

$$R = \int_0^{\infty} Vt dt = \int_0^{\infty} V_0 e^{-at} dt = \frac{1}{a} X \quad \left| \begin{array}{l} V_0 X e^{-at} + \frac{1}{a} X t=0 \\ V_0 X e^{-at} = \frac{1}{a} X V \end{array} \right.$$

Perspectivas de largo plazo de la industria del gas natural en la Argentina

Por *Alfredo Visintini*

El propósito de este trabajo es construir un modelo que permita analizar la trayectoria de las principales variables de la industria del gas en la Argentina: producción y consumo de gas, exportaciones, precio por cuencas y, a nivel de mercado, costos de producción, reservas y coeficiente reservas/producción para las cuencas Noroeste, Austral y Neuquina como un elemento para determinar si las reservas de los yacimientos de gas natural están comprometidas ante el consumo doméstico y ante las exportaciones de gas natural a países limítrofes, en especial a Chile. Perspectivas para el período 2005-2018.

Se considera que el nivel de consumo de gas de la sociedad es una función del precio y del nivel de ingreso, existiendo una elasticidad precio de la demanda y una elasticidad ingreso:

$$C(t) = APc(t)^\alpha Y(t)^\beta$$

donde $C(t)$ es el consumo de gas natural (cantidad demandada), $Pc(t)$ es el precio del gas natural a nivel de consumidor, en *city gate* e $Y(t)$ es el ingreso del período t , que refleja el nivel de actividad económica.

El volumen de producción $V(t)$ en equilibrio tiene que ser igual a las cantidades de gas consumidas domésticamente $C(t)$ más al nivel de exportaciones de hidrocarburos

(gas, en nuestro caso) $E(t)$ que la Argentina tendrá en los próximos períodos:

$$V(t)(1-\lambda) = C(t) + E(t)$$

El parámetro λ representa el porcentaje de la producción que es reinyectado al yacimiento, venteadado o alternativamente consumido en yacimiento.

Desde el punto de vista económico, la ecuación anterior es la que establece el equilibrio económico período por período. Existirá un nivel de precio para el cual la producción neta será igual al consumo doméstico más las exportaciones.

Las reservas probadas de gas en el período t son iguales al stock de reservas en el período anterior, más la incorporación de reservas menos el nivel de producción:

$$R(t) = R(t-1) + \Delta R(t) - V(t)$$

donde $R(t)$ es la reserva al final del período t , $R(t-1)$ son las reservas al principio del período (t) y $\Delta R(t)$ es la incorporación de reservas durante el período t y que estarán disponibles en el período próximo.

La incorporación de reservas $\Delta R(t)$ dependerá del esfuerzo exploratorio que realicen las empresas, de la probabilidad de encontrar reservorios y del tamaño de los reservorios. Por lo tanto, la variable $\Delta R(t)$ dependerá del nivel de precio del gas natural en el mercado interno, ya que cuanto más elevado sea el precio, mayor será el esfuerzo de exploración y desarrollo, por lo tanto:

$$\Delta R(t) = asP(t)^{eas}$$

donde as es un parámetro de la función de incorporación de reservas que mide el esfuerzo de inversión necesario para incorporar reservas¹ y eas es la elasticidad precio de la incorporación de reservas en un área de hidrocarburos determinada.

El coeficiente reservas/producción viene definido de la siguiente manera:

$$R(t-1) / V(t) = \Gamma(t)$$

donde Γ es el coeficiente reserva/producción medido en años, que es precisamente uno de los parámetros más utilizados en materia de política energética.

Determinación de la función de oferta de gas natural

Para derivar la función oferta se parte de la posición de que los niveles de producción disminuyen a una tasa de declinación a lo largo del tiempo. A su vez, la producción a lo largo del tiempo tiene que ser igual al total de las reservas:

$$R = \int_0^{\infty} V dt = \int_0^{\infty} V_0 e^{-at} dt = \frac{1}{a} x \left| V_0 x e^{-at} + \frac{1}{a} x^{t=0} \right| V_0 x e^{-at} = \frac{1}{a} x V$$

de donde se obtiene para t que tiende a infinito:

$$a = \frac{V}{R}$$

La tasa de declinación es igual a la relación entre producción inicial V_0 y Reservas, R .

Desde el punto de vista económico, el desarrollo de un yacimiento vendría dado como:

$$NPV = PV \int_0^{\infty} e^{-(a+i)t} dt - K = 0$$

en donde i es la tasa de descuento, a es la tasa de declinación de los yacimientos, K son las inversiones para desarrollar el yacimiento, P es el nivel de precio y Q es la producción básica. Luego de realizar algunas operaciones algebraicas se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{PV}{(a+i)} = K;$$

de donde se obtiene

$$P = \frac{K}{V} (a+i)$$

Esta sería la función de oferta de un determinado reservorio, en donde el costo al cual se ofrecería el gas es igual a la inversión total multiplicada por la tasa de interés y la tasa de declinación del yacimiento dividido la producción. No es otra cosa que el costo medio anualizado de inversión.

Considerando que la función de costos de inversión viene establecida por:

$$K = kaV = k \frac{V}{R} V = k \frac{V^2}{R}$$

en donde k es un parámetro que mide la condición geológica del reservorio o yacimiento, el que condiciona el costo de producción.

