

Notas sobre el presente y las perspectivas de la energía en Argentina

Alberto Müller
Plan Fénix - FCE - UBA



PLAN FENIX

**FRIEDRICH
EBERT 
STIFTUNG**

ARGENTINA

Notas sobre el presente y las perspectivas de la energía en Argentina.

por ALBERTO MÜLLER

Trabajo elaborado con motivo del Seminario "El sector energético argentino - Situación y perspectivas" en agosto de 2008, organizado por la Fundación Friedrich Ebert y el Plan Fénix (UBA). Sergio Petralia colaboró en la recolección y sistematización de la información estadística.

PLAN FENIX

<http://www.econ.uba.ar/planfenix>

Impreso en Argentina, 2009.

EDICIÓN:

Fundación Friedrich Ebert en la Argentina.

FUNDACION FRIEDRICH EBERT

Marcelo T de Alvear 883, 4º piso

C1058AAK - Buenos Aires, Argentina.

E-mail: fes.argentina@fes.org.ar

www.fes.org.ar

Los artículos que publicamos son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no traducen necesariamente el pensamiento de la Fundación Friedrich Ebert. Se admite la reproducción total o parcial de sus trabajos como asimismo de sus ilustraciones, a condición de que se mencione la fuente y se haga llegar copia a la redacción.

DISEÑO DE PUBLICACIONES:

YUNQUE de Ildefonso Pereyra.

E-mail: yunquemm@yahoo.com.ar

Tel. Fax: 54 11 49576726

Venezuela 3246 - CP1211

Buenos Aires, Argentina.

Propósito

5

Consideraciones iniciales: la ecuación energética y el crecimiento

5

Marco mundial: nuevo shock petrolero y opciones

12

Reformas regulatorias y privatizaciones en el sector energético

15

Hidrocarburos

16

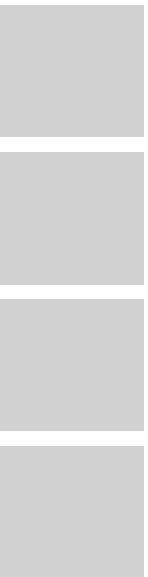
Energía eléctrica

22

Las políticas y las reformas

28





*A Mónica Padlog
In Memoriam*

Propósito

■ PROPÓSITO

El propósito de estas notas es brindar algunas consideraciones acerca de la actualidad y el futuro del sector energético en la Argentina, y sugerir algunos lineamientos de política sectorial. Luego de brindar un marco referencial general acerca de la configuración del sector, encuadrado en una comparación internacional, se reseñarán algunos aspectos salientes de la actual coyuntura mundial. Luego, se tratarán los subsectores de hidrocarburos y eléctrico en Argentina, para presentar finalmente un conjunto de conclusiones y recomendaciones.

Aunque resulte superfluo, subrayemos que el presente trabajo dista de pretender exhaustividad, en cuanto a la cobertura temática. A pesar de las numerosas omisiones, se espera brindar una perspectiva que resulte útil a los efectos de comprender la problemática actual del sector.

Consideraciones iniciales:

■ CONSIDERACIONES INICIALES: LA ECUACIÓN ENERGÉTICA Y EL CRECIMIENTO

■ la ecuación energética y el crecimiento

La energía es un elemento que interviene en virtualmente todas las actividades humanas; es en realidad un aspecto indisoluble de éstas. Pero mientras durante un largo tiempo de la historia de la Humanidad, el componente energético era aportado sobre todo por el propio hombre en el proceso de trabajo, o eventualmente por la incorporación de animales domesticables (además del

uso de fuentes como el fuego), es en la época moderna cuando se conforma un sector especializado en el suministro de determinados insumos energéticos. Ellos vienen en parte a reemplazar las fuentes anteriores, pero también a ampliar en grado considerable el potencial del trabajo humano; esto no es más que una nueva manifestación del proceso de división del trabajo que caracteriza a las sociedades actuales. En particular, y a pesar de que se desarrolló en una etapa ya más avanzada del capitalismo, la energía eléctrica es la forma que corporiza las mayores ventajas, en cuanto a flexibilidad y rendimiento, entre los insumos energéticos; de hecho, se trata de uno de los pocos ejemplos de un insumo de uso absolutamente difundido en la economía¹. Por otra parte, los combustibles fósiles (y sus derivados, como los destilados del petróleo) se han mostrado imprescindibles para un conjunto amplio de actividades, sobresaliendo entre ellas el transporte; por ejemplo, el transporte aéreo no existió hasta tanto se encontró disponible un combustible de alto rendimiento por unidad de peso².

Está claro que no todas las formas de energía utilizadas en la sociedad moderna proceden de este sector especializado. Por lo tanto, no resulta tan sencillo delimitar el alcance del mismo.

Habitualmente, el sector energético es hoy día identificado en torno de dos ejes de actividad: la generación eléctrica desde cualquier fuente y el suministro de combustibles de origen orgánico (cualquiera sea su origen). Como es sabido, ambos sectores se encuentran vinculados entre sí, puesto que una parte de la generación eléctrica se realiza con frecuencia a través de la quema de combustibles.

El desarrollo del sector energético, así definido, acompaña el proceso general de desarrollo económico y social; éste último incorpora instrumentos de elevada productividad, que utilizan los insumos energéticos mencionados, a los efectos de iluminación, calefacción, transporte, actividad industrial, etc. Por otra parte, debe remarcarse que se trata de un sector donde aparecen en forma generalizada economías de escala, dando lugar a configuraciones empresarias típicamente concentradas y a la intervención estatal a fines de regulación. Ésta se ve justificada además por la baja elasticidad-precio de la demanda, que deviene precisamente de las economías de escala, y del consiguiente bajo costo de lo provisto, en relación a eventuales alternativas técnicas.

En este cuadro, existe un rubro que requiere un tratamiento particular: los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón). Tales combustibles son el resultado de procesos de gran duración, por los que se degrada y concentra materia orgánica, la que así queda en condiciones de ser utilizada con gran rendimiento energético, en relación al volumen requerido y al trabajo que demanda su extracción. Por otra parte, ellos se encuentran disponibles en cantidades limitadas y diferentes condiciones de accesibilidad; esto los torna simultáneamente elementos estratégicos y fuentes de muy amplias rentas (esto es, permiten la obtención de sobre ganancias), por tratarse de recursos no replicables en igualdad de condiciones.

¹ Por ejemplo, de acuerdo a la Matriz de Utilización de 1997 de la Argentina, además del sector de suministro de energía, sólo otros tres sectores (sobre un total de 195) venden a la totalidad de los sectores productivos. (Véase Matriz Insumo Producto Argentina 1997).

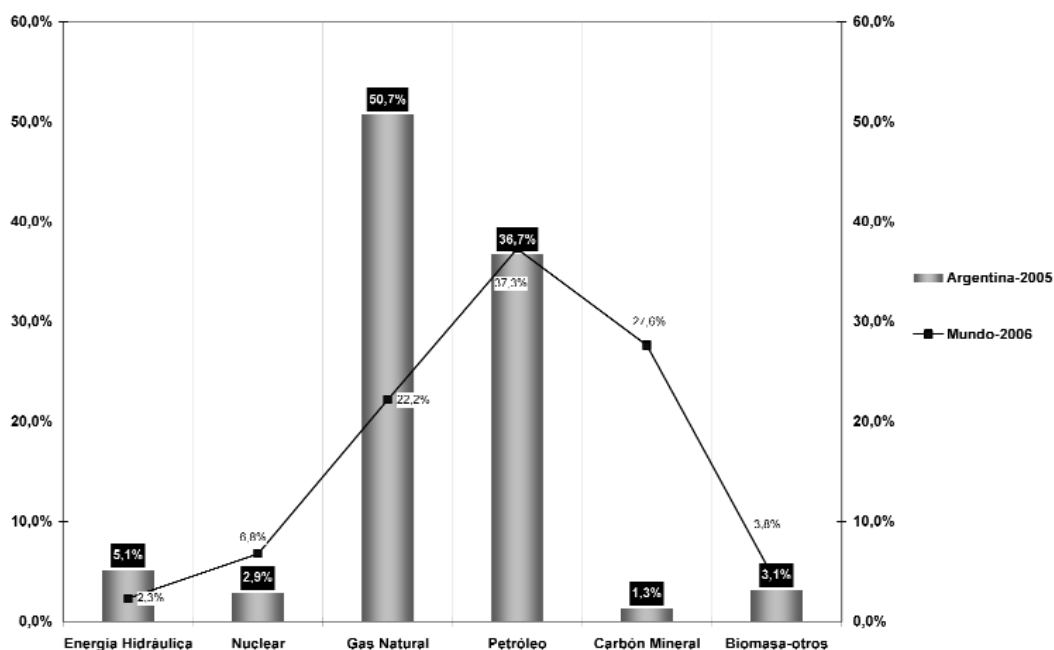
² Simultáneamente, en el ámbito de la física se desarrolla a lo largo del Siglo XIX un cuerpo teórico que encuentra un fundamento común a todas las manifestaciones energéticas, generando así una perspectiva unificada, y la posibilidad de una medición agregada de la energía.

Asimismo, se trata de recursos que se agotarán, por cuanto su reposición se produce en tiempos abismalmente mayores que su consumo; de hecho, puede afirmarse que lo consumido en recursos fósiles en el último siglo supera el consumo de todo el período anterior de existencia de la especie humana. Esto es importante en especial en el caso de los hidrocarburos líquidos, por su alto rendimiento energético y versatilidad, como así también por su empleo en usos no energéticos (petroquímica). No es casual entonces que una parte relevante de la conflictividad política actual a nivel internacional se encuentre vinculada al acceso a estos recursos fósiles.

Por estas razones, es importante evaluar el sector energético en función del origen de los recursos que el mismo emplea. Este ejercicio integra la formulación de los balances energéticos.

A fin de ofrecer un primer marco de referencia acerca del sector energético argentino, se presenta en el siguiente gráfico una comparación con el resto del mundo, en cuanto a las fuentes de energía primaria (datos para Argentina-2005 y Mundo-2006)³.

**Gráfico 1:
Oferta de energía primaria**



Fuente: elaboración propia sobre datos de Secretaría de Energía (Argentina) y OPEP (Mundo)

Pueden percibirse las particularidades del caso. Por una parte, el gas natural asume una importancia decisiva, duplicando su participación, con relación al resto de los países; asimismo, el carbón tiene presencia muy reducida en nuestro país, mientras que en el mundo representa más de un cuarto del total de energía primaria. Las fuentes hidroeléctricas casi duplican la incidencia del resto del

³ Se utilizan para la Argentina los datos a 2005, por presentarse inconsistencias en el Balance Energético de 2006.

mundo, mientras que la energía nuclear aparece rezagada. El petróleo en cambio observa una participación similar a la del resto del mundo.

