

# La crisis energética argentina

■ | El gas natural representa aproximadamente la mitad de la matriz energética argentina, con lo que se demuestra una gran dependencia de este recurso natural.

■ | Se observa una leve retracción en la oferta del combustible como consecuencia de una disminución en las actividades de exploración junto a una tendencia creciente en la demanda interna.

■ | El abaratamiento relativo del gas natural con respecto a las demás fuentes energéticas estimula la demanda y constituye un desaliento a la producción.

La matriz energética argentina se concentra casi exclusivamente en el petróleo y gas natural, que en conjunto proveen más de 90% de los recursos energéticos utilizados. La matriz energética argentina se concentra casi exclusivamente en el petróleo y gas natural, que en conjunto proveen más de 90% de los recursos energéticos utilizados. La importancia del gas dentro de la matriz es creciente en los últimos años llegando en la actualidad al 50%, desplazando además al petróleo, recurso que históricamente ha tenido el primer lugar como fuente de energía. Además, la importancia del gas natural se incrementa también en la matriz secundaria.

Argentina no es un actor relevante en la producción mundial de gas, pero es uno de los que registra mayor consumo del combustible. Esto puede llegar a ser preocupante en un contexto de estancamiento de oferta energética e incremento en la demanda. Tanto en el caso del petróleo como en el gas natural las perspectivas no son alentadoras en el mediano plazo, con un horizonte de reservas que se ha visto reducido drásticamente en los últimos años, pasando desde los 35 años de seguridad en la provisión de gas natural en la década del ochenta a sólo 10 años en la actualidad.

La alta dependencia del petróleo y gas solamente es sustentable en un entorno donde se incorporen reservas mediante actividades de exploración. Esto no ocurre actualmente en Argentina, lo que plantea dificultades de abastecimiento cercanas tanto en petróleo como en gas.

La siguiente nota se concentra en el caso del gas natural, el análisis de su estructura de mercado y su funcionamiento, el comportamiento de la oferta y la influencia que tiene sobre sus perspectivas el precio del producto. También se analiza el impacto que puede tener en la región de Bahía Blanca un problema de escasez del insumo básico de la industria petroquímica, considerando los actores locales en la provisión de gas y la configuración del Complejo Petroquímico bahiense.

## Características del gas natural

El gas natural es un combustible fósil compuesto por hidrocarburos (en estado gaseoso y líquido) y también por elementos no hidrocarburos. Entre los primeros se destaca por su proporción el metano, aunque también contiene etano, propano y butano. Entre los no

hidrocarburos, el nitrógeno y anhídrido carbónico forman parte del gas natural. Puede encontrarse aislado en yacimientos subterráneos o también asociado al petróleo.

Se consume en estado gaseoso - como en el caso del metano que se utiliza para el consumo domiciliario, industrial, comercial y en usinas eléctricas -, en estado líquido -como el gas licuado de petróleo (GLP) utilizado en hogares e industrias -, o en estado condensado conocido como gas natural comprimido (GNC) que se utiliza como combustible vehicular. El etano es usado en la industria petroquímica como insumo del etileno mientras que de los componentes líquidos del gas natural (pentano, hexano y heptano) se obtienen gasolinas naturales.

Los componentes del gas se separan y extraen en plantas fraccionadoras ubicadas a la salida del yacimiento, antes de ingresar en el sistema de gasoductos de transporte. Una vez que el fluido llega a las empresas distribuidoras se envía a los consumidores finales mediante una red de distribución.

## Estructura del mercado

A partir de la Ley N° 24.076 de privatización de Gas del Estado se establece el marco regulatorio de la industria gasífera, que promueve la competencia en la producción de gas y se regulan las etapas de transporte y distribución donde operan monopolios naturales. Adicionalmente se segmenta al mercado del gas en tres tipos de actividades complementarias:

- **Producción:** concentra las actividades de extracción y procesamiento de gas (upstream).
- **Transporte:** las dos empresas licenciatarias, Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS) están obligadas a recibir y transportar el gas operando el sistema de gasoductos respectivo, principalmente de alta presión.
- **Distribución:** las empresas licenciatarias reciben el gas natural de las transportistas y lo distribuyen, operando una red de gasoductos de menor nivel de presión llevando el producto hasta los consumidores finales. También existen subdistribuidores, que son entes o sociedades de derecho privado que operan cañerías de gas que conectan el sistema de distribución de una distribuidora con un grupo de usuarios.

## Localización geográfica de los activos gasíferos: sector upstream

Las cuencas existentes conforman dos sistemas productores de gas: el Sistema Norte y el Sistema Sur. A continuación se describen las cuencas presentes en cada uno de ellos.

