

MERCADOS DE GAS NATURAL: ANÁLISIS COMPARADO DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Constanza Fosco P-M.
Universidad de Alicante, España

Eduardo Saavedra P. §
ILADES-Georgetown University,
Universidad Alberto Hurtado, Chile

Septiembre, 2003

Abstract

Este trabajo realiza un análisis detallado de la evolución de la industria del Gas Natural a nivel internacional, con miras a obtener rasgos y políticas comunes que brinden información para ser utilizada en mercados menos desarrollados o en plena fase de maduración. El estudio concluye con el análisis que compara el diseño de la industria Chilena bis a bis la internacional. Se encuentra en este artículo que el diseño de la industria del Gas Natural Chileno es un híbrido. Por un lado su estructura verticalmente integrada es similar a los modelos europeo o argentino antes de sus reformas, pero con una participación mucho mayor del sector privado; por otro lado, la política de precios no regulados se asemeja a la aplicada actualmente en Estados Unidos y el Reino Unido, países en donde se regula la estructura de la industria. En suma, lo que es definitivamente sui generis del caso Chileno es que junto a un diseño de precios completamente desregulados, coexiste también una estructura de la industria completamente desregulada. Se sugiere incorporar elementos que aumenten el grado de competencia en la industria, tales como aumentar el grado de integración física de las redes, garantizar el acceso abierto en transporte y distribución, separar al menos funcionalmente los distintos segmentos de la industria, y crear mercados spot y los instrumentos financieros de aseguramiento asociados.

Palabras Clave : Gas Natural, Evidencia Internacional

JEL Classification : L95, N40, Q48

§ Comentarios son bienvenidos a saavedra@uahurtado.cl Este artículo está basado en el estudio Mercados de Gas Natural en Chile. Análisis de Estructura y Sustituibilidad de Saavedra y Fosco (2002) financiado por la Comisión Nacional de Energía de Chile. Los autores agradecen la valiosa asistencia de investigación de Gastón Palmucci. No obstante, los errores que aún contenga este trabajo son de exclusiva responsabilidad de sus autores.

1. Introducción

La industria de Gas Natural (GN) se caracteriza por una sucesiva integración vertical de las etapas de producción, transmisión, distribución y oferta. El GN debe ser primero extraído o producido, lo cual no implica características de monopolio natural. El costo marginal de extracción se espera con el paso del tiempo comience a ser creciente. Una vez extraído, el gas debe ser transportado a través de la red de transmisión. Las actividades de transporte y transmisión adquieren características de monopolios naturales, los costos del oleoducto son hundidos y, por lo tanto, es ineficiente la duplicación de redes. Por último, si hay acceso al transporte de GN a través de la red, la oferta a los consumidores finales es potencialmente competitiva. Las características propias del proceso productivo hacen que esta industria sea interesante desde el punto de vista de la regulación.

La evolución de las normas que permitan la introducción de competencia en industrias que se caracterizan por la presencia de facilidades esenciales depende de cada país en particular. Además, el conocimiento de las experiencias de cada país permite obtener lecciones para el desarrollo o perfeccionamiento de los esquemas regulatorios de países en etapas más incipientes. Es por eso que el objeto de este trabajo es presentar los principales elementos que caracterizan los distintos modelos de GN observados en otros países y efectuar la comparación con el caso chileno.

El trabajo está organizado de la siguiente manera. Las secciones 2 a la 6 presentan los principales elementos y funcionamiento que caracterizan los distintos modelos de GN observados a nivel internacional. Los casos seleccionados son los países europeos continentales, Reino Unido, Estados Unidos, Argentina y Chile, respectivamente. La sección 7 sintetiza las características más distintivas de la industria y su regulación. Se sigue en la sección 8 con un planteamiento de políticas de competencia para la industria. Finaliza este trabajo con la sección 5, en donde se entregan las principales conclusiones de la experiencia internacional.

2. Mercados de Europa Continental¹

El gas llegó tardíamente a Europa Continental, y por ello no ocupó un lugar importante como alternativa energética. Entre 1973 y 1986 el término energía era sinónimo de petróleo; mientras que electricidad implicaba energía nuclear y carbón. El GN era un recurso poco considerado, excepto en el contexto del petróleo. Fue encontrado por compañías que buscaban petróleo, y su precio era determinado según los valores del petróleo en todos los lugares en que era comercializado. En este período las políticas energéticas nacionales e internacionales apuntaban a desarrollar fuentes de energía locales, además de diversificar las fuentes de energía importada evitando la total dependencia del petróleo del Oriente Medio. Pero el hecho de que la industria utilizara gas en vez de petróleo no garantizaba mayor seguridad, ya que de aumentar el consumo de gas, este necesariamente debía provenir de Rusia o del norte de África, con los consecuentes problemas estratégicos de seguridad (Stern, 1998).

A fines de los años 70 Noruega descubrió gas en el mar del Norte y con ello fue posible para Alemania, Francia y Bélgica aumentar la diversificación de sus fuentes de abastecimiento. El gas de Noruega llegó a Inglaterra como suplemento de su producción local. Alemania, Italia,

¹ Esta sección utilizó como material bibliográfico de referencia al menos los trabajos de Asche, Osmundsen y Tveteras (2000) y (2001), Clinch y Heaky (2000), Juris (1998a), Pepermans y Proost (2000) y Stern (1998).

y Francia también encontraron importantes yacimientos locales de gas, pero no eran suficientes para satisfacer la demanda anticipada.

Así, el desarrollo de la industria de gas está fundamentalmente ligado al descubrimiento por parte de Holanda de los depósitos de gas natural de Gröningen, y la decisión de exportar gas a los países vecinos como Alemania, Francia y Bélgica. Esto fue complementado con gas proveniente de Argelia, primero como gas natural líquido, y luego por un gasoducto que lleva gas a España, Italia y Francia. El gas proveniente de Rusia provee gas suplementariamente a Francia, Alemania, Austria, Italia, y permitió la creación de la industria de gas en Finlandia.

A medida que la era del GN comenzaba en Europa, los monopolios de distribución local y regional comenzaron a reemplazar el gas de ciudad, producido con carbón. Por ello, los principales mayoristas de este gas se convirtieron en compañías de transporte dominantes. Ellas eran la British Gas Corporation, conocida después de su privatización en 1986 como British Gas, Gaz de France, Ruhrgas en Alemania, Gasunie de Holanda y Distrigaz. Con la excepción de Ruhrgas, estas compañías fueron creadas como una extensión de las compañías estatales ya existentes, o como una combinación de productores privados y distribuidoras estatales. En el caso de Holanda, el Estado participa como accionista.

Aunque estas compañías configuraban diferentes modelos de propiedad, tenían considerables similitudes, particularmente en su posición monopsonica *de facto*, como monopolio de transporte, de distribución, y venta. En el caso de Gaz de France, la función de importador y distribución eran monopolios legales.

Sólo Alemania utilizaba un esquema diferente de organización y propiedad, con 18 compañías propietarias de gasoductos de alta presión operando en áreas demarcadas reguladas por acuerdos privados que garantizaban que los firmantes construirían y operarían gasoductos sólo en sus áreas designadas. Las compañías de transporte firmaban acuerdos de concesión con las distribuidoras que prohibían a estas últimas comprar gas de cualquier otra fuente.

Controladores de gasoductos, controladores de oferta y demanda (a propósito del caso de Alemania)

Una de las funciones de las transportadoras era mantener la oferta y la demanda balanceada. Debido a su posición contractual, ligada directamente con los productores y exportadores por contratos de largo plazo con cláusulas de *take or pay* que los obligaba a pagar cantidades fijas de gas previamente contratadas, era esencial que ellos manejaran el mercado de gas dentro de estrechos márgenes. Si compraban más gas relativo a la demanda en los sectores donde ellos habían decidido vender, se verían obligados a hacer una de dos: o pagar el gas contratado sin aceptarlo físicamente sin obtener ganancias, o vender gas en sectores de menor valor a precios más bajos. Por otro lado, si compraban por debajo de la demanda, no tendrían suficiente gas para satisfacer la demanda de sus clientes tradicionales ganando así la reputación de proveedores inseguros .

Así la concentración de ventas de gas en mercados con alto valor fue forzada por la acción de los *gatekeepers*, verdaderos controladores de entrada a los gasoductos, en conjunto con los gobiernos y la Unión Europea. Existía la opinión generalizada que el GN era un combustible muy valioso para ser vendido a usuarios finales de bajo valor, como las generadoras de electricidad. Debía ser restringido al sector residencial y a sectores industriales donde su uso no fuera fácilmente reemplazado por otro combustible.