Remplazando en la ecuación de oferta se obtiene:

$$P = k \frac{V^2}{R} \frac{(a+i)}{V} = ka^2 + kai$$

El precio de oferta (costo marginal de largo plazo) del gas natural depende del coeficiente k , que responde a las condiciones geológicas del yacimiento, de la relación reserva/producción y de la tasa de interés.

Teniendo en cuenta, como se analizará más adelante que los precios en boca de pozo estarán dados entre el costo de largo plazo o precio de oferta de la anterior ecuación, puede surgir una renta del recurso, por consiguiente se determina la siguiente ecuación:

$$P_{\text{FOB}} = P + \text{Renta}$$

Restricciones a las exportaciones de gas natural

Se han incorporado básicamente dos restricciones a las exportaciones de gas: una respecto al mercado interno y otra a la capacidad de transporte de gas natural.

Específicamente:

$$E(t) \leq TX(t)$$

en donde las exportaciones tienen que ser menores que la capacidad de transporte con destino a la exportación $TX(t)$ de ambos de caños locales y de caños diseccionados a la exportación.

A su vez, el nivel de las exportaciones tiene que ser mayor o igual que la demanda externa:

$$E(t) \geq DE(t)$$

donde las exportaciones en el período t son mayores o iguales que la demanda externa de terceros países.

Descripción de la información básica utilizada para las proyecciones del precios del gas en la Argentina

Los niveles de consumo interno

En el cuadro 1 que se presenta a continuación se observa la demanda base abastecida por cada una de las cuencas.

Esta información fue obtenida en base a la información publicada por el Enargas. La asignación de consumo que debe abastecer cada una de las cuencas fue obtenida sobre la base de cuánto ha abastecido cada una de ellas durante los últimos años.

La demanda doméstica se supone que ha de crecer a una tasa similar para todas las regiones del país. Se considera, a los efectos de la proyección, que el producto bruto crecerá al 6%. Se ha considerado que la elasticidad precio de la demanda para el conjunto de usuarios alcanza a -0,12, mientras que la elasticidad ingreso o PBI de la demanda de gas natural es de 0,45. Esta información fue obtenida teniendo en cuenta los análisis históricos agregados del consumo del gas natural, utilizando un análisis de regresión. En base a estos niveles de consumo se han determinado cada una de las funciones de consumo que enfrenta cada una de las cuencas:

Cuenca Noroeste

$$C_{nor} = 0.018309Pc^{-0.12}Y^{0.45}$$

Cuenca Neuquina

$$C_{neu} = 0.0487363Pc^{-0.12}Y^{0.45}$$

Cuenca Austral

$$C_{neu} = 0.0179875c^{-0.12}Y^{0.45}$$

Los costos de producción de gas natural

Para realizar una estimación de las funciones de costos se ha tomado como base a los precios domésticos que se registraron a fines de diciembre de 2001, suponiendo que las empresas no tenían beneficios supranormales debido a la competencia que se observaba.

Los valores base considerados en cada una de las cuencas de producción son:

- Cuenca Noroeste 0,044 US\$ el m³ cúbico.
- Cuenca Neuquina de 0,035 US\$ el m³ cúbico.
- Cuenca Austral de 0,038 US\$ el m³ cúbico.

Para obtener la función de costos de cada cuenca se parte de la siguiente expresión:

$$k = \frac{P}{a^2 + axi}$$

en donde P, a e i son datos; entonces se puede obtener el coeficiente k de la función de costos.

Niveles de consumo interno abastecido por cuencas
Año 2004

Cuenca	Consumo total en miles de millones de m ³
Noroeste	7029
Neuquén	18.663
Austral	6907
Total	32.599

Cuadro 1

Las funciones consideradas que representan los costos medios incrementales de largo plazo son los siguientes:

Cuenca Noroeste

$$P = 2,2742\left(\frac{Q}{R}\right)^2 + \frac{Q}{r} \cdot 0.12$$

Cuenca Neuquina

$$P = 1,5701\left(\frac{Q}{R}\right)^2 + \frac{Q}{r} \cdot 0.12$$

Cuenca Austral

$$P = 3,643\left(\frac{Q}{R}\right)^2 + \frac{Q}{r} \cdot 0.12$$

Niveles de exportaciones considerados

Las exportaciones consideradas con los respectivos volúmenes comprometidos se presentan en el cuadro 2 a, detallado a continuación:

En el análisis se ha considerado que los volúmenes exportados a lo largo del tiempo seguirán creciendo de acuerdo a las pautas previstas en el cuadro 2b.

Las exportaciones a Chile para los diversos destinos se consideran que crecen acorde a las pautas de la CNE, mientras que el resto de las ventas externas se considera que crecen al 5% anual acumulativo. Esta misma tendencia se supone que se mantiene para el período 2006-2016. Por último, para el caso de Uruguay a donde se exporta por el gasoducto Cruz del Sur, la demanda se estima que pasará de 0,5 miles de millones de m³ a 2 mil millones de m³ en 2006.

Las exportaciones al sur y al centro de Chile son abastecidas por la Cuenca Neuquina y el norte de Chile es abastecido por la Cuenca Noroeste. Las exportaciones a la firma Metanex y a Uruguay son abastecidas por la Cuenca Neuquina y, por último, las exportaciones a Brasil son realizadas desde la Cuenca Neuquina.

