

V LACGEC

El suministro de gas y petróleo en la Argentina durante el próximo decenio

Por el Lic. Eduardo Barreiro, consultor independiente

El objetivo del presente trabajo es analizar el suministro de gas y petróleo durante la próxima década en Argentina.

Estamos ante un grave panorama de reservas de gas y petróleo declinantes: durante los últimos siete años en petróleo y cinco años en gas.

Con un crecimiento de la economía del orden del 9 % durante los últimos tres años, con un consumo energético que no decayó ni aún en los años de la recesión económica, y que luego creció más que el resto de la economía; con exploración de alto riesgo de reservas de gas y petróleo casi inexistente, con las mismas cinco cuencas sedimentarias en producción que fueron descubiertas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales y que ya están viejas, con un panorama de precios de los energéticos que no ha seguido las tendencias del mundo y no incentivan al ahorro ni al uso racional de la energía, Argentina está en problemas que se pueden agudizar de no tomarse varias medidas importantes.

El trabajo presentará los números y datos de la situación histórica, la presente y el futuro previsible. ¿Existe salida para el problema?

Sí. Se analizará el rol que le cabe a los energéticos, y qué medidas deberían tomarse para que el desarrollo económico del país no se frene por chocar contra la barrera energética.

Se estudiará el nuevo rol que debe asignarse a los combustibles líquidos, y las posibilidades cuantizadas de importaciones de gas de Bolivia y otros países.

¿Es posible plantearse un ahorro energético importante y sustentable en el tiempo como hizo Brasil en su momento? ¿Cuánto significaría?

Las importaciones de gas a través de los gasoductos planeados desde Bolivia, ¿son suficientes?

Se planteará la necesidad de construir una nueva refinería, además de ampliar las existentes.

Y se estudiarán las medidas a tomar con el objeto de favorecer una actividad exploratoria que nos permita recuperar el autoabastecimiento petrolero y de gas natural que nos duró 25 años, pero que perderemos este año o en 2007.

Introducción

Argentina ha pasado por una de las recesiones más fuertes y profundas de su historia, producto de políticas económicas equivocadas.

La debacle económica comienza en 1998 (2do trimestre) y se extiende hasta el 2002. Así es como presentaba Daniel Montamat en un gráfico porcentual de la evolución del PBI esta debacle económica, seguida por su extrapolación posible de crecimiento económico, en Junio de 2004, (presentado en el seminario del World Energy Council de San Juan (ver Seminario del World Energy Council, Energía Sustentable, Desafíos, 27/09/2004), ver figura 1.

Ahora bien: el modelo de Montamat, que muchos calificaron de exageradamente optimista, no fue tal. Implicaba un crecimiento de 7% acumulativo anual a par-

tir de 2003; y la realidad mostró 8,6% en 2003, y más todavía, 9% en 2004 y 9,1% en 2005.

Y seguiremos en ese orden de magnitud todavía este año. La figura 2 muestra el dato actualizado a diciembre de 2005 de la página del Indec, <http://www.indec.mecon.gov.ar/>

Ver también <http://www.mecon.gov.ar/cuentas/internacionales>, por lo relacionado con pagos al exterior de la deuda.

La recuperación ha sido tan fuerte, que ya al segundo trimestre de 2005 se superó el máximo producto bruto histórico trimestral de Argentina, que había ocurrido en el segundo trimestre de 1998, a partir del cual comienza la caída. La pendiente del crecimiento fue mayor que la que se tuvo en ese período de la década pasada, pero ese crecimiento se había basado en endeudamiento externo y llevó la deuda pública a niveles incompatibles con nuestra economía. Por la renegociación con quita que ha hecho este

Figura 1. Evolución del PBI (MM\$/precios constantes 1993)