Concentrando las ventas de gas en esos mercados de alto valor, las empresas de gas pudieron obtener el máximo valor de sus mercados. En Alemania, esto es ilustrado por el principio de vender gas una fracción más baja de su valor a clientes industriales individuales. Esto fue suficiente para evitar que el cliente cambiara el gas por un combustible alternativo.

Para comprar gas las empresas mayoristas y controladoras de los gasoductos (*gatekeepers*), usaban un sistema por el cual el precio del gas era indexado basándose en un promedio de precios de combustibles alternativos, que competían por el mercado al cual ellos vendían. Por este mecanismo, el margen de la transportista se fijaba en la frontera, antes de que el gas entrara al país.

De esta forma estas compañías controladoras de los gasoductos eran las que manejaban y decidían cuáles eran las prioridades nacionales con referencia al gas. En general daban prioridad a la compra de gas producido en Alemania, seguido por el gas holandés. Las compras de gas noruego, ruso o de Argelia, eran un mero ejercicio de diversificación.

En Inglaterra, a pesar del predominio del uso de gas producido localmente, se utilizó un sistema parecido, que los productores llamaban *ponerse a la cola*. Con total poder monopólico, British Gas controlaba el ritmo al cual el gas era introducido al mercado inglés, y el orden en el cual cada yacimiento debía entregar su producción. El gas noruego fue llevado al Reino Unido por una parte para lograr tener acceso a una fuente enorme de recursos gasíferos, y por otra, para dar al ya poderoso monopolio, más poder de mercado frente a los productores locales.

Compañías mayoristas y desarrollo de infraestructura

Otra tarea que las compañías transportadoras de gas ejecutaron, fue la de construir la gran infraestructura doméstica e internacional necesaria para convertir a la industria de gas en una importante fuerza para balancear las necesidades de energía de Europa, en su etapa industrial más moderna.

La construcción de cada uno de los sistemas nacionales de transporte es una historia en sí misma. La construcción de gasoductos internacionales de larga escala comenzó con el sistema holandés de bajo grado calórico que lleva gas de calidad Gröningen al noroeste de Europa. Comenzó a construirse a mediados de los años 60, al mismo tiempo en que el primer ducto soviético comenzó a llevar gas a Europa del Este.

En los años 70 los gasoductos soviéticos llevaron gas a toda Europa. Se construyó el primer gasoducto llevando gas al sudeste de Europa abasteciendo a Rumania y Bulgaria. Al mismo tiempo el ducto TENP se completó para llevar gas de alto valor calórico desde Holanda a Italia y Suiza. A fines de los 70 comenzó la exportación desde Noruega, Mar del Norte, por su gasoducto Norpipe.

En 1980 el sistema soviético aumentó su capacidad con el gasoducto Orenburg/Soyuz hacia los países de Europa Central. Con el gasoducto Megal llegó a Alemania, Francia y Austria. En 1993 el gasoducto Transmediterráneo comenzó a transportar gas desde Argelia a Italia. Además, entre los años 80 y 90 se expandieron otras líneas de gasoductos ya existentes: Gas soviético llegó a Europa del Este a través del ducto Uregoy de 1984 extendido con la línea Yamburg/Progress en 1988.

El gas noruego iba por el gasoducto Statpipe de 1986, conectó con Zeepipe en 1993 y la línea Europipe en 1995. Extendidas aún más hacia el gasoducto Norfra en 1998, y Europipe 2

en el 2000. Desde 1996, el gas de Argelia va por el gasoducto Maghreb-Europa a través de Marruecos a España. En escala menor, pero extremadamente importante para las regiones, se construyó un gasoducto en Dinamarca en 1984, llevando gas a Alemania y Suecia. También se destaca el sistema de los Balcanes uniendo Bulgaria con Macedonia en 1995, y luego a Grecia en 1996. Por último, en Irlanda hay dos interconectores completados en 1996, pensados para llevar GN desde Inglaterra a la provincia de Irlanda del Norte, y para proveer abastecimiento adicional y seguro a la República de Irlanda, donde el gas producido localmente no satisface las necesidades de la industria.

Ya en 1996 la demanda europea por gas había llegado a los 471 mil millones de metros cúbicos; 254 mil millones eran transportados a través de fronteras internacionales.

Compañías de distribución

En la mayoría de los países europeos el gas es distribuido en diferentes grados de combinación, entre la municipalidad, compañías municipales de gas y transportistas. Por ejemplo, en Francia, Gaz de France controlaba la distribución. Si una compañía local de distribución no tiene posibilidades para elegir su proveedor está cautiva. Por esta razón existe y ha existido tradicionalmente una fuerte cooperación entre estos actores del mercado, en función de mantener el *status quo* en términos de monopolio o abastecedor dominante. Los contratos entre las compañías de gas local y los proveedores tienden a ser de largo plazo, entre 5 a 15 años.

Sin embargo, también las estructuras de distribución de gas están cambiando en Europa, muy pocas compañías son puramente distribuidoras de gas. En Alemania lo es sólo el 16% de ellas. En Holanda menos de un tercio. La mayoría de las empresas se encuentran involucradas en otras operaciones tales como, electricidad, agua, comunicaciones, televisión por cable, etc. Las distribuidoras por lo tanto devienen más horizontalmente integradas, ofreciendo un sinnúmero de servicios no necesariamente ligados a la industria del gas.

Concentración de la producción

Shell y Exxon fueron unos de los primeros grandes conglomerados petroleros en reconocer que el GN descubierto en su búsqueda de petróleo tendría un futuro rentable. Por ser dueños del yacimiento de Gröningen quedaron en una inmejorable posición para controlar las compañías de transporte del noroeste de Europa.

En Noruega hay 26 productores de gas. Las nueve más grandes producen el 88% de gas. Entre ellas se encuentra Shell 4% y Exxon 6%. En Holanda hay 39 productores de gas; cuatro producen el 78% (entre ellas, Shell 24%, Exxon 24%). En Dinamarca, ocho compañías producen gas; tres concentran el 95% (Shell 44%, Maersk 37%, y Texaco 14 %). En Alemania 10 compañías producen gas. tres producen el 75% (Birgitta 31%, Mobil 24%, y Elwerath 20%).

En Rusia, Gazprom es la única empresa de gas operando en el mercado europeo. Es un descendiente directo de lo que fue el Ministerio Soviético para la Industria de Gas. Concentra prácticamente todo el gas producido en Rusia, el 80% se obtiene de un solo y gigantesco yacimiento, que administran tres asociaciones de productores: UrengoyGazprom, YamburgGazodobycha, y NadyGazprom. Todas las líneas de transporte de alta presión dentro de Rusia pertenecen y son operadas por Gazprom. La filial que maneja las exportaciones a Europa es Gazexports.

La Unión Europea y la liberalización

Por más de 40 años la industria de gas de Europa occidental basó su administración y desarrollo en un consenso entre los gobiernos y las transportadoras de gas. Este consenso se basaba en la percepción del GN como un recurso escaso, costoso para producir en Europa, y que además los haría dependientes de un inseguro abastecimiento desde fuera del continente.

En los inicios de los años 90 este consenso comenzó a deteriorarse debido a los cambios que sufrieron las políticas nacionales e internacionales al término de la guerra fría. Se inició una política de cooperación con los nuevos estados independientes de Europa del Este, y los estados de la antigua Unión Soviética. Además la necesidad europea de aumentar la competitividad de sus empresas puso el acento en reducir costos vía reducción de los costos de combustibles. El consenso también fue erosionado por el hallazgo de importantes recursos de gas que se creían inexistentes, tanto en Europa como en otras partes del mundo, combinado con la capacidad de transportar el gas a costos mucho más bajos que en el pasado.

Los aspectos medio ambientales también han tenido un importante rol en la búsqueda de combustibles alternativos y menos contaminantes. La generación de electricidad con generadoras de gas y tecnología de ciclo combinado ha contribuido a poner en cuestionamiento los antiguos consensos. Sumado a esto, influyen las políticas de desregulación en Estados Unidos y en Inglaterra que introdujeron la libre competencia en la industria de gas. En 1998 la Comisión Europea acordó una Directiva de Gas cuyo principal objetivo fue la regulación del acceso a gasoductos internacionales en la Unión, con una fecha límite del 10 de agosto del 2000.

La mayoría de las industrias de gas de Europa con la excepción de Alemania, tenían estructuras de transporte anticompetitivas, con una sola compañía con monopolio *de facto* en transporte e importación de gas. Había poco interés en introducir legislación que estimulara la competencia. Existía oposición dentro de muchos países europeos a establecer el tipo de instituciones reguladoras que se requieren para implementar y supervisar la libre competencia por el temor a que fueran instituciones burocráticas y complejas en su estructura.

