

Futuros de Gas Natural

Gustavo D. Regis
Contador público

regisoft@waycom.com.ar
lu5fyd@yahoo.com

Noviembre de 2002

"Los conceptos, datos y opiniones vertidas en los artículos, son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no reflejan necesariamente la opinión de la Bolsa de Comercio de Rosario, deslindando la institución toda responsabilidad derivada de la exactitud de la información allí contenida. Queda prohibida la reproducción total o parcial de los artículos sin autorización de sus autores".

BOLSA DE COMERCIO DE ROSARIO
Departamento de Capacitación

Índice

1 – Introducción	3
2 – La industria del gas	4
3 – Marco regulatorio y estructura del mercado	8
4 – Operatoria corriente y riesgo precio de los distintos agentes del mercado	
4.1 – Productores	12
4.2 – Transportadores	12
4.3 – Distribuidores	13
4.4 – Grandes industrias	14
4.5 – Usinas	14
4.6 – Comercializadores	15
4.7 – Estaciones de carga de GNC	16
4.8 – Subdistribuidores	16
5 – Viabilidad de un contrato de futuros	17
6 – Experiencia internacional	20
7 – Conclusión	22
8 – Bibliografía	24
9 – Agradecimientos	25
Anexo - Cuencas gasíferas y gasoductos troncales y de exportación	26

1 - Introducción

Una de las premisas, tal vez la principal, a los efectos de la creación de un mercado de futuros, está dada por la completa desregulación y fomento de la libre competencia en el mercado donde se ofrece y demanda el activo subyacente.

Hacia esa dirección se dirigió el mercado energético argentino durante la década del '90, apoyado por marcos regulatorios adecuados a las necesidades de cada sector, y con base en tres leyes fundamentales: la Ley de Inversiones Extranjeras, la Ley de Reforma del Estado y la Ley de Convertibilidad. Todo ello permitió que nuestro país lograra avanzar a la par, o incluso más allá, que varios países desarrollados.

Como reconocimiento a esta profunda transformación, el *World Energy Council (WEC)* designó a la Argentina sede del 18° Congreso Mundial de la Energía¹, el cual tuvo lugar en Buenos Aires, entre el 21 y 25 de octubre de 2001. Según se pudo comprobar en el mismo, todo este proceso de desregulación y apertura se está afianzando en todo el mundo, lo cual genera expectativas muy favorables para el desarrollo de derivados energéticos.

Dentro de los distintos commodities de energía operados a nivel mundial, claramente sobresale la electricidad, en razón de ser ésta la forma en que más comúnmente se consume la energía, debido a su practicidad y versatilidad. Sin embargo, la electricidad no se encuentra en la naturaleza (salvo en los relámpagos), sino que se obtiene de fuentes primarias de energía, a saber: energía térmica (combustión de gas, petróleo, carbón y biomasa), hidroeléctrica, nuclear, solar, eólica y geotérmica.

Del análisis de la matriz energética mundial surge que, ya sea en su forma primaria o a través de la electricidad, aproximadamente el 85% del total de la energía consumida en el planeta se origina de tres fuentes: petróleo, carbón y gas. Éste último, a su vez, comprende principalmente al gas natural, el cual constituye el eje central de este trabajo.

Antes de evaluar la factibilidad de un mercado de futuros de gas natural en Argentina, resulta necesario analizar algunos aspectos de la industria local del gas y de qué manera operan los actores del mercado en función del marco jurídico vigente. Todo ello, sin perder de vista los antecedentes que presentan otros mercados más avanzados.

¹ Dicho evento se realiza cada 3 años y reúne a ministros, reguladores, CEO's de compañías energéticas e importantes operadores internacionales. Por primera vez tuvo lugar en América Latina.

2 - La industria del gas

Dentro de la familia de los hidrocarburos (compuestos de hidrógeno y carbono) se encuentra el gas natural. El mismo procede de la descomposición de materia orgánica atrapada en estratos rocosos y consiste en una mezcla de gases, entre los que se encuentra en mayor proporción el metano (85% / 95% del volumen). El resto de los componentes son etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono, helio, argón, etc. Tal como se extrae de los yacimientos, el gas natural es incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire.

Aunque existen yacimientos que proporcionan exclusivamente gas natural, éste va casi siempre asociado al petróleo y sale junto a él cuando se perfora un pozo. Hasta hace unas décadas el gas natural que aparecía en los yacimientos se solía quemar como un residuo más, ya que, a pesar de su poder calorífico, no se lo podía aprovechar por los problemas que plantea su almacenamiento y transporte. Incluso, por ese motivo hay quienes aún cuestionan su carácter de commodity.

Los gases combustibles que en general se extraen del subsuelo tienen la siguiente composición química:

- metano	CH ₄
- etano	C ₂ H ₆
- propano	C ₃ H ₈
- butano	C ₄ H ₁₀

Estos componentes, al estar en presencia de oxígeno en cantidad suficiente, entran en combustión, generando dióxido de carbono, vapor de agua y energía calórica. Esta energía obtenida, por unidad de volumen, será mayor cuanto más átomos de carbono contenga la estructura molecular del hidrocarburo en cuestión. De ahí que el butano sea más de tres veces más "rico", energéticamente hablando, que el metano.

Actualmente, en Argentina la demanda energética está cubierta en un 47% por gas natural (petróleo y derivados sólo abastecen el 42%), siendo sólo superada por Holanda y Rusia. Dicho combustible se extrae de las cuencas Neuquina, Noroeste y Austral, las cuales participan con el 55%, 20% y 25% de la producción total, respectivamente². A nivel mundial, la producción anual de metano ya alcanza los 5 trillones de m³ y en 20 años se espera que esta cifra se duplique. De esta manera, se llegaría a una participación del 30% en la matriz energética mundial, siendo actualmente de 23%³.

En conjunto, la industria hidrocarburífera argentina mantiene 14.000 pozos en actividad y en 2001 su producción representó el 6,5% del PBI, contribuyendo con el 16% de las exportaciones y el 20% de los ingresos tributarios nacionales y provinciales⁴.

Anualmente, el volumen total del gas natural extraído alcanza los 45.500 millones de m³, de los cuales 33.200 millones se inyectan en la cabecera de los gasoductos troncales y el resto tiene destinos disímiles: consumo en yacimiento, entrega a localidades cercanas al

2 También se encuentra la Cuenca Golfo San Jorge, cuya producción de gas es incipiente, pero sus reservas probables alcanzan el 9% del total del país. Se trata de una cuenca predominantemente petrolífera.

3 Como muestra de la creciente importancia estratégica del gas, se destaca la reciente creación del Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG), formado por los 15 mayores productores, quienes se proponen seguir el mismo camino que la OPEP.

4 Las cifras surgen de estimaciones del IAPG. Según datos oficiales, la participación de la industria de hidrocarburos en el PBI oscila alrededor del 3%.

yacimiento, inyección a formación, retención en plantas, exportación directa a Chile y venteo (gas no aprovechado)⁵.

El gas natural no se utiliza en su forma bruta (crudo), sino que previamente se procede a su tratamiento, a fin de ponerlo en condiciones de ser ingresado al sistema de transporte. Este trabajo se realiza en instalaciones de procesamiento y consiste en la separación de polvos y líquidos, deshidratación, descarbonatación, desulfuración, ajuste de punto de rocío, etc. Complementariamente, dado que los hidrocarburos de mayor peso molecular (más átomos de carbono) que el metano tienen más valor económico, se los suele separar para venderlos como productos de mayor valor agregado: etano para producir etileno y polietileno, propano y butano para utilizarlos como gas licuado, pentanos y hexanos para complementar el *pull* de naftas, etc⁶. La separación se puede hacer en yacimiento, previo al ingreso del gas al gasoducto, o bien en cualquier otro punto a lo largo del gasoducto⁷. Esta operación se denomina “recuperación de hidrocarburos” y cuanto más pesado sea el mismo, mayor será su grado de extracción (etano, 80%; propano, 98%; butano y superiores, 100%).