Como es obvio, la particular conformación de la oferta en cada país responde en medida importante a su disponibilidad de recursos naturales. Esto es válido sobre todo en el caso de los recursos cuyo transporte enfrenta limitaciones de algún tipo. En el caso de la energía hidráulica, puede ser transmitida solamente a países próximos, mediante líneas de alta tensión; de igual manera, el grueso del gas que se transporta hoy día entre países lo hace a través de ductos (aun cuando, como veremos, se está desarrollando una nueva modalidad). Ya las fuentes restantes (básicamente, petróleo y carbón) son accesibles a costos razonables en cualquier punto del mundo, aun cuando el transporte terrestre incide en forma importante en el caso del carbón.

Además, la propia demanda impone restricciones importantes en el perfil energético. En el caso de energía no eléctrica, existen mucho menores posibilidades de sustitución entre fuentes, prevaleciendo decisivamente los hidrocarburos; ello ocurre en particular con el transporte (excepto el ferrocarril) y la producción agraria.

Pero intervienen además otros factores. Por ejemplo, pueden existir decisiones explícitas de desarrollar determinadas fuentes. Así, en el caso de Francia se optó por promover la energía nuclear, con lo cual esta fuente adquiere una importancia poco usual en otros países. Otro ejemplo relevante es el de España, en relación a la energía eólica.

La gran preeminencia del gas en la Argentina (probablemente, el caso de mayor incidencia en el mundo) responde a la abundancia del recurso, debida sobre todo al yacimiento de Loma de La Lata, identificado a fines de los años '70 y plenamente explotado luego de la construcción del Gasoducto Neuquén II, que lo vinculó al principal centro de consumo del país. Nótese de todas maneras que la abundancia del gas se tradujo más en una "gasificación" de las actividades que en la formación de excedentes exportables; en los mejores años de exportación, esta alcanzó a representar no más del 20% de la producción total. Este incremento fue visible en el caso de la generación eléctrica y en el desarrollo del Gas Natural Comprimido como combustible para el transporte; entre ambos, ellos alcanzaron en 2006 casi el 40% del consumo interno, superando al consumo industrial⁴.

Por último, las fuentes no convencionales tienen un papel reducido en nuestro país, siendo su incidencia similar a la del resto del mundo.

Se ha dicho anteriormente que el consumo energético guarda vinculación con los procesos de desarrollo económico. Esta relación es muy compleja, habida cuenta de que el uso de la energía depende de una cantidad de factores particulares, que van desde el aspecto climático hasta la particular configuración productiva que adquiere cada país, e incluso de su distribución del ingreso.

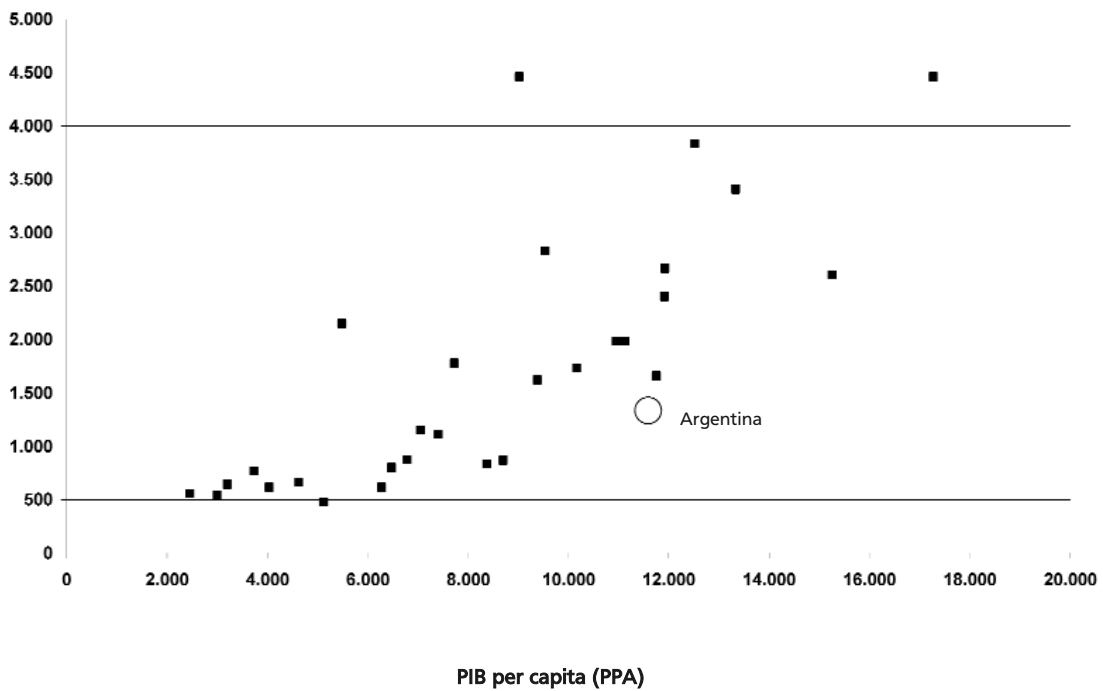
A fin de ilustrar este aspecto, expondremos información comparativa para un conjunto de 31 países, todos ellos pertenecientes al estrato que el Banco Mundial define como de nivel medio de in-

⁴ Ver datos en www.enargas.gov.ar y www.energia.gov.ar.

greso per cápita; se ha adoptado una muestra que combina países de América Latina y de Europa⁵. El propósito es el de evaluar cómo se ubica la Argentina en este contexto, en términos del consumo energético.

Presentamos en primer lugar un gráfico que indica la relación entre el Producto Interno Bruto (PIB) per cápita, corregido por Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) y el consumo energético total, también per cápita⁶.

Gráfico 2:
Consumo *per capita* de energía. (tep/1000/hab)

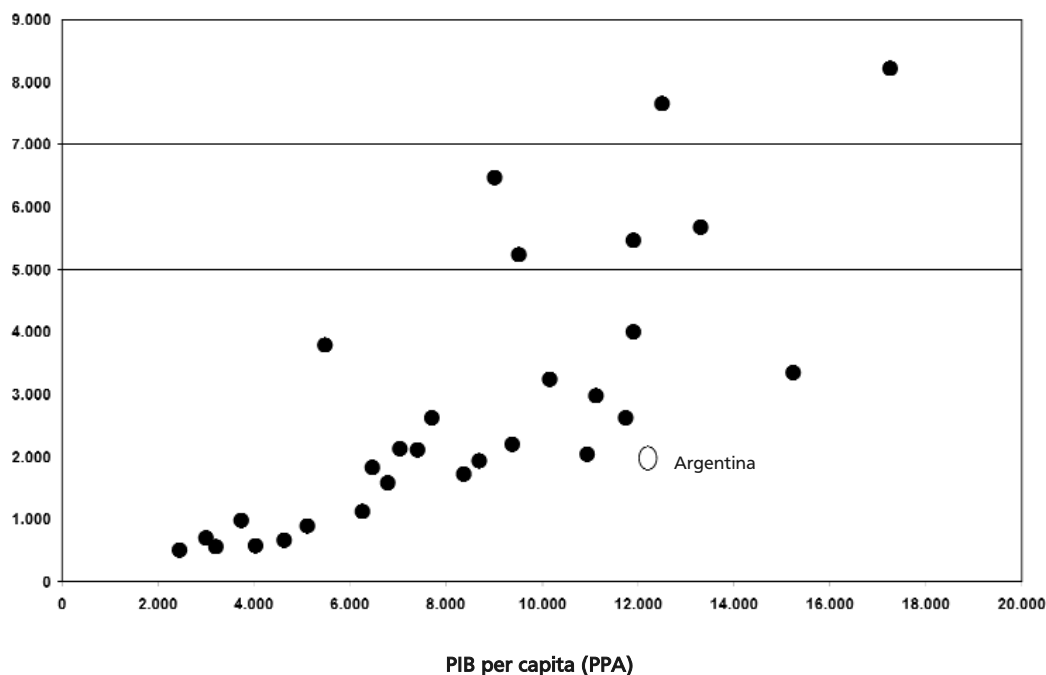


El gráfico a continuación ilustra la relación entre el PIB per cápita corregido por PPA y la producción de energía eléctrica.

⁵ Los países son los siguientes: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Croacia, Ecuador, El Salvador, Estonia, Federación Rusa, Guatemala, Honduras, Hungría, Letonia, Lituania, Méjico, Nicaragua, Panamá, Perú, Polonia, Rumania, República Checa, República Dominicana, República Eslovaca, Sudáfrica, Turquía, Uruguay y Venezuela. Fuente: World Bank – World Development Indicators – 2007. La fuente originaria de los datos energéticos– sujetos a reservas diversas, en cuanto a la comparabilidad entre países y a lo largo del tiempo – es la Agencia Internacional de Energía

⁶ El consumo energético es definido a estos fines como el valor total de la energía primaria utilizada en el país.

Gráfico 3



Ambos diagramas indican una clara relación creciente entre el producto per cápita y el consumo de energía (asumiendo en el caso de la energía eléctrica que producción y consumo coincidan). Puede sin embargo observarse una importante dispersión, que tiende a crecer con el nivel de producto. Ello es en algún grado atribuible a que buena parte de los países de ingreso medio de Europa se encuentran en latitudes que implican mayor demanda energética, por razones climáticas⁷.

Un somero análisis econométrico (que no es reproduce aquí por brevedad) sugiere elasticidades unitarias, en ambos casos; esto es, producto per cápita y consumo de energía tienden a crecer a ritmos similares⁸.

⁷ Otro caso que constituye un "outlier" es el de Venezuela, que presenta niveles de consumo energético muy superiores a lo que sería esperable, por su nivel de PIB per cápita. Por ejemplo, el consumo aparente total de petróleo es superior al de Argentina, pese que su población es un 30% inferior, y su PIB per capita un 50% inferior. Es probable que los bajos precios internos de hidrocarburos y electricidad tengan impacto; pero no debe descartarse también alguna distorsión estadística.