Restricciones de capacidad de transporte

Otra de las restricciones del modelo analizado es la capacidad de transporte reservada por cada uno de los compradores externos de gas natural. De acuerdo a la

Programa actual de exportaciones

Empresa demandante de gas natural	Volúmenes de exportaciones (millones de m ³ -año)	Precio en \$ por m ³
Gas Andes	2601,6	0,153
Metanex	1737,0	0,09
Pacífico	284,2	0,1659
Norte de Chile	1700,6	0,1338
Brasil (Uruguayana)	482,0	0,1686

Cuadro 2a

Evolución de las exportaciones de gas natural argentino. Miles de millones de m³/año

Mercado/año	2003	2004	2005	2006
Centro y sur	2,6016	2,9490	3,5115	3,9646
Norte de Chile	1,7006	2,1965	2,3607	2,4661
Uruguayana	0,4827	0,5068	0,5321	0,5587
Uruguay	0,5000	1,0000	1,5000	2,0000
Metanex	1,7378	1,789	2,358	2,369
Total	7,0227	8,4413	10,2623	11,3584

Cuadro 2b

información existente, para la Cuenca Neuquina la capacidad en firme contratada alcanza a 10,866 millones de m³-día (Pacífico y Gas Andes). Así mismo, la capacidad contratada de transporte de los gasoductos Atacama y Norandino alcanza a 6,9 millones de m³. Así mismo, la capacidad contratada de Metanex alcanza a 5,7 millones de m³ día (Cuenca Austral).

La capacidad de transporte de TGM para la exportación a Uruguayana alcanza a 2,76 millones de m³ día de reserva de capacidad.

Elasticidades consideradas y tasa de crecimiento del producto

Se ha considerado la siguiente información para obtener los resultados con el modelo elaborado:

- la elasticidad ingreso de la demanda de gas natural en la Argentina se asume en 0,75;
- la elasticidad precio de la demanda de gas natural de la Argentina para el promedio ponderado es del 0,2;
- se ha supuesto que el producto bruto interno de la Argentina crece a una tasa del 6% anual.
- la elasticidad precio de respuesta del incremento en las reservas se asumió en 0,6.²

Supuestos institucionales

Los supuestos institucionales, luego de la pesificación y devaluación del tipo de cambio producida en enero de 2002 en la Argentina, sobre los que se han basado las proyecciones han sido los siguientes:

a) Se ha supuesto que el precio del gas natural será ajustado a lo largo del tiempo por parte del gobierno argentino hasta alcanzar, en el año 2006, el verdadero precio de mercado, teniendo en cuenta el acuerdo realizado entre el gobierno nacional y las empresas productoras (resolución 208/2004 del Ministerio de Planificación Federal).

En el cuadro 3 se presentan los precios que serían considerados libres hasta julio del 2005.

Teniendo en cuenta estos valores, los precios regulados que se han considerado en el análisis en boca de pozo han sido los siguientes: us\$0,021 por m³ en el 2004; us\$0,026 por m³ en el 2005 y us\$0,029 por m³ para el año 2006, para la Cuenca Neuquina.

Estos valores resultan de obtener promedio ponderado de vigencia de los precios presentados en el cuadro 3. Para la Cuenca Noroeste estos precios son los siguientes: us\$0,018 por m³ en el 2004; de us\$0,024 por m³ en el 2005 y de us\$0,026 por m³ para el 2006. Y, por último, para la Cuenca Austral se han considerado us\$0,015 por m³ en el 2004; us\$0,021 por m³ en el 2005 y por último, us\$0,026 por m³ para el 2006.

A partir del año 2007 se considera una estimación del *net back value* del gas natural a cada una de estas cuencas. Estos valores se encuentran en los cuadros que presentan los resultados.

b) Así mismo, se ha supuesto que la recuperación de las tarifas de transporte se irán realizando de la siguiente manera: se considera que el gasoducto norte y centro-oeste tendrán un incremento en las tarifas durante 2005 del 47,08%, debido a la expansión del sistema de transporte de TGN: 1,0 millón de m³ del sistema norte y 1,8 millones de m³ del gasoducto centro-oeste. Por consiguiente, se ha considerado un valor de us\$0,006094 por m³ de volumen que esta

Precios del gas natural en boca de pozo

Cuenca de origen	Valores actuales	Valores del 2005	Incrementos	
	en \$ por m ³	en \$ por m ³	en % ¹	en % ²
NOA	0,046992	0,109	40,01	18,33
Neuquina-TGS	0,056146	0,115	33,21	15,42
Neuquina-TGN	0,056146	0,115	33,21	15,42
Chubut Sur	0,039461	0,109	50,14	22,53
Santa Cruz	0,039461	0,109	43,89	19,95
Tierra del Fuego	0,039461	0,109	42,71	19,46

¹ A aplicar en abril de 2004.

² A aplicar en octubre de 2004, mayo de 2005 y julio de 2005.

Valores de 2005 a julio de 2005 m³ de 9300 Kcalorías.