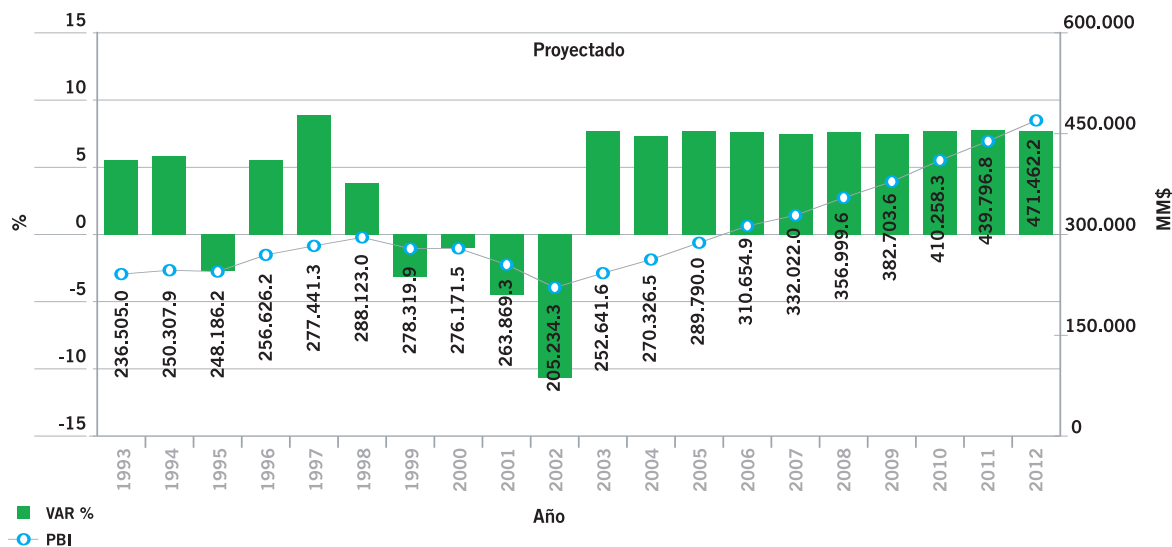
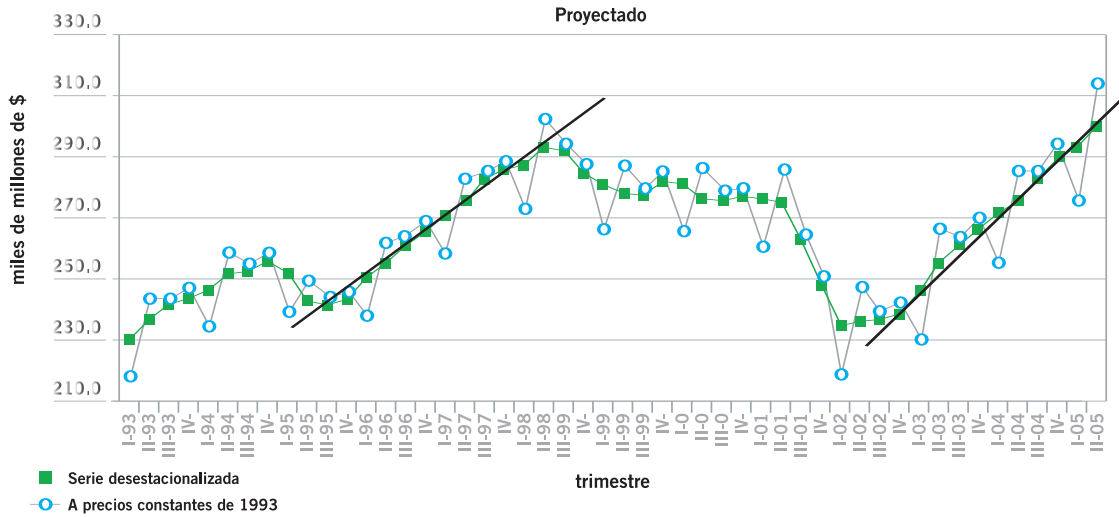


Figura 2. Evolución del PIB en miles de millones de pesos de 1993



gobierno, la deuda ha sido llevada a unos 127.000 millones de dólares. La figura 3 no tiene en cuenta la deuda nominal no renegociada con parte de los acreedores privados. Se supone, para colocar este total, que se renegocia en la misma condición.

El cuadro anterior fue presentado el 5/09/2005 por Jorge Leonardo Madcur, en ese momento secretario del Ministerio de Economía de la Nación en el Club del Petróleo, y muestra los efectos de la reestructuración de la deuda externa. Ahora se puede pagar, siempre y cuando se mantenga el superávit fiscal en torno al 3 % por los próximos años.

Ahora bien, corresponde la pregunta: ¿seguiremos con esas tasas de crecimiento, tipo (y superando) China?

Mi opinión es que no; al menos no tan fuerte. No vamos a obtener lo de China, que lleva diez años creciendo a más del 8%. Tenemos algunas barreras difíciles que pasar y la principal será la barrera energética. A lo largo del trabajo iré desarrollando la idea. Pero, si soy optimista

en cuanto a tasas del 4 a 5% anual acumulativo, que si se mantienen por diez años nos llevará a una posición relativa en el mundo, mucho mejor. Siempre que la energía no sea una barrera impasable. Para eso se debe tener una idea de la seriedad del problema.

La barrera energética

Argentina ha logrado el crecimiento hasta llegar a los valores actuales récord, en parte gracias a costos energéticos muy bajos, irreales y muy diferentes de los valores internacionales. Los combustibles cuestan al público 40% del valor internacional en el caso de la nafta y menos de la mitad para el gas oil. Es cierto que no hubiéramos tenido los crecimientos del PBI que hemos visto si los combustibles hubieran tenido precios internacionales, pero esta situación no se puede mantener in eternum. Las reservas de gas y petróleo se están acabando y nadie encara explotación de alto riesgo en nuevas cuencas con las inversiones necesarias. Seguimos operando con las mismas cinco