Sin embargo, algunos países tomaron la delantera. En 1996, Holanda adoptó una política de libre competencia en la industria del gas. En 1997, España hizo lo propio para desarrollar rápidamente la industria de gas. En 1998, Alemania liberalizó el mercado de gas y el de electricidad.

El tema de acceso a las redes de gasoductos, llamado *acceso de terceros*, había estado en la agenda de la Unión Europea desde 1988, sin embargo las industrias de gas de los países europeos tienen tanto apoyo de sus respectivos gobiernos que pasó cerca de una década antes de que se aprobara una directiva de la Unión Europea en favor de la liberalización del acceso a los gasoductos, y la libre competencia. La directiva representó un importante logro para las compañías productoras y transportadoras ya establecidas, en su estrategia de oposición a la apertura de mercados. Las provisiones de la directiva son definidas en términos generales, pero la opción de adoptar acceso negociado, en vez de acceso regulado, puede darle a muchas compañías con monopolio de transporte de gas, la oportunidad ideal para enfrascarse en negociaciones sin resultados, o que se extiendan *ad infinitum* (Stern, 1998).

De acuerdo con la Directiva, las generadoras eléctricas, y aquellos que utilizan más de 25 millones de metros cúbicos al año, serán elegibles para pedir acceso a los gasoductos, y tendrán por lo tanto considerable poder de mercado a su disposición. Pero en 2008 aún sería posible para un miembro de la Unión Europea impedir a cualquier usuario utilizando menos de

5 millones de metros cúbicos anuales, poder elegir a su proveedor, siempre y cuando 43% del mercado nacional esté abierto a la competencia.

Los cambios hacia mayores grados de competencia y apertura efectivamente se están llevando a cabo utilizando una diversidad de modelos. Los mejor definidos son los casos de Alemania, Holanda, y España. Ninguno ha adoptado el modelo inglés.

En Alemania, la competencia de gasoducto a gasoducto está muy avanzada en la forma de Ruhrgas y sus asociados compitiendo contra Wingas (Wintershall y Gazprom) *joint venture*. Una ley de 1998 intenta abolir los acuerdos de demarcaciones y concesiones, para eliminar los monopolios a nivel regional y local.

En Holanda, el gobierno ya desde 1995 declara su intención de introducir competencia y apertura de los mercados de gas y electricidad. Gasunie, el monopolio de gas de Holanda, pierde 15% de su porción de mercado de generación y distribución que otras compañías han tomado con la llegada de gas desde Inglaterra vía el gasoducto Interconector.

En España, el gobierno expresa su determinación de reducir los precios industriales del gas y la electricidad. El mercado es controlado por tres grandes conglomerados.

Por otra parte, la competencia en Europa Central y del Este también ha surgido con la firma de contratos de largo plazo entre Hungría y Checoslovaquia, con otros proveedores de gas, apartándose de la dependencia del gas de Rusia. A su vez, el proveedor ruso Gazprom ha comenzado a revisar sus estrategias de venta y ha introducido el trueque, como un incentivo para esos países a que permanezcan como fieles clientes. En el sudeste del continente donde la diversificación de proveedores es difícil, Gazprom desarrolló una estrategia de expansión y control de las rutas de tránsito a su mercado más floreciente, Turquía.

3. Mercados del GN en el Reino Unido²

La industria de GN en el Reino Unido ha pasado de ser una industria verticalmente integrada a ser una industria desintegrada. Antes de 1986 British Gas (BG) operaba como una empresa pública. Era un monopolio que transportaba y distribuía gas. Sólo la producción estaba abierta a la competencia y estaba dominada por las petroleras transnacionales. En 1986 el gobierno desreguló parcialmente la distribución de gas. BG retuvo su monopolio en la distribución de clientes de bajos volúmenes en el mercado tarifario, donde compete con alrededor de 40 distribuidores independientes.

Cerca de 40 compañías se dedican a la producción y explotación de gas. La mayor parte se encuentra en el Mar del Norte y Mar de Irlanda que produce 46 mil millones de metros cúbicos, el 85% del consumo doméstico. El 15% faltante, 7,5 mil mill. m³, es importado desde Noruega y Argelia.

En 1993, Ofgas, la oficina reguladora de la industria de gas, ordenó a BritishTransCO (BGT) construir murallas chinas, es decir mantener cuentas separadas, entre la distribución y el transporte de gas, así como la comercialización. En 1996, se separó al proveedor de gas del operador del gasoducto. British Gas Energy (BGE) la distribuidora, y BritishTransCo (BGT) el operador del gasoducto.

² Esta sección se basa en varios artículos. Véase Juris (1996), Newbery (2000), y Price (1998).

El sistema nacional de gasoductos tiene seis puntos de entrada, o terminales, donde los productores pueden inyectar su gas. En adición, el gas puede entrar al sistema desde los lugares de almacenamiento que tiene la BGT. El gas sale del sistema en cerca de 80 puntos organizados en 34 zonas que coinciden geográficamente con 34 zonas de distribución que contienen los gasoductos y tuberías para el sistema de distribución regional y local. Las tarifas y condiciones para tener acceso al sistema de gasoductos están regulados por Ofgas.

Se ha ido desregulando el mercado, pero aún hay un ente regulador Ofgas, y un código de conducta que regula el equilibrio de todo el sistema de transporte de gas y su distribución. Es el Network Code (NC). Se desarrolló mejorando la experiencia de la forma en que se regulaba la industria de la electricidad que usa el *Pool System*. El NC es un método basado en el mercado para balancear el sistema de gasoductos y para optimizar el transporte de BGT.

Network Code: Sistema de operación de los gasoductos

El objetivo de este sistema es optimizar el flujo de gas y minimizar los desbalances entre el gas que se inyecta y el que sale del sistema. Las principales funciones del sistema son:

- Toma de volúmenes de gas acordado y revisión de su calidad en los puntos de inyección.
- Retiro de gas en los puntos de entrega, verificación de calidad y volumen.
- Balance entre entradas y salidas de gas.
- Mantenimiento del valor calórico específico del gas.

Estas funciones son llevadas a cabo por la central de despacho según una minuta diaria. Típicamente, el operador del sistema hace un itinerario de flujo de gas y balancea el sistema de acuerdo con el gas en existencia y la demanda estimada el día anterior. Durante el proceso el operador se apoya en la unidad central de despacho para responder a los desbalances del sistema, ajustando la presión, redirigiendo flujos de gas, o restringiendo la inyección o la extracción de gas del sistema.

El NC es el documento legal que forma la base del acuerdo entre BGT y los *shippers* en relación con la operación y uso del sistema de gasoductos. Mantener el sistema balanceado es una operación compleja que impone costos sobre todos los participantes. Si uno de los participantes no cumple, impone los costos sobre los demás. Así, el rol del operador del sistema es desincentivar el comportamiento oportunista. Para que el sistema funcione todos los participantes se comunican entre sí mediante un sistema computacional llamado UK Link.

Participantes en la industria del GN

Los principales participantes en la industria del GN británica son:

- Operadores de entrega: Operan las plantas procesadoras de gas.
- Transportadores de gas: Operan el gasoducto.
- Almacenamiento: En el Reino Unido existe sólo uno que es BGT.
- *Shippers* (cargadores): Compran al productor, venden a proveedores y contratan el gasoducto para transporte.
- Oficina del Gas: Ofgas. Agencia reguladora.

- Comercializadores: Firmas que compran y venden en el mercado *spot*. No negocian directamente con los gasoductos ni los clientes.
- Agentes asignadores: Administradores en los puntos de entrada de gasoductos. Actúan en nombre de los *shippers* y calculan cuánta cantidad inyectada en el terminal pertenece a cada *shipper*. Luego le informan al gasoducto que calcula cuánto le cobra a cada *shipper* por transporte.
- *Shipper's agent*: Autorizados a efectuar el proceso del NC en nombre de los *shippers*.
- *Top Up Manager* (agente compensador): Unidad de BGT que asegura que suficiente gas esté guardado para suplir la demanda en caso de un duro invierno.
- *Shrinkage provider* (achica pérdidas): Unidad de BGT que obtiene el gas requerido para compensar escapes en el sistema de gasoductos.

Mecanismos de comercialización y precios

La transparencia es facilitada por mecanismos de comercialización: negociación bilateral, corretaje, mercado *spot*, y subastas. La señal de precios es facilitada por el acopio y entrega de información de los precios y volúmenes transados por empresas consultoras, diarios y reportes. Estos reportes permiten a los participantes en el mercado elegir las estrategias de consumo y negociación. El NC exige un balance que ha llevado a formas de *trading on system* y mecanismos de flexibilidad.