⁸ Se realizaron regresiones lineales y doble logarítmicas entre las variables energéticas y el PIB per cápita, siempre corregido por PPA; a ello se agregó una variable dummy, para contemplar el caso de los países de latitudes elevadas, además del caso anómalo de Venezuela. Los resultados obtenidos fueron robustos, en términos de poder explicativo (r^2 superior a 0.8). En ambos casos, las regresiones lineales arrojaron un valor no significativo para el término independiente, lo que significa elasticidades unitarias; las regresiones doble logarítmicas por su parte indicaron valores de elasticidades no exactamente unitarios, pero sí próximos a la unidad. En principio, se opta por el resultado lineal, dado que es econométricamente más robusto; las variabilidades de las elasticidades obtenidas por las regresiones doble logarítmicas son bastante importantes, pese a que se rechaza la hipótesis nula.

Es interesante destacar ahora el comportamiento del caso de la Argentina. Tal como lo indican los gráficos – como así también el análisis econométrico – el consumo energético que se observa es relativamente menor al que sugerirían los otros países.

A título de ejemplo, se presentan en el cuadro siguiente los valores de consumo para un conjunto de seis países cuyos PIB per capita se hallan en un entorno próximo al de nuestro país.

Cuadro 1
Consumo energético para países seleccionados

País	PIB per capita (PPA)	Prod. eléctrica per capita (KWh)	Consumo de energía per capita (Kg. equiv. de petróleo)
Argentina	11.750	2.613	1.660
Chile	10.168	3.224	1.732
Croacia	11.127	2.971	1.985
Estonia	12.516	7.638	3.835
Letonia	10.953	2.025	1.988
Lituania	11.924	5.458	2.666
Polonia	11.913	3.995	2.403

Fuente: Banco Mundial (ver texto)

Se constata que – con la parcial excepción del caso de Letonia – los consumos energéticos son siempre superiores a los de la Argentina, en algunos casos por diferencias importantes; cabe observar de todas maneras que la muestra involucra a cuatro países de latitudes elevadas. Complementariamente, puede mencionarse - como indicación referencial aproximada - que los modelos lineales obtenidos estiman demandas energéticas para el nivel de PIB per capita de la Argentina superiores a los valores observados en 16.5% (energía total) y 19% (energía eléctrica).

No tenemos elementos de juicio aquí para ofrecer una explicación de esta menor intensidad energética del caso argentino; ello demandaría un análisis muy pormenorizado de las realidades de cada país.

Cabe sí advertir que este diferencial podría ser evidencia de una demanda actual inferior a lo “normal”, la que podría manifestarse a futuro, implicando un incremento del consumo aun mayor de lo que podría sugerir la expansión del PIB.

Marco mundial:

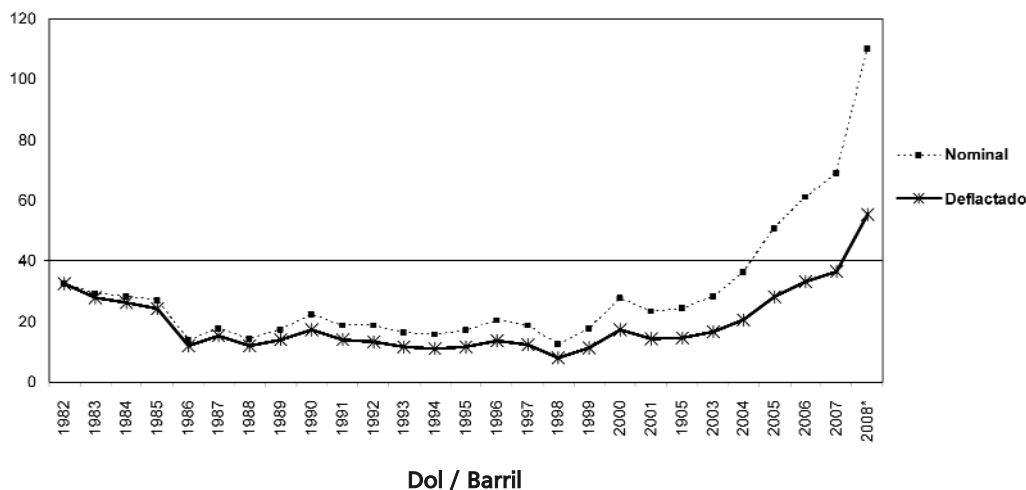
MARCO MUNDIAL: NUEVO SHOCK PETROLERO Y OPCIONES

nuevo shock petrolero y opciones

Este apartado reseña algunos elementos de interés referidos al contexto mundial, con particular énfasis en el caso de los hidrocarburos.

Una constatación central (y por demás conocida) es que luego de muchos años de estabilidad, se ha producido un incremento sustantivo del precio del barril de petróleo. El gráfico siguiente brinda una perspectiva de largo plazo, para valores nominales y deflactados (se adopta como año base 1982)⁹.

Gráfico 4
Precio del Petróleo



Los dos episodios anteriores de incremento de precio del petróleo se habían verificado en 1973-4 y 1980. El precio máximo que se había alcanzado en el segundo shock estaba en el orden de 40 dólares por barril (nominales). El precio decreció luego, para permanecer en niveles reales muy bajos durante 24 años (con excepciones breves, como en oportunidad de la Guerra del Golfo, en 1991). A partir de 2004, comenzó un paulatino pero firme ascenso del precio, que luego se aceleró en el segundo semestre de 2007, de la mano de intervenciones especulativas, originadas en los mercados financieros (luego de producirse la crisis de las hipotecas en Estados Unidos). Pero debe señalarse que ya a mediados de 2006 se habían alcanzado valores que en términos reales son comparables a los del segundo shock. El precio al primer semestre de 2008 era 4 veces superior a los

⁹ Los valores nominales han sido obtenidos de la OPEP (www.opec.org), excepto 2008, para el que se ha utilizado un valor promedio estimado de los primeros meses. Los valores deflactados se han obtenido hasta 2005 por el Índice de Precios Implícitos en el PIB de Estados Unidos (Fuente: Banco Mundial, op. ct.). Para los años siguientes, se utilizó el Índice de Precios al Consumidor, también de Estados Unidos.

menores valores en la década pasada, y superaba holgadamente – siempre en términos reales – el alcanzado en oportunidad del segundo shock.

Se han señalado varias causas para esta recuperación, luego de 15 años de niveles bajos. Sin duda, la base determinante ha sido tanto la bonanza económica de los Estados Unidos en la década pasada (que se tradujo en un crecimiento del orden de 2% anual en el consumo), como la impactante expansión de las dos mayores economías emergentes, China e India. De hecho, a partir de 2004 el consumo mundial se ha expandido con firmeza. Podría pensarse que otro factor relevante sea el aumento de la participación de los oferentes más concentrados, como resultado del agotamiento de yacimientos alternativos (por ejemplo, el Mar del Norte). De hecho, la porción del mercado en manos de la OPEP y países de Europa del Este (básicamente, la ex-URSS, hoy Federación Rusa) pasó de 56% a 61%, entre fines de los años 80 y la actualidad, lo que sin duda puede haber fortalecido su poder de mercado. Las evidencias de la literatura son sin embargo poco conclusivas con relación al efectivo poder de fijación de precios de este grupo de oferentes.

La implosión del sistema financiero operada en el segundo semestre de 2008 ha incrementado fuertemente la volatilidad del precio, por lo que todavía no pueden avizorarse tendencias; pero por ahora el precio de 70 dólares el barril pareciera constituir un piso.

A diferencia de los shocks anteriores, que constituyeron a la vez episodios bruscos y relativamente breves, el último proceso de crecimiento ha sido más gradual, pero a la vez parecería mostrar mayor resiliencia. Con más intensidad que antes, comienzan a escucharse opiniones que apuntan al eventual agotamiento del recurso, pese a que las reservas probadas aún permiten avizorar abastecimiento a 3-4 décadas, si el consumo no crece excesivamente¹⁰. Aflora aquí sin duda el carácter estratégico del petróleo, sobre todo si se piensa su absoluta insustituibilidad en los usos militares; este último aspecto dista de ser menor, habida cuenta la persistencia de conflictos bélicos de elevado nivel tecnológico (no pocos de ellos vinculados precisamente al suministro de energéticos).

La elevación del precio del petróleo ha abierto el campo para un conjunto de alternativas tecnológicas, algunas de ellas preexistentes, otras de desarrollo más reciente. Ninguna de ellas representa un sustituto pleno y efectivo de los derivados del petróleo, pero permiten abrir un horizonte de opciones relevantes.

A continuación se identifican y comentan brevemente tales opciones:

Carbón mineral: esta fuente es desde ya antigua, pero actualmente se la emplea principalmente a fines de generación eléctrica; como ya se ha visto, constituye una fuente más que relevante hoy día. Cuestionada durante mucho tiempo por su negativo impacto ambiental, cuenta hoy día con tecnologías que permiten una actividad más limpia y se auguran mejores perspectivas. Las reservas comprobadas son además muy superiores a las del petróleo (se estima que los actuales niveles de utilización permiten sustentar más de 150 años de consumo).

¹⁰ El consumo creció a una moderada tasa de algo más de 1% anual, en los últimos 25 años.

Hidroelectricidad y nucleoelectricidad: se trata de fuentes también conocidas, cuyo desarrollo fue detenido en numerosos países a partir de la década del '80, por razones ambientales; recientemente, han retomado vigencia, aun cuando no todos los países cuentan con posibilidades, en función del potencial ya explotado y de la disponibilidad de recursos a desarrollar (en el caso de la hidroelectricidad).

Transporte de gas natural licuado: tradicionalmente el gas natural fue transportado exclusivamente por ductos. En los últimos años, ha comenzado a abrirse paso la posibilidad de transporte a bajas temperaturas por buque. Se trata de una alternativa de alto costo, que se utiliza principalmente para reforzar el suministro en períodos de pico de demanda

Desarrollo de fuentes alternativas: bajo este título, se comprenden diversas opciones, que comprenden entre otros los biocombustibles, la generación eólica y la generación fotovoltaica (opciones técnicas maduras), pero también otras de carácter experimental, entre las que sobresale el eventual uso del hidrógeno, aun cuando la fuente principal de este combustible continúan siendo los hidrocarburos, por el elevado consumo energético que demanda la electrolisis del agua.

No pueden esperarse cambios drásticos en el mediano/largo plazo en la composición de la oferta de energía primaria. Pero puede suponerse que crecerá la incidencia de las fuentes alternativas al petróleo.

Este es de hecho, el pronóstico de la propia OPEP, que anticipa en su informe anual de 2008 un escenario de esta naturaleza para 2020-2030. El cuadro siguiente consigna los valores, en comparación con los de 2006.