Figura 3. Deuda pública bruta total

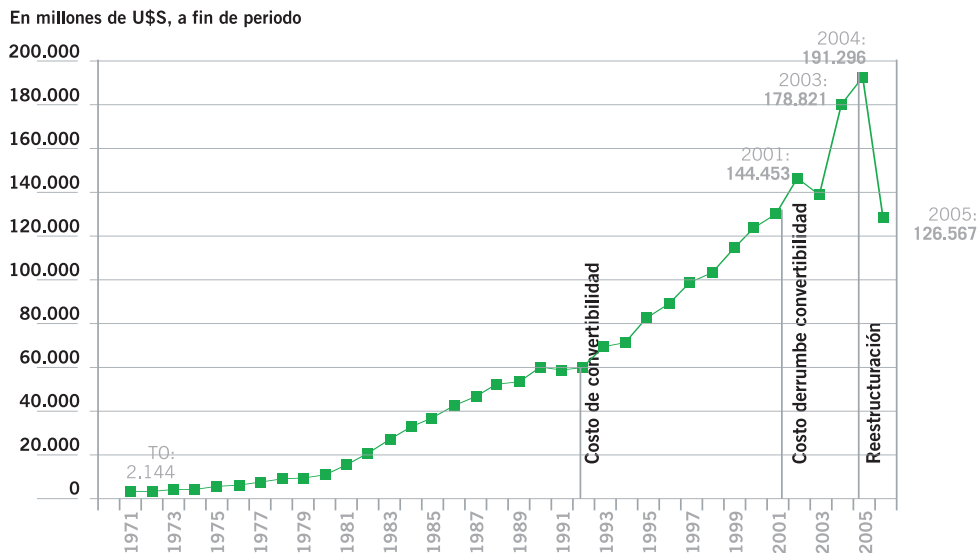
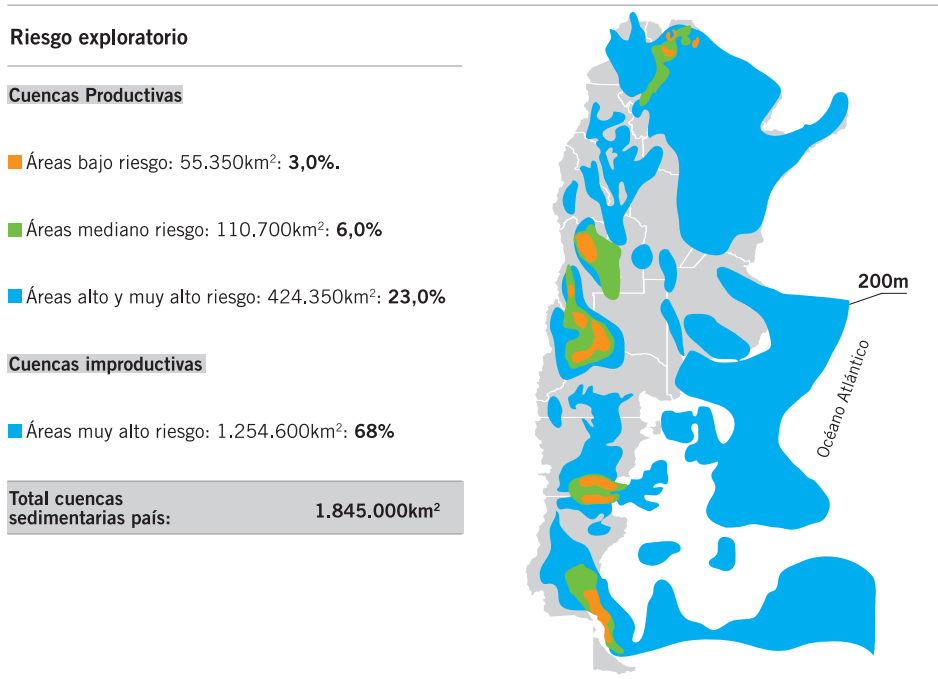


Figura 4. Riesgo exploratorio



cuencas que descubrió Yacimientos Petrolíferos Fiscales y en trece años de explotación privada no ha aparecido ni una sola cuenca nueva.

Al Estado no le interesó el tema cuando privatizó. Se pensaba erróneamente que la exploración iba a ser resultado natural del necesario mantenimiento de reservas, porque “los valores de las compañías petroleras están atados a sus reservas, y por eso, van a explorar”.

Lo que en ese momento no se vislumbró es el hecho de que esto es válido, pero a nivel mundial. A los accionistas no les interesa demasiado que las reservas de hidrocarburos

se localicen en Argentina, Colombia, Perú o Malasia, siempre que se puedan sacar.

Pero ¿había dónde explorar en Argentina?

Por supuesto. Había y hay. Veamos el siguiente mapa de cuencas de alto y muy alto riesgo exploratorio en la figura 4.

Sobran las áreas donde explorar. Existen 19 cuencas sedimentarias casi inexploradas tanto *offshore* como *onshore*.

Si analizamos las reservas de petróleo y gas y la relación reservas/producción para los mismos, nos encontramos con un panorama muy complejo e incierto.

En esta gráfica se ve, en una serie larga de 35 años, la evolución de las reservas de crudo (figura 5).