Para las transacciones de corto plazo se utilizan contratos bilaterales, corredores, subastas, mercado *spot*, y contratos estandarizados financieros. Las subastas están a cargo de BGT. A British Gas Energy (BGE) se le quitó el monopolio y tiene el 33% del mercado. Hay 40 competidores en el mercado de contratos. BGE tuvo el monopolio de Tariff Market (mercado minorista) hasta 1998.

La desregulación del mercado minorista, la política de acceso abierto y la separación entre transporte y proveedores ayudaron a desarrollar el mercado de corto plazo. Esto llevó a formas efectivas de comercio de corto plazo. Primero, se creó el mercado *spot* en el terminal de entrada y en el sistema de gasoductos de BGT. Ahora hay cuatro mecanismos para negociar: contrato bilateral, mercado *spot*, comercialización *on-system*, y el mecanismo de flexibilidad (que imita al mercado *spot*). BGT, monopolio de transporte, tiene los precios regulados, en una mezcla de retorno y price cap, calculados por Ofgas.

Resultados de las reformas

La experiencia de Inglaterra con respecto al mercado de GN muestra que la transición de una industria monopolizada a una competitiva debe ser acompañada de la creación de un marco regulatorio institucional apropiado que proteja a los entrantes del poder de mercado que ejercen los participantes instalados, y que dé a los participantes iguales derechos al confrontarse al monopolio del gasoducto.

Previo a la desregulación, era relativamente fácil tener una porción del mercado y vender gas a precios que permitieran ganancias. Hasta 1995 BG tenía que publicar sus tablas de precios y progresivamente entregó su porción del mercado. La primera fase del programa de entrega de gas a otras compañías sólo requería que los nuevos *shippers* mostraran suficientes credenciales financieras para recibir gas y venderlo por un pequeño margen de ganancia.

Cuando los precios de gas cayeron abruptamente la primavera de 1995, el negocio se convirtió en uno más riesgoso y difícil. *Shippers* y proveedores que compraron gas a principio de los años 90 bajo contratos de largo plazo con obligaciones de tomar o pagar (*take-or-pay*) como BG, encontraron serios problemas que sólo se solucionaron con juicios legales. Otros sufrieron grandes pérdidas. A fines de 1997, además de Centrica, la compañía de marketing formada por British Gas Trading y Accord Energy, 13 compañías tenían porcentajes mayores al 1% en el sector no residencial. Esto incluye 8 productores afiliados, una generadora de electricidad, tres empresas eléctricas regionales afiliadas, y una compañía independiente muy pequeña. Es claro que aparte de las grandes compañías eléctricas regionales, los productores dominaban el mercado. Durante 1997 varias *joint ventures* que servían al mercado industrial se disolvieron, incluyendo Quadrant (Shell y Exxon), Alliance (BP, Statoil, y Norsk Hydro), y Kinetica (Conoco y PowerGen).

El experimento británico ha producido una serie de logros y ha dejado problemas sin resolver. Entre los logros se cuentan:

- i. La creación de un mercado dinámico y competitivo. Todos los actores, incluyendo un espacio del sector residencial se han abierto a la competencia.
- ii. Los precios, particularmente los industriales han bajado considerablemente.

Entre los problemas se cuentan:

- i. Se desconoce cómo evolucionará el régimen regulatorio en términos de instituciones, metodología, prioridades, y objetivos de las medidas hacia mayor liberalización del mercado.
- ii. Se desconoce si el sistema de Portador Común con referencia a los gasoductos será viable en el largo plazo. El Portador Común es un sistema en el cual si la capacidad del sistema de gasoductos tiene una sobre demanda por parte de los *shippers*, se les pide a todos ellos que disminuyan su flujo de inyección de gas en una *pro rata basis*. El sistema más usado para esto es el contrato de transporte (*contract carriage*). Con este contrato, la capacidad es comúnmente repartida por orden de llegada.
- iii. El posible deterioro en la calidad del servicio a los clientes y sus consecuencias sociales. El servicio público, especialmente las obligaciones sociales, son un área donde la habilidad y la capacidad del ente regulador estatal Ofgas para verificar el cumplimiento de las normas y la voluntad de las distribuidoras por cumplir con sus obligaciones, permanecen inciertas.

4. Mercados de GN en Estados Unidos³

La estructura actual de la industria del GN en USA está bastante separada y demarcada en cuanto a las funciones de cada segmento del mercado. En el sudoeste de Estados Unidos (Texas, Oklahoma, etc.) están localizados los yacimientos de GN que abastecen al resto de los estados. En términos de organización, la producción, transporte y distribución están separados, con cada función realizada por una firma. Hay muy poca integración vertical entre estos sectores. La producción y transporte han sido separados hace mucho tiempo. Los

³ Esta sección se basa en una serie de trabajos, como por ejemplo Doane y Spulber (1994), Hubbard y Weiner (1986) y (1991) y Juris (1998b).

gasoductos no producen gas, ni los productores son dueños de gasoductos, mas allá de conexiones locales a la línea troncal.

Las distribuidoras están separadas de los gasoductos y no producen gas. Retiran GN del gasoducto interestatal en el límite estatal. Como son operaciones dentro del estado, están sujetas a la regulación estatal que corresponda.

El gasoducto es propietario de su instalación hasta el punto donde toma gas la distribuidora. No hay componentes integrados en forma horizontal. Los gasoductos no son propietarios de nodos en la red, más allá del estrecho espacio por el que el gasoducto va. Tampoco poseen rutas como las aerolíneas. Sólo son propietarios de estrechos corredores que van desde algunos proveedores hasta algunos distribuidores, que son sus clientes (*downstream*).

Evolución de la regulación

La industria de GN en los Estados Unidos ha pasado por un ciclo completo de intervención por parte del gobierno durante los últimos 60 años. En sus primeras décadas la industria del gas disfrutó de un escaso control gubernamental, hasta que en 1938 se aprobó el primer reglamento, que regulaba las actividades de las empresas y los precios. La regulación se hizo más rígida a partir de entonces y por 40 años controló de cerca las actividades de las empresas.

Al inicio la regulación eliminaba el mercado, organizando el negocio del GN como monopolio natural. Un gasoducto estaba autorizado a conectar al productor con el mercado de la ciudad. La entrada estaba limitada. Tarifas de transporte y precio del gas estaban controlados. Los clientes no podían negociar directamente con los productores porque los gasoductos eran transportistas-comercializadores, propietarios del GN que transportaban. Las ventas de gas se arreglaban con contratos de largo plazo.

La Natural Gas Policy Act NGPA de 1978 sacó los controles y permitió el libre acceso al mercado, eliminó las barreras de entrada, y los controles sobre las ventas de boca de pozo, liberando algunos precios. Esta normativa estableció categorías de GN basadas en su antigüedad, para establecer los precios de boca de pozo. Estos finalmente fueron eliminados paulatinamente.

El decreto 380 emanado por la Comisión Federal de Energía (FERC), en 1984, fue el primero que tuvo un impacto significativo en la caída de los precios. Hasta ese momento, los precios de regulados de boca de pozo habían estado bajando como resultado del aumento de oferta de GN atribuido al fin del embargo de petróleo de la OPEP. Sin embargo, el precio de *city gate* permanecía regulado en un valor por encima del precio de boca de pozo.

La abundancia de petróleo detuvo la demanda por GN. Los gasoductos comenzaron a hacer efectiva la cláusula de consumo mínimo, lo que resultó costoso para los consumidores finales. La FERC respondió con el decreto 380, que liberaba a los clientes de los gasoductos. Sin embargo, los gasoductos no quedaban libres de sus obligaciones de *take-or-pay* con los productores.

En 1985 la FERC dictó el decreto 436, ordenando el *acceso abierto* para el transporte de GN. Este fue un gran paso hacia la separación de la venta y de transporte de GN. Así, un consumidor final podía comprar gas directamente en un yacimiento y luego transportarlo por el gasoducto. Adicionalmente, esta orden permitió a los usuarios del gasoducto cambiar sus

obligaciones de compra por obligaciones de servicio de transporte y ponía cierto control sobre el precio *city gate*.

El decreto 500 de la Comisión reemplazó al 436 y logró que los gasoductos redujeran sus costos de contratos *take-or-pay*, al permitir que las cantidades de gas vendidas por un productor directamente a un consumidor final fueran contabilizadas como parte de las obligaciones *take-or-pay* del gasoducto con el productor.