### 1. Sistema Norte

- Cuenca Neuquina: abarca las provincias de Neuquén, Río Negro y el sur de Mendoza. La producción de esta cuenca es entregada a tres gasoductos principales: (a) Neuquén-Bahía Blanca, (b) Centro Oeste, (c) Neuquén-Bahía Blanca-Buenos Aires (NEUBA II). También existe un sistema de suministro regional: Plaza Huincul-Zapala-Bariloche-Chelforó. El conjunto de gasoductos mencionados se halla operativamente interconectado.
- Cuenca Noroeste: abarca parte de las provincias de Salta, Jujuy y Formosa. El aporte de esta cuenca se canaliza a través del gasoducto Campo Durán-Buenos Aires.

## 2. Sistema Sur

- Cuenca Austral: Esta se encuentra en las provincias de Tierra del Fuego, la zona sur de Santa Cruz y la Cuenca Marina.
- Cuenca Golfo San Jorge: abarca la parte norte de la provincia de Santa Cruz, y la provincia de Chubut. La mayor parte del gas de esta cuenca se encuentra en el norte de Santa Cruz. Los centros de recolección más importantes son Pico Truncado y Cañadón Seco, que aportan su producción al gasoducto Cañadón Seco-Comodoro Rivadavia.
- Cuenca Cuyana: su producción, más que gasífera, es eminentemente petrolera lo cual le resta importancia a esta cuenca. Se encuentra en la zona norte de Mendoza y el gas allí obtenido tiene un alto contenido de propano y butano.

Las reservas probadas en Argentina se concentran básicamente en las cuencas Neuquina, Austral y Noroeste mientras que las provincias con mayor participación son Neuquén y Salta principalmente, y en menor medida, Santa Cruz y Tierra del Fuego. En el Cuadro 1 se observan las diferentes cuencas con información sobre sus reservas. Allí se reflejan las reservas probadas de gas natural (se estima el volumen razonable de extracción futura del recurso en base a las reservas conocidas, suponiendo que se mantienen las actuales condiciones económicas y de operación de los yacimientos) y el Ratio Reservas /Producción (si se dividen las reservas remanentes al final de cada año por la producción de ese año se obtiene el horizonte de reservas suponiendo que la producción se mantiene constante). Únicamente para 2004 se exponen además las reservas probables.

Cuadro 1

<b>Reservas de gas natural por cuenca</b>										
millones de metros cúbicos										
Cuenca	Reservas probadas								2004	
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Probadas	Probables
Noroeste	173.883	172.063	153.429	146.444	153.525	161.748	129.481	124.511	97.928	39.115
Cuyana	662	8.065	821	879	733	504	545	516	462	189
Neuquina	338.300	329.157	357.206	377.117	399.128	377.891	344.567	311.172	275.100	100.651
Golfo S. Jorge	17.263	21.469	17.105	33.337	39.043	47.395	40.289	38.048	36.741	18.752
Austral	155.479	160.301	158.023	171.437	185.180	175.988	148.641	138.248	131.626	104.069
<b>Total país</b>	<b>685.587</b>	<b>683.796</b>	<b>686.584</b>	<b>729.214</b>	<b>777.609</b>	<b>763.526</b>	<b>663.523</b>	<b>612.496</b>	<b>541.857</b>	<b>262.776</b>
Ratio R/P	20 años	18 años	18 años	17 años	17 años	17 años	15 años	12 años	10 años	

Fuente: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Anuario Estadístico Sector Energético Argentino 2004.

Con respecto al contexto energético internacional cabe destacar que Argentina no posee un peso relativo importante. Debido al cambio en el escenario local Argentina pasó de ser un país gasífero, que a fines de la década del 80 tenía un horizonte de reservas de 35 años, a ser un país "con gas".

El comportamiento del sector argentino en el último año puede sintetizarse en los siguientes aspectos principales.

- La producción de gas natural en Argentina durante 2005 fue de 51 mil millones de m<sup>3</sup>, aproximadamente un 1% inferior a la registrada el año anterior (ver Cuadro 2)
- La demanda exhibe una tendencia creciente. Las empresas distribuidoras entregaron en 2005 un 4,1% más de gas natural.
- Entre 2005 y 2004 el segmento de demanda de gas natural que mayor crecimiento experimentó fue el residencial. Este hecho contradice la hipótesis de impulso industrial a la demanda de gas, y desestima los resultados del programa de uso racional de la energía (PURE) como mecanismo de racionamiento (ver Cuadro 3).
- Los mayores requerimientos de la demanda, en un contexto de producción estancada, fueron cubiertos por una mayor importación de gas boliviano y una reducción de los volúmenes exportados, especialmente a Brasil (-22%), aunque también cayeron los despachos a Chile (ver Cuadro 4).
- El volumen total de gas exportado en 2005 disminuyó un 11% respecto al año anterior.
- El volumen acumulado de gas exportado a través del sistema de transporte durante el año 2005 fue de 3.468 millones de m<sup>3</sup>, unos 9,5 millones de m<sup>3</sup>/día, un 18% menor que el realizado en igual período de 2004.
- El volumen de gas importado desde Bolivia durante el año 2005 fue de 1.720,8 millones de m<sup>3</sup>, un 117% superior al importado durante el año 2004. El volumen de importación en el último año representa el 3,3% de la producción del país.
- Caída en la relación R/P, ubicándose actualmente en 9 años.
- Caída en las reservas probadas de gas natural durante 2004 del 13%.