En particular, el propano y butano reciben el nombre de gas licuado de petróleo (GLP), el cual también puede obtenerse a partir de la destilación de petróleo crudo. El transporte de dicho producto se realiza a través de camiones o poliductos y se almacena en tanques esféricos. En este negocio intervienen además los fraccionadores, quienes envasan el GLP en garrafas y cilindros, para aquellos usuarios que no lo reciben a granel. Alrededor del 40% de la producción se exporta y el resto se destina a la industria petroquímica y, fundamentalmente, a quienes aún no les ha llegado la red de gas natural (salvo en las provincias patagónicas, donde el GLP también se recibe a través de la red domiciliaria de gas). Actualmente se prevé una mayor demanda de este producto, a partir de la derogación, en noviembre de 2001, de la prohibición al GLP vehicular.

En lo que respecta a gas natural específicamente, el transporte en el país está a cargo de dos compañías que operan 15.000 km. de gasoductos troncales y regionales de 24" a 36" de diámetro, manteniendo una capacidad de transporte de 110 millones de m³/día. Cuando el transporte tiene que hacerse por mar y no es posible construir gasoductos submarinos, el gas es llevado a plantas de licuefacción, donde mediante la técnica de criogenia se reduce su temperatura a 160 grados bajo cero (su punto de ebullición), a fin de poder disminuir su volumen 600 veces y luego cargarlo en buques metaneros. En el puerto receptor, el gas natural licuado (GNL) se descarga en las plantas o terminales de almacenamiento y regasificación. Esta modalidad de transporte permite poner en producción yacimientos aislados situados en el mar o en islas. A nivel mundial, sólo el 21% de la producción se comercializa internacionalmente: 4% vía GNL (Japón es el principal comprador) y el 17% restante vía gasoductos.

En el caso argentino, la totalidad de las exportaciones se efectúan a través de gasoductos, los cuales realizan las conexiones desde el sistema local de transporte, o bien directamente desde el yacimiento. El principal mercado lo constituye Chile (87%), seguido de Brasil y Uruguay, previéndose un fuerte crecimiento de las compras de estos dos últimos países, una vez que entren en funcionamiento los gasoductos actualmente en construcción. También se espera ampliar la integración con Bolivia, desde donde se importó gas hasta 1999.

En el momento en que llega el gas natural a las zonas de consumo, el mismo se utiliza en nuestro país como fuente de energía para distintas aplicaciones (ver Cuadro 2.1).

⁵ En 1989 se venteaba el 11% del gas producido. Ahora, sólo el 5%, gracias a la construcción de obras de aprovechamiento y captación. Además, se multiplicó por 20 el agua reinyectada a los pozos para evitar la contaminación de los suelos.

⁶ En general, a estos componentes se los conoce como líquidos de gas natural (LGN).

⁷ Tal es el caso de la planta “General Cerri”, localizada en Puerto Galván, en las afueras de Bahía Blanca, donde se realiza el tratamiento del gas proveniente de las Cuencas Neuquina y Austral.

Cuadro 2.1 - Gas entregado por tipo de usuario ¹

	Volumen ²	%
Residencial	7.083.940	23,3%
Comercial	1.058.019	3,5%
Industria	9.900.302	32,6%
Usinas ³	9.838.877	32,4%
Entes Oficiales	350.497	1,2%
Estaciones de GNC	1.782.168	5,9%
Subdistribuidores	346.007	1,1%
Total	30.359.810	100,0%

Fuente: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Gas

¹ abarca de julio'00 hasta junio'01 e incluye entregas de gas a usuarios de distribuidores, *by pass* comerciales, *by pass* físicos, RTP Cerri y usuarios en boca de pozo ("*off system*")

² en miles de m³ a 9.300 Kcal

³ incluye consumos de gas en boca de pozo y excluye la autogeneración de energía eléctrica por parte de establecimientos fabriles

Entre los usuarios finales de gas natural claramente sobresalen, por un lado, las usinas eléctricas y las industrias (quienes en gran parte también destinan el gas a la generación de electricidad), con una demanda relativamente uniforme durante todo el año. Por el otro lado, se advierte una importante participación del consumo hogareño, el cual presenta una demanda marcadamente estacional, en razón de estar destinado mayoritariamente a la calefacción de viviendas durante los meses de invierno.

Dentro de los usuarios industriales, se destacan las siguientes ramas de actividad (por orden de importancia):

- Siderúrgica: consumo en altos hornos, convertidores de acero, talleres de laminado y acabado y fabricación de productos primarios del hierro y el acero
- Alimenticia: elaboración y conservación de pescado y sus derivados, frutas, legumbres y hortalizas, productos lácteos, productos de molinería y panadería, almidones, alimentos para animales, etc.
- Cementera: fabricación de cemento, cal, yeso y hormigón
- Metalúrgica no ferrosa: producción de alúmina y fundición y refinación de cobre, plomo, cromo, manganeso, zinc, aluminio, níquel, estaño, etc.
- Química: fabricación de abonos y compuestos de nitrógeno, plaguicidas, pinturas, barnices, productos farmacéuticos, de perfumería y de limpieza
- Petroquímica: fabricación de plásticos en formas primarias y caucho sintético⁸
- Aceitera: elaboración de aceites y grasas de origen vegetal y animal
- Celulósica: fabricación de papel y derivados.

Una forma particular de consumo, en la cual nuestro país es líder indiscutido, es el gas natural comprimido (GNC) para el transporte automotor, en sustitución de gasoil y nafta. Como consecuencia de su bajo costo y menor contaminación ambiental, ya son 800.000 los vehículos propulsados por GNC, los cuales se abastecen en las más de mil estaciones de carga, distribuidas en 17 provincias. Pese a la potencial competencia del GLP, se prevé que este sector continúe en crecimiento (junto con toda su industria asociada: compresores, reguladores de presión, cilindros, válvulas, equipos varios) como consecuencia de la próxima apertura de exportaciones a Brasil y de la posibilidad de que también se puedan sustituir los combustibles pesados en el transporte urbano de carga y de pasajeros. A esta expansión también contribuye el

⁸ En los rubros Química y Petroquímica el gas natural se utiliza no sólo como combustible, sino además como materia prima. Tal es el caso de la importante fábrica de fertilizantes nitrogenados (urea) localizada en el polo petroquímico de Bahía Blanca.

fuerte incremento de precio de los combustibles líquidos, luego de la devaluación de enero de 2002.

3 - Marco regulatorio y estructura del mercado

Existen dos normas "madres" que regulan la actividad en sus diferentes etapas. La primera de ellas es la Ley N° 17.319/67 de Hidrocarburos, la cual rige todas las actividades relativas al *upstream*: reconocimiento superficial, exploración, perforación y terminación de pozos, extracción, y en general todo lo referido a la producción, captación y tratamiento.

Los puntos centrales de este texto legal están relacionados con los permisos de exploración y las concesiones temporales de explotación de petróleo y gas, las cuales son otorgadas mediante decreto del PEN, previa licitación pública internacional. A dichos efectos se tiene en consideración si se trata de una "zona probada" o una "zona posible", según se haya comprobado o no la existencia de hidrocarburos⁹.