Finalmente, el decreto 636 de 1992 completó el mandato de la FERC y resultó en la reorganización de la industria del gas natural. Ordenaba que todos los gasoductos separaran venta de transporte. No como la orden 436 que permitía a los gasoductos elegir acceso libre. Es decir, transportar. También requería de los gasoductos proveer acceso libre sin discriminar y servicio de almacenamiento.

El almacenamiento de gas cumple el rol de balancear la carga si hay desajustes en la inyección y descarga de gas. El almacenamiento puede aliviar los gasoductos congestionados, ayudando a bajar el precio del gas.

El *mercado de balance* es un mercado en el que el desbalance del gasoducto es comercializado a través de un remate. Si este mercado funciona bien produce información usada para saber quién es el que no cumple con las entregas, y para calcular cuánto se le cobra.

Resultados de la regulación

Estos cambios introducidos por el regulador generaron un mercado más dinámico que ha permitido su desarrollo, a la vez que ha beneficiado a los consumidores finales permitiéndoles obtener GN a precios más bajos. Claro que la regulación de la FERC, al producir apertura a la libre competencia en el mercado del GN, no fue del todo bien recibida. El término del monopolio natural en el transporte, resultó en la imposibilidad de muchas firmas de poder adaptarse al nuevo escenario. Se concretaron una serie de fusiones, adquisiciones y quiebras.

La desregulación del mercado obligó a los gasoductos a diversificar sus operaciones, creando subsidiarias que de alguna forma se relacionaban con el negocio del gas.

Antes de la creación de la FERC, el gasoducto era un eslabón más en la cadena que llevaba GN desde un pozo cuyos recursos estaban comprometidos bajo contrato a ser llevados por ese gasoducto, a una compañía distribuidora comprometida por contrato a comprar el gas de ese gasoducto. Ahora ha cambiado. El acceso abierto eliminó las barreras de entrada. Un proveedor que desea contestar un mercado, no necesita construir un nuevo gasoducto. Se ha eliminado un alto costo fijo de entrada y salida del mercado.

El acceso abierto y el desarrollo de instituciones efectivas de mercado han hecho posible conectar la red de transporte y generar competencia en mercados regionales antes cerrados.

De esta manera, el mercado funciona fundamentalmente debido a:

- i. El acceso abierto dejó entrar a nuevos participantes.
- ii. Las transacciones entre proveedores y usuarios reemplazaron a los gasoductos-comercializadores.
- iii. Las transacciones se realizan en un marco de instituciones competitivas.

- iv. El transporte se realiza dentro de una red interconectada.
- v. Existen medios para arbitraje.
- vi. Los precios constituyen una señal de valor.

La desregulación ha permitido desarrollar desde el mercado *spot* hasta el mercado de futuros. La evolución de estos mercados está ligada a la estructura de la red de gasoductos, que está más interconectada y abierta en la medida en que los gasoductos se convierten en transportadores y dejan de ser vendedores.

Primero se eliminó la regulación del precio boca de pozo, luego en los contratos y eventualmente en los gasoductos. Se llegó al punto en que los compradores y vendedores pudieron saltarse (*by pass*) el gasoducto y negociar directamente entre ellos y arreglar que el gasoducto les transporte el gas. El poder de elección se expandió por el aumento de opciones de ruta, entre compradores y vendedores que la red de gasoductos abiertos aportó a la competencia.

El desarrollo de una estructura de redes de gasoductos provee al mercado de GN gas liquidez y adaptabilidad a los *stocks*. La nueva estructura de la industria se construye alrededor del acceso a las redes de gasoductos y a los mercados descentralizados.

5. Mercados de GN en Argentina⁴

Al igual que en Estados Unidos, Argentina es productor de GN. Importa parte del GN desde Bolivia, abastece el mercado interno, y exporta, a su vez, a Uruguay, Brasil y Chile.

El uso del gas por redes data de mediados del siglo XIX con la producción de gas a partir del carbón importado del Reino Unido. La producción de GN comienza en la década de 1920, pero es recién a principios de la década de 1950 que comienza su desarrollo más dinámico. La producción estaba a cargo de la petrolera estatal YPF y el transporte y distribución, a cargo de la empresa estatal Gas del Estado (GdE). Hasta la creación de esta última empresa, en 1946, el transporte y la distribución eran realizados por YPF.

Hasta la reestructuración de la industria del GN y privatización de GdE (entre 1989 y 1992), las características más importantes de los mercados de GN en Argentina eran (Kozulj, 2000):

- i. YPF realizaba el grueso de la actividad exploratoria y producía entre el 80% y el 85% de todo el GN. El resto era aportado por contratistas y adquirido por YPF.
- ii. GdE tenía a su cargo en forma monopólica el transporte y la distribución de GN y la distribución mayorista de GL. Sin embargo, a partir de 1978-1980 se introdujeron ciertas reformas tendientes a modificar el esquema monopólico. Se construyó un gasoducto bajo la figura de concesión y peaje (contrato con COGASCO, anulado más tarde). Asimismo, aunque no se concretó la municipalización de los servicios de distribución, en la práctica la extensión de nuevas redes estuvo a cargo de juntas vecinales y convenios con provincias y municipalidades. Finalmente, se privatizó la distribución de GL, lo que acarreó un fuerte incremento del precio final y quitó una importante fuente de renta a GdE.

⁴ Véase Campodónico (1998), Jadresic (1999) y Novara (1997) y (1998).

- iii. GdE adquiriría todo el GN nacional a YPF al precio de transferencia fijado por la Secretaría de Energía (SE) y también de los Yacimientos Bolivianos de Gas (YABOG) y por algún tiempo a ENAP por contratos. Luego, GdE vendía el gas distribuido a distintos usuarios a tarifas y precios fijados por la SE.

De esta manera, la estructura original del sector fue muy similar a la encontrada en países europeos productores o Reino Unido antes de la reforma.

Reforma del Estado: la nueva regulación

En 1989, se promulgó la Ley 23696 de Reforma del Estado, que entre otras medidas, contemplaba la reestructuración de la industria del gas. El Decr. 48/91 determina la privatización de GdE, que se concretó en 1992. El nuevo marco regulatorio que rige la actividad del GN y la privatización de GdE fue sancionado por Ley 24076 de 1992 y reglamentado por Decr. 1738/92. Los principales aspectos de la nueva regulación fueron:

- i. El transporte y la distribución se traspasaron al sector privado mediante concesiones. El Estado sólo podría hacerse cargo en caso de que el sector privado no deseara participar.
- ii. Los sujetos de la industria son: productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores.
- iii. Las obras de magnitud en transporte y/o distribución pueden ser realizadas con autorización del (actual) ENARGAS.
- iv. La seguridad del suministro en firme recae en transportistas y distribuidoras. Estos deben satisfacer toda la demanda razonable (no se explicita cuán razonable).
- v. Se establece el acceso indiscriminado de terceros a sistemas de transporte y distribución siempre que las capacidades no esté comprometidas para abastecer la demanda contratada en las condiciones convenidas.

Según Kozulj (2000), estas regulaciones parecieran apuntar a garantizar el monopolio a los transportistas y distribuidoras; a asegurar condiciones de rentabilidad como mecanismo implícito para no trabar la expansión del sistema y a abrir la posibilidad de que terceros cofinancien o financien obras de baja rentabilidad desde el punto de vista privado.

En relación con el comercio exterior de GN, el marco establece libertad para importar, pero no para exportar. Las exportaciones deben ser aprobadas por la SE.

Por otra parte, el marco regulatorio establece una serie de limitaciones para evitar la integración vertical de la industria. Sin embargo, dichas limitaciones no llegaron a impedir la integración vertical ni la formación de monopolios regionales operados por el sector privado. El análisis de la conformación societaria de los consorcios que participan en los diversos eslabones de la cadena, muestra que en la práctica GdE quedó privatizada en dos grandes subsistemas, altamente integrados, con escasa posibilidad de que se produzca un esquema competitivo (Kozulj, 2000).

Las tarifas y precios están en parte regulados. El *precio del gas* es el precio en un punto de ingreso al sistema de transporte y fue desregulado a partir de 1994. La *tarifa de transporte* es la remuneración del servicio de transporte en sus distintas modalidades, contratado por cualquier cargador. Está establecida en el contrato de concesión (por lo tanto está regulada). El

sistema de tarifas remunera según puntos de recepción y despacho para cada una de las transportistas con un cargo por m³/día en relación directa con la distancia. Existen, además, cargos y tarifas regulados por concepto de gas retenido y cargo mínimo para servicios interrumpibles.