Cuadro 2

Fuente: Secretaría de Energía

<b>Evolución de la producción de gas natural</b>						
Millones de metros cúbicos						
<b>Empresa</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>Var 05/04</b>	<b>Var 05/02</b>
Repsol YPF	14.226	16.819	17.027	15.506	-8,9%	9,0%
Total Austral SA	8.482	10.010	11.244	12.105	7,7%	42,7%
Pan American Energy	4.824	5.599	6.357	6.735	5,9%	39,6%
Pluspetrol	5.298	5.089	4.549	4.719	3,7%	-10,9%
Petrobras Energia	s/d	2.181	3.611	4.531	25,5%	107,7%
Tecpetrol	3.458	3.298	2.777	2.477	-10,8%	-28,4%
Otras	9.462	7.680	6.416	5.380	-16,1%	-43,1%
<b>Total</b>	<b>45.750</b>	<b>50.676</b>	<b>51.981</b>	<b>51.453</b>	<b>-1,0%</b>	<b>12,5%</b>

Cuadro 3

Fuente: ENARGAS

<b>Demanda interna de gas natural</b>						
millones de metros cúbicos						
<b>Segmento</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>Var 05/04</b>	<b>Var 05/02</b>
Residencial	7.381	7.727	7.738	8.350	7,9%	13,1%
Comercial	987	1.028	1.120	1.109	-1,0%	12,4%
Industrial	9.797	10.683	11.221	11.305	0,7%	15,4%
Centrales eléctricas	7.784	8.751	10.344	10.714	3,6%	37,6%
GNC	2.040	2.639	3.045	3.168	4,0%	20,0%
<b>Total</b>	<b>27.989</b>	<b>30.828</b>	<b>33.468</b>	<b>34.646</b>	<b>3,5%</b>	<b>23,8%</b>

<b>Destino de las exportaciones</b>						
millones de metros cúbicos						
<b>País</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>Var 05/04</b>	<b>Var 05/02</b>
Chile	5.368	6.286	6.730	5.871	-12,8%	9,4%
Brasil-Uruguayana	550	519	448	342	-23,7%	-37,8%
Uruguay	22	68	119	277	132,8%	307,4%
<b>Total</b>	<b>5.940</b>	<b>6.873</b>	<b>7.297</b>	<b>6.490</b>	<b>-11,1%</b>	<b>9,3%</b>

Cuadro 4

Fuente: ENARGAS

La actual crisis en la provisión de gas natural que existe en Argentina responde a dos grupos de causas diferentes:

1. Inconsistencia entre la oferta y la demanda: debido al estancamiento observado en la producción de gas en los últimos años como consecuencia de la falta de gas en yacimiento, sumado al crecimiento registrado en la demanda de gas. El motivo principal de esta situación se relaciona con el congelamiento en las tarifas de gas a partir de la crisis económica, lo que desincentiva las actividades de exploración.
2. Problemas en el sistema de distribución y transporte: a causa de las limitaciones operativas presentes en los gasoductos que no permiten responder con flexibilidad a las demandas crecientes de gas. Este problema suele ser estacional y es de más fácil resolución que las causas mencionadas en el ítem anterior. No obstante, como se analizará más abajo, el incremento en los costos de las licenciatarias sumado al virtual congelamiento de tarifas limitan las posibilidades de solución a corto plazo.

## El precio del gas natural y su impacto sobre la oferta

La actividad gasífera se caracteriza por tener un alto riesgo exploratorio, debido a la cantidad de intentos que deben realizarse para lograr descubrir un yacimiento. Además, la actividad de exploración es sumamente costosa y, si bien la tecnología avanza constantemente tendiendo a reducir el riesgo y los costos, en la actualidad no existe un método que permita determinar en forma indirecta la presencia de hidrocarburos en el suelo. Como consecuencia de esto, la actividad de exploración debe realizarse en forma directa mediante perforaciones que no garantizan el hallazgo del recurso natural.

