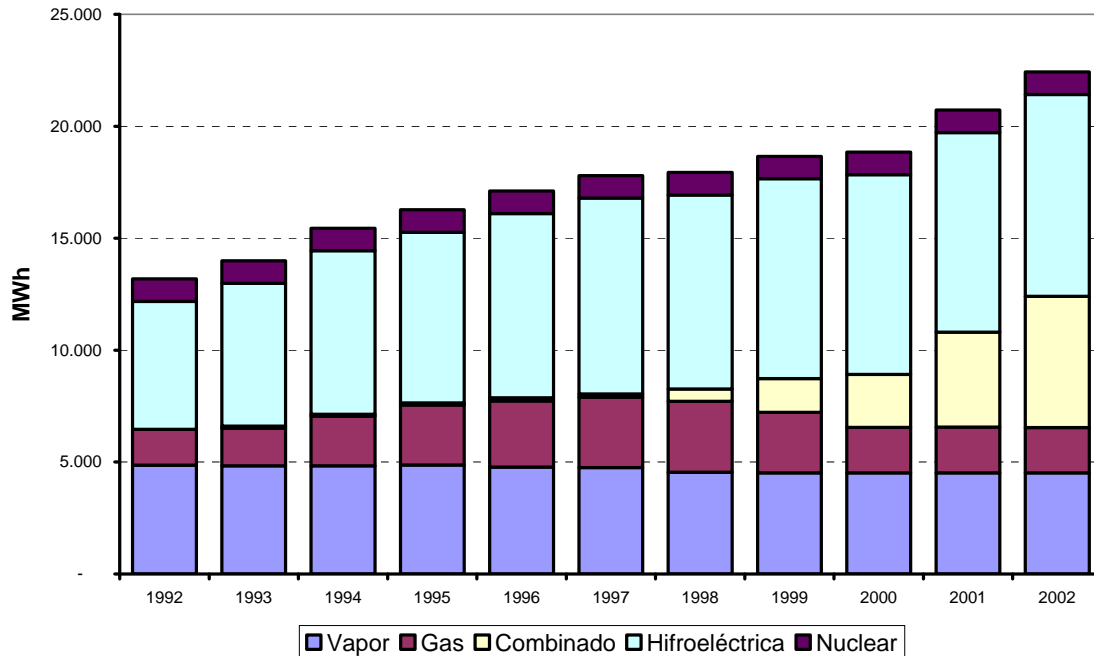
Las hidráulicas de base se las utiliza a pleno caudal durante todo el día, pues el gran caudal que normalmente circula por el río hace imposible hacer almacenaje de agua. Se las denomina también centrales de pasada y se las utiliza para satisfacer la demanda de base (la que existe durante las 24 horas).

En cambio las centrales de punta, que están sobre ríos de menor caudal, hacen acumulación de agua cuando la demanda de energía baja y son habitualmente utilizadas para satisfacer los picos de demanda.

Algo similar sucede con las centrales nucleares que están diseñadas para funcionar las 24 horas del día durante todo el año y solo dejan de trabajar para realizar mantenimiento.

Las centrales térmicas a vapor son asimilables a las hidráulicas de base, pues una vez puestas en marcha requieren de una cierta cantidad de horas para alcanzar su rendimiento óptimo, hasta que las calderas alcanzan la temperatura correspondiente. En cambio las centrales térmicas a gas, se las utiliza para satisfacer demandas de punta pues entran en funcionamiento a los pocos minutos de su puesta en marcha.

Capacidad instalada de generación



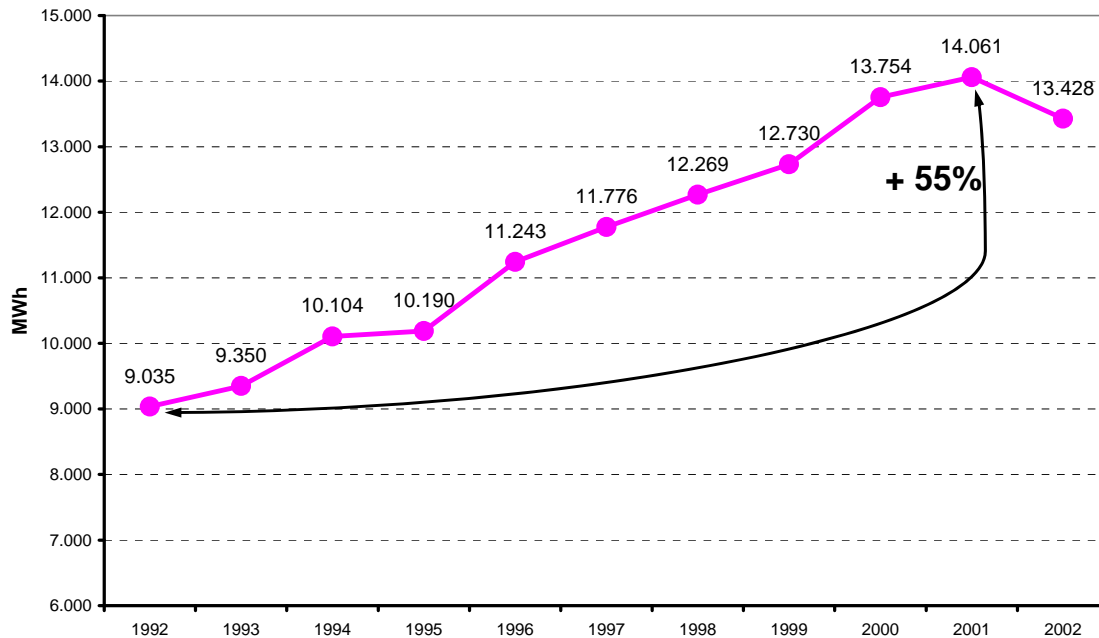
Entre 1992 y 2002 la capacidad instalada de generación eléctrica pasó de 13.200 MW a 22.400 MW²⁴. El crecimiento en esos 10 años fue del 70%, o sea un promedio de 5,5% anual. Se incorporaron las centrales de ciclo combinado que no existían y en 2002 representaban el 26% de la capacidad total. Creció casi 60% el parque de generación hidráulica y algo menos de 30% la realizada con gas. La producción nuclear se mantuvo constante, mientras que cayó la generación con vapor.