Asimismo, en cuanto a la propiedad de estos recursos, en su artículo 1° la ley declara que "Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional". No obstante, la Ley N° 24.145/92 (la misma que privatizó YPF) dispone la federalización de los hidrocarburos, a través de la transferencia del "dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias, ... incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas". La Constitución Nacional reformada en 1994 tampoco es ajena al asunto, al declarar en su artículo 124 que "corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio".

Actualmente, esta transferencia aún está pendiente de concretarse. Cuando la misma se lleve a cabo, serán las provincias las que concedan derechos sobre dichas áreas.

Más allá de la cuestión acerca de la propiedad de los recursos del subsuelo, lo importante a destacar es que una vez que el hidrocarburo alcanza la superficie, la propiedad del mismo le corresponde al titular de la concesión de explotación (es decir, el que lo extrajo), quien deberá tributar al fisco provincial el 12% de la producción bruta (con algunas deducciones) en concepto de regalías. Mientras tanto, el dueño de la superficie sólo percibe un pago por la servidumbre¹⁰.

El restante texto normativo de vital importancia sólo comprende al gas natural y regula todo lo concerniente al *downstream*; es decir, el transporte y la distribución. Se trata de la Ley N° 24.076/92, la cual, además, dispone la privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado (la otrora empresa pública encargada del *downstream* desde 1946) y la creación del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) como ente autárquico en el ámbito de la Secretaría de Energía, asignándole a éste todas las tareas necesarias para cumplir con los objetivos de protección de los derechos de los consumidores, promoción de la competitividad y aliento de las inversiones privadas.

También dispone esta ley la libre importación de gas natural, sin necesidad de aprobación previa. Las exportaciones, en cambio, deben ser autorizadas por el Poder Ejecutivo (léase Secretaría de Energía), en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.

⁹ El artículo 10 especifica que las zonas probadas son las que cuentan con "trampas estructurales, sedimentarias o estratigráficas donde se haya comprobado la existencia de hidrocarburos que puedan ser comercialmente explotables", mientras que las zonas posibles son todas las restantes.

¹⁰ En EE.UU., donde impera el principio de accesión (heredado del sistema jurídico británico), se prevé que los derechos de propiedad privada de la tierra también se extienden al subsuelo. Esto incentiva aún más la explotación de los reservorios.

En lo que respecta puntualmente a la regulación del transporte y distribución, a efectos de delimitar derechos y responsabilidades de los distintos actores del mercado, la ley previamente define, en sus artículos 10, 11, 12 y 14 a los siguientes sujetos:

- Productor: "persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal, extrae gas natural de yacimientos ubicados en territorio nacional, disponiendo libremente del mismo."
- Transportista: "persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores."
- Distribuidor: "prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada."
- Comercializador: "quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros."

Cuando la ley menciona a "consumidores que contraten directamente con el productor" se refiere a los grandes usuarios (usinas y grandes industrias) que compran el gas en boca de pozo, realizando alguna las siguientes operaciones de *by-pass*:

- *by-pass* comercial: la distribuidora les entrega el gas, facturándoles solamente el margen de distribución y, eventualmente, el transporte
- *by-pass* físico: tienden un caño y se conectan directamente con el gasoducto troncal, descartando todo vínculo con la distribuidora de la zona.

En cuanto a "almacenadores", el texto legal se refiere a quienes mantienen el gas en instalaciones, subterráneas o no, durante un período de tiempo. Esta actividad aún se encuentra escasamente desarrollada en Argentina por causa de las fuertes inversiones que la misma exige¹¹.

Por otra parte, en aras de fomentar la competencia, la ley prohíbe a los transportistas comprar y vender gas (salvo que el mismo esté destinado al consumo propio o al mantenimiento en operabilidad de los sistemas de transporte) y limita fuertemente la integración vertical de los distintos actores. Esto es, por ejemplo, que el productor o gran usuario no pueden tener participación controlante¹² sobre el distribuidor o vice versa.

De lo expuesto surge que la tarifa de gas a los consumidores finales resultará de la suma de:

- precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (boca de pozo)
- tarifa de transporte
- margen de distribución

Los dos últimos componentes, dada la situación de monopolio que se presenta, no se determinan según oferta y demanda, sino que fueron establecidos en la privatización. Hasta inicios de 2002 se ajustaban según la variación del Producer Price Index de EE.UU. y también conforme al Factor X (de eficiencia) y Factor K (de inversión). El factor de eficiencia reducía las tarifas por efecto de programas de eficiencia futuros, mientras que el factor de inversión incrementaba las mismas para compensar a las licenciatarias por inversiones no rentables a la tarifa vigente, pero que se requieren para la confiabilidad del sistema. Además, sujeto a la aprobación del ENARGAS, las tarifas podían ajustarse para reflejar circunstancias no recurrentes o cambios impositivos, con excepción del impuesto a las ganancias.

¹¹ La única planta de almacenamiento (*peak shaving*) existente en nuestro país fue inaugurada en 1996 en General Rodríguez (Bs.As.) y pertenece a la empresa distribuidora de la zona.

¹² Se toma el criterio de participación controlante definido en el artículo 33 de la Ley de Sociedades Comerciales. No obstante, el Decreto Reglamentario N° 1.738/92 flexibiliza los límites a la integración vertical.

Actualmente, estos mecanismos fueron parcialmente suspendidos, luego de la sanción de la Ley N° 25.561/02 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, la cual congela las tarifas de los servicios públicos, al dejar sin efecto las cláusulas de ajuste en divisas extranjeras o índices de precios en otros países.

Donde sí hay libertad de oferta y demanda es en la determinación del precio del gas natural en boca de pozo. El Decreto Reglamentario N° 2.731/93 clasifica a estas transacciones, a los fines de su registro, como pertenecientes a:

- Mercado de Corto Plazo de Gas Natural (MCPGN). Incluye transacciones concertadas a lapsos no superiores a 6 meses sucesivos calendario. También se lo conoce como mercado *spot*.
- Mercado de Largo Plazo de Gas Natural (MLPGN). Comprende las transacciones concertadas a lapsos superiores a 6 meses sucesivos calendario.

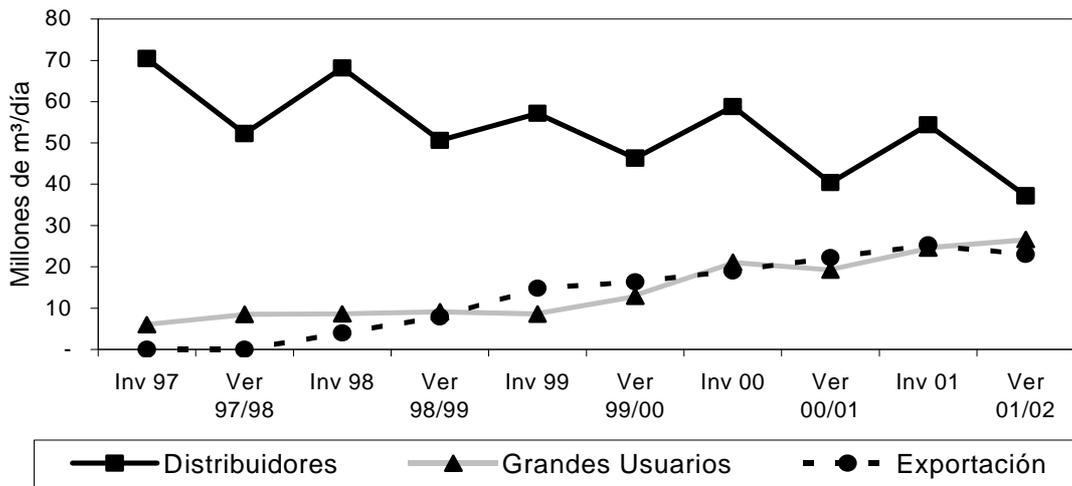
Finalmente, resulta ser éste el ámbito donde los participantes del mercado gasífero pueden encontrarse interesados en realizar operaciones de *hedging* o cobertura, en función de la operatoria habitual de cada uno.