Finalmente, la *tarifa de distribución* es la remuneración del servicio de distribución. Está incluida en la tarifa a usuarios finales o constituye un cargo separado cuando se trata de grandes usuarios que contratan con distribuidoras fuera de la zona. Las tarifas varían según tipo de usuarios y zonas del país, tanto en su composición como en su valor.

Las categorías de usuarios son: Residenciales; Servicio General P (comercios y servicios pequeños hasta 1000 m³/día); Servicio General G (industrias medianas y pequeñas entre 1000 y 5000 m³/día); Grandes Usuarios ID-IT (interrumpible conectado al sistema de distribución e interrumpible conectado a sistema de transporte; Grandes Usuarios FD-FT (firme conectado a distribuidora y firme conectado a transportista); Otros usuarios (subdistribuidoras y GNC); y usuarios de gas propano-butano indiluido por redes.

El marco regulatorio permite el *pass-through*, es decir, un mecanismo de pase automático de los precios del gas en boca de pozo que surgen de los contratos entre distribuidoras y productores, a las tarifas finales para los diversos usuarios. Asimismo, se establece una metodología para la actualización tarifaria con referencia explícita a indicadores del mercado internacional.

Se prohíbe expresamente establecer subsidios cruzados entre consumidores, pero no se establece un método para imputar costos. Esto significa que en la práctica no se elimina la posibilidad de realizar subsidios cruzados.

En materia de institucionalidad, se crea el ENARGAS, ente autárquico en el ámbito del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. Sus facultades básicas son hacer cumplir el marco regulatorio; dictar normas respecto a seguridad, operación y confiabilidad del sistema; prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias; establecer las bases para calcular tarifas; organizar audiencias y resolver conflictos entre partes; requerir documentación e información a las empresas; y aplicar sanciones y velar por las instalaciones, la propiedad y el medio ambiente.

La privatización de GdE

La empresa estatal monopólica fue dividida en diez compañías, dos transportistas y ocho distribuidoras. A cada transportista y a cada distribuidora se le asignó una zona geográfica de servicio. Cada compañía fue adjudicada a una empresa o consorcio. La conformación de estos consorcios se fue transformando y la tendencia es una mayor integración vertical, resultando en la práctica dos subsistemas: el del norte y el del sur.

El subsistema norte, abastecido desde las cuencas neuquina y noroeste (incluyendo gas de Bolivia) corresponde al sistema de la transportista TGN y las distribuidoras BAN (Buenos Aires Norte), del Centro, Cuyana, Litoral y Noroeste. Los principales participantes en toda la cadena son el grupo CGC, Techint y por supuesto, Repsol-YPF. Esta última controla la producción y la distribuidora BAN (a través de coligadas), determinando un alto grado de integración vertical.

El subsistema del sur vincula las cuencas austral y neuquina con TGS (transportista), que a su vez abastece a Metrogas, parcialmente a BAN, y a Camuzzi Gas Pampeana y del Sur.

Aunque al principio este sistema estaba dominado por el grupo Pérez Companc, posteriores modificaciones significaron el reposicionamiento de Repsol-YPF, que ya contaba con participación dominante en el *upstream* y con su ingreso a Metrogas, se posicionó en el *downstream*.

El mercado mayorista

Según Kozulj (2000), este mercado se caracteriza por una estructura oligopólica por el lado de la oferta y por el lado de la demanda, las complejas tramas de relaciones comerciales resultan en integración vertical parcial en la industria del GN y también en la eléctrica.

La diferencia más importante entre la etapa de producción y procesamiento y la cadena de GN de transporte y distribución es que la primera está mucho más desregulada. Los productores de GN tienen libertad para disponer del producto en los mercados internos y externos, mientras que la estructura y los precios y tarifas del transporte y distribución están regulados.

En 1994, con el decreto que desreguló el mercado mayorista, se reglamentó el funcionamiento de los mercados mayoristas, se creó el registro de operadores y se establecieron las condiciones de suministro de la información sobre cantidades y precios transados en los mercados de corto y largo plazo. Las medidas tendientes a aumentar la competencia en este mercado fueron insuficientes.

En 1995, se dictó del Decreto 1020 que establece un régimen optativo para que las distribuidoras desarrollen el mercado *spot*. Es un mecanismo de premios y castigos tal que si la distribuidora compra por debajo del precio de referencia de la cuenca (fijado por ENARGAS) retiene el 50% de la diferencial, si compra por encima del precio de referencia se les permite trasladar a la tarifa el 50% entre el precio testigo y el de compra. Aunque los precios del mercado *spot* son en promedio más bajos, los volúmenes transados son pequeños (pues el régimen es optativo) y los precios reflejan todavía la estructura concentrada de la oferta (justamente porque la demanda no es suficiente).

Al igual que en Chile, los contratos de largo plazo no son observables por la autoridad ni el público en general, lo cual le resta transparencia al mercado mayorista. En general, los contratos tendrían una duración entre 2 y 5 años, con cláusulas del tipo *take-or-pay* (es decir, el comprador está obligado a tomar una cantidad de gas determinada sobre una base temporal), con una contrapartida para los productores en cláusulas de tipo *delivery-or-pay* (despáchelo o páguelo); un ajuste de precios basado en una función polinómica de precios de otros hidrocarburos y el crudo; y precios mínimos y máximos (confidenciales).

En relación con las modalidades de comercialización, la tendencia ha sido hacia el aumento del *by pass* comercial y físico, en detrimento de las distribuidoras. El ENARGAS impulsa paulatinamente una disminución del umbral para acceder a la categoría de usuarios grande, aunque esto es resistido por las distribuidoras.

Transporte y distribución

En Argentina, ambas actividades son consideradas servicios públicos y sujetos a regulación, siendo responsables de la seguridad del abastecimiento en firme. Desde la reforma del 90, el sistema de transporte se expandió básicamente para crear capacidad de exportación, y a nivel interno, y se logró mayor capacidad con instalación de plantas compresoras. Las redes

de distribución, por su parte, se expandieron con un alto grado de prefinanciamiento de los usuarios.

Del análisis de capacidades contratadas en firme y utilizadas, Kozulj (2000), infiere que entre algunas distribuidoras habría convenios de reventa de capacidad contratada en firme, conformando sistemas de aseguramiento.

6. Mercados de GN en Chile

El desarrollo de los mercados de GN en Chile, con excepción del mercado de la zona de Magallanes, es muy reciente. Por un lado, la producción de GN en el país es relativamente escasa y su localización (Cuenca de Magallanes) impide su traslado a costos razonables fuera de la Región XII. La producción nacional representa menos del 50% del consumo nacional y se distribuye entre ventas para la producción de metanol y consumo residencial, comercial, industrial y generación eléctrica. Por otro lado, la conexión con los mercados externos, en particular con las cuencas argentinas, se produce recién a mediados de la década de los 90.

En agosto de 1997 comenzó a operar el gasoducto GasAndes que lleva GN a la zona centro. A partir de esa fecha, se han construido otros cinco gasoductos internacionales, dos en la zona norte, uno en la zona sur y dos adicionales en la zona de Magallanes; y de esta manera, comienza el desarrollo propiamente de los mercados de GN en Chile.

Los primeros gasoductos fuera de la zona de Magallanes, en las zonas norte y centro, tienen su origen en la necesidad de importar GN como combustible para la producción de energía eléctrica. Esto muestra que el desarrollo del mercado eléctrico generó la necesidad y la factibilidad de importar GN. La necesidad surge por el incremento de la demanda de electricidad, con una tasa de crecimiento anual 8% promedio hasta 1995 (Jadresic, 2000); y la factibilidad está relacionada con la posibilidad de financiar privadamente un proyecto de conexión.

Estructura y Relaciones de Propiedad en la Industria⁵

Desde el punto de vista de la infraestructura, no existe una red única de GN en Chile. Físicamente, es posible distinguir cuatro zonas: norte (Región II); centro (Región V y Metropolitana), sur (Región VIII) y Magallanes (Región XII). No sólo no hay interconexión entre zonas; tampoco la hay entre los dos gasoductos que se encuentran operando dentro de la zona norte. El sistema de Magallanes cuenta con producción propia, mientras que, los mercados de GN en las zonas norte, centro y sur dependen en un cien por cien de las importaciones.

En la **zona central** este subsistema está conformado por un gasoducto internacional, GasAndes, un gasoducto nacional, Electrogas (abastece a distribuidoras de la región V), y tres distribuidoras, Metrogas en la Región Metropolitana y Gas Valpo y Energas en la Región V. Algunas de las principales características de la estructura de este subsistema son:

- i. En transporte, la baja utilización de las redes (medida como el porcentaje no utilizado de la capacidad máxima): GasAndes (30% a 40%) y Electrogas (entre 55% y 80%). Señal de baja eficiencia productiva al no aprovecharse las economías de escala en el transporte de GN.