Cuadro 2
OPEP: Oferta de energía primaria actual y pronosticada
Millones de ton equiv. de petróleo

	2006		2020		2030		Var 2006-2030
Petróleo	4.031	37,3%	4.830	34,6%	5.360	32,7%	33,0%
Carbón	2.989	27,6%	3.993	28,6%	4.655	28,4%	55,7%
Gas	2.400	22,2%	3.239	23,2%	3.993	24,4%	66,4%
Nuclear	731	6,8%	864	6,2%	1.022	6,2%	39,8%
Hidroelectricidad	251	2,3%	350	2,5%	427	2,6%	70,1%
Biomasa	349	3,2%	537	3,8%	674	4,1%	93,1%
Otros renovables	61	0,6%	150	1,1%	258	1,6%	323,0%
TOTAL	10.812		13.963		16.389		51,6%

Fuente: OPEC-World Oil Outlook - 2008

Puede constatarse que, de acuerdo a la estimación de la OPEP, entre 2006 y 2030 el petróleo sería la fuente que menos expansión presentaría, perdiendo más de cuatro puntos en su participación porcentual. Las fuentes alternativas no renovables y la biomasa mostrarían en cambio los mayores índices de expansión, aunque su participación continuaría siendo más que modesta.

Este escenario futuro, que en principio no parece irrazonable, sugiere que el costo de la energía se encarecerá a nivel internacional, con relación a los valores verificados en la década pasada. Solamente el descubrimiento masivo de nuevas fuentes hidrocarburíferas de bajo costo podría producir un escenario diferente¹¹.

REFORMAS REGULATORIAS Y PRIVATIZACIONES EN EL SECTOR ENERGÉTICO

Para la cabal comprensión del caso argentino, es necesario dar cuenta inicialmente de las profundas reformas regulatorias y de propiedad empresaria producidas en el sector energético. Ellas fueron parte de un programa más amplio, que se aplicó a un extenso conjunto de actividades a cargo del Estado, en los campos del transporte, las telecomunicaciones, agua y saneamiento básico, etc., y también en otros ámbitos (por ejemplo, la previsión social, la seguridad del trabajo, etc.).

Tales reformas respondieron entonces a una suerte de principio unificador, que apuntó simultáneamente a retirar al Estado de la producción de bienes y servicios y a incrementar el albedrío de las decisiones privadas; este principio fue luego implementado en formas diversas, en función de las diversidades sectoriales y otros aspectos particulares.

En el campo de los hidrocarburos, se produjo la total transferencia de pozos extractivos al sector privado, a través de diferentes mecanismos, entre los que cabe contar la privatización de la petrolera estatal (YPF), y la reconversión de contratos de explotación a contratos de libre disponibilidad. Asimismo, se adoptó un marco desregulado para la actividad de producción, y para el transporte y la distribución de hidrocarburos y derivados. El transporte y la distribución de gas en cambio fueron encuadrados en un marco de monopolio regulado, aun cuando se fragmentó la empresa estatal existente (Gas del Estado) en un conjunto mayor de empresas privadas.

Cabe señalar, como aspecto complementario, que la reforma constitucional de 1994 transfirió el dominio originario de los recursos hidrocarburíferos a las jurisdicciones provinciales, algo que fue efectivizado por ley durante la gestión presidencial 2003-2007. Sólo permanecen bajo jurisdicción nacional los yacimientos de la plataforma continental.

En lo que atañe al sector eléctrico, se segmentó la actividad en tres estratos diferenciados: generación, transporte y distribución.

La actividad de generación fue tipificada como de oferta libre; su remuneración se fijó al costo marginal (costo de operación de la máquina menos eficiente en producción). Transporte y distri-

¹¹ Existe al respecto la posibilidad de que el yacimiento de la Franja del Orinoco (Venezuela) implique un incremento significativo de reservas.

bución en cambio se trataron como ofertas monopólicas reguladas. El transporte fue concedido a operadores privados, a cambio de una retribución que cubre la operación y el mantenimiento; la expansión del sistema quedó supeditada a decisiones de generadores y consumidores. En cuanto a la distribución, quedó a cargo de operadores preexistentes o creados al efecto de la reforma (como es el caso del Área Metropolitana de Buenos Aires y La Plata), bajo marcos regulatorios particulares, aunque siempre dentro del concepto de monopolio regulado.

Se justificó el marco de oferta libre para la generación en que la entrada de nuevos generadores más eficientes implicaría una decisiva baja de costos; ella sería trasladada a los usuarios, aunque a través de un sistema mediado por una entidad mixta¹², encargada del despacho y de gestionar mediante fondos compensatorios las variaciones diarias de los precios.

Por otro lado, el alcance de la privatización fue también amplio; alcanzó a algunas grandes empresas estatales, protagonistas centrales de la etapa anterior (Agua y Energía Eléctrica, SEGBA e Hidronor). Permanecieron en la órbita estatal dos grandes centrales hidroeléctricas binacionales y las dos centrales atómicas en funcionamiento; pero el Estado Nacional abandonó cualquier proyecto de generación. Ya en el ámbito provincial, continuaron operando entidades estatales en algunas jurisdicciones.

Las reformas crearon así un escenario completamente diferente, al implicar el retiro del Estado y la liberalización de un conjunto de actividades dentro del sector. Es importante destacar que se suprimió toda instancia de planificación sectorial, en consonancia con la noción de delegar las decisiones estratégicas al sector privado, siguiendo las "señales" del mercado.

En los apartados siguientes, se hará referencia a los efectos de estas reformas y al panorama que se abrió luego, a partir de la quiebra del régimen de Convertibilidad.

Hidrocarburos

HIDROCARBUROS

El nuevo marco propició una intensificación de la explotación de los recursos petroleros existentes. La certificación de existencias acompañó *pari passu* la explotación, conformándose un perfil de reservas (en términos de años de producción) estable, en líneas generales; ello ocurrió en buena medida por la incorporación de reservas ya relevadas, puesto que los esfuerzos de prospección fueron relativamente escasos¹³.

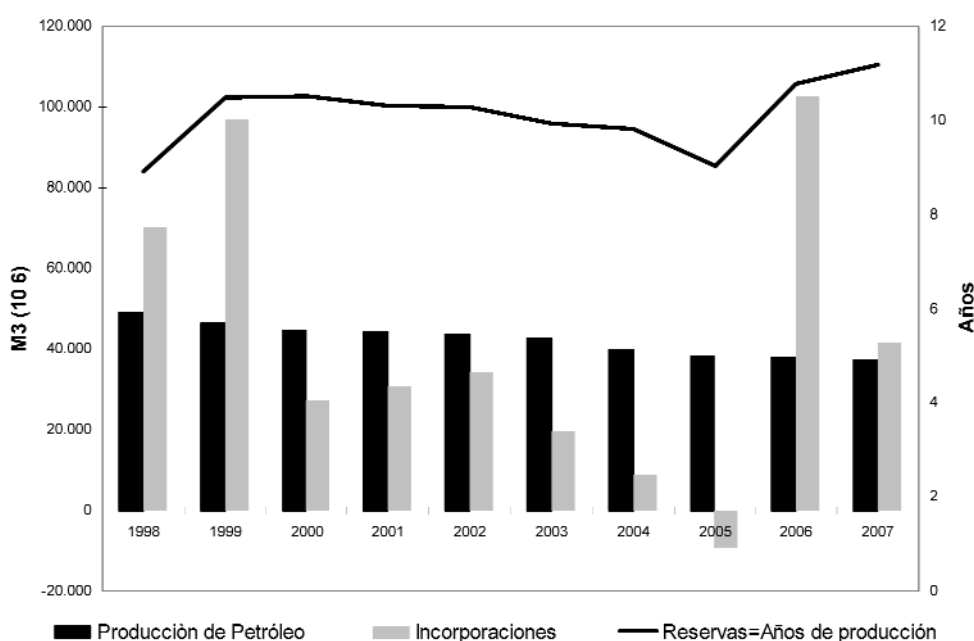
¹² La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), entidad donde el estado detenta el 40% del capital social, encontrándose el resto en manos de los actores privados del sistema.

¹³ En alguna medida, esto se logró por la certificación de reservas de la antigua YPF que habían sido consideradas como no comprobadas por una auditoría externa realizada poco tiempo antes de la privatización.

La producción alcanzó así un pico de alrededor de 49 millones de metros cúbicos anuales en 1998; el volumen del período 1995-98 representó un incremento del orden de 70%, con relación al promedio de la década anterior. Como resultado de esto, se generaron importantes saldos exportables, que alcanzaron 18 millones de metros cúbicos anuales, entre 1996 y 1998; la exportación llegó a representar poco menos del 40% de lo producido¹⁴.

Este panorama sin embargo se revirtió, a partir de 1999. La producción inició una trayectoria descendente, aun cuando las reservas se mantuvieron dentro del margen técnico de 8 a 10 años; el gráfico siguiente indica la evolución de producción y reservas, detallando las incorporaciones de reservas, desde 1998.

Gráfico 5



Paralelamente, se redujeron los saldos exportables, aun cuando permanecen hoy día, en parte reconvertidos a exportaciones de subproductos. En términos monetarios, sin embargo, los valores de exportación continuaron elevados, por efecto del incremento de precios.

Luego de la devaluación de 2002, del orden de 200%, se impusieron retenciones sobre las exportaciones petroleras. Hoy día las mismas fijan un precio máximo del crudo para el productor de 45 dólares; asimismo, se han fijado retenciones recientemente a la exportación de derivados. Más allá de la recaudación obtenida por el Estado, la aplicación de esta medida implica transferir un volumen importante de renta petrolera a los consumidores internos, por los menores precios de los derivados.

¹⁴ A título comparativo, estos volúmenes de exportación son similares a los de los menores exportadores de la OPEP (Indonesia y Ecuador); la producción total de 1998 equivalió a más de un tercio de la producción de Venezuela.

¹⁵ De hecho, en el período Enero- Mayo de 2008 el consumo residencial fue 3,7% menor al del mismo período de 2007.

Debe señalarse que los precios de los derivados más relevantes son objeto de acuerdos (y pujas) con el Gobierno; pero una parte ha quedado fuera de esta instancia (por ejemplo, asfaltos).

Las reservas de gas se incrementaron sustancialmente, llegando a representar más de 30 años de consumo, tras el descubrimiento del yacimiento de Loma de La Lata, por parte de la antigua YPF a fines de los años 70. Esto se tradujo en una pronunciada "gasificación" de la oferta energética. Según se dijo, una consecuencia característica ha sido la implementación del Gas Natural Comprimido como combustible vehicular y, sobre todo, la creciente participación de este fluido en el suministro a centrales de generación térmica.