En los casos de éxito en la exploración, posteriormente se realizan trabajos de delimitación del yacimiento mediante la perforación de nuevos pozos para luego valorar las reservas, es decir determinar la cantidad de combustible que puede extraerse obteniendo ingresos marginales positivos. Para completar todo este proceso, que insume un lapso de tiempo prolongado, se requiere la inversión de una gran cantidad de capital.

Para que un proyecto gasífero se concrete debe tener en un extremo las reservas y en el otro la demanda suficiente que permita amortizar las inversiones requeridas aguas arriba para el desarrollo de yacimientos, infraestructura de transporte y distribución de gas.

Pero más importante aún para el desarrollo de esta industria es el marco institucional en el que se desarrollará la actividad. Por tratarse de inversiones con un horizonte largo de maduración

y altos requerimientos de inversión en infraestructura fija, la seguridad jurídica, los lineamientos políticos y la evolución del contexto macroeconómico son aspectos determinantes.

En Argentina, la crisis de 2001 cambió radicalmente las condiciones de funcionamiento del mercado de gas natural, y su impacto sobre el precio interno del mismo se señala como la principal causa de la crisis energética actual, debido al desincentivo generado sobre las actividades de exploración. Como se sabe, los precios funcionan como asignadores de recursos en la economía, y las distorsiones sobre los mismos impactan directamente sobre la eficiencia de los mercados perjudicando el bienestar de los usuarios del bien o servicio en cuestión, en este caso el gas natural.

## El mecanismo de formación de precios

Las tarifas de gas natural, que actúan como precios, están determinadas por los siguientes componentes: precio del gas en boca de pozo, costo del transporte, margen de distribución e impuestos. No debe perderse de vista que en el tramo final de la comercialización el precio se encuentra regulado, con un procedimiento detallado de determinación.

El precio del gas se pacta libremente entre productores (único tramo donde rige la competencia) y distribuidores (dos empresas en el mercado) o grandes usuarios. Según el marco regulatorio hay revisiones periódicas de estas transacciones y ENARGAS<sup>1</sup> traslada al consumidor o usuario final las variaciones operadas en el segmento primario (denominado mecanismo de pass through). Este procedimiento o es automático y en determinadas circunstancias el ENARGAS puede limitar el traslado al consumidor.

Las actividades de transporte y distribución de gas son reguladas por el estado, y las tarifas siguen la estrategia "price cap" o de precio máximo que prevé ajustes semestrales basados en el indicador de precios al productor de Estados Unidos, un factor de inversión y otro de eficiencia, y además considera también revisiones quinquenales.

Los tributos nacionales, provinciales y municipales también influyen sobre la tarifa, trasladándose de acuerdo al marco regulatorio completamente a la tarifa final que afronta el usuario.

La tarifa final debe permitir que las empresas cubran los costos de operación y amortizaciones, y que además tengan una tasa de rendimiento razonable en comparación con actividades de riesgo similar. Este aspecto es justamente el que se ha visto afectado en Argentina a causa de las medidas del gobierno nacional a partir de la crisis de 2001, erosionando la rentabilidad de las empresas del sector.

## Consecuencias de la crisis sobre la oferta de gas natural

En el tramo productor, que no se encuentra regulado, el precio doméstico del gas debería seguir la paridad externa por tratarse de un bien transable. Sin embargo, debido a las limitaciones que impone el transporte del gas, este ajuste no se realiza como en el caso de los commodities y por lo tanto el precio del gas en boca de pozo se vio afectado por la pesificación de los contratos establecida por el Decreto 214/2002, sin poder ajustar a dólares el precio de extracción de gas natural. Adicionalmente, el marco regulatorio de los sectores de transporte y distribución se fue modificando por sucesivas normas gubernamentales y paulatinamente los mecanismos

<sup>1</sup> Ente Nacional  
Regulador de Gas en  
Argentina.

de actualización de tarifas de gas quedaron sin efecto<sup>2</sup>, persiguiendo el objetivo gubernamental de evitar el impacto del aumento de las tarifas de los servicios públicos sobre el costo de vida. Las tarifas del gas natural en Argentina medidas en dólares eran, antes de la salida de la convertibilidad, una de las más bajas del mundo. La devaluación y la pesificación de las tarifas acentuaron aún más esta situación. Esta modificación en el precio relativo de energías alternativas, es decir este abaratamiento relativo del gas, incentiva la demanda del mismo acentuando la inconsistencia observada. El precio del gas<sup>3</sup> que reciben los productores promedia US\$ 1,15 el millón de BTU y presenta una fuerte segmentación: a) el gas residencial está congelado en \$1,20 desde diciembre de 2001, o sea, cuesta alrededor de US\$0,39; b) el destinado a GNC promedia US\$1,05; c) el gas que abastece al mercado eléctrico está sujeto a un sendero de ajuste que lo ubicaría en US\$1,54 en diciembre de 2006; d) el gas para la industria tiene precio libre y cuesta alrededor de US\$1,70; y finalmente, el gas para la exportación a Chile y Uruguay, se ubica en torno a US\$ 1,50 (antes de las retenciones), con creciente violación de contratos. Adicionalmente la incertidumbre entre las empresas del sector se incrementa porque no se conoce el marco normativo que regirá al cuando venzan las concesiones actuales, entre 2014 y 2016.