Cuadro 3

Cuenca Noroeste

Año	Consumo en miles de millones de m ³ año	Exportación en miles de millones de m ³ año	Producción en miles de millones de m ³ año	Stock de reservas en miles de mill. de m ³	Coefficiente reserva-producción en años	Precio del gas en us\$ por m ³	Costo de producción us\$ por m ³	Incorporación de reservas en miles de mill. de m ³	Precio del gas en us\$ por m ³ en city gate	Margen de distribución y transporte
2004	7,028	1,383	8,148	124,437	15,272	0,018	0,044	12,200	0,051	0,033
2005	7,074	1,383	9,397	129,537	13,784	0,024	0,051	14,497	0,061	0,0374
2006	7,108	1,506	9,571	135,177	14,124	0,026	0,049	15,211	0,075	0,049
2007	6,571	4,495	12,295	145,937	11,870	0,052	0,063	23,055	0,138	0,086
2008	6,855	4,607	12,735	156,522	12,291	0,053	0,060	23,320	0,139	0,086
2009	7,100	7,842	16,602	163,503	9,848	0,054	0,082	23,583	0,140	0,086
2010	7,343	8,859	18,003	169,603	9,421	0,056	0,087	24,103	0,142	0,086
2011	7,606	8,842	18,276	175,687	9,613	0,057	0,085	24,361	0,143	0,086
2012	7,879	8,792	18,524	181,780	9,813	0,058	0,058	24,616	0,144	0,086
2013	8,161	8,747	18,787	187,863	10,000	0,059	0,080	24,870	0,145	0,086
2014	8,454	8,807	19,179	193,806	10,105	0,060	0,079	25,122	0,146	0,086
2015	8,757	8,954	16,679	199,500	10,138	0,061	0,079	25,372	0,147	0,086
2016	9,059	9,114	20,191	205,176	10,162	0,063	0,078	25,868	0,149	0,086
2017	9,371	9,277	20,721	210,814	10,174	0,065	0,078	26,358	0,151	0,086
2018	9,657	9,474	21,256	217,114	10,214	0,070	0,078	27,556	0,156	0,086

Cuadro 4

Evolución de inversiones en la cuenca y precio Cuenca Noroeste

Año	Inversión anual en millones de us\$	Precio del gas natural en city gate
2005	478,27	0,061
2006	471,07	0,075
2007	770,86	0,138
2008	760,14	0,139
2009	1360,70	0,140
2010	1574,62	0,142
2011	1551,89	0,143
2012	1526,11	0,144
2013	1505,91	0,145
2014	1514,15	0,146
2015	1546,33	0,147
2016	1581,21	0,149
2017	1619,76	0,151
2018	1652,20	0,156

Inversiones en desarrollo y exploración actualizadas

Cuadro 5

vigente en el 2004 y hasta julio del 2005, que aumentaría a us\$0,00822 por m³,³ se supone que se mantiene esta tarifa en el 2006 y en el 2007 y alcanzaría un valor de us\$0,025 por m³ (que es la tarifa de exportación) debido al sinceramiento de las tarifas a principios económicos. Para el gasoducto noroeste rige para 2004 una tarifa de us\$0,008 por m³ y aumentaría en julio de 2005 a us\$0,0118 por m³ manteniéndose hasta fin de 2006 en este valor, alcanzando en el 2007 a us\$0,0355 por m³. Para el sistema de gasoduc-

tos del sur rige una tarifa de TGS, us\$0,0103 el m³ en el 2004; luego, debido a la expansión del gasoducto General San Martín de 2,8 millones de m³-día de gas natural, la tarifa será de us\$0,0138 por m³ a partir de julio de 2005, manteniéndose en 2006 y a partir del año 2007 alcanzará a us\$0,04 el m³ (la tarifa de exportación). Estos precios afectan a los niveles de consumos de los usuarios considerados en el análisis. c) Los márgenes de distribución considerados en el análisis son los que corresponden en 2004 a la firma Metrogas. El promedio ponderado de todos los usuarios residenciales, industriales, GNC y restantes alcanza en pesos por m³ a \$0,075 de margen de distribución, lo que equivale a us\$0,025 por m³. Se supone que habrá, durante el año 2005, un incremento del 20% alcanzando este margen el us\$0,03 por m³ que se mantendrá hasta el año 2006. En el año 2007 se regularizaría, en términos económicos, la situación de las firmas distribuidoras con una revisión total de las tarifas y se alcanzaría un margen de us\$0,05 por m³. Estos márgenes de distribución se han utilizado para obtener el precio promedio del gas natural a los consumidores en la zona de distribución (variable considerada por el modelo de demanda).

Las cuencas de gas natural consideradas

Se han considerado dentro de este modelo las tres cuencas principales del país: Neuquén, Noroeste y Austral (dentro de esta última se ha considerado la Cuenca Golfo San Jorge). El modelo requiere conocer inicialmente la existencia de reservas para las tres cuencas. Los niveles iniciales considerados en el análisis han sido para el año 2004 (en base a información del año de diciembre del 2003):

Para la Cuenca Noroeste de 161.748 miles de millones de m³; para la cuenca de Neuquén, donde está incluido princi-

palmente el yacimiento Loma La Lata, 295.705 millones de m³ y, para la Cuenca Austral: 152.710 millones de m³.

Los niveles iniciales de producción (que corresponden a valores anualizados al año 2004) considerados en el análisis han sido:

- 14.596 millones de m³ para la Cuenca Noroeste;
- 33.000 de millones de m³ para la Cuenca Neuquina y
- 8.932 millones de m³ para la Cuenca Austral más Golfo San Jorge.

Los coeficientes reserva/producción originales corresponden al año 2001 y son los siguientes:

- para la Cuenca Noroeste, quince años;
- para la Cuenca Neuquina, 9,9 años,
- y para la Cuenca de Austral, doce años.

Los coeficientes λ para cada una de las cuencas, que miden, el gas venteado,⁴ el gas reinyectado a yacimiento y el gas consumido en yacimiento, de acuerdo a la información obtenida de la Secretaría de Energía, son los siguientes:

- 11% para la Cuenca Austral (incluye la Cuenca Golfo San Jorge);
- 10% para la Cuenca Neuquina y
- 12% para la Cuenca Noroeste.