Por otra parte, se incrementó la exportación, principalmente a Chile; a tal fin se construyeron diversos gasoductos, en lo que constituyó el único incremento relevante de la red de gasoductos en el país (actualmente existen ocho vinculaciones con Chile, una con Brasil y una con Uruguay). Las exportaciones llegaron a representar casi el 20% del total producido.

El cuadro siguiente detalla los principales usos del gas y su evolución reciente.

Cuadro 3: Consumo de gas por tipo de uso – 2001-2007

Miles de M3

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Centrales térmicas	Vehicular (GNC)	Resto	TOTAL
2001	6.717.209	1.008.269	9.626.612	8.897.951	1.850.565	686.354	28.786.960
2002	6.655.864	987.221	9.797.259	7.783.935	2.040.319	725.132	27.989.730
2003	6.862.408	1.021.395	10.682.871	8.750.872	2.639.989	806.725	30.764.260
2004	6.910.376	1.119.813	11.226.085	10.343.291	3.044.449	828.735	33.472.749
2005	7.443.171	1.129.797	11.335.299	10.690.040	3.167.844	918.853	34.685.004
2006	7.398.353	1.102.283	12.528.182	11.381.576	3.042.869	908.689	36.361.952
2007	8.999.864	1.241.184	12.176.447	12.176.020	2.857.816	1.079.765	38.531.096

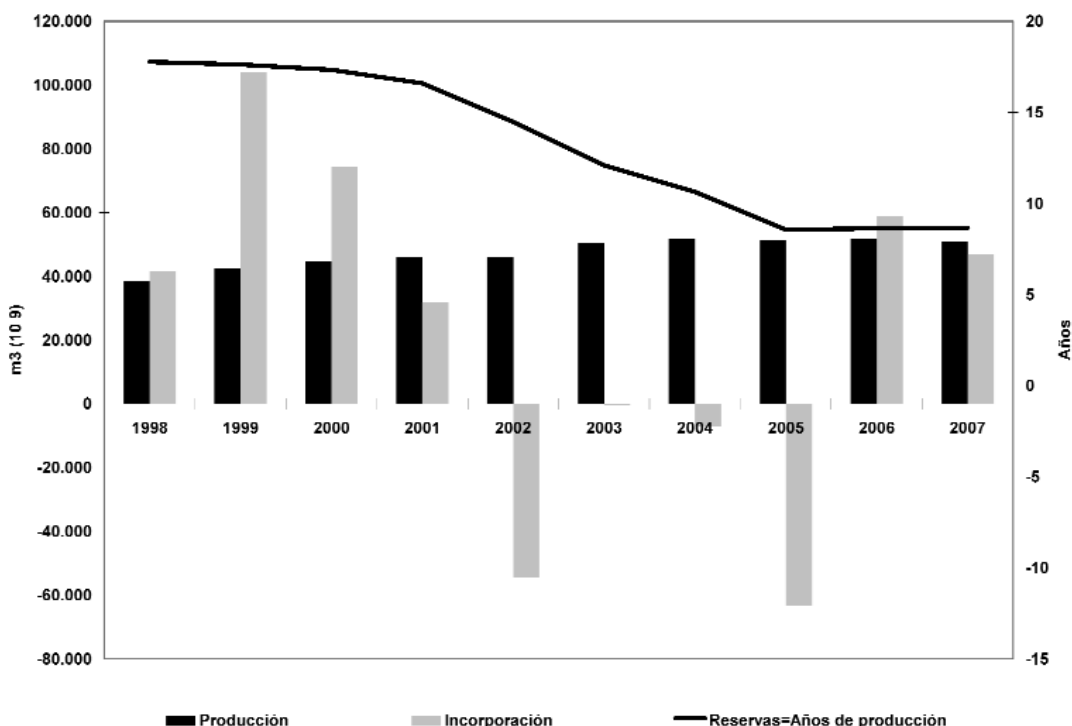
Fuente: www.enargas.gov.ar

Puede constatarse que los usos industriales y para generación eléctrica representan algo menos de 2/3 de la demanda interna total. Es visible por otro lado el crecimiento del uso vehicular, hasta el año 2006.

El consumo residencial creció a un ritmo menor que los otros consumos entre 2001 y 2006; el salto que se observa en 2007 es atribuible a las temperaturas anormalmente bajas de ese año¹⁵. Esto sugiere que el impacto del retraso tarifario sobre el consumo residencial es relativamente reducido, al contrario de lo que se ha aducido con frecuencia.

A partir de 2004, la producción de gas entró en estancamiento; asimismo, se produjeron importantes revaluaciones de las reservas (particularmente en 2002 y 2006), que redujeron su cuantía en grado más que relevante. Ello es ilustrado en el gráfico siguiente.

Gráfico 6
Gas natural: Producción, incorporaciones y reservas



Las reservas pasaron a representar menos de 9 años de consumo, la mitad del valor que se observaba a fines de los años '90. Las exportaciones se contrajeron severamente a partir de 2005, pasando de casi 20 millones de m³ diarios a 3.4 millones en 2007¹⁶.

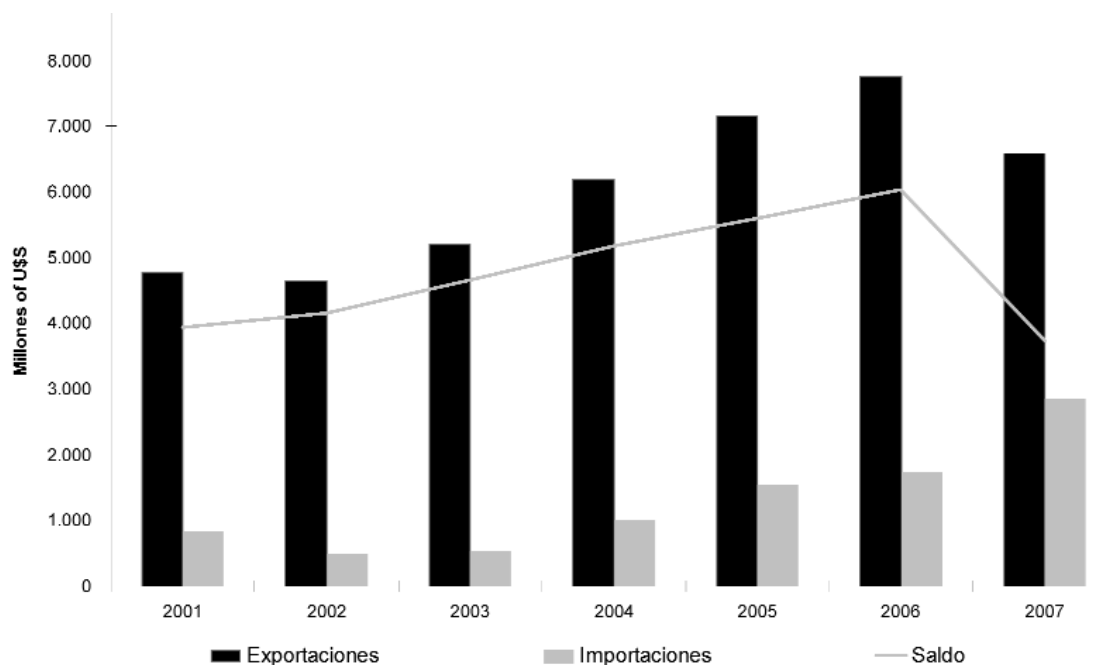
En el marco regulatorio fijado, el precio de gas en boca de pozo se establece en función de acuerdos libres entre oferentes y demandantes. Esto significó en su momento un gradual incremento del precio, luego de la reforma. La devaluación de 2002 no fue trasladada de manera inmediata; pero a partir de 2004 se avanzó en la liberalización del mercado, excepto para consumidores residenciales, acordándose una trayectoria de ajuste para el período 2007-2011.

A pesar de la evolución negativa observada en los últimos años, es conveniente destacar que el balance externo de energéticos continúa siendo favorable, tal como se evidencia en el gráfico siguiente, elaborado a partir de cifras de comercio exterior argentino¹⁷.

¹⁶ Paralelamente, se incrementaron las importaciones, aunque los valores son moderados (4% de lo producido o menos, según sea el año).

¹⁷ Los datos incluyen el comercio de energía eléctrica; pero se trata de valores marginales, por lo que puede considerarse de flujos referidos casi exclusivamente a hidrocarburos.

Gráfico 7
Evolución del comercio exterior de energéticos



Nótese que pese a la caída de volúmenes de exportación, el saldo es creciente en términos monetarios, en virtud del crecimiento de los precios internacionales.

La brusca caída de 2007 denota una reducción cuantiosa, atribuible a las menores ventas al exterior de gas y a la importación de derivados determinados (gas oil y fuel oil). Este resultado es obra de la coincidencia de temperaturas anormalmente bajas el año pasado, a lo que debe agregarse la pronunciada disminución de caudal del río Limay, afectando la capacidad de generación hidroeléctrica para el pico¹⁸.

No es fácil anticipar cuál será la trayectoria futura de este balance, aunque sí puede señalarse que en los primeros siete meses de 2008 el superávit fue menor que el verificado en 2007, a pesar de que las condiciones climáticas han sido bastante más benignas este año¹⁹. Pero a mediano plazo parece claro que, de persistir el estancamiento en las tareas de prospección, el superávit actual se convertirá en déficit.

¹⁸ Las centrales sobre el río Limay totalizan algo más del 20% del total de potencial de generación eléctrica; su menor oferta debe ser compensada por mayor generación térmica, lo que en época invernal conlleva importación de combustibles líquidos, por escasez de gas. Para información sobre el caudal, véase el Informe 2007 de CAMMESA (www.cammesa.com.ar).

¹⁹ De acuerdo a las cifras provisionales de comercio exterior, de Enero a Julio de 2008 el superávit por comercio energético fue de 1.700 millones de dólares, mientras que en el mismo período de 2007 había alcanzado los 2.447 millones de dólares (fuente: INDEC).

Incidentalmente, cabe destacar que la capacidad de refino de petróleo se encuentra en el límite; ello es así, por la inexistencia de inversiones en nuevas unidades (la última unidad incorporada data de 1971), habiéndose producido sólo inversiones de ampliación en unidades existentes. La reorientación de parte del producto del refino a la exportación²⁰ es en alguna medida responsable de los actuales cuellos de botella en el abastecimiento interno de combustibles, habida cuenta de la restricción de oferta.