*<sup>2</sup> Culminando con la sanción de la Ley de Emergencia Económica N° 25.561.*

El impacto de la suba del dólar y los precios internos sobre los costos de los productores de gas natural fue mayor que en el caso de las empresas transportistas y distribuidoras. Esto resulta altamente perjudicial para las actividades de exploración, limitando las posibilidades de incorporar nuevas reservas gasíferas. Cabe señalar, a modo de ejemplo, que en 1995 se perforaron 164 pozos de exploración de hidrocarburos (petróleo o gas) mientras que en 2004 solamente 29<sup>4</sup>, observándose en 2005 un ligero crecimiento a 61 pozos.

Si bien analizando las series de exploración y precios se encuentra<sup>5</sup> que entre 1994 y 2001 hubo una actividad exploratoria de pozos de gas natural decreciente acompañada por un precio de gas en boca de pozo creciente, este resultado debe interpretarse en forma global, considerando de modo integrado el negocio del gas. Tal como se menciona anteriormente, la producción de gas natural caracterizada por inversiones de lenta maduración con un horizonte temporal extenso, requiere que existan reservas para explotar, que la demanda justifique la actividad y además que la oferta y la demanda se encuentren interconectadas por una red de transporte y distribución adecuada. La configuración del mercado del gas natural plantea segmentación de la oferta, donde coexisten precios libres y regulados. Esta segmentación hace que el vínculo entre el precio en boca de pozo y las actividades de exploración no sea tan estrecho, porque al momento de invertir las empresas deben considerar también cómo se encuentran los ductos de transporte y distribución, cómo evoluciona y cuáles son las perspectivas del precio del gas que paga el usuario final, y cuál es el resguardo jurídico que brinda el marco institucional vigente.

## Limitaciones en el sistema de distribución y transporte

Más allá de la falta de gas en yacimiento que determina un estrangulamiento de la oferta, también deben realizarse algunas consideraciones acerca de la capacidad de transporte y distribución actuales. Para poder comercializar el gas natural, deben existir ductos que permitan su transporte desde la zona de producción hasta las zonas de consumo. Estas redes de distribución deben acompañar la evolución de la oferta, de la demanda y también los intercambios comerciales, dado que cualquier saturación en las redes actúa como cuello de botella en el mercado del gas. El desarrollo de las redes de distribución también se encuentra relacionado con las perspectivas generales de la actividad y con el plan energético propio de cada país.

En Argentina, la coyuntura actual de la actividad gasífera desencadenada a partir de 2001 también ha impactado negativamente en este segmento. La pesificación de las tarifas, el aumento de los costos operativos y de inversión, las limitaciones para acceder al crédito interno y externo y la inseguridad jurídica evidenciada por el manejo de las tarifas actúan como freno a los planes de inversión de las licenciatarias. Esto se traduce en la paralización de las inversiones de expansión de la red, siendo llevadas a cabo solamente las inversiones relacionadas con el mantenimiento del servicio, reflejando las trabas que el contexto actual pone a la expansión del sector y acentuando la crisis energética argentina. La caída en las inversiones en el sector pone en riesgo el suministro de gas en el mediano plazo con el consiguiente impacto sobre la actividad económica.

## Mercados regionales: Chile, Brasil, Uruguay y Bolivia

Otra característica relevante en el mercado del gas natural es el escaso desarrollo del mercado mundial, a diferencia de lo que ocurre con el petróleo. Como consecuencia de ello, la formación de precios no resulta tan clara y directa como en este último producto.

En el gas natural, las transacciones comerciales adquieren un carácter eminentemente regional con un escaso porcentaje comercializado internacionalmente (alrededor de un 30%). Esto hace que el gas natural presente precios diferentes entre países, con mercados regionales con costos y condiciones específicas y patrones de demanda distintos.

Las distancias entre oferentes y demandantes de gas adquieren un rol muy importante, ya que transportar gas natural por ductos tiene sentido económico hasta cierta distancia. Alternativamente se podrían utilizar buques para su transporte, pero esto tiene altos costos asociados al proceso necesario para transformar el producto desde su estado gaseoso al estado líquido, para luego regasificarlo en el centro de consumo de destino.