Como en todo mercado libre, los precios surgirán de los volúmenes ofrecidos y demandados en cada momento. Por el lado de la oferta no se verifica ningún factor relevante de estacionalidad, en virtud de que no existe una "cosecha" de gas natural en determinados meses del año, sino que la producción bien podría ser constante.

Distinto es el caso de la demanda, donde se observa que un grupo de clientes (los usuarios residenciales) consumen gas casi exclusivamente durante los períodos invernales. Según se aprecia en el Gráfico 3.1, el volumen de gas natural adquirido por las distribuidoras presenta una fuerte estacionalidad. Ello se debe a que estas empresas son las que proveen al consumo hogareño. Así, a medida que más industrias y usinas operen en el mercado mayorista (*by-pass* mediante) y prescindan de su respectiva distribuidora, a éstas sólo les irán quedando los clientes residenciales y, en menor medida, las pequeñas industrias y estaciones de GNC. Consecuentemente, las compras de gas de las distribuidoras serán cada vez más estacionales, con una tendencia negativa.

El Gráfico 3.2 muestra las fluctuaciones de los precios promedios de cuenca en boca de pozo. Las diferencias de precio entre las distintas cuencas se explica por el mayor o menor alejamiento de los principales centros de consumo, lo cual se traduce en diferentes costos de transporte. Como es de esperar, los precios en invierno son más altos que en verano.

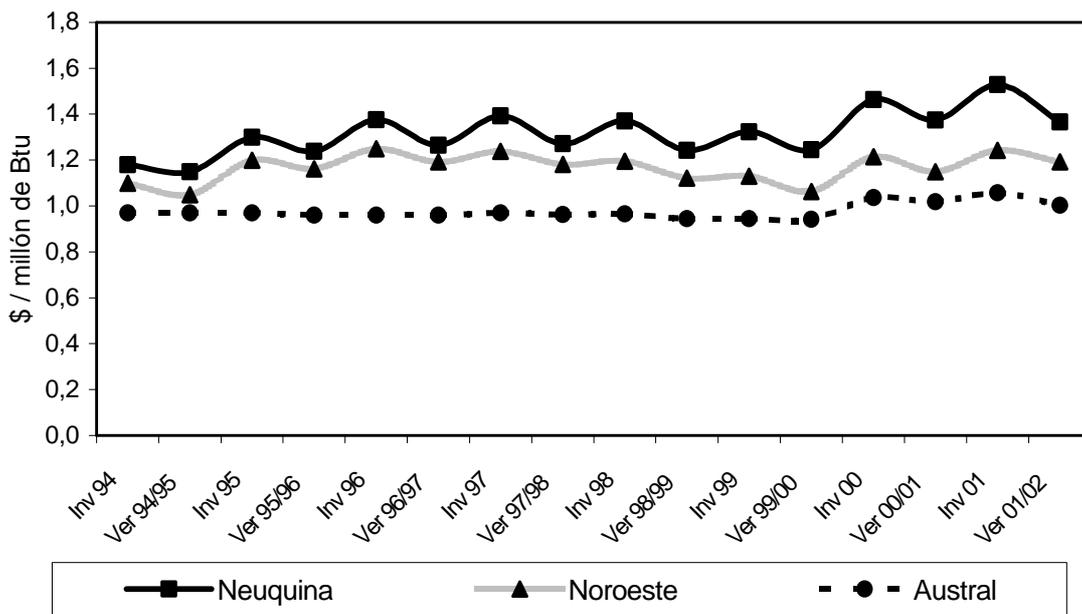
Gráfico 3.1



Fuente: ENARGAS

Ref.: Invierno: mayo-setiembre. Verano: octubre-abril.

Gráfico 3.2



Fuente: ENARGAS

Ref.: Invierno: mayo-setiembre. Verano: octubre-abril.

Los importes están expresados en pesos por millón de Btu (British thermal unit). Para convertirlos en pesos por mil m³ se debe multiplicar por 36,914 (siempre manteniendo un nivel constante de energía calórica de 9.300 Kcal)

4 - Operatoria corriente y riesgo precio de los distintos agentes del mercado

4.1 - Productores

En el mercado existen entre 80 y 90 compañías, incluyendo operadoras y titulares de la libre disponibilidad de los hidrocarburos, que tienen a su cargo todos los trabajos referidos al *upstream*. En los contratos de venta que celebran con las distribuidoras, grandes usuarios o comercializadores, se fija el volumen de entrega, el precio por m³, la duración del suministro y demás condiciones, entre las que se destaca la cláusula *Take or Pay*, mediante la cual el comprador se obliga a tomar el Volumen Diario Programado (VDP) y si no lo hace se compromete a pagar un X% del VDP.

En cuanto al riesgo precio, dependerá de si las ventas se realizan en el mercado *spot* o por contratos a plazo. En el primer caso el riesgo estará dado por una baja en el precio *spot* y en el segundo, por una suba en el precio *spot* que supere al precio contratado.

También pueden resultarles de utilidad las operaciones de cobertura a fin de reducir su costo de endeudamiento. La forma de conseguirlo consistiría en ofrecer parte de sus reservas de gas como garantía, cubriendo las mismas con posiciones cortas en el mercado de futuros.

4.2 - Transportadores

Se trata de sólo dos compañías cuya actividad reviste el carácter de servicio público. Sus funciones son recibir el gas natural en el punto de inyección y transportarlo hasta el *city-gate* de la ciudad, donde será recibido por la empresa distribuidora; o bien, tratándose de una industria o usina que opera con *by-pass* físico, se transporta el gas hasta el punto de entrega correspondiente. Naturalmente, cuanto menor sea la distancia, menos tiempo demorará el gas en llegar, más barata será la tarifa y menores serán las pérdidas por escapes, desfasajes de presión y otros.

Estas empresas celebran contratos de capacidad de transporte, los cuales pueden revestir una de las siguientes modalidades:

- en firme. El transportador le reserva al cargador un espacio en el gasoducto troncal y se obliga a mantenerlo aún en los días picos de demanda en los meses de invierno. Bajo esta modalidad contratan las distribuidoras y algunas industrias
- interrumpible. Las usinas suelen contratar de esta manera debido a su menor costo (aproximadamente la mitad) y a la fácil sustitución del gas natural por fuel-oil (un poco más caro) ante un corte súbito en el suministro.

Luego, si por alguna circunstancia, el cargador que contrató en firme (principalmente distribuidora) no hace uso de la capacidad de transporte adquirida, puede revenderla total o parcialmente a otro cargador. De manera similar, si el contrato reviste el carácter de interrumpible y el cargador no utiliza el servicio, el transportador puede, a fin de reducir la capacidad ociosa, cedérselo transitoriamente a otro cargador, otorgándole prioridad al primero.

Dada la prohibición impuesta a estas empresas de comprar y vender gas, su rentabilidad no se ve afectada por las fluctuaciones de precio de este producto.