En el caso del gas, pasa lo mismo, aunque es más grave

Figura 5. Petróleo: reservas probadas y relación reservas/producción

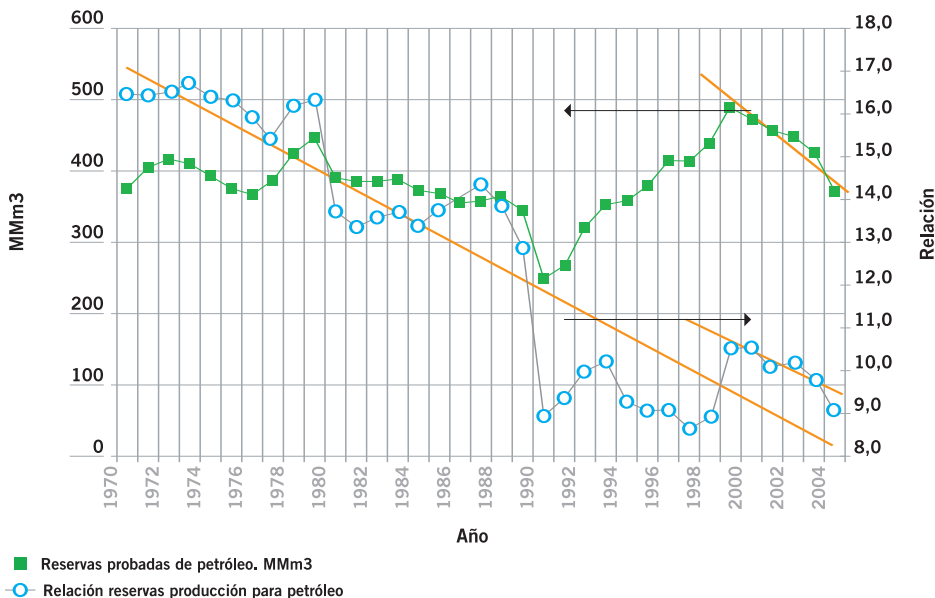
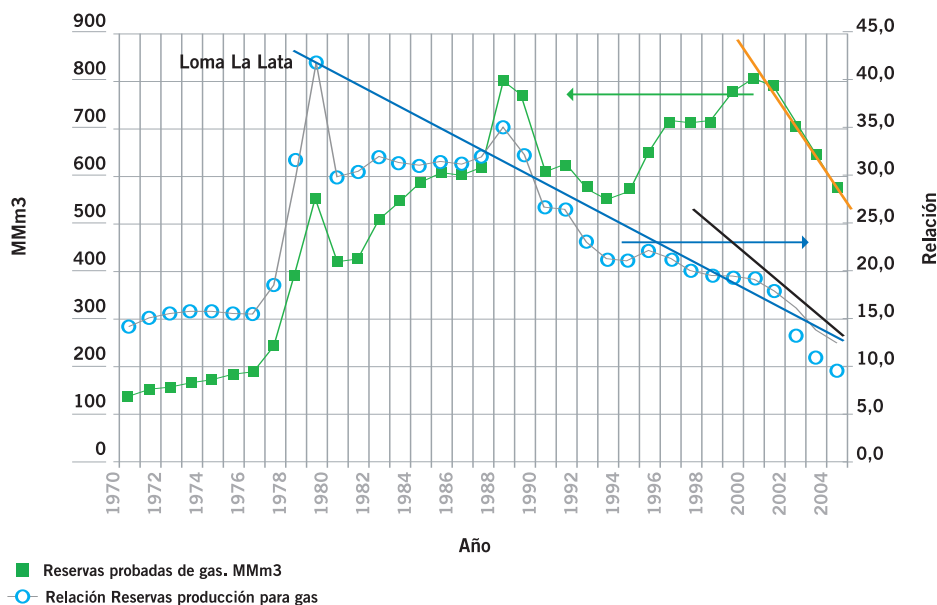


Figura 6. Gas: reservas probadas y relación reservas/producción



para el sustento energético del país.

Porque el gas no es un *commodity*: para hacerlo *commodity* hay que licuarlo y convertirlo en LNG y eso es caro. Además, nuestra matriz energética está basada en gas natural con más del 48% del total de energía primaria. Si a

ello le sumamos los compromisos de exportación con Chile y con Brasil y la indefinición en que se encuentra Bolivia respecto de qué precio le pondrá a sus exportaciones de gas, vemos que el panorama es complicado.

En la figura 6 se ve la producción bruta de gas, inclu-

Año	2004	2005	Pérdida de producción	Observaciones
Petróleo	40.650.683m ³	38.591.421m ³	-5,066%	También cae la reserva
Gas natural	52.574.572Mm ³	51.618.266Mm ³	-1,463%	También cae la reserva

que el ministro de Minas y Energía, Silas Rondeau, asegurara a la prensa que el gasoducto estaría listo para el año 2012.

yendo la extrapolación al año 2005.