En el mismo período (1992 – 2002) la demanda máxima creció 55%²⁵ (4,5% anual), con lo cual se acumuló un excedente de capacidad importante que permitió eventualmente exportarlos y afrontar el aumento de la demanda posterior a la crisis de 2001 con una mínima cantidad de inversiones adicionales.

²⁴ Esta es la capacidad de generación máxima instalada teórica. Normalmente la capacidad en la práctica es menor porque hay que descontar las máquinas que quedan detenidas por averías o trabajos de mantenimiento o que producen menos por falta de agua, en el caso de las hidráulicas.

²⁵ Este es el incremento entre 1992 y 2001, dado que en 2002 se produjo una caída en la demanda máxima del 4,5%.

Demanda máxima de potencia



III.4.1.3. Precios

Los costos de generación de energía son diferentes para cada tipo de central. Las hidráulicas producen electricidad a un costo mucho menor a las que consumen combustibles fósiles. Como las máquinas entran en servicio a medida que la demanda aumenta, la idea general del esquema concesionado era utilizar primero las que tienen menor costo de generación e ir sumando luego las más costosas en función de la demanda.

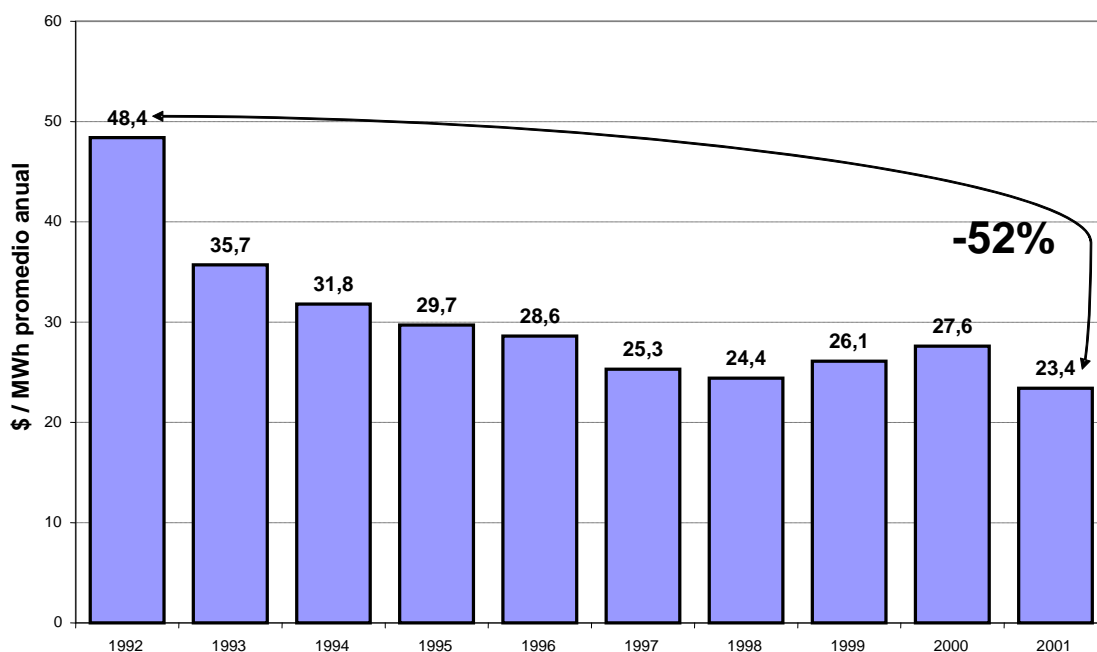
Las empresas generadoras venden la energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a un precio de mercado que se denomina Spot²⁶. En el esquema incorporado a través de los procedimientos de despacho de cargas del sistema introducidos en la desregulación del sistema eléctrico, este precio era un valor horario que estaba dado por el costo de generación de la máquina siguiente a la

²⁶ O al precio acordado en el mercado a término, en caso de tener como clientes a Grandes Agentes.

última incorporada al sistema para abastecer la demanda (costo marginal de corto plazo del sistema), o sea que se iba modificando hora a hora a lo largo del día. También se modificaba a lo largo del año, siguiendo la estacionalidad en la provisión de agua para las centrales hidroeléctricas. A mayor demanda, mayor precio porque se incorporan al sistema máquinas con costos de generación más altos.

Como todas las empresas vendían al precio Spot (independientemente del costo de cada una), cada aumento en el precio era un incentivo para invertir en tecnologías de generación más económicas que desplazaban en el despacho a las centrales más ineficientes. A su vez, estas nuevas inversiones determinaban, una vez puestas en funcionamiento, una caída del precio Spot. Entre 1992 y 2001 el precio Spot promedio pasó de \$ 48 por MWh a \$ 23, o sea una baja mayor al 50%.

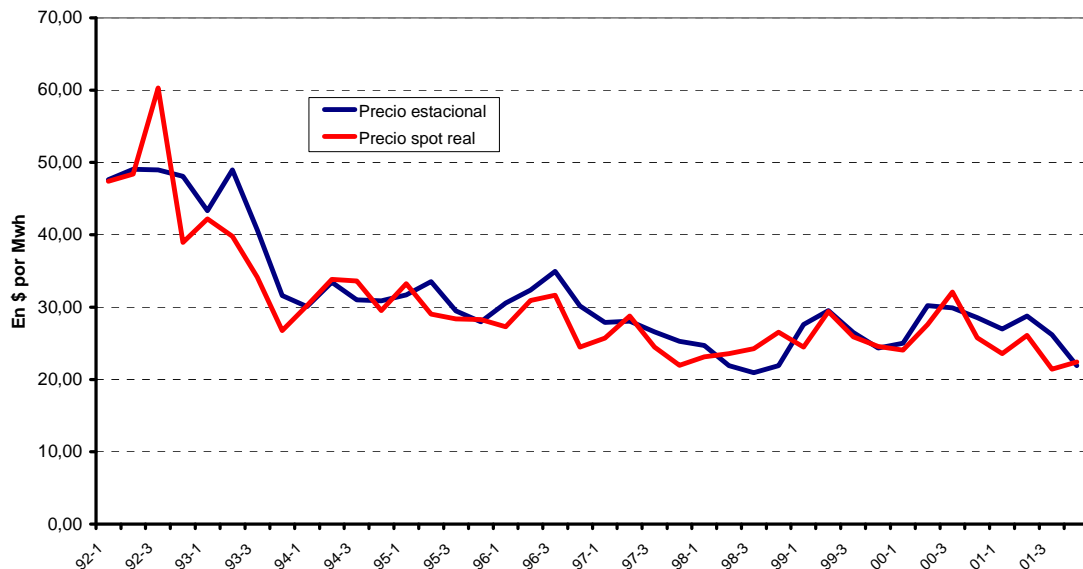
Precio de la energía Spot



Las empresas de generación venden, entonces, la energía en el MEM al precio Spot. Las empresas distribuidoras compran esa electricidad para proveer a sus clientes (residenciales y empresas) al precio Estacional. Este es un valor regulado por la Secretaría de Energía, establecido de modo semestral y cuyo objetivo es disminuir la variabilidad de los precios a lo largo del año²⁷. De este modo los consumidores finales estaban protegidos de las grandes fluctuaciones que podía tener el precio spot de la electricidad.