4.3 - Distribuidores

Cada uno de ellos tiene a su cargo una de las nueve áreas en las que se dividió el territorio nacional en el momento de la privatización de Gas del Estado. Su trabajo consiste en recibir el suministro de gas en el *city-gate* de cada ciudad y hacerlo llegar a los usuarios finales a través de un sistema de redes. Dado que de los tres componentes del servicio: gas natural, transporte y distribución, los grandes clientes pueden omitir solicitarle el primero (*by-pass* mediante), las compras de gas por parte de la distribuidora se destinan principalmente a los pequeños y medianos demandantes: usuarios residenciales, comercios, pequeñas industrias, estaciones de GNC, etc.

Este primer componente de la tarifa, debido a la estacionalidad de la demanda, es actualizado por el ENARGAS en los meses de mayo y octubre de cada año.

En cuanto a las cláusulas contractuales más relevantes, se destacan:

- *Delivery or Pay*. El vendedor se obliga a entregar el X% del Volumen Diario Programado (VDP), o bien compensar los costos incrementales de abastecimiento que se le generen al comprador para reponer el faltante entre lo realmente entregado y el X% comprometido
- *Make-Up*. El comprador tiene derecho a recuperar los volúmenes pagados y no tomados de acuerdo al *Take or Pay*, dentro de los X días posteriores a cada período de evaluación.

Originariamente, estas empresas no resultaban afectadas por los cambios en el precio. Esto era así debido a que, mediante un mecanismo conocido como *pass-through*, las variaciones en el precio de adquisición eran trasladadas a las tarifas finales del usuario, de tal manera que no producían ni beneficios ni pérdidas a las distribuidoras.

Fue por ello que, a efectos de mitigar el desinterés de las distribuidoras por comprar más barato y a la vez fomentar las operaciones en el MCPGN, se sanciona el Decreto Reglamentario N° 1.020/95, mediante el cual se agrega a las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas un procedimiento alternativo y optativo conocido como "punto 9.4.2.6 bis". El funcionamiento de este complejo mecanismo consiste básicamente en que las diferencias por comprar más caro o más barato se reparten entre distribuidora y usuarios en partes iguales. Para tal fin, este procedimiento requiere que antes del inicio de cada período estacional (de octubre a abril y de mayo a setiembre) el ENARGAS determine para cada cuenca un Precio de Referencia y un Precio de Cuenca.

Así, en lo que a riesgo precio respecta, a las distribuidoras se les presenta una situación inversa a la del productor. Si compra en el mercado *spot*, se verá perjudicada ante un aumento de precio y si compra por contratos a término con precio fijo correrá el riesgo de no capturar una eventual baja en el precio *spot*.

Con el propósito de evitar que los grandes usuarios recurran al *by-pass*, las distribuidoras pueden tomar posiciones largas en el mercado de futuros y así poder fijarles un precio bajo a los grandes clientes por un largo tiempo.

4.4 - Grandes industrias

Cómo ya se ha mencionado, los grandes usuarios pueden ingresar al mercado mayorista de gas y así negociar sus contratos de suministro con cualquier compañía reconocida por las autoridades como proveedora de gas y/o empresa de transmisión, incluyendo a comercializadores. Para ello la normativa exige un volumen mínimo de demanda y poseer contratos de suministro por 12 meses.

Lo más relevante de estas contrataciones reside en las ya mencionadas cláusulas relativas al suministro (*Delivery or Pay, Take or Pay y Make-Up*). De esta manera, tratándose de contratos *forward*, el principal riesgo del adquirente puede no estar en el precio, sino en un súbito corte en el suministro, o bien en una eventual paralización de la planta fabril. En este caso puede ocurrir que, aunque no lo necesite, tenga que seguir comprando el gas y luego tratar de revenderlo, aún a precios irrisorios (dada la enorme dificultad de almacenamiento).

De todos modos, y en forma similar a lo que ocurre con cualquier otro insumo o materia prima, la situación normal para una industria es que, ante una repentina suba de precio, se perjudique si está comprando en el *spot* o se beneficie si ya cuenta con contratos de suministro a un precio pactado.

4.5 - Usinas

El escenario que se les plantea a las centrales eléctricas se repite en varios aspectos al de los complejos fabriles, con la particularidad que las primeras suelen mostrar al gas natural como uno de sus principales ítems de egresos en los estados de resultados. Consecuentemente, en principio, las usinas deberían estar más interesadas en oportunidades de cobertura.

Las usinas eléctricas comercializan su "producto" en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual se compone de:

- Mercado a Término (MAT): con contratos de cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre compradores y vendedores
- Mercado *Spot*: con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo en el Centro de Cargas del Sistema y elaborado en base a las declaraciones de costos marginales de corto plazo de los generadores
- Un sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado *Spot*, destinado a la compra de las distribuidoras eléctricas.

El MEM es operado por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)¹³, cuyas funciones son la coordinación de las operaciones de despacho, la fijación de los precios mayoristas y la administración de las transacciones que se realizan en los mercados *spot* y a término, a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN)¹⁴.

Para un generador de electricidad vinculado al MEM su costo unitario de producción está dado por el costo de operación y mantenimiento más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más cara se vuelve la energía exportada desde ese nodo.

El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta cuando mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operabilidad técnica del sistema se remuneran también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Las usinas eléctricas venden su producción al mercado *spot* recibiendo por la misma los precios que rijan en el hora a hora o pueden poseer contratos de abastecimiento con una

13 CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público, cuyas actividades son de interés nacional y no susceptibles de ser gravadas tributariamente por las provincias. Los titulares de su paquete accionario son (por partes iguales): el Ministerio Público y AGEERA, ATEERA, ADEERA y AGUEERA (asociaciones civiles que nuclean a los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios de energía eléctrica, respectivamente). La Secretaría de Energía preside el Directorio.

14 Cerca de dos tercios de las transacciones se realizan en el mercado *spot*.

distribuidora eléctrica o con un gran usuario, cobrando en cada hora por su producción de la siguiente forma:

- hasta el nivel de su contrato de generación será considerada en el Mercado a Término
- cuando su nivel de generación está sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el mercado *spot* como excedentes o faltantes de contrato a los valores vigentes en dicha hora en ese mercado.

En el caso que un generador de electricidad tenga que cumplir con obligaciones contractuales y no pueda despachar por costo, restricciones propias o de transporte, el generador tiene que comprar al mercado *spot* a precios de mercado. En general, las usinas que prevén restricciones de transporte pueden haber incluido cláusulas contractuales en donde pasan este riesgo al comprador.

Asimismo, pueden estas empresas asegurarse un margen bruto a través de un *spread inter-commodity* (gas - electricidad), de la misma manera que el molinero o aceitero puede hacerlo a través de un *crush spread* o la refinería de petróleo mediante *crack spread*.

Esta cobertura consistiría en la compra de contratos de gas y venta simultánea de contratos de electricidad. A dichos efectos habrá que considerar, entre otros, el hecho de que las usinas, aún las más eficientes, desaprovechan aproximadamente el 45% del gas y además pierden entre el 5% y 10% de la corriente eléctrica en la transmisión.

4.6 - Comercializadores

Actúan como intermediarios que compran y venden gas para ser finalmente consumido por terceros (asemejándose al *marketer* de Estados Unidos), y de esa manera proveen liquidez al mercado. Su participación puede revestir diversas formas: actuar como simples *brokers*, adquirir gas a productores y luego buscar usuarios finales, comprometer ventas y luego buscar a quién comprarle, o bien reunir usuarios finales para que a mayor volumen se puedan negociar precios más bajos con los productores. Asimismo, también intermedian en las contrataciones sobre capacidad de transporte.