Sin duda, la cuestión central a dirimir de aquí en más se refiere a la existencia de yacimientos nuevos de petróleo y gas. Se han producido recientemente numerosos llamados a licitación por parte de provincias para realizar prospecciones, al mismo tiempo que el Estado, a través de su empresa ENARSA (en asociación con capital privado) se encuentra realizando algún esfuerzo de prospección en la plataforma continental.

La historia de los hidrocarburos en Argentina enseña que el grueso del esfuerzo de identificación de nuevas reservas fue una tarea originada en la iniciativa estatal. Esto, por lo pronto, parece responder a características geológicas del país; con la excepción del caso de Loma de La Lata, nunca los yacimientos identificados fueron de productividad comparable a la de los grandes productores/exportadores de petróleo o gas a nivel mundial. De allí la falta de interés del sector privado en la prospección.

La abundancia petrolera y gasífera que se vivió en la segunda mitad de la década pasada entonces consistió más que nada en la dilapidación del capital acumulado anteriormente en términos de prospección, sin que se aseguraran mecanismos para la reinversión en ampliación de reservas; encomendar esta tarea a las "fuerzas del mercado" no aparece así como una vía a seguir en el futuro.

¿Cuál es la política oficial, ante este panorama? En algunos puntos, se ha continuado con el esquema heredado de las reformas de los '90; ello se ve en particular en el caso del precio del gas para uso no residencial y en el mantenimiento de la prerrogativa de libre disponibilidad de las divisas (70% del total) por parte de las exportadoras. Por el otro, se han introducido algunas reformas, más de hecho que de derecho. Entre éstas, podemos mencionar la constitución de un fondo fiduciario para ampliaciones de gasoductos; la intervención en los precios de mercados no regulados, sea por vía de negociación directa o de retenciones; y la constitución de una empresa estatal, con facultades muy amplias (que incluso exceden el marco propiamente empresario, como es la función de llevar un registro de reservas hidrocarburíferas).

Recientemente, se ha lanzado un plan denominado "Gas Plus", que determina condiciones para que nuevos yacimientos de gas puedan comercializar su producción en condiciones de libertad de precio. Asimismo, la intervención ha sido activa en lo referido a suplir faltantes de gas en períodos pico de demanda, a través de la importación de sustitutos líquidos.

A esto debe agregarse una decisión puntual, pero significativa, como es la implementación en asociación con el sector privado de una instalación de regasificación de gas natural licuado en Bahía Blanca,

²⁰ Entre 2005 y 2007, la exportación de crudo cayó en valores nominales a la mitad, mientras que la de derivados creció un 30%.

que permite abastecer la demanda de pico de gas, en época invernal, mediante importaciones.

Por su parte, los estados provinciales, una vez perfeccionada la titularidad de sus recursos hidrocarbúricos, han procedido en diversos casos a la renovación de plazos de concesión a plazos muy largos, con antelación a la fecha de vencimiento y con un relativo compromiso en cuanto a prospección.

Estas políticas parecen constituir más un conjunto de respuestas fragmentarias dictadas por la coyuntura, que el fruto de una óptica de largo plazo. Representan en algunos casos iniciativas importantes, en cuanto retoman la noción de planificación sectorial desde el Estado. En otros aspectos, resultan discutibles; en particular, la asignación directa de la renta de nuevos yacimientos gasíferos al sector privado.

Más allá de su aptitud individual, estas medidas no parecen responder a un planteo originado en una visión estratégica. La conformación de esta visión es una tarea aún pendiente.

Energía



ENERGIA ELECTRICA

eléctrica

Tras las reformas instrumentadas en la primera mitad de los años '90, el parque generador eléctrico incrementó su capacidad en unos 10.000 MW, un aumento del orden de 70%.

El resultado de esta mayor oferta fue una caída importante en el precio spot de la energía (del orden de 50%); ella fue trasladada a los usuarios no residenciales, en función de consideraciones de competitividad, habida cuenta del reducido valor del tipo de cambio real entonces vigente. Esto representó una reducción tarifaria (incluyendo los márgenes de transporte y distribución) del orden de 34%²¹; los usuarios residenciales no vieron en cambio modificada su tarifa.

Ha sido frecuente el alegato de que este resultado es atribuible al nuevo marco regulatorio, en particular al efecto de la mayor competencia en la oferta. Pero esta afirmación debe ser matizada. Por un lado, parte del incremento de capacidad (3.100 MW) se asocia a dos centrales hidroeléctricas construidas por el Estado (Piedra del Águila y Yacyretá). Por otro lado, el incremento de oferta térmica responde a un incentivo de tipo tecnológico, antes que regulatorio, producto de la aparición de la opción de generación en ciclo combinado, de costo considerablemente menor por unidad de potencia instalada.

Más allá de las razones que dieron lugar a este incremento de capacidad, el hecho es que durante varios años ésta excedió la demanda de pico, dando holgura a la oferta; bajo hipótesis pesimistas

²¹ Fuente: Índice de Precios Mayoristas - INDEC.

en cuanto a disponibilidad, en el año 2000 la capacidad disponible superaba en un 20% la demanda de pico²².

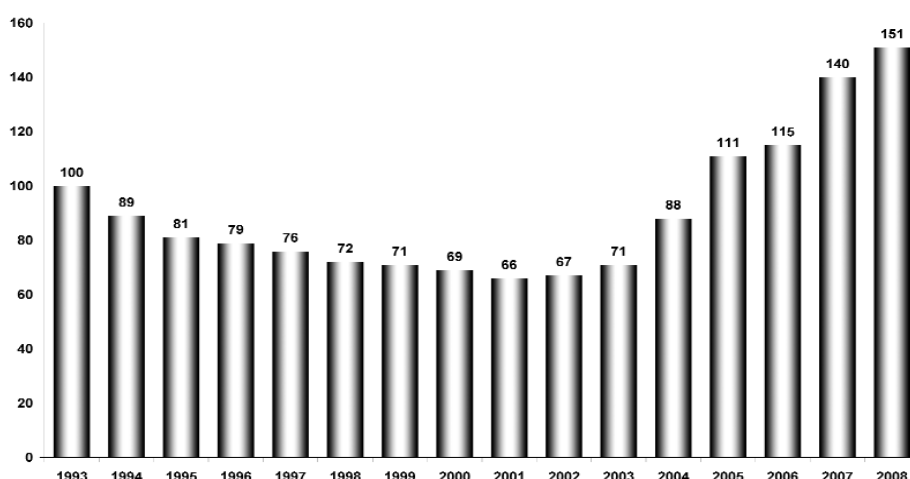
Como consecuencia de esta sobreoferta, y de la consecuente caída del precio spot, a partir del año 2000 el crecimiento de la capacidad instalada comenzó a amesetarse, al mismo tiempo que disminuían drásticamente los contratos de suministro a plazos más largos. Por otro lado, no hubo avances en toda la década pasada en emprendimientos hidroeléctricos no iniciados, que en principio podrían resultar factibles (por ejemplo, Corpus y Garabí), y se paralizó la construcción de la tercera central nuclear. Los inversores privados prefirieron la opción de las centrales térmicas de ciclo combinado, por su capacidad de generar repago de la inversión en un plazo más breve, y el Estado se atuvo a su rol de espectador de los acontecimientos.

En lo que hace a transporte, el esquema implementado apuntaba a que las decisiones de expansión de capacidad resultaran de acuerdos de largo plazo entre generadores y distribuidores. Este mecanismo se reveló inefectivo (tal como ocurrió en otros casos en el mundo), y de hecho ya en el año 2000 el Estado comenzó a adoptar medidas para avanzar en la planificación sectorial, revirtiendo la anterior política de delegación al sector privado. Ello dio lugar al Plan Federal de Transporte Eléctrico, financiado mediante el Fondo Fiduciario para Transporte Eléctrico Federal.

La crisis de 2001-2002 implicó una intervención de facto en el esquema regulatorio implementado. Se congelaron las tarifas, generándose una deuda con los proveedores del mercado mayorista, que fue más tarde capitalizada. Luego, se produjo un gradual descongelamiento de las tarifas no residenciales, lo que se tradujo en un incremento que hoy día alcanza un 130%, con relación a los valores de 2001.

El gráfico siguiente ilustra la evolución tarifaria, desde el año 1993, para el conjunto no residencial.

Gráfico 8
Evolución de la tarifa eléctrica no residencial



Fuente: Índice de Precios Mayoristas-INDEC

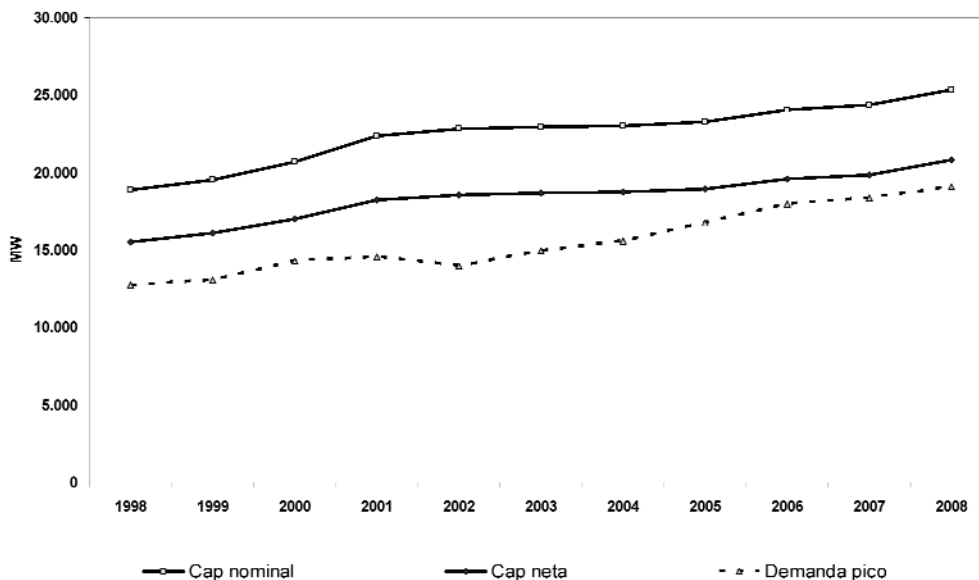
²² Se asume una indisponibilidad de generación térmica de 25% (por reparaciones de equipos) y de 15% del parque hidroeléctrico, por disminución de caudales. En el segundo componente, se excluye de la reducción la potencia instalada en Yacyretá, dado que el caudal que se registra es estable.