Precio estacional y real de la electricidad en el esquema original

(promedio del trimestre)



Cuando el precio de la electricidad que la distribuidora pagaba en el mercado mayorista era más bajo que el precio aprobado por la Secretaría de Energía, el excedente que la distribuidora recibía del consumidor final se depositaba en una cuenta denominada “Fondo de Estabilización”. Al contrario, cuando el precio mayorista sobrepasaba el precio de la energía eléctrica aprobado

²⁷ El 1º de mayo y el 1º de octubre de cada año (esto está relacionado con la disponibilidad de generación de las centrales hidroeléctricas) se define un precio estabilizado de la energía para el periodo siguiente. Este es función de lo que se espera que cueste la energía sobre la base del precio Spot pasado.

por la Secretaría de Energía, las distribuidoras pagaban la diferencia con dinero sacado del Fondo y así se evitaba la necesidad de subir abruptamente el precio a los consumidores. En conclusión, la diferencia entre el precio spot (el que paga la distribuidora) y el estacional (el que paga el usuario final) juega como un crédito o débito para las distribuidoras en el Fondo de Estabilización. CAMMESA es la empresa que hacía de intermediario, “pagando” a los generadores la energía a los precios Spot y “cobrando” de los distribuidores el precio Estacional.

$$\text{Fondo Compensador} = \text{Precio Estacional} - \text{Precio Spot}$$

III.4.2. Los cambios al esquema posteriores a 2001

Con la salida de la Convertibilidad, el precio Estacional fue casi congelado para mantener constantes las tarifas de distribución. Al mismo tiempo el precio real de la electricidad fue aumentando, en la medida que los costos operativos de las generadoras crecían y también aumentaba la demanda (lo que implicaba incorporar al sistema máquinas más costosas). La diferencia debía ser afrontada con las sumas acumuladas en el Fondo Compensador administrado por Cammesa.

Desde 2002 el Fondo comenzó a tener saldos mensuales operativos negativos que hasta mayo de 2003 fueron financiados con las reservas acumuladas en los años previos. Luego el Fondo comenzó a requerir financiamiento externo creciente. A raíz de esto, la Secretaría de Energía implementó cambios en la normativa tendientes a disminuir el déficit de Cammesa.

Por ejemplo, en agosto de 2003 dictó la Resolución SE 240/03 que modificó la forma de cálculo del precio Spot, excluyendo del mismo a las centrales de energía hidroeléctricas. Además estableció que, en el caso de las centrales que funcionan indistintamente con gas o combustibles líquidos, para la determinación del precio Spot se las consideraría como si tuvieran libre disponibilidad de gas, independientemente del combustible que hayan usado. La diferencia de costo atribuible a la utilización de combustibles líquidos más caros que el gas (fuel oil o

gasoil), se comenzó a pagar a través de la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho” del Fondo de Estabilización.

Como de todas formas seguía existiendo una diferencia apreciable entre el precio Spot y el Estacional, al mes siguiente se dispuso que el MEM abonara a las generadoras solamente los costos variables de producción de cada máquina, documentando las diferencias que serían abonadas “en oportunidad de que el mismo disponga de los recursos necesarios para tal fin”²⁸.

La acumulación de esos créditos con vencimiento indefinido adeudados por el MEM dio origen en julio de 2004 al Fondo de Inversiones Necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM (Foninvemem), donde se capitalizaron el 65% de las acreencias de las generadoras desde enero de 2004 hasta diciembre de 2006. Con ese financiamiento, más los aportes que luego hizo el Tesoro, se encaró la construcción de dos centrales de ciclo combinado, una en la Provincia de Buenos Aires (Campana) y otra en Santa Fe (Rosario). El 35% de las deudas del sistema con las generadoras se pagó en efectivo.

Después el esquema continuó más o menos de manera similar. Las empresas acordaron con el gobierno capitalizar en el Foninvemem el 50% de las diferencias generadas a favor de las mismas durante 2007. El Tesoro pagó el resto mensualmente hasta julio y desde entonces no se hicieron más pagos. Para 2008 no hubo nuevas negociaciones y las diferencias entre el precio spot y el estacional se anotan como deuda de Cammesa.

Si se grafican el costo de producción de la electricidad, se verá que la curva es creciente, porque cuanto más energía se genera se van incorporando al despacho centrales cada vez más caras en su operatoria. En el gráfico, la línea roja representa el CVP real. Cuando las centrales térmicas comienzan a funcionar con combustibles líquidos, el CVP asciende más rápidamente. La línea azul

²⁸ Resolución SE 406/03 del 8 de septiembre de 2003.