En un contexto de creciente sofisticación, competitividad y precios volátiles, a los comercializadores se les presenta una interesante oportunidad de agregar valor a sus servicios. La misma consiste en ofrecer herramientas innovadoras de *risk management* para sus clientes. Por este motivo, son éstas las empresas a las que más debiera interesarles los futuros y opciones de gas natural.

4.7 - Estaciones de carga de GNC

Se trata de estaciones de servicio que, luego de comprimir el gas natural adquirido, lo expenden para su utilización como combustible en vehículos habilitados. Dadas las restricciones legales de ingresar al mercado mayorista (léase sortear la distribuidora), se abastecen de gas a través de ésta, con un medidor individual separado, de la misma forma que los usuarios residenciales. Luego, el precio de venta a los automovilistas lo determinan libremente, partiendo de un precio sugerido.

Por lo expuesto, en razón de su no participación en el mercado de boca de pozo, tampoco cabe la posibilidad de coberturas frente al riesgo precio.

4.8 - Subdistribuidores

Son entes o sociedades de derecho privado (principalmente cooperativas o sociedades anónimas) que operan cañerías de gas que conectan el sistema de redes de una distribuidora con un grupo de usuarios. Al igual que las estaciones de GNC, tampoco están autorizadas a comprar gas por su cuenta.

5 - Viabilidad de un contrato de futuros

En función de la estructura de comercialización del gas natural, cabe analizar si la misma es apta para el lanzamiento de un contrato de futuros, o bien cuáles deberían ser las características de éste a fin de que pueda adaptarse a las particularidades del mercado disponible.

Uno de los requisitos para un mercado de derivados lo constituye la homogeneidad y fungibilidad del activo subyacente. Esto implica que el producto en cuestión debe ser perfectamente cuantificable y calificable, de manera que no queden dudas sobre lo que se está comprando y vendiendo. En este sentido, la normativa legal establece los estándares de calidad en los puntos de entrega y, a juzgar por la historia reciente, no es éste un punto que genere grandes conflictos. Al respecto, el artículo 30 de la Ley 24.076 señala que "el gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte y distribución deberá reunir las especificaciones dispuestas en la reglamentación respectiva".

No obstante, lo que más comúnmente se considera como requisito esencial para un mercado de futuros, es un mercado *spot* o de contado lo suficientemente líquido y transparente que asegure la libre competencia. Esto implica, además, la no existencia de barreras de entrada o salida y que ningún individuo o grupo pueda recurrir a prácticas abusivas que le permitan controlar los precios.

Aquí es donde la estructura del mercado de gas natural presenta ciertos obstáculos, pese a los notables avances de la última década. En primer lugar, el mencionado Decreto 2.731 impone a las empresas distribuidoras un tope máximo a sus adquisiciones en el MCPGN, dando prioridad a los contratos de largo plazo. Asimismo, dispone que todas las transacciones sobre gas en el punto de ingreso al sistema de transporte deberán ser informadas a la Secretaría de Energía, a fin de que ésta las registre bajo "carácter confidencial"; yendo en sentido contrario a lo que a transparencia y disponibilidad de información respecta.

Esta situación, en cambio, no se verifica con otros commodities en los que sí existe un mercado de contado institucionalizado que permite la divulgación de precios de referencia con frecuencia diaria u horaria. Tal es el caso de los granos, donde el mercado *spot* lo representan las cámaras arbitrales de cereales, quienes fijan los precios oficiales de pizarra con total transparencia. Similar situación se aprecia en el Mercado Eléctrico Mayorista, en el que CAMMESA actúa como operador del sistema.

En la práctica, pese al incentivo del Decreto 1.020, sigue siendo bajo el volumen de las operaciones realizadas en el MCPGN, lo que da cuenta de su iliquidez¹⁵. A su vez, casi la totalidad de estas escasas transacciones tiene como parte compradora a las empresas distribuidoras, ya que los grandes usuarios sólo adquieren en el *spot* muy esporádicamente. La gran mayoría de los contratos de suministro son de duración prolongada: entre 6 meses y 2 años para el mercado local y entre 12 y 15 años las exportaciones. El precio pactado suele ser fijo, admitiéndose algún pequeño ajuste estacional en función de los precios de referencia publicados por el ENARGAS.

El escaso volumen del mercado *spot* también obedece a los enormes costos que representa el almacenamiento del gas natural. A diferencia de los commodities agrícolas, aquí no hay "silos" de gas natural, ya que éste necesita mantenerse en niveles de temperatura y presión muy especiales.

15 El porcentaje de volumen spot sobre el total de volumen contratado varía según la cuenca y la estación (invierno/verano). Por lo general, oscila entre un 10% y un 25%.

Consecuentemente, descartada en gran medida la posibilidad de almacenaje, se necesitará que los volúmenes de oferta igualen en todo momento, o al menos se aproximen, a la cantidad demandada. De esta manera, ciertos modelos de análisis, como el método *cost of carry*, pierden utilidad como fundamento para realizar cálculos y detectar operaciones de arbitraje.

La variabilidad del precio del activo subyacente es otra condición insalvable para el éxito de un contrato de futuros. En este caso, la no publicación de los precios diarios operados en boca de pozo por parte de la Secretaría de Energía, hace virtualmente imposible un cálculo exacto de la volatilidad. No obstante, no se estima que sea muy alta.

Buena parte del reducido porcentaje de contratos spot y de la baja volatilidad también se explica por la fuerte concentración de la oferta. El Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH)¹⁶ aplicado al mercado mayorista de gas natural arrojó en 1997 los siguientes resultados: Cuenca Neuquina, 4.451; Cuenca Noroeste, 5.898; Cuenca Austral, 2.771; total del país, 3.973. A efectos comparativos, tomemos como parámetro que el Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio de EE.UU. sólo aprueban una fusión de empresas cuando el IHH resultante no supera los 1.800¹⁷. A esto se agrega el escaso éxito del Marco Regulatorio en restringir la integración vertical de los sujetos de la industria, permitiendo que una distribuidora o gran usuario termine comprando el gas a un productor perteneciente al mismo grupo económico, lo cual deja en entredicho la libre y transparente formación de precios. En el mercado eléctrico, en cambio, la apertura de los '90 permitió el ingreso de muchos más oferentes, debido en gran parte a que las inversiones y los riesgos son algo menores.

A los efectos de la liquidación del contrato de futuros, la modalidad *cash-settlement* debe ser dejada de lado, en virtud de la no existencia de ningún índice ni precio de referencia *spot* que opere diariamente. En su defecto, la alternativa restante es el *delivery-settlement*, en cuyo caso el punto de entrega bien podría estar dado por el anillo de alta presión que circunda a la Ciudad de Buenos Aires, teniendo en cuenta que en esa zona se concentra alrededor de la mitad de la demanda nacional.

La cuestión del *delivery*, a su vez, obliga a una evaluación del sistema de transporte. En él se observa que las distribuidoras, abastecedoras del consumo domiciliario, concentran más del 80% de la capacidad de transporte en firme, quedando el espacio restante para los demás cargadores (grandes usuarios, comercializadores). Ello, sumado al escaso interés de las distribuidoras por revender parte de la capacidad contratada (lo cual implicaría que los demás cargadores, *by-pass* mediante, prescindan de ellas), hace que el mercado secundario de reventa de capacidad de transporte en firme opere con muy bajos volúmenes. Así, a pesar de la alta proporción de capacidad ociosa que existe en el período estival, ésta no puede ser directamente aprovechada por los grandes usuarios, sino a través de la distribuidora. De esa manera se limita el ingreso de un gran número de compradores al mercado mayorista en boca de pozo.