Debe señalarse que este incremento corresponde al componente de generación, pero no refleja plenamente el precio del mercado spot, cuyo crecimiento ha sido mucho mayor (300% entre 2002 y 2007)²³. A este crecimiento concurren simultáneamente el impacto devaluatorio, el encarecimiento de los combustibles y la entrada en producción de centrales de menor eficiencia, debido a la baja expansión de la capacidad instalada.

Las tarifas residenciales no tuvieron modificación desde el 2001 hasta el año corriente; pero debe mencionarse que se implementó un Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica en 2004, que estableció premios para consumos que fueran inferiores al promedio histórico, y castigos en caso contrario.

Como es obvio, luego de la crisis no hubo nuevas decisiones relevantes de expansión en generación eléctrica (algo que ya ocurría desde antes, según se mencionó). La demanda, por su parte, luego de una caída moderada en 2002, continuó en ascenso. Ello hizo disminuir en grado importante la holgura de oferta que se había producido anteriormente; hoy día, puede afirmarse que el sistema opera próximo al límite de disponibilidad efectiva. Así lo indica el siguiente gráfico, donde se compara la disponibilidad nominal de potencia, una estimación de la capacidad efectiva²⁴ y la demanda de pico de capacidad. Debe aclararse que el valor pico adoptado es el máximo registrado en cada año, lo que no significa que se trate de un valor recurrente.

Gráfico 9
Capacidad y demanda pico de energía eléctrica



Fuente: estimación propia sobre datos de www.cammesa.com.ar

²³ Debe señalarse de todas formas que a partir de la aplicación del Plan Energía Plus, las demandas adicionales de los grandes usuarios deben ser satisfechas en negociación directa con los generadores; esto produce una segmentación tarifaria, que probablemente no se refleja plenamente en el gráfico indicado.

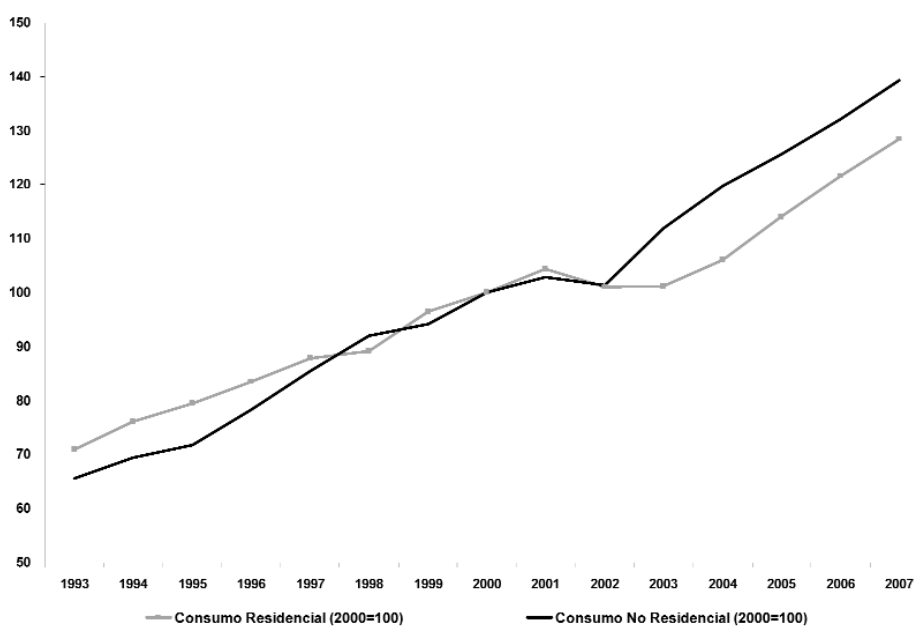
²⁴ La disponibilidad efectiva se estimó de la forma mencionada en nota al pie anterior.

El desbalance tarifario representó un crecimiento del compromiso estatal con el financiamiento del sector eléctrico. Ello fue importante sobre todo en lo atinente al combustible para generación térmica, en función de la creciente sustitución de gas por combustibles líquidos, considerablemente más caros, siendo la diferencia cubierta por el fisco; pero también debe contabilizarse el aporte estatal al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico. Los aportes presupuestarios de carácter corriente para el sector energético como un todo sumaron en el año 2007 cerca de 2.200 millones de dólares, mientras que los aportes de capital representaron 880 millones de dólares²⁵.

¿Cuál ha sido el impacto del retraso tarifario sobre la evolución de la demanda? Ha sido frecuente la argumentación de que un reajuste tarifario sería un instrumento apto para contener la demanda de energía eléctrica.

Las evidencias (y la revisión de casos en otros países) sin embargo sugieren lo contrario. Un test interesante aquí es comparar la evolución de la demanda residencial y no residencial, habida cuenta que para la primera no hubo incremento alguno de tarifa, según se vio, luego de 2001, algo que sí ocurrió para la demanda no residencial. El siguiente gráfico, que compara la evolución de ambos consumos, indica que el componente no residencial creció a tasas mayores, pese al incremento tarifario.

Gráfico 10
Consumo residencial y no residencial



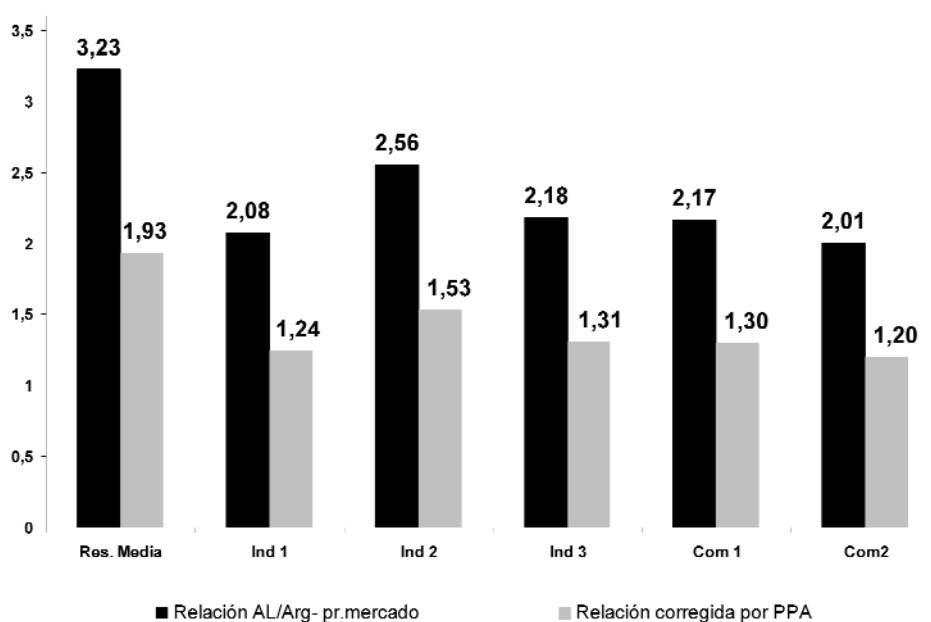
Fuente: Secretaría de Energía

²⁵ Fuente: Sistema Integrado de Información Financiera (SIDIF) – 2007.

Complementariamente, es interesante destacar que la aplicación del citado *Programa de Uso Racional* se tradujo en una relación de 2 a 1 entre usuarios castigados y premiados, lo que ratifica que la tarifa parece jugar un papel poco relevante en la decisión del usuario residencial.

A título complementario, es interesante comparar las tarifas locales con las de otros países de la región. El gráfico a continuación presenta valores para 2007²⁶, en dólares a la paridad corriente y corregidos por paridad de poder adquisitivo²⁷, cotejando el caso argentino con tarifas de Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú y Uruguay (se tomaron promedios simples).

Gráfico 11
Relación tarifas resto América Latina / Argentina 2007-CIER



En general, los valores de tarifa son siempre inferiores en la Argentina; la corrección por paridad de poder adquisitivo reduce sin embargo las diferencias en forma significativa, reflejando diferentes poderes adquisitivos de las monedas locales. La mayor brecha se presenta en las tarifas residenciales, donde la relación entre el conjunto seleccionado de países y la Argentina es de 1,93, considerando corrección por paridad de poder adquisitivo. En los casos restantes, el diferencial de tarifa en dólares es sobre todo imputable a la tasa de cambio real.

Esto no quita que las tarifas puedan tener un efecto relevante; pero parece adecuado esperar (en línea con trabajos realizados para otros países) más efectos en el largo plazo.

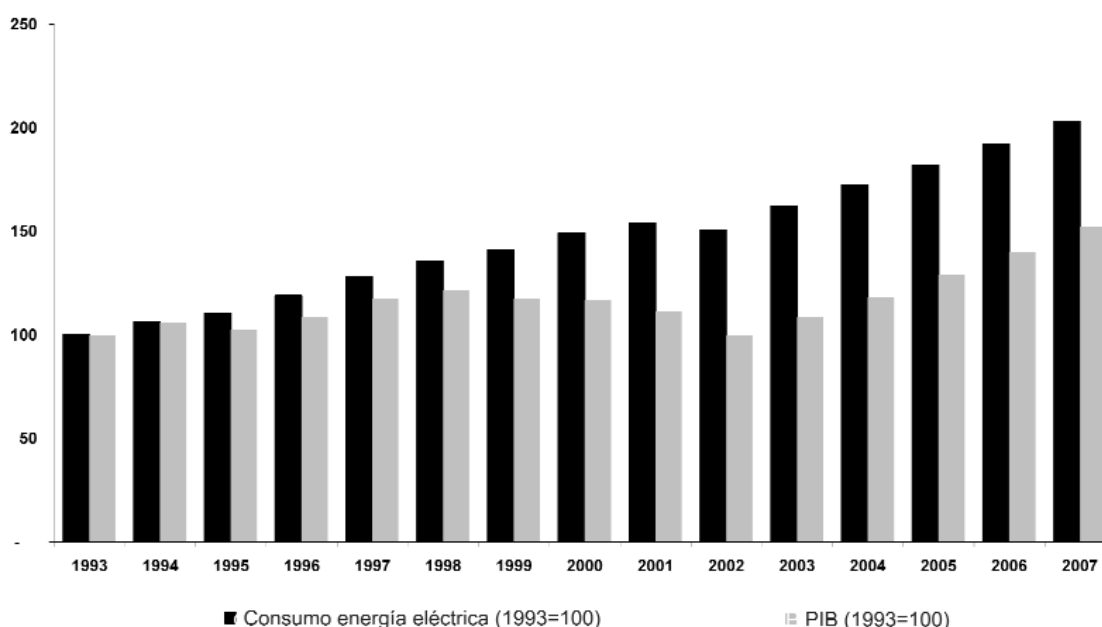
²⁶ Fuente: www.cier.org.