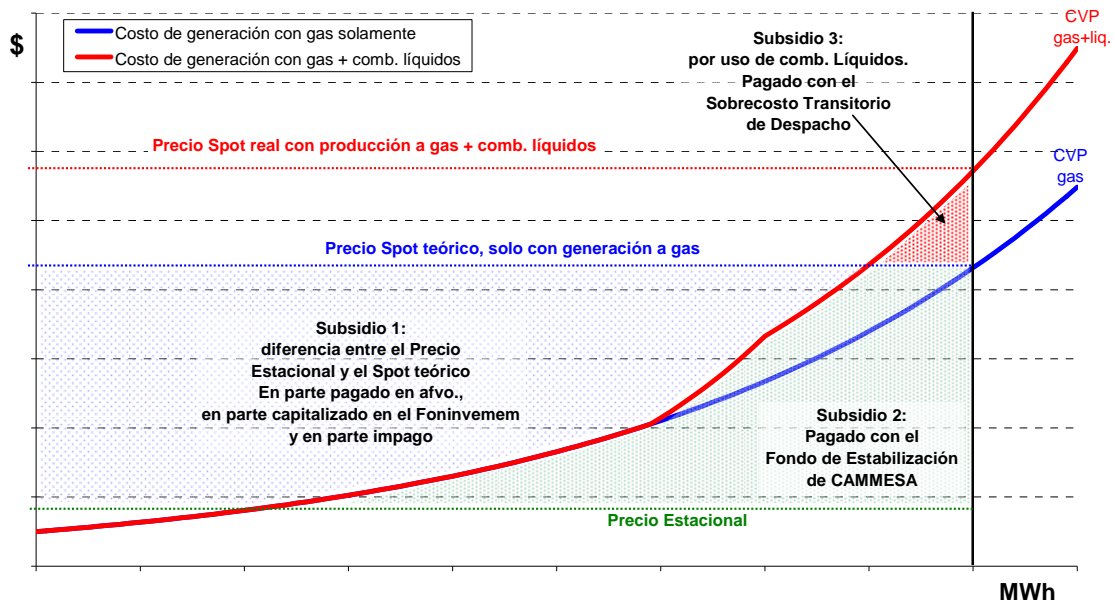
representa el recorrido que hubiera seguido el CVP si las centrales continuaran trabajando solo con gas y esa línea es la que determina el precio spot que se les reconoce a las empresas generadoras²⁹. La diferencia positiva entre el precio spot así determinado y el CVP real se paga a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho (área sombreada en rojo). La diferencia entre el precio estacional y el precio spot en parte lo paga CAMMESA con el Fondo de Estabilización (área verde) y el resto es crédito de las empresas generadoras ante CAMMESA³⁰ (área sombreada en azul) que, como se mencionó, en parte se capitalizó en el Foninvemem, en parte se pagó en efectivo y en parte que como una deuda de CAMMESA con las empresas de generación. La sumatoria de las tres áreas sombreadas (roja, verde y azul) representan los subsidios totales que tiene el sistema eléctrico.

La diferencia entre el costo real de generación y el precio spot reconocido (no pagado por el Sobrecosto Transitorio de Despacho) significó menor rentabilidad para las generadoras, ya que no se reconoce de ninguna manera.

²⁹ Según lo determina la Resolución SE 240/03.

³⁰ La proporción pagada o capitalizada ha ido variando. En el “primer” Foninvemem (2004 – 2006) que se utilizó para la construcción de las centrales de Campana y Rosario, un tercio se le pagó a las generadoras (con un año de retraso) y dos tercios se capitalizó. Para 2007 se acordó pagar el 50% de la diferencia y el otro 50% se capitalizó en un “nuevo” Foninvemem, aunque no llegó a pagarse todo. Para 2008 no hubo nuevo acuerdo y las diferencias aparecen como un pasivo de CAMMESA.

Esquema de Costos, Precios y Subsidios en la generación de electricidad



La diferencia entre el esquema original y el vigente es fundamental. Antes el precio de la energía que cobraban las empresas lo determinaba el costo de generación de la máquina siguiente a la última incorporada al sistema para abastecer la demanda. Había un incentivo implícito a incorporar máquinas de bajo costo de producción, o sea a “meterse” en la parte baja de la curva de CVP donde se podía obtener una buena rentabilidad para la inversión. Así hasta 2001 creció fuerte la oferta de generación, al tiempo que cayó el costo de producción de la electricidad.

Ahora, si bien se reconoce un valor Spot “teórico”, las empresas cobran solo el CVP individual de cada máquina de generación (con el sobrecosto por utilizar combustibles líquidos si es necesario) y la diferencia entra en una discusión donde una parte se paga (con mucha demora), otra debe capitalizarse casi obligatoriamente en un Fondo para la construcción de centrales eléctricas y otra queda como un crédito indefinido (en cuanto a plazo y forma de cancelación) contra CAMMESA.

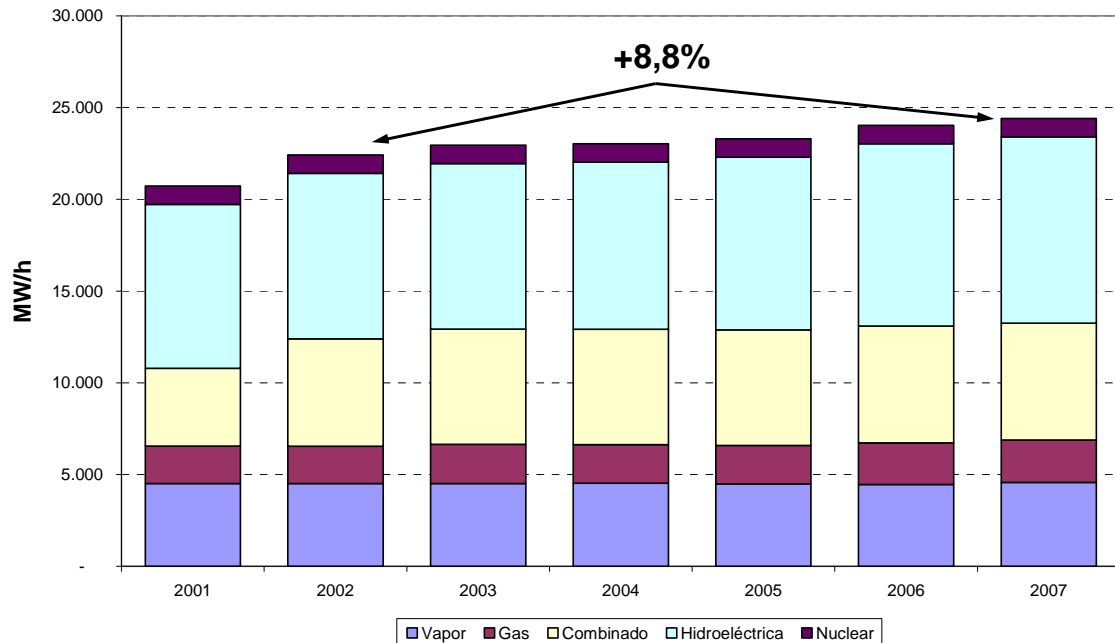
III.4.3. Consecuencias

La consecuencia más importante ha sido la casi total ausencia de nuevas inversiones privadas en el sector, que debieron ser reemplazadas por el Foninvemem y por obras encaradas con fondos públicos³¹.