Finalmente, en virtud de su función de transferir riesgos, todo mercado de futuros debe atraer no sólo a *hedgers*, sino también a inversores-especuladores que asuman riesgos y provean liquidez. En el mercado local esta actividad debiera ser llevada a cabo por los comercializadores. Sin embargo, éstos aún operan con muy bajos volúmenes por causa de las citadas deficiencias que presenta la estructura del mercado gasífero.

¹⁶ Por ejemplo, un mercado formado por 4 empresas que participan con el 10%, 20%, 30% y 40%, tendrá un IHH de 3.000 ($= 10^2 + 20^2 + 30^2 + 40^2$).

¹⁷ De todas maneras, estos índices deben ser tomados con cierto resguardo por cuanto no valoran suficientemente el tamaño del mercado y la economía de escala. Según los críticos, la falacia de estos estudios radica en que se comparan valores relativos y no valores absolutos. (No significa lo mismo el 1% del enorme mercado estadounidense que el 1% del mercado argentino).

6 - Experiencia internacional

Las ya mencionadas dificultades de almacenamiento y transporte hacen del gas natural (al igual que la electricidad y a diferencia del petróleo) un producto conceptualmente cercano a lo que en economía se conoce como bien no transable. Esto implica un alto grado de complejidad a la hora de arbitrar entre los distintos mercados y, por ende, una débil correlación de precios entre los mismos. Sin embargo, pese a la no influencia de las cotizaciones internacionales en la plaza doméstica, no deja de ser interesante analizar los antecedentes de otros países en materia de derivados de gas, a fin de poder detectar algunas claves de éxito o fracaso.

En general, los derivados de commodities de energía son un fenómeno bastante reciente. Tradicionalmente, ante una eventual necesidad de cobertura, las empresas solían recurrir a la compra-venta de acciones de compañías de energía. Los primeros intentos de contratos de futuros se remontan a la década del '60 en Estados Unidos, aunque los mismos no pudieron prosperar por causa de la legislación vigente. En líneas generales, estos regímenes regulatorios imponían controles de precios a través de distintos mecanismos, de manera de mantenerlos relativamente estables. Así, al no existir suficiente volatilidad, se desincentivaba la participación de *hedgers* y especuladores.

En lo que respecta específicamente a gas natural, todo cambió en 1978 con la sanción de la *Natural Gas Policy Act*, la cual liberó completamente el mercado gasífero estadounidense, haciendo posible que importantes inversiones fueran destinadas a la expansión de la red de gasoductos y, en menor medida, a la construcción de instalaciones de almacenaje. Además, esta legislación contempla la figura del *marketer* (similar al especulador), cuyo trabajo consiste en comprar y vender gas por cuenta propia (o sea, arriesgando su capital), proveyendo de liquidez al mercado. Con el tiempo, casi la totalidad de las transacciones se empezaron a realizar directamente en el mercado *spot* o de contado, o bien mediante contratos de suministro de largo plazo atados a los precios *spot*.

Todas estas ventajas del mercado estadounidense permitieron que en abril de 1990 el *New York Mercantile Exchange (NYMEX)* lanzara el *Henry Hub Natural Gas*, el cual fue el primer contrato de futuros de gas natural del mundo. Luego, en 1992, se lanzaron contratos de opciones sobre dichos futuros, otorgando mayor flexibilidad a los agentes del mercado para administrar su riesgo precio.

Posteriormente, en 1995 el *Kansas City Board of Trade (KCBOT)* introdujo un nuevo contrato de futuros, llamado *WAHA Hub*, pero hasta el momento no ha tenido gran repercusión. También el NYMEX lanzó dos nuevos contratos en 1996, el *Permian Basin* y el *Alberta*, los cuales, al no generar interés, fracasaron al poco tiempo. Las principales causas de estas bajas performances son atribuidas al lugar y la modalidad de entrega, ya que éstos resultaban logísticamente inadecuados para los *hedgers*.

Del otro lado del Atlántico, la historia de los derivados es aún más reciente. La apertura del mercado gasífero en Gran Bretaña permitió que en 1997, el *International Petroleum Exchange (IPE)* de Londres lanzara su contrato de futuros de gas natural, el primero no referido a petróleo. (Hasta el momento, aún se encuentra pendiente la introducción de contratos de opciones).

En Europa Continental el mercado de gas también se dirige hacia la desregulación, a partir de la entrada en vigor de las Directivas de Gas de la Unión Europea en agosto de 2000. Las mismas prevén una completa liberalización del mercado y, en base a ello, los analistas pronostican una fuerte oleada de fusiones y adquisiciones (que de hecho ya se está dando), así como el surgimiento de nuevos nichos de mercado y una progresiva integración con otros

sectores energéticos, principalmente el eléctrico. Sin duda, el mayor dinamismo y competitividad de este nuevo escenario harán propicio el surgimiento de nuevos mercados de derivados de gas natural. Actualmente existen tres precios de referencia en la región, correspondientes a distintos puntos de concentración o *hubs*: Zeebrugge (Bélgica), Lacq (sudoeste de Francia) y Baumgarten (Austria).

En resumen, de todos los contratos de futuros que se han mencionado, sólo hay dos que actualmente se encuentran vigentes y operando con grandes volúmenes: el Contrato de Gas Natural Henry Hub (del NYMEX) y el Contrato de Futuros de Gas Natural IPE. Los mismos se negocian en mercados totalmente independientes, por lo que no se verifica ninguna correlación de precios entre ellos. En cuanto a las cláusulas contractuales, estos instrumentos revisten características bastante similares en algunos puntos, aunque difieren en otros.

Ambos contratos se negocian en la moneda local del país (dólares y libras esterlinas, respectivamente) y prevén la entrega física, salvo que se cancele la posición antes que expire (lo cual ocurre en la gran mayoría de los casos). El Henry Hub indica como lugar de entrega al gasoducto Sabine (Estado de Louisiana) y el IPE, el *National Balancing Point (NBP)*, donde diariamente se monitorean las entradas y salidas de gas natural del *National Transmission System (NTS)*. El *delivery* se realiza mediante la transferencia de los derechos del vendedor a la *London Clearing House Ltd. (LCH)* y de ésta al comprador. Asimismo, también se contemplan los *Alternative Delivery Procedures (ADP)*, los cuales habilitan a comprador y vendedor a que, previa notificación al mercado, concuerden realizar la entrega en términos y condiciones distintos a los estipulados en el contrato cotizante.

Los contratos Henry Hub negociados en cada mes calendario se refieren a los 72 meses posteriores y, en el caso del IPE, éstos abarcan hasta los 12 meses posteriores. Además, el Henry Hub, a diferencia del IPE, prevé un límite máximo a la fluctuación diaria del precio (salvo los 30 minutos finales del último día de negociación).