Las exportaciones argentinas de gas natural comienzan a tomar importancia a partir de la entrada en funcionamiento del primer gasoducto que vincula a Argentina con Chile, en el año 1997. Hasta ese momento se destinaba la producción de hidrocarburos al consumo doméstico, mientras que las exportaciones eran marginales. Actualmente, los socios comerciales en la región son Chile, Brasil y Bolivia. Las características más destacadas de cada uno de ellos se describen a continuación:

**Chile.** Es un país que no se caracteriza por disponer de una amplia oferta de recursos energéticos convencionales. Esto lo convierte en un país importador neto de energía, ya sea tanto en el caso del petróleo crudo y sus derivados como en el caso del gas, el carbón y la electricidad. Solamente posee algunas exportaciones de gasolinas y metanol, aunque estos saldos derivan de la previa importación de petróleo y gas natural. A partir de 2004 Argentina restringe las exportaciones de gas natural hacia Chile por problemas de abastecimiento local, introduciendo algún grado de conflicto en las relaciones comerciales entre ambos países.

**Brasil.** La industria brasileña de gas natural se ha configurado como un monopolio público estatal, dentro del cual Petrobras integraba horizontal y verticalmente todas las etapas de la cadena productiva, con excepción de la distribución, que correspondía a los estados federales. Esta configuración daba a la empresa estatal el monopolio legal de las actividades de exploración, producción, procesamiento y transporte. En la década del noventa el estado brasileño se repliega en sus actividades de producción de gas para adoptar un rol más ligado a la regulación, dando una mayor participación al sector privado introduciendo a la vez algún grado de

competencia en las actividades que así lo permitieran. Esto permitió que diversas empresas privadas actúen en diferentes actividades de exploración y producción a través de la participación en las licitaciones de zonas realizadas por la Agencia Nacional de Petróleo. En el transporte la posibilidad de competencia resultó más compleja por los importantes montos de inversión requeridos para la construcción de la red de transporte. Sin embargo se formaron consorcios para la construcción de los gasoductos. En la distribución también ingresaron nuevos participantes al mercado. El mercado brasileño de gas natural puede calificarse como incipiente. La participación de gas natural en la matriz energética primaria fue de 6% en el año 2001. La oferta de energía está liderada por el petróleo, seguido de la energía hidráulica, la leña, el carbón y los derivados de la caña de azúcar.

**Uruguay.** Este país no tiene reservas de petróleo ni de gas natural. En su matriz energética primaria predomina la utilización del petróleo con un 57% con lo cual debe importar la totalidad de lo que consume. El segundo lugar de importancia lo ocupa la energía hidroeléctrica con un 29%, encontrando por lo tanto un mercado de gas natural con escaso desarrollo. Más del 95% del gas natural es demandado por la industria, siendo el resto consumido por el sector de servicios y el sector residencial. Los hogares utilizan como principal fuente de energía la electricidad, leña y carbón vegetal. En el sector transporte no predomina el uso del gas natural comprimido.

**Bolivia.** Las reservas probadas de gas natural crecieron en forma explosiva a partir de 2000, con proyecciones muy alentadoras en estos últimos años. En este contexto, teniendo en cuenta el reducido mercado doméstico, Bolivia posee una gran oferta exportable de gas natural. En primera instancia se dedicó a abastecer la zona sur y sudeste de Brasil, extendiéndose posteriormente hacia otros mercados como el argentino. Recientemente el estado argentino, temiendo una crisis acordó con Bolivia un precio de US\$ 5 el millón de BTU hasta fines de 2006, más de cuatro veces el promedio doméstico, diferenciándose de de Brasil, que puso fuertes reparos al ajuste de precio del gas.