Se ha considerado que cada una de las cuencas obtiene un equilibrio entre su demanda y su oferta respectivamente. La demanda de gas natural de una determinada cuenca ha sido determinada de la siguiente manera:

- a) la demanda local de gas se ha establecido en base a cuál es la proporción que cada cuenca abastece al mercado local.
- b) la demanda externa que abastece cada cuenca se ha basado en los contratos específicos de las empresas con los clientes externos.

Análisis de los resultados obtenidos en las proyecciones por cuenca

A continuación se presentan los resultados principales sobre las proyecciones de las variables más importantes consideradas en el análisis: producción, consumo, exportaciones, precio en punto de ingreso al sistema de transporte (PIST, mal llamado a veces boca de pozo) y los coeficientes reserva/producción de cada una de las cuencas.

En el cuadro 4 se presentan los principales resultados para la Cuenca Noroeste. Es importante aclarar que el año 2004 es de referencia, siendo las proyecciones a partir del 2005.

Es importante señalar que se aprecia un crecimiento en las exportaciones al norte de Chile. Se observa una disminución permanente en el coeficiente de reservas de producción, que pasa de quince años en el 2004 a 9,4 años en el 2010, para alcanzar en el año 2018 a 10,2 años de reservas. El precio del gas está fijo y, tal como fuera analizado anteriormente, corresponde al acuerdo de precio con los productores. A partir del año 2007 es el *net back value* estimado que se ha supuesto que tiene un leve crecimiento a lo largo del tiempo. El costo de producción crece a lo largo del tiempo hasta el 2010, porque tal como puede apreciarse, a medida que disminuye la relación reservas/producción,

es más costoso obtener los niveles de producción de gas natural. Luego, hasta el año 2018 disminuye levemente. La incorporación de reservas es creciente, respondiendo a mayores precios que obtienen los productores a medida que transcurre el tiempo.

Los niveles de consumo producen un descenso en el año 2007, en especial porque a partir de este período se supone que se recuperan los márgenes de distribución y transporte de la industria del gas natural atrasado desde la época de la privatización, el precio en boca de pozo salta al valor de *net back value* y se produce, como consecuencia, un fuerte incremento en el precio del gas a nivel de consumidor (casi se duplica). Pero luego se recuperan nuevamente debido al intenso ritmo de crecimiento de la actividad económica.

Se ha asumido que, en la situación de equilibrio que fue aceptada como el supuesto básico del análisis, el valor presente de las reservas es equivalente al de las inversiones. Por ello es posible calcular, para cada año, el valor de la anualidad de inversiones equivalentes que sostiene esa relación de equilibrio, dados los demás supuestos del modelo y la evolución de las demás variables endógenas que resultan del modelo. Los resultados se exponen en el cuadro 5.

La evolución de las inversiones anuales estimadas para la obtención de gas en la Cuenca Noroeste pasarían de 478,7 millones de dólares a 1574,5 millones de dólares en el 2010 y a 1652,2 millones de dólares en el 2018.

Por último, y tal como puede apreciarse en el cuadro 6, la incidencia de las exportaciones va creciendo a lo largo del tiempo. Crece, con respecto a la relación de la producción, desde un 14,72% en el período 2005 hasta cerca del 44,5% al final del período de proyección. Con respecto a las reservas de la cuenca, las exportaciones mantienen un bajo porcentaje en el total: 4,6 hacia el final del período de proyecciones aquí considerado.

La Cuenca Neuquina, que es la más importante de la

Evolución de exportación y relación producción/reservas. Cuenca NOA

Año	Exportación miles de mill. de m ³	Relación expo./ producción %	Relación expo./ reservas %
2005	1,383	14,72%	1,07%
2006	1,506	15,73%	1,11%
2007	4,495	35,56%	3,08%
2008	4,607	36,17%	2,94%
2009	7,842	47,24%	4,80%
2010	8,859	49,21%	5,22%
2011	8,842	48,38%	5,03%
2012	8,792	47,47%	4,84%
2013	8,747	46,56%	4,66%
2014	8,807	45,92%	4,54%
2015	8,954	45,50%	4,49%
2016	9,114	45,14%	4,44%
2017	9,277	44,77%	4,40%
2018	9,474	44,57%	4,36%