Se observa que el gas cayó. A partir del año 2004 comienza su declinación, (con datos provisorios de 2005 –datos de febrero de 2006–, se perdió casi 1,5% de producción respecto al 2004). También el petróleo: en la tabla superior se presentan datos provisorios de los dos últimos años.

No analizaré el caso del crudo. Al ser un *commodity*, se lo puede importar, aunque haya déficit de estructura de recepción del producto.

Pero el problema del gas es más serio. La salida a esta situación del gas se resolverá de alguna de las siguientes formas:

- a) importando gas de Bolivia, y construyendo más ductos de transporte
- b) importando gas de Venezuela. Pero eso es de muy largo plazo, al menos no es para este decenio. Al respecto ver la nota siguiente:
 - Petrobras no considera viable aún el gasoducto sudamericano
 - el gerente financiero estimó que el faraónico proyecto será para otra década

Hay disenso en el gobierno brasileño respecto a la obra impulsada por Venezuela. La petrolera estatal pronosticó que conseguirá en 2006 una ganancia histórica.

San Pablo (AP y EFE) - Un gasoducto continental –el proyecto impulsado por el presidente de Venezuela, Hugo Chávez– no estará completado en esta década, pronosticó un influyente ejecutivo del coloso brasileño, Petrobras.

Al ser consultado sobre el megaproyecto, el gerente financiero de Petrobras, Almir Barbassa, opinó que el gasoducto de unos 10.000km de extensión no es una alternativa viable en este momento.

Los comentarios de Barbassa surgieron luego de

“No tengo esa información”, afirmó Barbassa en una conferencia de prensa de Petrobras en Río de Janeiro, donde la petrolera tiene su sede. “Pero para 2010, no veo ese proyecto viable”, agregó.

Añadió que el objetivo inmediato de Petrobras es poder cubrir la creciente demanda de gas, mediante un aumento de la producción local, con la explotación de pozos en la costa del sureste del país. La petrolera tiene previsto invertir 18.000 millones de dólares a lo largo de la próxima década en esos proyectos.

En consecuencia el tema resulta polémico. No parece haber un consenso dentro de los ejecutivos de Petrobras sobre el ambicioso proyecto del gasoducto que iría desde Venezuela hasta la Argentina. Mientras algunos de sus directivos, como Barbassa, dudan de la viabilidad inmediata del plan, otros como el director de gas y energía, Ildo Sauer, han asegurado que Brasil ahorraría al menos 11.000 millones de dólares anuales al comprar el gas de Venezuela.

Brasil compra actualmente al menos la mitad del gas que consume en su mercado doméstico a Bolivia, que posee la segunda mayor reserva de la región después de Venezuela. (La Prensa, 21/02/06).

- c) instalando un terminal de LNG. Ya hay proyectos, pero son caros.
- d) aumentando la capacidad y el número de refineries para proveer fuel oil local.
- e) sinceramiento a mediano plazo del precio de la energía
- f) y el más importante de todos: explorar.

Pero además, el problema se paliará si se realizan las siguientes obras energéticas:

- g) terminar Atucha II, Yaciretá a cota 83, y Aña Cuá
- h) construyendo las dos centrales eléctricas de 800Mw. planificadas
- i) a largo plazo, Garabí, Corpus y tal vez el aprovechamiento del río Santa Cruz con sus tres represas que hoy

están en revisión por parte de Evisa: La Leona, Charles Fuhr y Piedrabuena. Y la cuarta central nuclear.

j) reestudiar el carbón. Las reservas de Río Turbio son del orden de 500 millones de toneladas, equivalentes a 170 millones de toneladas de petróleo. Además existen recursos que deben ser explorados mucho mejor. Por más de 6000 millones de toneladas de lignitos en el curso medio de los ríos Coyle y Santa Cruz, equivalentes a 1100 millones de toneladas de petróleo equivalente. Por este tema del carbón, ver:

1. Reservas de carbón mineral en el Mercosur: <http://proyectoargentino.org.ar>
2. Reservas de carbón: <http://www.oas.org/dsd/publications/Unit/oea16s/ch18.htm#5.2.2>: combustibles sólidos minerales Basado en Datos de YCF de 1980
3. Infraestructura y Potencial Energético en la Cuenca del Plata, Pág. 110 y sigs, <http://www.oas.org/osde/publications/Unit/oea16s/oea16s.pdf>

k) Uso racional de la energía. Es perfectamente posible ahorrar un 10% de la energía que se consume hoy. Brasil en su última crisis eléctrica, ahorró 20%, pero eso repercutió en su producto bruto. Debido a la señal de precios energéticos distorsionados, Argentina necesita de 1,6 puntos de incremento del consumo energético por cada punto de aumento de su producto bruto. El promedio mundial es de 0,7...