Entre 2002 (cuando se incorporaron las últimas obras iniciadas antes de la crisis) y 2007, la capacidad instalada para generación eléctrica pasó de 22.400 MW a 24.200 MW, un aumento menor al 9% que equivale al 1,7% por año, bastante lejos del 5% anual que se estima necesario para sustentar un crecimiento de la economía que promedie 6 / 7% cada año.

³¹ Además de las plantas que están siendo construidas en Campana y Rosario que, cuando alcancen su máximo rendimiento, aportarán 1.600 Mw al Sistema Interconectado Nacional y de la elevación de la cota del embalse de Yacyretá que aportará alrededor de 200 Mw, el Gobierno licitará, a través de la empresa estatal de energía ENARSA, cinco centrales térmicas que aportarán cerca de 1.600 Mw (demandarán una inversión de unos \$ 3.250 millones). También planea construir una usina a carbón de 240 Mw en Río Turbio (Santa Cruz), que costará \$ 1.500 millones.

Capacidad Instalada

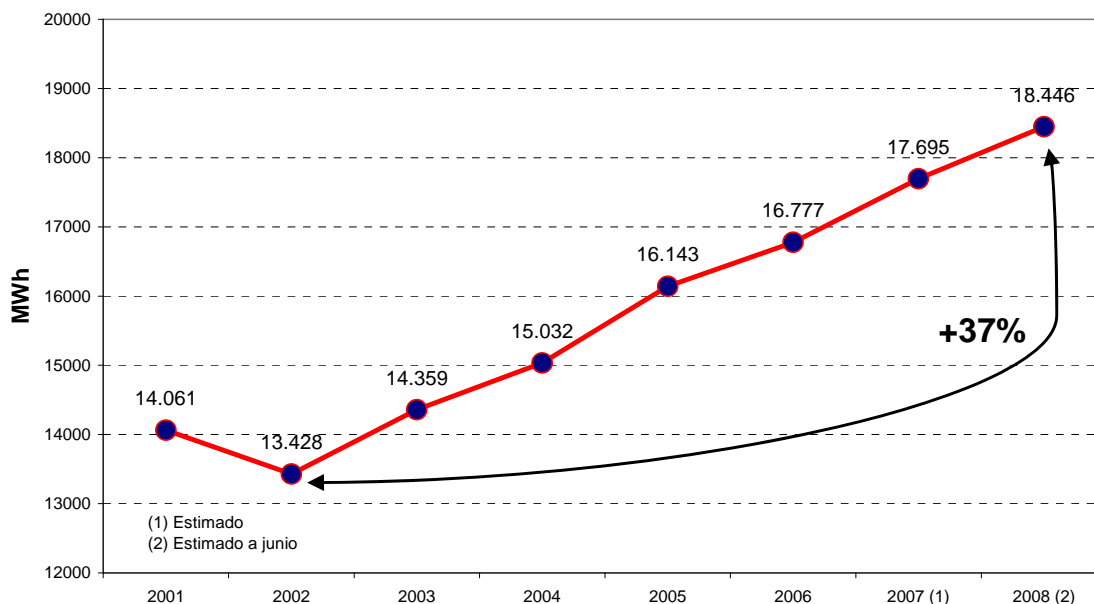


Mientras tanto, entre 2002 y junio de 2008 la demanda máxima de electricidad creció 37%, o sea más de 5% anual. En los meses de invierno de 2007 y 2008 la demanda superó repetidamente la oferta de generación disponible³² por lo que se establecieron restricciones al consumo para evitar el colapso del sistema. A diferencia de lo ocurrido en los años '80, cuando los cortes afectaron el consumo residencial, esta vez fueron aplicados a los grandes usuarios.

También fue necesario importar energía de Brasil (y eventualmente de Uruguay) para complementar la oferta, a un costo muy superior al local.

³² Habitualmente, por razones técnicas, solo está disponible una parte de la capacidad instalada de generación. En promedio, la disponibilidad puede estimarse en 18.000 MW sobre los 22.000 MW instalados.

Demanda máxima de potencia (excluye sistema patagónico)



Para paliar en parte esta situación, en septiembre de 2006 se puso en marcha lo que se llama “Servicio de Energía Plus”³³. El Gobierno anunció la aplicación de cortes a empresas en caso de que la oferta no alcanzara para cubrir la demanda residencial y, cuando la energía alcance, se comprometió a abastecer a los grandes consumidores a los precios vigentes únicamente hasta suministrar el equivalente de su demanda de 2005.

De esta manera se obligó a las grandes industrias a obtener por su cuenta la cobertura del aumento de la electricidad que consuman respecto al año 2005. Esa demanda adicional podría ser satisfecha por incrementos en la capacidad de generación (nuevas empresas y/o nuevas máquinas) a un precio libremente convenido entre las partes y superior al del mercado regulado.

A pesar que el programa Energía Plus no tuvo un éxito mayúsculo, hay algunos emprendimientos de generación significativos a manos de empresas

³³ Resolución SE 1281/06

privadas. Por ejemplo, el proyecto Ingentis, liderado por Emgasud y con participación de la provincia Chubut, contempla la instalación de un parque de generación en la localidad de Dolavon, compuesto por una central de ciclo combinado de hasta 460 MW y un parque eólico.

En la misma línea se mueve Pampa Holding, que contempla una inversión de \$ 300 en la ampliación de Central Térmica Güemes (Salta) y un desembolso similar en la usina Loma La Lata (Neuquén). La firma Albanesi desembolsará \$ 300 millones para ampliar su central Modesto Maranzana (Córdoba).

Por su parte, AES invertirá \$ 30 millones para repotenciar la Central Térmica San Nicolás. Si bien la usina tiene capacidad para generar 675 MW, sólo aporta al mercado un promedio de 450 MW. El desembolso permitirá sumar otros 100 MW. En la misma línea, Energía del Sur pondrá u\$s 21 millones en su central térmica de Chubut para sumar 61 MW.

Algunas grandes empresas directamente se lanzaron a construir sus propias usinas. Es el caso de las cerealeras Molinos y AGD, las siderúrgicas de Techint y mineras de Cuyo. Otras como Aluar, financiaron por su propia cuenta la expansión de la red eléctrica.