Cuadro 6

Año	Consumo en miles de millones de m ³ año	Exportación en miles de millones de m ³ año	Producción en miles de millones de m ³ año	Stock de reservas en miles de mill. de m ³	Coefficiente reserva-producción en años	Precio del gas en us\$ por m ³	Costo de producción us\$ por m ³	Incorporación de reservas en miles de mil. de m ³	Precio del gas en us\$ por m ³	Margen de distribución y transporte
2004	18,663	2,996	29,846	295,705	9,910	0,021	0,035	20,000	0,052	0,031
2005	18,727	3,512	24,710	293,958	11,896	0,026	0,027	22,963	0,064	0,037
2006	19,377	3,965	25,935	292,041	11,260	0,029	0,029	24,018	0,067	0,038
2007	18,012	4,582	25,105	298,510	11,890	0,045	0,027	31,574	0,120	0,075
2008	18,664	5,257	26,579	305,566	11,497	0,050	0,028	33,635	0,125	0,075
2009	19,328	5,463	27,545	312,057	11,329	0,051	0,029	34,037	0,126	0,075
2010	20,017	5,734	28,612	317,880	11,110	0,052	0,030	34,436	0,127	0,075
2011	20,730	6,022	29,724	322,988	10,866	0,053	0,031	34,831	0,128	0,075
2012	21,469	6,867	31,484	326,727	10,377	0,054	0,033	35,224	0,129	0,075
2013	22,235	7,553	33,098	329,243	9,947	0,055	0,035	35,614	0,130	0,075
2014	22,993	8,309	34,780	330,849	9,513	0,057	0,037	36,386	0,132	0,075
2015	23,814	9,140	36,615	331,001	9,040	0,058	0,040	36,767	0,133	0,075
2016	24,628	10,053	38,535	329,989	8,563	0,060	0,043	37,523	0,135	0,075
2017	25,471	11,059	40,588	327,669	8,073	0,062	0,047	38,268	0,137	0,075
2018	26,121	24,465	56,207	312,621	5,562	0,070	0,085	41,159	0,145	0,075

Cuadro 7. Cuenca Neuquina

Argentina, muestra una tendencia creciente en materia de producción y stock de reservas. Las exportaciones provenientes de esta cuenca pasarían de 2,9 miles de millones de m³/año de gas a 5,7 miles de millones en el 2010 para alcanzar, al final del período de proyecciones, a 24,4 miles de millones de m³ en el 2018. El coeficiente reservas/producción aumenta en una primera etapa hasta el año 2012 y luego se reduce durante el resto del período considerado, generando en estos años un aumento de los costos de producción que alcanzarían en el año 2017 a us\$0,062 por m³.

Las inversiones estimadas anualizadas en desarrollado y exploración alcanzan la cifra de 665 millones de dólares en el año 2005 y llegan, al final del período, a 4756 millones de dólares.

En la Cuenca Neuquina, la participación de las exportaciones sobre los niveles de producción va aumentando desde el 14% en el 2005 hasta 20% en el año 2010 y a 44% en el año 2018. La incidencia de las exportaciones sobre el nivel de reservas en realidad es muy baja, evolucionando de 1,18% en el 2003, al 1,8% en el 2010, hasta

Evolución de inversiones en la cuenca y precio. Cuenca Neuquina

Año	Inversión anualizada en millones de us\$	Precio del gas natural en city gate
2005	665,49	0,064
2006	755,11	0,067
2007	676,61	0,120
2008	751,33	0,125
2009	795,09	0,126
2010	849,22	0,127
2011	910,67	0,128
2012	1030,67	0,129
2013	1152,09	0,130
2014	1292,34	0,132
2015	1466,63	0,133
2016	1672,92	0,135
2017	1925,09	0,137
2018	4756,72	0,145

Inversiones en desarrollo y exploración anualizadas

Cuadro 8

Evolución de exportaciones y relación producción/reservas

Año	Exportación miles de mill. de m ³	Relación expo./producción %	Relación expo./reservas %
2005	3,512	14,21%	1,19%
2006	3,965	15,29%	1,36%
2007	4,582	18,25%	1,54%
2008	5,257	19,78%	1,72%
2009	5,463	19,83%	1,75%
2010	5,734	20,04%	1,80%
2011	6,022	20,26%	1,86%
2012	6,867	21,81%	2,10%
2013	7,553	22,82%	2,29%
2014	8,309	23,89%	2,51%
2015	9,140	24,96%	2,76%
2016	10,053	26,09%	3,05%
2017	11,059	27,25%	3,37%
2018	24,465	43,53%	7,83%

Cuadro 9

Stock de reservas en miles de millones de m ³	Coficiente reserva-producción en años	Precio del gas en us\$ por m ³	Costo de producción us\$ por m ³	Incorporación de reservas en miles de mil. de m ³	Precio del gas en us\$ por m ³ en <i>city gate</i>	Margen de distribución y transporte
152,710	12,120	0,015	0,038	12,000	0,051	0,035
155,086	12,883	0,021	0,035	14,416	0,063	0,042
158,088	12,830	0,023	0,035	15,324	0,066	0,043
169,728	14,597	0,046	0,029	23,268	0,138	0,092
180,694	14,211	0,048	0,030	23,681	0,139	0,092
190,860	14,636	0,046	0,029	23,207	0,138	0,092
200,341	14,995	0,045	0,028	22,841	0,136	0,092
209,215	15,283	0,044	0,028	22,563	0,135	0,092
217,546	15,509	0,043	0,027	22,359	0,135	0,092
225,382	15,676	0,043	0,027	22,213	0,134	0,092
233,028	15,825	0,043	0,026	22,371	0,135	0,092
240,266	15,672	0,044	0,027	22,570	0,135	0,092
247,112	15,482	0,045	0,027	22,807	0,136	0,092
253,577	15,261	0,046	0,028	23,082	0,137	0,092
259,671	15,012	0,047	0,028	23,392	0,138	0,092

Cuadro 10

7,9% en el año 2016.

En la Cuenca Austral se produce un crecimiento sistemático de la producción de gas que alcanza hasta un 50% de incremento. La relación reservas/producción, a partir del año 2003, aumenta en forma sistemática a lo largo del tiempo pasando de doce años en 2004 hasta quince años en el 2018. Los costos de producción van disminuyendo a lo largo del tiempo por el crecimiento de la relación reserva producción pasando de us\$0,038 por m³ a us\$0,028 en el año 2016.