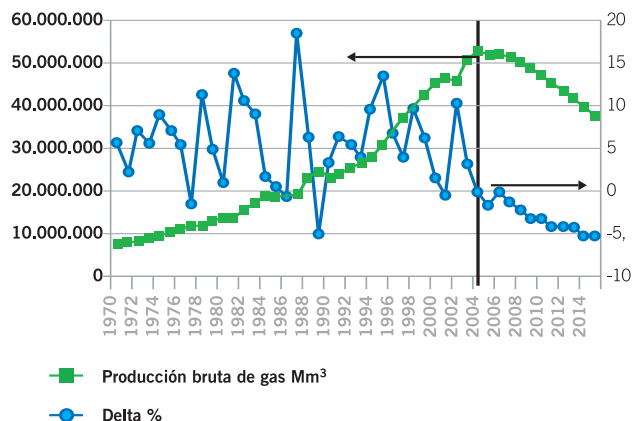
Y 10% de consumo energético resulta equivalente a más de 1200 MW de potencia instalada. Casi dos centrales grandes de ciclo combinado. No alcanza con campañas oficiales de ahorro de energía, contradictorias con el hecho de que 1 kw de electricidad cueste lo mismo que un caramelo. Nadie ahorra lo que no le cuesta. Y la fracción más pobre de la sociedad puede ser subsidiada con una tarifa social preferencial.

Respecto del tema de la exploración, parece que el gobierno empieza a tomar conciencia de la gravedad de la situación, que voy a cuantizar y mostrar más adelante.

Advierte el gobierno a petroleras por gas

El ministro de Planificación, Julio De Vido, afirmó que el gobierno nacional va a «incentivar con toda la fuerza

Figura 7. Producción extrapolada de gas natural



Año	Producción bruta de gas Mm ³	δ (Delta %) respecto del año anterior
1970	7.664.918	5.9
1971	8.117.060	2.5
1972	8.316.821	7.2
1973	8.914.381	5.8
1974	9.427.815	9.0
1975	10.275.106	7.4
1976	11.031.772	5.7
1977	11.662.746	-1.4
1978	11.504.179	11.4
1979	12.815.343	5.1
1980	13.465.648	1.2
1981	13.629.016	13.9
1982	15.523.345	10.7
1983	17.180.631	9.2
1984	18.763.962	1.9
1985	19.113.137	0.7
1986	19.245.710	-0.4
1987	19.168.050	18.6
1988	22.734.097	6.5
1989	24.206.889	-4.9
1990	23.017.917	3.5
1991	23.815.487	6.4
1992	25.327.824	5.5
1993	26.729.139	4.1
1994	27.814.505	9.7
1995	30.504.986	13.6
1996	34.640.870	7.0
1997	37.076.093	4.2
1998	38.635.533	9.8
1999	42.425.814	6.4
2000	45.134.699	1.9
2001	45.974.424	-0.2
2002	45.872.846	10.4
2003	50.633.154	3.4
2004	52.347.603	máximo
2005	51.618.266	-1.4
2006	51.618.266	0.0
2007	51.102.083	-1.0
2008	50.080.042	-2.0
2009	48.577.640	-3.0
2010	47.120.311	-3.0
2011	45.235.499	-4.0
2012	43.426.079	-4.0
2013	41.689.036	-4.0
2014	39.604.584	-5.0
2015	37.624.355	-5.0
sumatoria 2004-2015	560.043.763	

del Estado» a las empresas petroleras para que «produzcan los trabajos de exploración que deben proceder a hacer por contrato en las concesiones que tienen en la provincia de Salta».

La afirmación parece oscilar entre la aplicación de sanciones y el otorgamiento de incentivos para buscar más

hidrocarburos. En mayo del año pasado, el Ejecutivo lanzó un proyecto de ley que no fue aprobado por el Parlamento, según el cual las empresas que se asociaran con ENARSA –la empresa estatal de energía– en parte de sus actuales concesiones, serían beneficiadas con desgravaciones impositivas.

Por su parte, las petroleras aseguran que las nuevas inversiones en exploración se ven acotadas porque muchos de los contratos vencen entre 2012 y 2013, y al no haber seguridad sobre lo que ocurrirá, «no se puede invertir para obtener resultados en el largo plazo». Esta situación se registra en todo el país, no sólo en Salta.

Según De Vido, «Salta tiene gas que la Argentina necesita para el desarrollo. En eso no vamos a cejar y este año va a ser clave en ese sentido». El mensaje realizado al inaugurar un puente puede también haber salido al cruce de los reclamos de trabajo recibidos desde la zona.

De Vido admitió que a partir de la reestructuración de la actividad petrolera, «muchos gente quedó fuera del circuito laboral». Además, señaló que en muchas ciudades donde las empresas del Estado “habían permanecido durante muchos años, no tuvieron los servicios ni las obras de infraestructura necesarias”. Agregó: “hay que hacer el análisis de qué pasó en los cincuenta años de la empresa estatal (YPF) y ver que realmente ni el sur tiene una destilería”.

En Salta se produce poco más de 13% del gas que se extrae a nivel nacional. El área Ramos, operada por Pluspetrol, suministra 5,6%, Acambuco (Pan American Energy), 3,7%, San Antonio Sur (Tecpetrol), 2%, Campo Durán (Petrobras), 1,5%, y Sierra de Aguaragüe (Tecpetrol), 1,3%. (Ámbito Financiero, 17/02/06).