⁵ Esta subsección está basada en Fosco y Saavedra (2003a).

- ii. En distribución y comercialización, se distinguen claramente dos sub-sistemas. En la Región V es el único lugar del país donde coexisten dos distribuidoras, Gas Valpo y Energas; mientras que en la Región Metropolitana se tiene sólo una distribuidora, Metrogas. Estos mercados no son maduros, presentan cobertura relativamente baja y sus altas tasas de crecimiento en la captación de clientes.

En la **zona norte**, el sistema de transporte se caracteriza por la coexistencia de dos gasoductos conectados a la misma cuenca en Argentina, GasAtacama y NorAndino, construidos ambos en 1999 y destinados en la actualidad completamente a satisfacer las demandas del sector eléctrico. Algunas características de esta zona son:

- i. Hay una alta variabilidad del GN transportado, lo que no representa un riesgo importante para los transmisores ya que gran parte de sus capacidades están contratadas en firme; esto implica que el riesgo lo asumieron principalmente las empresas comercializadoras ligadas aguas abajo a cada empresa de transporte.
- ii. La subutilización de la red es importante, lo que se resume en el índice *capacidad no utilizada/capacidad máxima* que fluctúa entre un 47% y un 64%.

En la **zona sur** (Región VIII) tuvo lugar el desarrollo más reciente en transmisión de GN. El proyecto GasPacífico se desarrolló a partir del proyecto no concretado de Transgas y cuenta con capitales públicos (Enap) y privados internacionales, el que le entrega el GN a Innergy Transporte dentro del territorio nacional. Las siguientes características de este sistema son destacables.

- i. A diferencia de los otros gasoductos internacionales, GasPacífico tiene un bajo nivel de contratos en firme (32% de su capacidad máxima), lo que sugiere un bajo nivel de aseguramiento de este transportista y, por lo tanto, es GasPacífico quien soporta el riesgo del sistema. Al igual que la otras redes el nivel de utilización es bastante bajo entre 15% y 23%.
- ii. En el tramo minorista de la cadena, Innergy Transporte atiende al sector industrial vendiendo GN a través de Innergy Comercializadora; mientras que los segmentos residencial y comercial son abastecidos por la distribuidora Gassur. Es notoria la división de sectores que realizaron Gassur e Innergy Transportes.

El hecho de que no haya interconexión entre las distintas zonas y muy baja interconexión intra-zonas, es un elemento que afecta directa e indirectamente el grado de competencia en los mercados de GN. El efecto directo está dado porque cada distribuidora está restringida a negociar sus compras con un número acotado de productores en las cuencas argentinas; mientras que el efecto indirecto se produce por la ausencia de mercados secundarios, tanto para la renegociación de capacidad de reserva adquirida y no utilizada como para la renegociación de excedentes.

Las relaciones patrimoniales que se gestan entre las empresas que forman parte del mercado de GN adquieren especial importancia puesto que la ausencia o no de competencia en mercados claves de alguna manera justifican o desechan la posibilidad de regular precios en la industria. El gasoducto está, en general, integrado con distribuidoras, generadoras o grandes clientes. Considerando los segmentos de transporte y distribución, puede decirse que cada gasoducto define un monopolio geográfico, con la excepción de la Región V en la **zona central**, donde se observa un cierto grado de competencia por la presencia de dos distribuidoras cuya competencia se traduce en captar clientes, más que en precios.

La información sobre la propiedad consolidada de las facilidades del sistema gasífero de la **zona norte** es concluyente. Existe integración vertical entre transporte, distribución y

grandes clientes, la que tiene efectos negativos potenciales sobre el grado de competencia no sólo en el mercado de GN, sino también en el mercado eléctrico.

En *la zona sur la situación no es mejor*. Gasco, TransCanada y ENAP abarcan el 84% de todo el sistema. Estas tres empresas participan en todos los segmentos (Gasco asume mayor participación en distribución, TransCanada y ENAP en transporte nacional), transportan el GN y dentro del territorio nacional se dividen el mercado por tipo de usuario. El comportamiento observado corresponde a una estructura cartelizada, con especialización en relación con la demanda atendida.

A pesar de la evidencia de integración vertical en los mercados, no se puede concluir que éste afecte en forma tajante la competencia en otros mercados, ya que para llegar a esa conclusión se requeriría determinar prácticas discriminatorias de parte de los controladores del gasoducto. La concentración de la oferta por parte de productores en cuencas argentinas, agrava el problema (YPF-Repsol concentra más del 50% de la producción en las cuencas Neuquina y Noroeste).

Precios y Tarifas del Gas Natural en Chile⁶

La regulación del sector establece que las empresas concesionarias de transporte y de distribución de GN tienen libertad para fijar sus precios. El único requisito es no discriminar entre clientes con características y consumos similares. En el caso del transporte rige además la obligación de *acceso abierto*, cuya definición complementa el criterio general de no discriminación.

La única garantía que determina la Ley 323 para que efectivamente las empresas no discriminen entre clientes es la obligación de publicar las tarifas por tipo de consumidor. Esto se aplica a las distribuidoras y en relación con clientes residenciales, y comercios e industrias con consumos mensuales relativamente bajos. Por lo tanto, hay ámbitos en los que es posible discriminar:

- i. Las empresas de transporte pueden firmar contratos privados con distribuidoras o grandes usuarios y las distribuidoras, a su vez, con las grandes industrias, comercios o generadoras eléctricas. Sin embargo, los contratos no son observables por la autoridad reguladora y, en consecuencia, no se eliminan los incentivos para discriminar en precio a los clientes del transportista.
- ii. La distribución no está separada de la comercialización y no rige el acceso abierto para las redes físicas de distribución. Eventualmente, la empresa distribuidora puede discriminar entre sus clientes y terceros que sólo utilicen la red de distribución para transporte. Inclusive puede rehusarse a transportar por cuenta de terceros.
- iii. En rigor, una comercializadora no tiene obligación de publicar sus precios y tarifas, pues no tiene concesión de servicio público de distribución. Luego, en este caso, podría perfectamente discriminar entre clientes de iguales características.

El Estado se reserva el derecho de fijar las tarifas de las distribuidoras, a pedido de la Comisión Resolutiva, en zonas de concesión donde cada cliente individualmente consuma menos de 100 Gj/mes y la distribuidora obtenga con el sistema tarifario vigente una tasa de rentabilidad económica superior en cinco puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital. Los precios de la distribuidora Gasco Magallanes están regulados. El argumento que

⁶ Lo que acá se entrega es un resumen del trabajo de Fosco y Saavedra (2003b).

justifica esta regulación de precios es que en la zona no hay sustitutos cercanos, pues el GLP es mucho más caro. En el resto de las zonas donde existe distribución de GN, los precios de transporte y distribución no están regulados, siendo con ello el caso de Chile prácticamente único en el mundo: la regulación de la estructura es mínima y los precios en general no están regulados.

En cuanto al transporte de GN en Chile, en general las distribuidoras, generadoras y grandes clientes compran directamente el GN a los productores y contratan capacidad de transporte. Las excepciones son en la zona norte las comercializadoras Distrinor y Progas, quienes compran a generadoras; en la zona central, las distribuidoras de la Región V y RPC compran a Metrogas; y en la sur, la comercializadora Innergy es intermediaria de todo el GN negociado.

Según los informes mensuales de las transportistas en Chile, se infiere que la modalidad contractual es en general la reserva de capacidad de transporte en firme. Bajo esta modalidad el cliente contrata una cierta capacidad de transporte de gas que el propietario del gasoducto se obliga a tener disponible en todo momento. El contratante debe pagar dicha capacidad, aún cuando no la utilice. En general, se incluyen cláusulas de prestación de servicio en firme (*deliver-or-pay*) por las cuales el transportista está obligado a cumplir con las capacidades reservadas o de lo contrario, indemnizar al afectado.

La tarifa de transporte informada corresponde en todos los casos a estas reservas de capacidad en firme. Es decir, un cargo fijo por m³/mes o m³/día contratado. La interpretación es la siguiente: por cada m³ de capacidad que se reserve por mes (o por día), se debe abonar un cargo fijo, independientemente de si efectivamente se utiliza o no. Norandino, GasAtacama y Electrogas informan precios por cada m³/día reservado; GasAndes y Gasoducto del Pacífico, por cada m³/mes reservado. En el caso de Innergy Transporte, de acuerdo con sus informes mensuales, tiene un cargo expresado en *u\$/m³-mes por kilómetro* para cada tramo.