Finalmente, ambos contratos permiten la utilización de un novedoso instrumento llamado *Exchange of Futures for Physicals (EFP)*. Este procedimiento funciona, por ejemplo, en el caso en que dos partes deciden una compra-venta con entrega a *X* meses y no se ponen de acuerdo en el precio. Dada esta situación, comprador y vendedor pueden acordar que la transacción se realizará al precio de cierre de un determinado contrato de futuros dentro de los *X* meses. Así, el vendedor tomará posiciones cortas cuando crea que el precio del futuro en cuestión haya alcanzado su máximo y el adquirente comprará futuros cuando le parezca que su cotización esté baja. Mientras tanto, ninguna de las partes conoce a qué precio operó su contraparte. Transcurridos los *X* meses, la mercadería cambia de manos al precio en que cerró el contrato de futuros especificado (con algún diferencial en función del punto de entrega) y, seguidamente, a ese mismo precio se cancelarán las posiciones que ambas partes habían tomado. De esta manera, mediante la alternativa del EFP, ambas partes tienen la oportunidad de efectuar la transacción al precio que cada una juzga como más favorable.

7 - Conclusión

En virtud de todo lo expuesto y más allá del notable crecimiento experimentado por la industria local del gas durante la última década, el lanzamiento de contratos de futuros de este commodity resulta aún prematuro en nuestro país. Sin perjuicio de ello, claramente no se trata de un objetivo imposible, tal como lo demuestran las exitosas experiencias del NYMEX y el IPE.

No obstante las actuales deficiencias estructurales (y, más aún, coyunturales), se pronostica un sostenido crecimiento de la demanda de gas natural, de la mano de nuevas posibilidades de uso del mismo. En concordancia con ello, se siguen anunciando fuertes inversiones en el sector, las cuales aportarán modernas tecnologías y contribuirán a resolver ciertas carencias de infraestructura. Concretamente, se prevé un incremento de la extensión y ramificación de las redes de gasoductos y la construcción de nuevas plantas de almacenamiento de GNL. Asimismo, está previsto para el 2003 la entrada en producción de la Cuenca Marina Austral, la cual contará con dos plataformas *off-shore* conectadas a instalaciones en Tierra del Fuego.

En cuanto a la legislación, es de esperar que se adopten ciertos cambios tendientes a aumentar el nivel de competencia y promover tanto el mercado *spot* (MCPGN) como el mercado de reventa de capacidad de transporte. De hecho, en octubre de 2001 las autoridades de la Secretaría de Energía habían presentado una serie de proyectos en tal sentido, cuyo destino ahora es incierto.

La propuesta consistía en una apertura del mercado minorista, a fin de que cualquier cliente pudiera comprar gas natural de proveedores alternativos (opción actualmente limitada a consumos superiores a 5.000 m³ diarios), así como la incorporación de un sistema de *benchmarking* entre comercializadores finales. Para organizar las operaciones *spot* se tenía previsto la creación del denominado Administrador Independiente de Mercados de Gas, cuya actuación sería bastante similar a la de CAMMESA en el mercado eléctrico.

Otro factor a considerar, quizás el más importante, está dado por la integración regional con los países limítrofes. Tanto Brasil como Chile planean la construcción de varias centrales termoeléctricas (muchas de ellas con generadores de ciclo combinado) y así expandir la producción de electricidad basada en gas natural. Por otro lado, Bolivia, donde existen inmensos volúmenes de reservas, tiene previsto recibir cuantiosas inversiones, entre las que se destacan la ampliación de la conexión con Brasil a través de un nuevo gasoducto hasta San Pablo, así como la exportación de GNL a México y California¹⁸. De todo ello, lo más atractivo reside en que los contratos de derivados de gas que eventualmente se pudieran lanzar también podrían ser utilizados como herramientas de cobertura por empresas gasíferas localizadas en buena parte de Sudamérica.

Es por todo ello que, pese a que actualmente no estén dadas todas las condiciones, resulta innegable la existencia de un mercado de gas natural con un enorme potencial de desarrollo en un contexto de creciente competitividad. Sin duda, los avances que se esperan concretar en materia de tecnología, infraestructura y desregulación permitirán que, en un plazo no muy lejano, el lanzamiento de futuros y opciones de gas natural goce de grandes posibilidades de éxito.

¹⁸ Este proyecto requiere la construcción de una planta de licuefacción sobre la costa del Pacífico, desde donde se cargará el GNL a los buques. Esto generó que Chile y Perú se disputen la localización de tamaña inversión, lo cual beneficia a Bolivia en el sentido que le proporciona una valiosa herramienta diplomática a fin de negociar la ansiada recuperación de su salida al mar. Pese a que la salida por Chile resulta menos costosa, esta alternativa corre peligro de ser desechada por presiones políticas.

8 - Bibliografía

La información contenida en el presente trabajo fue obtenida de diversos libros, revistas, publicaciones y sitios de Internet, a saber:

- "El abecé del Petróleo y del Gas", Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2000)
- "Fundamentals of Trading Energy Futures & Options", S. Errera y S. L. Brown, PennWell (1999)
- "Risk Management with Natural Gas Futures and Options", New York Mercantile Exchange (junio 2001)
- "Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina", R. Kozulj, serie "Recursos Naturales e Infraestructura", CEPAL (2000)
- "Evaluación de Contratos de Futuros y Opciones Eléctricos en Argentina", M. Abdala, Consultora NCI/LECG (1999)
- Proyecto de Ley de GLP, presentado por la Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA) al Senado de la Nación en junio de 2002
- "Razones para el éxito o fracaso de nuevos contratos de futuros", G.Gallo, Bolsa de Comercio de Rosario (2000)
- "Informe Trimestral ENARGAS", Ente Nacional Regulador del Gas (septiembre 2001, diciembre 2001 y marzo 2002)
- Revista "Commodities Now", Isherwood Production Ltd, (junio 2000)
- Revista "Energy in the news", New York Mercantile Exchange (Volumen I y II 2002)
- Revista "Proyecto Energético", Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" (mayo-junio de 2002)
- Revista "Gas & Gas", Editorial Prensa Vehicular (diciembre 2001 y marzo 2002)
- Revista "Petroquímica, Petróleo, Gas & Química", PQ Editores (diciembre 2001)
- Boletín "El Dorado", Litoral Gas (setiembre 2001 y abril 2002)
- Boletín Semanal de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, 26 de noviembre, 3 de diciembre y 17 de diciembre de 2001
- Diario "Ámbito Financiero" (suplemento especial "Energía"), 13 de diciembre de 2001, 27 de marzo de 2002 y 30 de setiembre de 2002
- Diario "El Cronista", 14 de marzo, 10 de junio y 13 de junio de 2002
- Diario "Clarín" (suplemento "Económico"), 20 de enero de 2002
- www.enargas.gov.ar
- www.energia.mecon.gov.ar
- www.iapg.org.ar
- www.iae.org.ar
- www.nymex.com
- www.ipe.uk.com
- www.cammesa.com.ar

9 - Agradecimientos

Este trabajo de investigación contó con la colaboración de las siguientes personas e instituciones:

- C.P. Diego Fernández, Mercado a Término de Rosario (Tutor)
- Departamento de Capacitación, Bolsa de Comercio de Rosario
- Ing. Carlos Casares, Tecpetrol S.A.
- Ing. Gustavo Matta y Trejo, Escuela Superior de Economía y Administración de Empresas (ESEADE)
- Ing. Arturo Franicevich, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
- Martín Zolezzi y Sebastián Cosarinsky, Duke Energy Cono Sur
- Lic. Héctor De Cillis, Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado
- Stephen Barraclough, International Petroleum Exchange
- Carlos M. Cerutti, ENARGAS
- Ing. Oscar Conti, Petroquímica Río Tercero S.A.
- Edgardo Roma, Roma Combustibles S.A.
- C.P. Jorge P. Sebale, Litoral Gas S.A.
- Pablo Monat, Metrogas S.A.

Anexo - Cuencas gasíferas y gasoductos troncales y de exportación