²⁷ La fuente de estos datos es www.cier.org; los mismos consideran un conjunto de consumos típicos, valuados en dólares al tipo de cambio de mercado. La corrección por paridad de poder adquisitivo se realizó en base a información del Banco Mundial sobre PIB calculado sobre esa base (ver www.worldbank.org).

La demanda eléctrica entonces parece haber respondido a otros factores, y no a la tarifa. Se mencionó al principio de este trabajo que existe evidencia de una relación de elasticidad unitaria de la misma con relación al nivel de actividad, por lo menos a partir de un análisis transversal para países de similar ingreso per cápita (aun cuando la Argentina aparece con un consumo menor al que sería de esperar).

Sin embargo, una revisión de las cifras históricas no arroja evidencias contundentes, en cuanto a la relación entre crecimiento y consumo energético. En los últimos 15 años, la demanda energética ha crecido en nuestro país en forma relativamente autónoma, con relación al nivel de actividad, tal como se visualiza en el gráfico siguiente.

Gráfico 12
Consumo de energía eléctrica



En consecuencia, cabe investigar más en profundidad cuáles son los determinantes de la demanda eléctrica, puesto que ni el nivel de actividad ni la tarifa aparecen como variables decisivas.

¿Cómo evaluar las políticas gubernamentales, con relación al sector eléctrico? Por lo pronto, queda claro que más allá de los enfoques que se adopten, el Estado deberá involucrarse en la temática, por el carácter de insumo insustituible que reviste la energía eléctrica. De hecho, una auténtica "crisis energética" es ante todo una crisis del sector eléctrico, tal como se ha visto en diversas oportunidades en la Argentina (y en otros países, por cierto); y tal crisis se da principalmente por insuficiencias en el parque generador o (en sistemas extendidos) por limitaciones de la red de transporte.

Hasta que se verificara la coyuntura crítica de 2001-2, la única reacción del Estado al desarrollo de

los acontecimientos fue la ya mencionada formulación del Plan Federal de Transporte Eléctrico, en vista de las insuficientes iniciativas en el ámbito del transporte; en lo demás, pareció primar una sensación de conformidad, fundada en la sostenida caída del precio del mercado spot.

El colapso económico que produjo la caída de la Convertibilidad obligó a un reingreso del Estado, como ya hemos señalado. A partir de allí, se gestaron iniciativas estatales diversas, referidas a la ampliación de capacidad de generación²⁸ o al transporte en extra-alta tensión²⁹.

Asimismo, se ha diseñado un régimen de expansión de capacidad de generación (Plan Energía Plus) que permite remunerar la inversión nueva, a través de contratos con la entidad encargada del despacho de cargas (CAMMESA).

Pero al mismo tiempo, se ha manifestado la voluntad de “normalizar” el régimen eléctrico, lo que implica retornar a la situación regulatoria existente antes del quiebre de 2001-2.

Parece claro que existe una contradicción entre principios que apuntan a direccionar la inversión en generación con la noción de un retorno al marco definido por la reforma de los '90. Pero lo cierto es que esta normativa no ha sido modificada; los nuevos regímenes se le superponen, sin que exista una definición acerca del curso futuro que deberá tomar el sector.

Las políticas ■ LAS POLITICAS Y LAS REFORMAS ■ y las reformas

El sector energético es una instancia clave para apuntalar cualquier proceso de crecimiento económico sostenible; y la Argentina cuenta con un potencial importante de recursos naturales, que le permiten encarar la cuestión energética con autonomía. Por una parte, dispone aún de suficientes reservas hidrocarburíferas como para abastecer por lo menos buena parte de su demanda, más allá de lo que se requiera comercializar en el margen. Por otra parte, existe un potencial hidroeléctrico relevante a ser explotado, que permitiría suministrar una parte importante de los incrementos de capacidad que se requerirán en los próximos 15-20 años. Finalmente, la tecnología nuclear cuenta con una larga tradición en el país, y ha sobrevivido – con tropiezos – una década de marginación de las políticas públicas.

²⁸ Se incluyen aquí la reactivación de las obras para concluir la elevación de la cota de Yacyretá; la reactivación de la construcción de la Central Nuclear Atucha II y la promoción – mediante la capitalización de las acreencias de generadores – de la construcción de dos centrales de ciclo combinado (enCampana y TImbúes).

²⁹ La construcción de líneas de transporte de extra-alta tensión (Tercera Línea de Yacyretá, Línea Choele-Choel – Puerto Madryn, Línea Puerto Madryn – Pico Truncado, entre otras).

Las actuales circunstancias por las que atraviesa el sector requieren por cierto atención; pero si son atendidas en tiempo y forma, no deberían surgir obstáculos insalvables para su superación. Por caso, si se cumplen los plazos previstos en cuanto a los proyectos de generación en curso, sería de esperar que se mantenga una situación de cobertura adecuada³⁰, en el mediano plazo

Pero se requiere indefectiblemente adoptar una perspectiva de largo plazo, a fin de definir el menú energético que atenderá necesidades que plantea el crecimiento económico. Las perspectivas son menos claras para un horizonte posterior a los próximos cinco años, puesto que cualquier emprendimiento de generación eléctrica que implique modificar la matriz de oferta energética a ese plazo debería ya encontrarse en marcha. Nos referimos a centrales termonucleares e hidroeléctricas; al respecto, sólo podemos contar como iniciativas en firme, pero no en ejecución, las centrales de Chihuidos II, La Barrancosa y Cóndor Cliff.

Como abordaje general, es indispensable recuperar la noción de planificación sectorial. Sobre este punto, la reforma de los '90 incurrió en dos errores conceptuales, que requieren ser revertidos en forma inmediata y explícita.

Por una parte, asumió que podían descentralizarse las decisiones referidas a generación y transporte eléctrico, y dejó librado a decisiones privadas lo referido a prospección y explotación de hidrocarburos, como así también a las exportaciones.

Por la otra, permitió la libre disponibilidad de rentas (sean éstas por generación eléctrica o por explotación hidrocarburíferas), en lugar de apuntar sea a su capitalización para el fondeo de nuevos desarrollos, sea a transmitir al resto de la economía la ventaja comparativa que resulta de la condición excedentaria que tenía la economía en términos energéticos. Ningún país de América Latina llegó hasta este punto, en materia de desinterés por un recurso estratégico, como son los hidrocarburos, o en lo referido a aprovechamientos hidroeléctricos.

Se requiere entonces asegurar que la renta producida por los recursos energéticos (básicamente, hidrocarburos) sea controlada por el Estado; el sector privado que interviene en la explotación de los mismos deberá adoptar el rol del contratista de obra, debiendo ser remunerado por el costo más una rentabilidad razonable.

Es conveniente enfatizar aquí que el sector energético difiere en forma considerable de otros sectores económicos convencionales. Por un lado, provee un insumo de interés estratégico, bajo condiciones de concentración de oferta, por obra de economías de escala, y una demanda en principio de baja elasticidad. Por el otro, es un sector donde existen niveles de información muy elevados, en cuanto a evolución del consumo según categoría de usuario (e incluso según usuario individual). Cuando un sector adquiere estas características, la gestión centralizada encuentra justificación: existe información suficiente, y hay ventajas importantes en adoptar decisiones a nivel

³⁰ El ingreso de la mayor capacidad de Yacyretá por elevación de cota, la conclusión de la Central Atucha II en 2010 y las dos Centrales de Ciclo Combinado (Timbúes-Campana) deberían asegurar una capacidad adicional acorde al crecimiento de la demanda de capacidad, estimable en 800 MW por año.

del sistema como un todo; es poco lo que puede aportar un mercado descentralizado, como sí puede ocurrir en otros sectores (donde la “Investigación sobre la demanda” que realiza el mercado puede cumplir una función importante).

Este marco de planificación requiere ante todo algunas definiciones de orden macroeconómico, referidas al aprovechamiento de las rentas (tanto hidrocarburíferas como de generación eléctrica), estableciendo un equilibrio entre los requerimientos fiscales y del sector externo, las necesidades de fondeo sectorial, los aspectos distributivos y la competitividad de la economía. Este abordaje permitirá generar un marco referencial para el diseño de la política tarifaria sectorial.

A partir de esta definición, deberá estructurarse una estrategia sobre los ejes siguientes:

- a. Desarrollar una política que apunte al crecimiento de la eficiencia energética, que permita moderar los incrementos de consumo.
- b. Como principio, deben regir precios regulados, en función de los propósitos indicados. En este marco, se deberá definir una vía de ajuste de precios y tarifas, bajo las condiciones indicadas, que aseguren progresivamente la continuidad de las prestaciones, bajo condiciones de autofinanciamiento, definidas a nivel sistémico, y no individual. Sólo en el caso de sistemas eléctricos dispersos en áreas de baja densidad, se ve justificado el subsidio (típicamente, a la distribución), al igual que en el caso de la distribución de hidrocarburos.
- c. Estos precios deberán alinearse progresivamente con los vigentes a nivel internacional, aunque ello no es un imperativo del corto plazo, a fin de reflejar la probable escasez y encarecimiento del recurso energético a futuro.
- d. En lo referente a hidrocarburos:
 - A partir de la compilación y análisis de las evidencias disponibles, definir un escenario posible de largo plazo con relación a las reservas hidrocarburíferas esperables y su explotación, incluyendo un mecanismo de fondeo para la prospección (posiblemente, basado en la renta petrolera actual).
 - Limitar las exportaciones actuales, a fin de asegurar el abastecimiento del mercado interno, apuntando a vincular las ventas al exterior a la ampliación de reservas
 - Promover la expansión de la capacidad de refino
- e. En lo referente al sector eléctrico:
 - Las decisiones referidas a generación y transporte deberán adoptarse desde una perspectiva unificada, eliminándose la actual segmentación
 - Deberá apuntarse a un escenario de generación donde concurren distintas fuentes, reduciéndose gradualmente la preeminencia actual de la generación térmica convencional (aun cuando a mediano plazo esta alternativa será indispensable, por el menor tiempo de maduración de las inversiones)
 - Las remuneraciones a los generadores deberán responder al principio del costo

medio (principio implantado de hecho actualmente); las eventuales rentas que surjan de una tarificación marginal deberán ser capitalizadas por el Estado, a fin de integrar un fondo de expansión de capacidad de generación y transporte.