Pero esto es insuficiente. El proyecto de ley exploratoria está detenido en el Congreso y al menos como fue presentado inicialmente, no alcanza para que las compañías tomen la decisión de invertir renta petrolera en la exploración en Argentina.

Ahora bien: ¿cuánto nos va a faltar de gas y cuándo? ¿cuánto habrá que importar? ¿alcanza con el nuevo ducto planeado desde Bolivia? ¿habrá que hacer otros?

Estas preguntas deben ser respondidas para un período de diez años al menos. Los tiempos de la exploración son de ese orden de magnitud.

Si hoy tuviéramos una suerte enorme y encontráramos mega yacimientos de petróleo y gas en el talud continental en dos años, para volver comercializable ese petróleo y gas llevaría no menos de tres años más, con lo que ya estamos llegando al 2011. Mucho antes nos alcanzará el desabastecimiento de petróleo y gas locales.

Modelo de predicción de demandas y ofertas futuras de gas natural

Para estimar cómo será el consumo futuro del gas, veamos la caída de producción de gas local analizando los

Tabla de consumos futuros de gas y del fuel oil. Gas en Mm3, FO en Tn

Se supone crecimiento del 3% anual acumulado del consumo del gas natural + fuel oil

Mercado a abastecer de gas mas fuel oil	Año	Gas que se producirá en la Argentina	Gas de Bolivia por ampliaciones y nuevos gasoductos	Gas disponible contando Bolivia	Fuel a importar para abastecer el mercado (Tn)	Déficit a cubrir con fuel importado equivalente a gas (mm³)
	2003	50.633.154				
53.171.531	2004	52.347.603			703.000	823.928
52.748.820	2005	51.618.266			955.000	1.130.554
54.331.286	2006	51.618.266	Ducto existente ampliado 1.600.000	53.218.266	986.134	1.113.019
55.961.223	2007	51.102.083	3.600.000	54.702.083	1.115.598	1.269.140
57.640.060	2008	50.080.042	5.000.000	55.080.042	2.268.176	2.580.018
59.389.282	2009	48.577.640	8.200.000	58.777.640	2.296.176	2.691.621
61.150.339	2010	47.120.311	Nuevo ducto del NEA 10.950.000	58.070.311	2.728.905	3.080.028
62.984.860	2011	45.235.499	14.000.000	59.236.499	3.321.925	3.749.361
64.874.396	2012	43.426.079	17.000.000	60.426.079	3.941.208	4.448.316
68.820.627	2013	41.689.036	Nuevo ducto 20.000.000	61.689.038	4.546.590	5.131.591
68.825.246	2014	39.604.584	23.000.000	62.604.584	5.511.506	6.220.662

resultados de un modelo con los siguientes supuestos.

- se representa la producción de gas en serie desde 1970/2005.
- cada año se calculó la diferencia porcentual respecto del año anterior denominado δ (delta) y se representó en una segunda serie.
- Ya en el año 2005, el δ es negativo. Por primera vez en la serie histórica perdimos producción de gas, hecho que no sucedía desde 1977. Voy a ser optimista y propondré que este año, 2006, se produzca el mismo volumen que el año pasado. Cosa difícil pero no imposible.
- La diferencia porcentual se extrapoló, dando como resultado un δ de cero (producción igual a la del año anterior) para el año 2006 y después producciones de gas decrecientes según los resultados de la curva de extrapolación.
- A partir del 2007, el δ de producción es negativo –ya lo fue para 2005–, con lo cual la producción cae.
- La caída de producción se acelera en su porcentaje año tras año: Ver tabla en página 36.
- Se calculó de esa forma la producción de gas a diez años. Véase que se han producido en ese período más del 90% de las reservas probadas 2004. Lo que se suma al final de la tabla.

De esta forma, vemos la fuerte declinación que se producirá en la producción de gas natural.

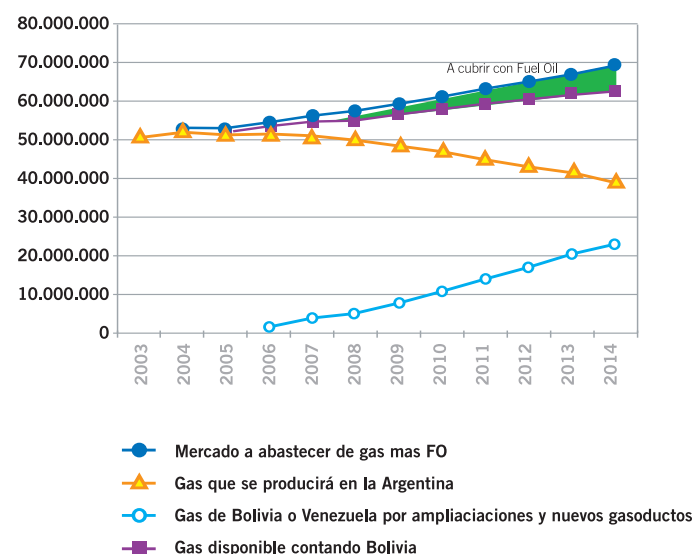
Pero el consumo de gas natural ha aumentado –cuando estuvo disponible– al 6% promedio, entre 1975 y 2003.