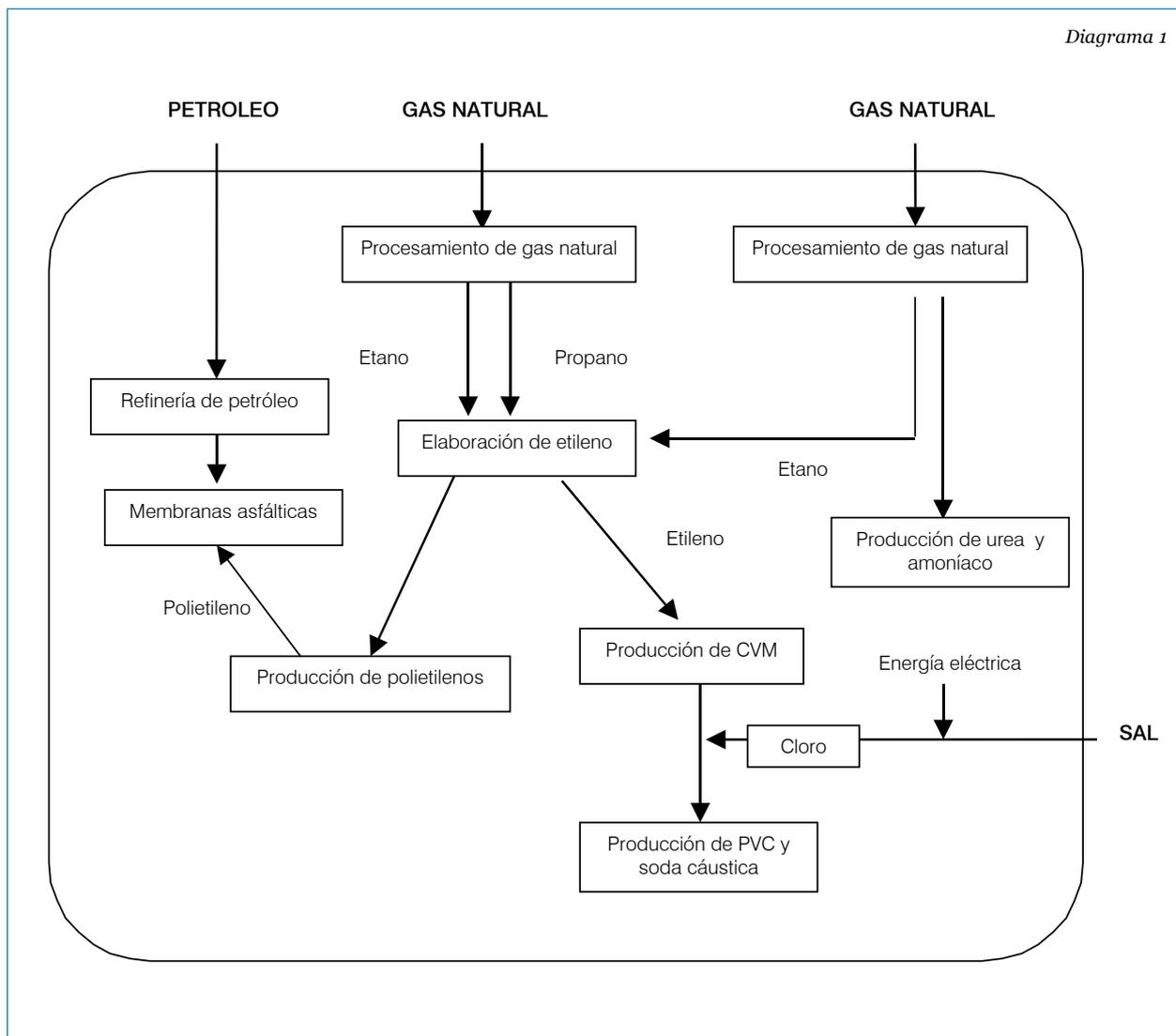
## Implicancias para la región de Bahía Blanca

En Bahía Blanca se encuentra presente el Complejo Petroquímico fuertemente ligado a la producción de gas natural, desarrollado a partir de la provisión del mismo por Transportadora de Gas del Sur y Compañía Mega, ambas instaladas en el ámbito local. En el Diagrama 1 puede apreciarse la estructura productiva del Polo, donde se pone de relieve que el insumo clave para el funcionamiento del sector es el gas natural.

En la actualidad, la separación de gases en Argentina se concentra en tres plantas fraccionadoras: TGS que se encuentra ubicada en Gral. Cerri, Bahía Blanca, Compañía Mega con el complejo Neuquén-Bahía Blanca y Campo Durán en Salta.

Habitualmente se busca la integración vertical del sector productor de gas licuado, y se observa que las ampliaciones de capacidad de planta han estado asociadas a la construcción de nuevas plantas petroquímicas que utilizarán gas licuado para su producción. Este fue el caso de Compañía Mega cuyas instalaciones comprenden una planta de separación localizada en Loma La Lata y otra de fraccionamiento de gas natural que produce etano, propano, butano y gasolina en Bahía Blanca, ambas plantas están conectadas por un poliducto. Las razones estratégicas que se dieron en el momento del desarrollo de la Compañía se basaron en ventajas para Repsol YPF, que captura el mayor valor por los líquidos del gas natural que antes no se recuperaban y abastece el 100% de la materia prima de Mega; Petrobras que asegura su abastecimiento de GLP y gasolina por largo plazo, lo que le permite la sustitución de importaciones; Dow Química que garantiza la materia prima para su expansión en PBBPolisur,

Diagrama 1



eliminando el alto costo por flete en importación de etileno. Otro ejemplo de similares características es Profertil, elaboradora de urea.