La evolución estimada del nivel de inversiones a lo largo del tiempo muestra que los valores van creciendo

desde 418 millones de dólares en el año 2005, a 378 millones de dólares en el 2010 y 487,7 millones de dólares en el 2018 (valores anuales equivalentes).

Por último, en el cuadro 12 se presenta la evolución de la participación de las exportaciones de esta cuenca en el total de la producción y de las reservas. En general, la incidencia de las ventas externas es importante, va desde el 31% en el 2005 a 35% en el 2010, llegando al 33% en el 2018. La incidencia en las reservas de las exportaciones sigue siendo muy baja: apenas 2,19% al final del periodo.

Año	Inversiones anualizadas en millones de us\$	Precio del gas natural en <i>city gate</i>
2005	418,69	0,063
2006	429,82	0,066
2007	339,85	0,138
2008	385,69	0,139
2009	380,10	0,138
2010	376,94	0,136
2011	376,49	0,135
2012	378,33	0,135
2013	382,25	0,134
2014	386,62	0,135
2015	407,93	0,135
2016	431,78	0,136
2017	458,37	0,137
2018	487,97	0,138

Inversiones en desarrollo y exploración anualizadas

Cuadro 11. Evolución de inversiones en la cuenca y precio. Cuenca Austral

Cuenca Austral			
Año	Exportación miles de mill. de m ³	Relación expo./producción %	Relación expo./reservas %
2005	3,804	31,60%	2,45%
2006	3,820	31,00%	2,42%
2007	3,903	33,56%	2,30%
2008	4,596	36,14%	2,54%
2009	4,619	35,42%	2,42%
2010	4,630	34,66%	2,31%
2011	4,642	33,91%	2,22%
2012	4,655	33,18%	2,14%
2013	4,668	32,47%	2,07%
2014	4,681	31,79%	2,01%
2015	4,915	32,06%	2,05%
2016	5,161	32,34%	2,09%
2017	5,419	32,61%	2,14%
2018	5,691	32,90%	2,19%

Cuadro 12. Evolución de exportaciones y relación producción/reservas

Período	Demanda de capacidad en millones de m ³ /día	Aumento de capacidad	Inversión en mill. us\$
2005	28,02	5,52	275,86
2006	28,47	0,45	22,51
2007	34,82	6,35	317,50
2008	36,10	1,28	63,91
2009	45,80	9,70	485,19
2010	49,42	3,62	181,09
2011	50,27	0,85	42,69
2012	51,07	0,80	39,81
2013	51,91	0,84	42,09
2014	53,08	1,17	58,40
2015	54,52	1,44	71,99
2016	55,99	1,47	73,52
2017	57,51	1,52	75,95
2018	50,03	1,52	75,83

Capacidad del gasoducto norte en 2004: 22,5 millones de m³/día

Cuadro 13. Expansión del sistema de transporte. Gasoducto Norte

La expansión del sistema de transporte

Sobre la base de la información que se presenta en los cuadros 4, 7 y 10, en donde se obtuvieron los niveles de demanda local del gas natural y las exportaciones, se ha obtenido la demanda de capacidad de transporte en boca de gasoducto. Se ha calculado el factor de carga que es de 0,66 para el consumo doméstico en base a la información oficial del Enargas, mientras que para la demanda externa (exportaciones) se supone un factor de carga que es igual

Período	Demanda de capacidad en millones de m ³ /día	Aumento de capacidad	Inversión en mill. us\$
2005	73,47	0,00	0,00
2006	76,90	3,10	154,80
2007	73,86	0,00	0,00
2008	77,89	0,99	49,61
2009	80,71	2,82	141,07
2010	83,79	3,08	154,03
2011	87,00	3,21	160,32
2012	91,77	4,78	238,85
2013	96,22	4,45	222,36
2014	100,82	4,60	230,20
2015	105,84	5,02	250,97
2016	111,06	5,22	260,78
2017	116,62	5,56	277,88
2018	154,47	37,86	1892,75

Cuadro 14. Expansión del sistema de transporte. Gasoductos Neuba y Centro Oeste

uno. En base a estos datos se ha determinado la demanda de capacidad (que es igual a la capacidad existente), la expansión en el sistema de gasoductos (medido en millones de m³) y las inversiones requeridas para la expansión del sistema (en millones de dólares).

En el cuadro 13 se puede apreciar la evolución del conjunto de variables mencionadas anteriormente para el sistema de gasoductos norte, que comprende el gasoducto actualmente en funcionamiento más el gasoducto NEA que recientemente licitara el gobierno argentino.

La demanda de capacidad constituida por la demanda por el consumo doméstico más la demanda por exportación va pasando de 28,02 millones de m³-día en el 2005 a 49,42 millones de m³-día en el 2010, observándose los principales incrementos en la demanda en el 2007 en donde se requerirá una expansión de 6,35 millones de m³-día, con una inversión de 317,5 millones de dólares. La demanda de capacidad de transporte sigue creciendo hasta el año 2010. Está previsto que se expandirá un millón de m³ de capacidad del sistema de transporte norte. Pero, sin duda, este aumento sería insuficiente, requiriéndose la construcción del gasoducto que recientemente llamara a licitación el gobierno argentino, que dispone de una capacidad de veinte millones de m³-día.

En el cuadro 14 se aprecia la misma información para el sistema de gasoductos de la Cuenca Neuquina, Centro-Oeste, Neuba I y Neuba II.