En total se estima que entre 2008 y 2009 se incorporará al parque de generación entre 2.500 y 2.700 MW, con lo cual la capacidad total a fin del próximo año será un poco menos de 27.000 MW con lo cual el sistema logrará algún mínimo margen de seguridad.

III.4.4. Los subsidios en el mercado eléctrico

Como ya se mencionó, el subsidio aparece cuando el precio de mercado de un bien difiere del que existiría en un mercado de libre competencia. En el caso de la electricidad, las tarifas para consumo eléctrico en el ámbito de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires están prácticamente congeladas por decisión de las

autoridades desde 2002 y solo las tarifas industriales registraron ajustes de distinta magnitud.

Mientras tanto el costo de generación no ha parado de crecer por varios motivos:

- a) el aumento de la demanda, no acompañada de nuevas inversiones en el sector, determinó la puesta en servicio de máquinas con mayores costos operativos,
- b) las limitaciones en el suministro de gas a las centrales obligó a utilizar combustibles líquidos (gas oil y fuel oil) que son más caros y menos eficientes,
- c) el aumento global del costo de los combustibles, de otros insumos y de los salarios del sector y
- d) la necesidad de importar electricidad y combustibles líquidos para abastecer la demanda.

Cammesa es el organismo sobre el que recae la administración de todo este sistema. Bajo las condiciones originales fijadas para el sector, Cammesa “compraba” la energía a los productores a un precio determinado hora a hora (el precio Spot) en base al costo de generación y la “vendía” a los distribuidores a un precio que se fijaba semestralmente (precio Estacional). Este precio Estacional surgía de una estimación que hacía Cammesa del costo que iba a tener la electricidad en el siguiente semestre. Para atender las diferencias que surgían entre el precio Spot y el Estacional se creó un Fondo de Estabilización que generalmente cerraba cada ejercicio con un pequeño saldo positivo.

Después de 2002 el esquema de ajustes estacionales se fue abandonando y el precio Estacional quedó casi congelado para mantener inamovibles las tarifas a los consumidores, aunque los costos operativos iban en aumento, elevando el precio Spot de la energía. Luego se modificó la forma de cálculo del precio Spot eliminando el sobrecosto de los combustibles líquidos. Desde entonces el precio

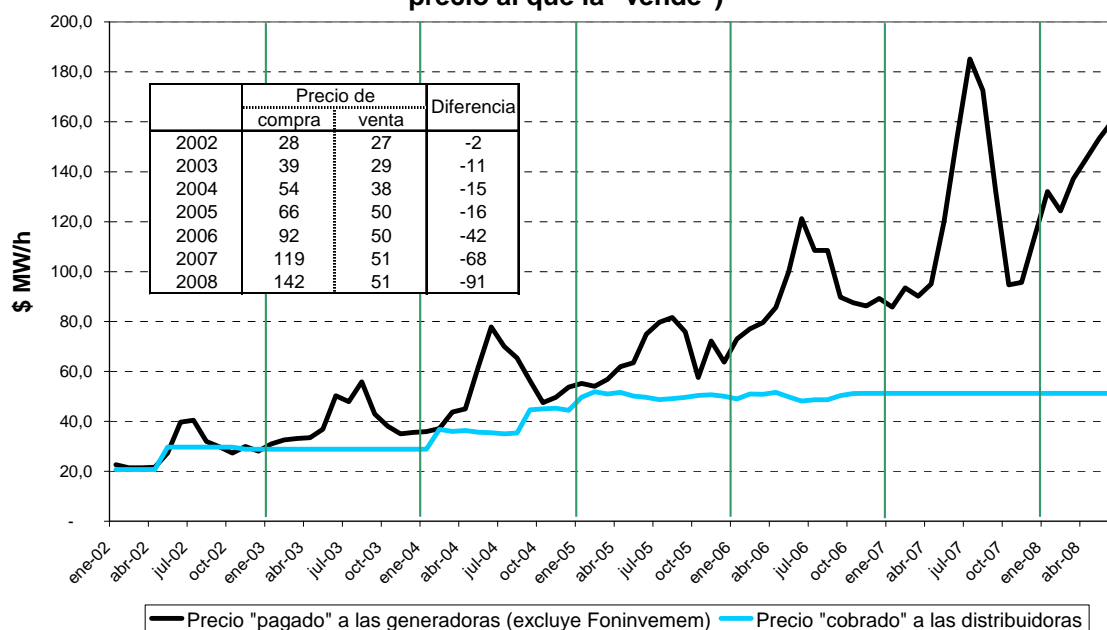
Spot es solo una referencia ya que no refleja el costo de generación promedio real.

En un principio la diferencia entre el precio Estacional y el Spot se financió consumiendo las reservas del Fondo de Estabilización que hasta mayo de 2003 tuvo saldos positivos³⁴ y a partir de ahí Cammesa comenzó a requerir financiamiento externo.

Hasta 2005 este diferencial de precios estaba más o menos acotado porque hubo algunos ajustes menores en el precio Estacional, pero a partir de 2006 se produjo una escalada en los costos, por la combinación de los factores mencionados, que llevó a un crecimiento exponencial de la diferencia. En 2005 el diferencial promedio fue de \$ 16 por MWh, en 2006 subió a \$ 42 (180% más), en 2007 fue de \$ 68 y en los primeros 6 meses de 2008 llegó a \$ 91 (65% más que en el mismo periodo del año anterior).