Transportadora de Gas del Sur opera bajo servicio regulado la red de gasoductos más extensa del país (más de 7.400 km) y posee una capacidad de transporte de 62,5 millones de metros cúbicos día. Transporta y entrega casi el 60% del total del gas consumido en la Argentina a través de un sistema propio, que conecta los principales yacimientos gasíferos del sur y oeste de la Argentina con las distribuidoras de gas de aquellas áreas, de la Ciudad de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires, siendo esta última la principal zona de servicio.

Además del servicio regulado, TGS presta otros servicios no regulados en la industria del gas, como el procesamiento de gas natural y comercialización de líquidos de gas natural. Opera el Complejo de Procesamiento de General Cerri, recuperando etano que comercializa a PBBPolisur para la elaboración de etileno, y también extrae propano, butano y gasolina natural, formas líquidas del gas natural que luego se venden para su posterior fraccionamiento en tubos y garrafas o se exporta en barcos. Como parte del Complejo Cerri, TGS cuenta con instalaciones de almacenamiento y carga por camión y barco para los líquidos de gas natural extraídos de dicho Complejo en Puerto Galván. Esta descripción destaca la importancia que tienen Compañía Mega y TGS en el desarrollo y operación del Polo Petroquímico local, así como la dependencia del abastecimiento de gas natural, principal insumo de producción. Cualquier restricción en la

producción genera problemas de abastecimiento que repercuten en la producción de petroquímicos locales, con el consiguiente perjuicio para las empresas que deben trabajar a plena capacidad por motivos de eficiencia. El contexto actual y las perspectivas en el mediano plazo para el sector gasífero limitan las posibilidades de expansión del Complejo local. El gas se perfila como un recurso escaso, cuya oferta interna deberá suplementarse con abastecimiento externo. Si se asegura la provisión, subsiste la incertidumbre acerca del impacto que puede tener esta situación sobre el costo de la materia prima fundamental en el mediano y largo plazo; y por lo tanto, sobre la competitividad de las empresas petroquímicas locales. Mientras persista este escenario incierto, -y todo indica que así será por un buen tiempo-, es poco probable que se planteen nuevos planes de expansión en la principal actividad industrial en la ciudad, la industria petroquímica.

## Comentarios finales

El mercado se encuentra segmentado en tres tipos de actividades complementarias: la producción que funciona en un marco de desregulación, el transporte y la distribución, ambas actividades reguladas. Durante 2005 se observa una leve retracción en la oferta del combustible y una tendencia creciente en la demanda interna. Los mayores requerimientos de la demanda, en un contexto de producción estancada, fueron cubiertos por un aumento en la importación de gas boliviano y una reducción de los volúmenes exportados a Brasil y Chile. Actualmente la relación reservas/producción se ubica en 9 años solamente, poniendo de relieve la proximidad de un escenario de escasez de gas.

Como causa principal de la crisis energética argentina actual puede señalarse el problema de falta de gas en yacimiento registrado en los últimos años, debido a una importante disminución en las actividades de exploración.

La crisis de 2001 impactó negativamente sobre el sector energético, afectando el marco regulatorio vigente y el sistema de formación de precios del sector. A partir de la sanción de la Ley de Emergencia Económica los mecanismos de actualización de tarifas de gas quedaron sin efecto. Esto produjo una notable distorsión en los precios relativos de energías alternativas, abaratando el precio del gas natural. Como consecuencia de ello, se generó un incentivo a la mayor utilización de gas natural como recurso energético, y al mismo tiempo un fuerte desincentivo a la producción de este combustible en el mediano y largo plazo. En el sector de distribución y transporte el efecto fue similar, y las empresas licenciatarias limitaron sus inversiones casi exclusivamente a actividades de mantenimiento de operación, resignando proyectos de ampliación de redes de transporte y distribución, e incluso de construcción de gasoductos de exportación.

El escenario no resulta alentador, sobre todo teniendo en cuenta que el panorama en el sector petrolero, segunda fuente de energía nacional, es similar. Tal como se menciona anteriormente, la producción de gas natural caracterizada por inversiones de lenta maduración con un horizonte temporal extenso requiere la minimización de la incertidumbre en el marco institucional vigente, la garantía de los derechos de propiedad de los agentes que participan en el sector, y la existencia de un plan energético integral por parte del estado nacional. Ninguna de estas condiciones se encuentra actualmente disponible en Argentina. Mientras persista este contexto incierto, -y todo indica que así será por un buen tiempo-, es poco probable que se planteen nuevos planes de expansión en el sector energético. ■