Resulta perfectamente pensable que, con uso racional de la energía, recurriendo a otras fuentes, y con precios de la energía que tiendan a un mix entre los precios internacionales y los precios locales, podamos “arreglarnos” con un crecimiento de gas + fuel oil de 3% acumulativo anual. Obviamente el gas local va a caer y será necesario importar gas de Bolivia llegando a precios superiores a los actuales, pero razonables para el consumidor argentino. Para traer ese gas se consideran las siguientes ampliaciones y nuevos ductos:

- a) el actual gasoducto de Bolivia, ampliado a doce millones de m³ diarios (obra en ejecución)
- b) se lleva a cabo el proyecto de gasoducto del NEA, con una capacidad final de treinta millones de m³ diarios
- c) se construye otro gasoducto de Bolivia, o se trae gas desde Venezuela a partir de 2012, con una capacidad mínima de otros treinta millones de m³ diarios;
- d) se adiciona la producción del gas local con el gas importado y se compara con la demanda de gas más FO equivalente a gas. La diferencia se tabula como FO a importar o fabricar localmente para compensar el déficit de gas. (Los datos de importación de FO de 2004 y 2005 son reales en el primer caso y estimados sobre la base de once meses en 2005).

Véase que a pesar del gas importado hará falta más fuel oil de importación o producido localmente a partir de crudo del Golfo de San Jorge –que hoy se exporta– cons-

Figura 8. Mercado del gas y déficit a cubrir con fuel y gas oil



truyendo otra refinería de baja conversión porque el gas no alcanzará. Recalquemos que la estructura de refinación argentina no sirve para obtener fuel oil sino nafta y diesel. Y está al 100 % de su capacidad.

Suposiciones de importación de gas

- En 2006 entran promedio 4.450.000m³ de gas por el ducto existente
- en 2007 ya se amplió el ducto y entran diez millones diarios
- en 2008 aparece en los últimos meses el nuevo gasoducto del NEA y se importan 13.900.000m³ diarios
- en 2009 se importan 22,8 millones por día
- en 2010 se importan 30,4 millones por día
- en 2011 38,9 millones
- en 2012 se deben importar 47 millones de m³. Debe aparecer un segundo gasoducto de 30 millones mínimo, ya sea de Bolivia o de Venezuela.

Al 2014 será necesario importar 64 millones de m³ diarios de gas natural.

Ahora bien: esta importación de gas tampoco alcanzará para cubrir la demanda de gas y fuel oil. Véase la tabla de página 38, en ella se representa la cantidad adicional de fuel oil a importar o fabricar localmente, lo que sería mucho más razonable, instalando una nueva refinería en Comodoro Rivadavia para procesar crudo que hoy se exporta.

Esto también se observa en la figura 8, de página 38.

Conclusiones

En 2007 perderemos el autoabastecimiento de petróleo y gas.

El abastecimiento energético de Argentina se presenta muy complejo por los próximos diez años.

Serán necesarias importantes grandes cantidades de gas (y crudo).

El déficit de gas se resolverá importando grandes cantidades del fluido, porque aunque se destinen recursos a la exploración y se descubra más gas, el gas argentino nuevo no llegará a tiempo.

Aún así, habrá que importar mucho fuel oil, en una curva creciente que ya se vislumbró en 2004 y 2005.

Aún con la presunción de crecimiento del mercado del gas de sólo 3% acumulativo anual, el déficit de fuel es tan grande que casi cualquier producción que salga de una refinería será absorbido por el mercado argentino suplantando fuel importado.

Resulta conveniente la instalación de una nueva refinería de conversión baja a media para proveer de ese fuel pero producido a partir de crudo local, Escalante y Cañadón Seco.

Deben encararse todas las obras energéticas mencionadas en este trabajo, más otras obras que produzcan energía primaria a partir de energías renovables. La energía más cara es la que no se posee.

El tema energético debe ser encarado por los organismos de planificación del gobierno, diseñando una política de Estado que trascienda en el tiempo, de no menos de 10 años de proyección y discutida con todos los estamentos sociales idóneos.

Debe encararse seria y rápidamente una política hidrocarbúfera que vuelque recursos de la renta petrolera y de otras fuentes a la exploración. Para llegar al autoabastecimiento energético que se logró en 1982, Argentina invirtió en exploración a través de YPF y de firmas privadas más de 500 millones de dólares anuales durante toda la década del 70, dólares corrientes de ese momento.

Si bien las tecnologías exploratorias han mejorado, con las inversiones exploratorias de las que se habla hoy, 50 millones anuales, no son suficientes ni para empezar.

Este tema es responsabilidad de todos. ■