El origen del déficit de Cammesa

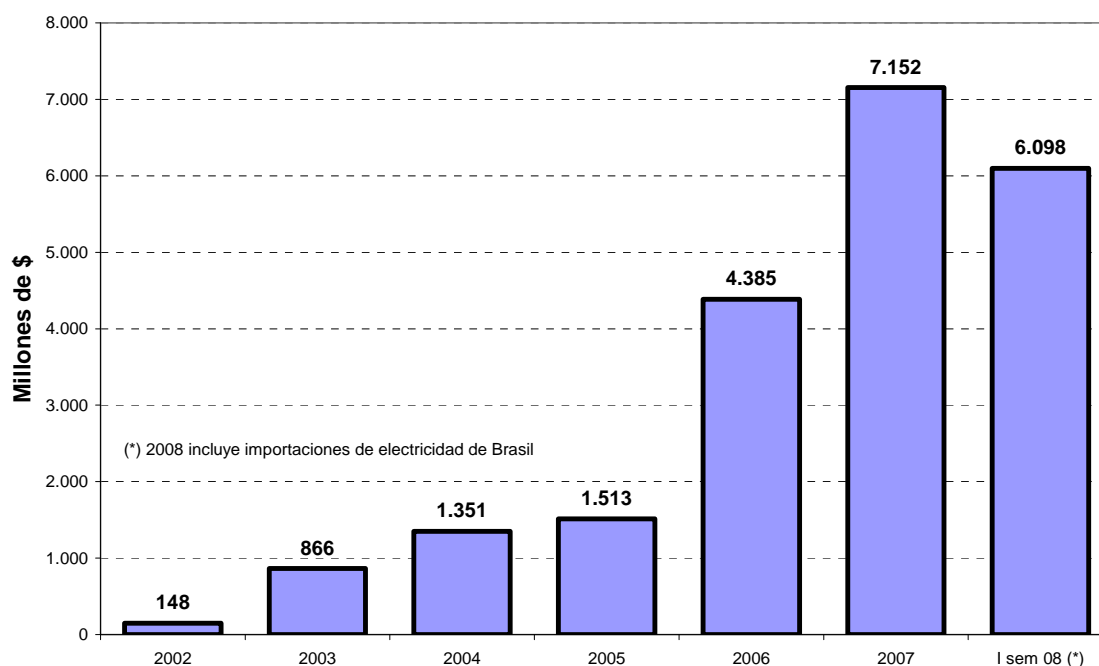
(la diferencia entre el precio al que "compra" la electricidad y el precio al que la "vende")



³⁴ Los saldos mensuales habían comenzado a ser deficitarios desde comienzos de 2002.

Ese diferencial de precios más el sobrecosto por la utilización de combustibles líquidos, multiplicado por la producción (la generación de electricidad en MWh) es lo que determina el monto del subsidio implícito en el sistema en cada período. Medido así, se podría estimar que en 2004 y 2005 los subsidios se mantuvieron acotados en torno a los \$ 1.500 M anuales, en 2006 saltaron a por lo menos \$ 4.500 M y en 2007 llegaron a \$ 7.200 M. En términos generales podría decirse que en este período en cada año se duplicó la cifra del anterior. En la primera mitad de 2008 los subsidios eléctricos fueron de \$ 6.100 M (incluyendo \$ 1.100 M de importaciones de Brasil). Esta cifra implica un 110% de aumento respecto a igual período del año anterior (fueron \$ 2.900 M).

Energía eléctrica: subsidio implícito



No todos estos montos tuvieron una contrapartida en términos fiscales. Las transferencias del Tesoro que recibió Cammesa entre 2005 y los primeros seis meses de 2008 (\$ 9.780 M) representan la mitad de los subsidios totales. Otra parte se acumuló como pasivo de ese organismo (un activo de las generadoras) y fue capitalizado en el Foninvemem (aproximadamente \$ 2.250 M) y el resto sigue

acumulándose impago en las cuentas, sin una definición de la forma en que será cancelado.

Movimientos de las cuentas de Cammesa

Cifras en millones de \$

	2005	2006	2007	I trim 08	Acumulado
I Saldo neto cuentas Cammesa al inicio	-933	-2.563	-2.372	-5.040	-933
II Fondos transferidos por el Gobierno	1.471	1.953	5.128	1.228	9.780
III Capitalización del Foninvermem	0	2.250	0	0	2.250
IV Déficit estimado para el periodo	-1.513	-4.385	-7.152	-6.098	-19.148
V Otro	-1.588	373	-644	2.754	895
VI Saldo neto cuentas Cammesa al cierre (I+II+III+IV+V)	-2.563	-2.372	-5.040	-7.156	-7.156

Fuente: M&S Consultores en base a Cammesa, Asap y estimaciones propias.

Haciendo algunos supuestos es posible estimar el tamaño del subsidio implícito en la tarifa de electricidad domiciliaria. Tomando como base una cifra de \$ 15.000 M de subsidios para el sector en todo 2008, asumiendo que esos subsidios se dirigen básicamente a los usuarios de las distribuidoras (es decir que los usuarios que contratan directamente con las generadoras no son subsidiados) y aceptando que los subsidios se distribuyen linealmente entre los clientes de las empresas distribuidoras³⁵, se obtiene que el subsidio promedio por factura bimestral es de \$ 131.

Puesto de otra manera, la factura eléctrica promedio de una casa de familia es hoy de \$ 46 por bimestre y debería subir a \$ 177 para eliminar completamente los subsidios. Eso implica multiplicar la factura actual casi por 4, más precisamente aplicar un aumento de 280%.

³⁵ Lo que implica subestimar el cálculo, dado que la electricidad domiciliaria tiene tarifas más bajas que la de los usuarios comerciales e industriales y por ende más subsidio.

Esto es así incluyendo solo la recomposición de la tarifa de generación. No se incluyen ajustes en transporte y distribución que también pueden tener precios atrasados. Tampoco incluye el impacto de un ajuste en el precio del gas que también impactaría en el costo de la energía eléctrica.

Estimación del subsidio implícito en la tarifa de electricidad domiciliaria

a	Energía total disponible en un año	110,0	GWh
b	Energía entregada a las distribuidoras (que atienden la demanda residencial)	67,0	GWh
c	Participación (en%) de los usuarios residenciales en la demanda total de energía	35,0	%
d	Energía consumida por los usuarios residenciales (a*c)	38,5	Gwh
e	Participación (en%) de los usuarios residenciales en la demanda de las distribuidoras (d/b)	57,5	%
f	Subsidios al consumo de energía eléctrica (estimado 2008)	15.000	Millones \$
g	Subsidios al consumo residencial (e*f)	8.619	Millones \$
h	Número de usuarios residenciales	11	Millones
i	Subsidio al consumidor residencial anual (g/h)	784	\$/año
j	Subsidio al consumidor residencial por bimestre (i/6)	131	\$/bimestre
k	Factura bimestral promedio actual	46,5	\$/bimestre
l	Factura bimestral promedio sin subsidios (j+k)	177,1	\$/bimestre
m	Variación de la factura bimestral (l/k)-1	280,9	%

ANEXO 1:

Cambios en la regulación del sector del gas después de 2002

Con la crisis económica del año 2002, la regulación al sector se modificó rotundamente. En primer lugar, el Estado Nacional decidió suspender la segunda Revisión Quinquenal Tarifaria (RQT) en marcha y decidió “congelar” las tarifas de gas a todo usuario. Recién en el año 2004, se comenzó a observar una política más activa del gobierno en aras de recomponer la situación económica y financiera de las empresas del sector.