El aumento en la capacidad en los primeros tres años de proyección de tres millones de m³-día no sería suficiente atendiendo a la expansión de los gasoductos Centro-Oeste, de 1,8 millones de m³-día comprometido por el gobierno nacional.

A partir del año 2009, en especial, se produce un crecimiento muy importante que deberá ser cubierto por aumento en la capacidad llevando a cabo seguramente un *by pass* a los actuales gasoductos o, eventualmente, construir un nuevo gasoducto proveniente de la Cuenca Neuquina.

Por último, en el cuadro 15, se presentan las expansiones del sistema de gasoducto que tiene su origen en la Cuenca Austral, básicamente en gasoducto General San Martín. El aumento de capacidad determinado sólo es para el mercado interno, ya que se supone que las exportaciones por la Cuenca Austral se realizarán a Chile con gasoductos diseccionados que no usan la red local.

Luego de un incremento requerido en la capacidad de 1,36 millones de m³-día y de 0,81 millones de m³-día en los años 2005 y 2006, no se necesita incremento en la capacidad del gasoducto hasta el 2010, por la caída en la demanda ocasionada por la suba pronosticada en el precio del gas pagado por los consumidores. De tal manera, la expansión de 2,9 millones prevista para 2005 en el gasoducto General San Martín por parte de TGS a través de los fondos fiduciarios aparece como suficiente, al menos hasta el final de la década.

Consideraciones finales

El modelo presente ha tenido el propósito de determinar la evolución de las principales variables económicas a lo largo del tiempo para las cuencas Neuquina, Noroeste y

Periodo	Demanda de capacidad en millones de m ³ /día	Aumento de capacidad	Inversión en mill. us\$
2005	23,66	1,36	68,13
2006	24,47	0,81	40,49
2007	24,47	0,00	0,00
2008	24,47	0,00	0,00
2009	24,47	0,00	0,00
2010	24,86	0,39	19,60
2011	25,83	0,96	48,05
2012	26,81	0,99	49,44
2013	27,83	1,02	50,94
2014	28,85	1,02	50,78
2015	29,90	1,05	52,33
2016	30,97	1,08	53,94
2017	32,09	1,11	55,61
2018	33,23	1,15	57,32

Cuadro 15. Expansión del sistema de transporte. Gasoductos Austral

Austral para el periodo 2005-2018. Se ha demostrado que numerosas variables explican la relación entre reservas/producción, el nivel de producción y el consumo abastecido por cada una de las cuencas a lo largo del tiempo. Así tienen importancia, entre otras variables, la elasticidad precio e ingreso (PBI) del consumo doméstico de gas natural, la repuesta o reacción del nivel de reservas en condiciones de incertidumbre ante los cambios en el precio del gas natural, la función de oferta de gas, que está influenciada en forma negativa por la relación reserva/producción y el nivel de exportaciones, que aquí se ha supuesto exógeno.

Una conclusión importante de este trabajo es que las reservas de gas son muy voluminosas comparándolas con los niveles de consumo doméstico y el nivel de exportaciones de gas natural, previstos por la Argentina a Chile en especial y a terceros países.

Así mismo, el sistema de transporte requerirá de inversiones adicionales para los gasoductos de origen de Neuquén, ya que las ampliaciones previstas en el Centro-Oeste de 1,8 millones de m³-día serán insuficientes para atender la demanda local y las exportaciones a Chile, tal como lo muestran los resultados aquí obtenidos. No así para la Cuenca Austral, que en principio estaría cubierta hasta el final de la presente década. ■

Alfredo Aldo Visintini es licenciado en Economía de la Universidad Nacional de Córdoba (1972) y doctor en Ciencias Económicas (Economía) de la Universidad Nacional de Córdoba (1976). Ha sido Post-doctoral Fellow del Departamento de Economía de la Universidad de Harvard en los Estados Unidos (1979). Actualmente es profesor titular por concurso de Programación Económica e Introducción a la Economía III y está a cargo del seminario de Economía Argentina de la carrera del doctorado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de Córdoba. Es socio de la empresa Macroconsulting SA. Ha sido consultor del Harvard Institute for International Development (HIID), del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), del Banco Mundial y de instituciones públicas en la Argentina, Bolivia, Perú y Brasil en diversos temas en el área de economía de la energía y economía de la regulación a lo largo de los últimos veinte años. Ha presentado una gran cantidad de artículos sobre los temas anteriores a congresos nacionales e internacionales de la especialidad. En el área de docencia se desempeñó como profesor titular de Economía Rural de la Facultad de Ciencias Agropecuarias de la Universidad Nacional de Córdoba y como profesor de Política Económica en la Facultad de Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales de la Universidad Católica de Córdoba. Fue, además, jefe de Investigaciones Económicas del IEERAL en los años 1977-1991. Fue becario externo del Conicet y de la OEA, habiendo obtenido el Premio Bernardo Houssay del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet) en 1987. Además, obtuvo el Premio Secretaría de Energía/Asociación Argentina de Economía Política en 1983.

¹ Cuanto mayor es *as*, menor es el esfuerzo necesario para cada nivel P(t) de precios.

² Menor que 1,00, entendiéndose que la capacidad de incorporar reservas que tiene cada unidad de inversión es decreciente a medida que se avanza en los descubrimientos de una cuenca o área determinada.

³ Tarifa considerada entre Neuquén y Gran Buenos Aires.

⁴ El venteo es mínimo y está básicamente prohibido.