Así el PEN emitió el Decreto 180/2004 a través del cual creó el Mercado Electrónico de Gas (MEG) cuyas funciones fundamentales son transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria de gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas al mercado Spot de gas natural y a los mercados de transporte y de distribución. Además creó un Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas. Se estableció que dicho fondo se nutriría de:

- (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución;
- (ii) los recursos provenientes de organismos nacionales e internacionales y
- (iii) fondos del sistemas de aportes específicos, a realizar por los beneficiarios directos.

Simultáneamente emitió el Decreto N° 181/2004, facultando a la Secretaría de Energía a realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) adquirido por las distribuidoras. También la instruyó a implementar un mecanismo de protección para aquellos usuarios de esas prestadoras que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores.

Por Resolución 280/04 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios se estableció la segmentación del precio mayorista por cuenca y tipo de usuario:

- (i) Residenciales y Pequeñas Demandas a los que definió como Usuarios Prioritarios y
- (ii) Restantes Categorías como los Industriales, GNC, SGP3.

Los Usuarios Prioritarios mantuvieron sus precios a "Valores Pesificados", mientras el resto de las categorías debieron enfrentar un sendero de incrementos que comenzó en Mayo de 2004 y culminó en Julio de 2005. Además el Decreto fijó umbrales de consumo para las categorías del servicio residencial R1, R2 y R3. Mientras que el sendero de precios ha funcionado para los grandes consumidores, no se lo ha aplicado para la pequeña demanda SGP y residencial. Los usuarios de GNC han sido forzados a buscar sus propios contratos, en lugar de mantenerse protegidos de los aumentos tarifarios en el ámbito regulado de las distribuidoras.

La distorsión de precios ocurrida a partir del año 2002 hizo que algunos Transportistas y Productores tendieran a privilegiar las exportaciones (en dólares) por sobre el abastecimiento del mercado internos (en pesos y con precios casi congelados). En una primera instancia el Estado Nacional implementó un Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte a través de la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles. Posteriormente, en el año 2004 la Secretaría de Energía, a través de la Resolución N° 659/2004, instrumentó el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural (en adelante el "Programa") sustituyendo el Programa de Racionalización anterior.

El nuevo Programa fue ideado para que sea operativo cuando la inyección de gas natural por cuenca fuera inferior a la demanda interna de:

- (i) los usuarios contemplados en el Artículo 31 del Decreto PEN N° 180 de 2004, estos son los Usuarios del Servicio Residencial, los

Usuarios del Servicio General - P y los Usuarios del Servicio a Subdistribuidores;

- (ii) la de los usuarios firmes (SGG, FT, FD y FIRME GNC), por su capacidad reservada y
- (iii) la de las centrales de generación térmica, que resulte necesaria para evitar la interrupción del servicio público de electricidad. De este modo, cuando se diera esta condición (inyección menor que demanda interna) la Subsecretaría de Combustibles instruiría a los productores exportadores de gas natural para que inyecten al sistema de transporte o distribución, el volumen de gas adicional para el mercado interno para satisfacer las demandas mencionadas. Simultáneamente, bajo estas circunstancias los concesionarios u operadores de gasoductos no podrían transportar bajo ningún concepto gas natural para exportación que hubiera sido inyectado, directa o indirectamente, por un productor exportador que no hubiera cumplido con su obligación de inyección adicional para el mercado interno.

En el año 2005, el Estado Nacional continuó en esta tendencia regulatoria y la SE a través de la Resolución N° 752/2005 sentó las bases para la normalización de precios en el mercado de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST). Estableció que aquellos usuarios (excepto residenciales o con pequeñas demandas) debían adquirir el gas natural directamente a los productores o comercializadores en el PIST.

Esta medida tuvo por objeto mantener un precio y tarifa de distribución congelado a los usuarios residenciales y pequeñas demandas en el ámbito de la distribuidora y forzar a ciertos usuarios, entre ellos las estaciones de GNC, a comprar sus requerimientos de gas natural a precios de mercado. Por otro lado esta Resolución obligó que a partir del 1º de agosto de 2005, las empresas distribuidoras no podrían suscribir contratos de corto, mediano o largo plazo para

la compra de gas natural en el PIST para abastecer a los Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles, ni podrían utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes para abastecer a estos usuarios; lo cual profundizó la tendencia a que todo usuario distinto al residencial o comercial o industrial menor debía pagar los precios de mercado para grandes usuarios y no los precios que pagaba la demanda cautiva.

Finalmente la Resolución prohibió los contratos de las empresas distribuidoras para la compra de gas natural en el PIST para abastecer a los usuarios del Servicio General "G" y los usuarios de GNC debían seguir ciertos mecanismos para la compra de gas en el PIST.

Asimismo, a estos usuarios que dejaban obligadamente el ámbito de las distribuidoras, la Resolución los denominó Nuevos Consumidores Directos (NCD) de gas en el MEG y se les habilitó un sistema para que pudieran demandar gas en los PIST, registrando su disposición a contratar gas a término, utilizando para ello un mecanismo denominado Ofertas Irrevocables Estandarizadas (OIE).

El precio ofertado en las OIE (el precio que está dispuesto a pagar el oferente) debe ser similar al promedio ponderado de los precios de exportación facturados, netos de retenciones, en cada cuenca y con el compromiso de "tomar o pagar" (TOP) no menos del 75% de la Cantidad Máxima Diaria (CMD) solicitada. El menor volumen a contratar debe ser de 1.000 m³/día de CMD.

Si una OIE no fuera satisfecha por ningún oferente de gas, el demandante tiene la posibilidad de requerir a la Secretaría de Energía que le asigne el volumen demandado y tal inyección adicional será requerida a los productores que exportan gas y que inyecten gas natural desde las cuencas que puedan abastecer esas OIE insatisfechas, priorizando las que, con el transporte disponible, impliquen menor costo en el Punto de Entrega que corresponda al consumidor.

En otras palabras, los oferentes (productores de gas natural) se encuentran hoy día negociando volúmenes de gas con un tope de precio dado por el propio

precio de exportación (neto de retenciones), el cual se fija en un mercado también intervenido por el Estado Nacional.