Cuando un gasoducto tiene altas tasas de subutilización, no está operando a costo mínimo, pues no explota las economías de escala. Esto haría que el precio fuera mayor que el de un gasoducto que estuviera operando con utilización plena. No obstante, hay otro elemento que influye en el precio y es el porcentaje de capacidad reservada, pues aún con altas tasas de subutilización, si el porcentaje de capacidad reservada es alto, el precio que cobra el gasoducto incorpora este elemento y probablemente sea menor que el costo marginal efectivo de operación.

Lógicamente, a mayor cantidad efectivamente transportada, menor es el precio por m³. Los contratos en firme representan costos fijos para las empresas contratantes y por lo tanto el costo promedio disminuye con la cantidad. La diferencia entre el precio efectivo y el precio de contrato representa una transferencia del contratante al transportista. Es también una medida de ineficiencia del sistema, pues la transferencia es el valor de la capacidad contratada no utilizada *y que podría ser renegociada en mercados secundarios*.

En cuanto a la estructura tarifaria de empresas distribuidoras, ésta refleja la política de la empresa y cómo se va acomodando a una situación en la cual, si bien tiene libertad para fijar precios⁷, sus ventas dependen de los clientes que logre captar. A su vez refleja la capacidad que tiene para apropiarse del excedente del consumidor a través de la discriminación tarifaria por tramos.

En ese sentido podríamos conjeturar que las empresas distribuidoras no reguladas siguieron la siguiente estrategia: en una primera etapa, cuando la empresa desea captar

⁷ Con la excepción de la distribuidora Gasco Magallanes.

usuarios y estos deben cambiar de energético (por ejemplo, desde el gas licuado de petróleo), se reduce al mínimo el cargo fijo. En una segunda etapa, aumenta la discriminación por tramos de consumo. Esta puede ser la forma en que se extrae el excedente del consumidor, ya que no puede hacerlo a través del cargo fijo. Finalmente, cuando ha captado cierto número de clientes, reinstaura el cargo fijo y mantiene la discriminación por tramos de consumo. Si los costos de salida para los usuarios son relativamente altos, una distribuidora con poder de mercado puede seguir esta estrategia sin perder clientes.

7. Características y Regulación de la Industria

Concentración de la oferta

A nivel nacional en cada país e incluso, a nivel internacional, la oferta de GN está concentrada. No es posible obviar este punto. Las empresas productoras son grandes grupos internacionales que se dedican en distintas partes del mundo al negocio de la exploración y producción del GN. Es un problema en Europa, en Estados Unidos, en Argentina, en Chile, y en definitiva, en todo el mundo. El fenómeno es similar a lo que ocurre con el petróleo crudo y, en general, con la explotación de recursos energéticos no renovables.

Específicamente en el caso del GN dos factores contribuyen a la concentración de la producción: primero, que los productores de GN son casi los mismos que obtuvieron los derechos a explotar yacimientos petrolíferos. Segundo, las actividades de exploración y explotación tanto de crudo como de GN tienen altos costos de inversión no necesariamente productiva. Esto implica que las empresas dedicadas a estas actividades necesariamente deben tener asegurado cierto margen de rentabilidad.

Por la segunda razón, en algunos países como muchos europeos o Argentina, el Estado emprendió originalmente las actividades de exploración y explotación. En el inicio, cuando la tecnología y el conocimiento sobre las napas terrestres eran limitados, estas actividades eran altamente riesgosas. Con un conocimiento prácticamente intuitivo, se realizaban perforaciones en búsqueda de yacimientos con una probabilidad relativamente baja de éxito. Actualmente la tecnología y conocimientos de exploración han disminuido el riesgo en ese sentido, pero a su vez, han encarecido el negocio. Esto último significa un atractivo para el sector privado, pero siempre y cuando se trate de empresas que detenten el *know how* y la capacidad financiera para llevar adelante los proyectos.

No es la intención justificar la concentración de la producción, pero es un hecho que difícilmente pueda cambiarse.

Comercio internacional de GN para diversificar la oferta

Según se ha podido observar, aún cuando la oferta mundial esté concentrada, la importación de GN se convierte en la herramienta natural para lograr cierta desconcentración de la oferta en países productores de GN.

En países que no son productores netos, como es el caso de Chile y países europeos, la importación de GN es de vital importancia, pues constituye la única fuente de abastecimiento.

En este sentido, la globalización y la proliferación de convenios bilaterales ayudó al desarrollo de los mercados. Ejemplos de ello son los mercados de Europa continental y Chile.

Timing del desarrollo de los mercados

Asociado con el punto anterior, los países que no son productores tuvieron un desarrollo tardío de los mercados de GN (Europa continental y Chile). La principal razón es el problema de estrategia política. Mientras se mantuvieran vigentes potenciales conflictos internacionales, era imposible pensar en que un país accediera a depender energéticamente de otro. Una vez que se solucionaron dichos conflictos, la importación masiva de GN fue un hecho determinante en el desarrollo de los mercados.

En combinación con el factor geopolítico, la mayor demanda por energía eléctrica y, por lo tanto, el desarrollo del sector eléctrico, impulsó la creciente demanda por importaciones de GN.

Problemas internos frente a la exportación de GN

Si bien la importación de GN soluciona los problemas de países no productores, la exportación trae aparejados ciertos problemas a los países productores. Esto es así, en la medida en que las reservas gasíferas son limitadas.

En los países productores europeos, aunque no se ha mencionado aquí explícitamente, existen mecanismos que garantizan en cierto modo la prioridad de abastecer la demanda interna frente a la demanda externa. En países como Argentina, en cambio, los analistas (Novara, 1998; Kozulj, 2000) detectan que hay mayores incentivos para la exportación que para la venta en el mercado interno y que las autorizaciones para la exportación de GN podrían comprometer las reservas previstas.

El rol fundamental de los gasoductos

El desarrollo de los mercados de GN en países importadores e inclusive en los productores es claramente liderado (u obstaculizado) por las compañías de transporte en alta presión (gasoductos). Si bien la tendencia es a restarle importancia a través de la competencia gasoducto a gasoducto (Estados Unidos) o la alta regulación (Europa, Argentina), lo cierto es que en la historia de todos los casos estudiados, las compañías de transporte constituyen el eje fundamental del desarrollo del GN. Usualmente monopólicas, inicialmente comercializadoras, definen en la práctica qué zonas son abastecidas. Más aún, una vez que paulatinamente pierden sus atribuciones de comercialización, por el avance de la regulación (Reino Unido, Estados Unidos), son el origen de la creación de empresas coligadas distribuidoras o comercializadoras.

En Chile es obvia la importancia relativa de los gasoductos. Definen las zonas abastecidas, están verticalmente integrados en muchos casos con sus clientes finales y al no estar interconectados tienen carácter monopólico en cada zona. La diferencia entre los gasoductos chilenos (internacionales) y los de Europa continental, Reino Unido o Argentina es que en estos últimos los gasoductos fueron originalmente estatales. En Estados Unidos, aunque privados, también tuvieron carácter monopólico, pero fuertemente regulados.

8. Política de Competencia en la Industria del Gas Natural

Regulación del acceso abierto y competencia entre gasoductos

En algunos países, como en Alemania, la importancia del gasoducto era máxima. No solo definía monopolios, sino que además, a través de diversos mecanismos coordinaba la entrada y salida de flujos de gas.

No existe consenso en relación con las características monopólicas intrínsecas de un gasoducto. Si bien, al igual que las líneas de transmisión de alta tensión en electricidad, existen economías de escala *ex ante*, según algunos analistas (De Vany y Walls, 1995) no existe una razón económica por la cual no puedan coexistir más de un gasoducto troncal⁸.

Esto último es lo que se observa en ciertos estados de USA o en el mismo Chile, al norte. Sin embargo, existe una diferencia fundamental entre ambos casos: en el caso de Estados Unidos, la competencia gasoducto a gasoducto es posible en la medida en que todos los gasoductos forman parte de una red interconectada, sumándose a la aplicación del criterio de *acceso abierto*. Por lo tanto, la construcción de dos gasoductos en el norte de Chile no necesariamente es ineficiente *per se*. El problema surge en la medida en que ambos gasoductos no están interconectados, además de que en este caso particular, ambos gasoductos conectan con la misma cuenca en Argentina, siendo los proveedores mayoritariamente los mismos.

En relación con el criterio de *acceso abierto*, su aplicación ha demostrado ser el punto de inflexión en el desarrollo de un mayor grado de competencia tanto en Estados Unidos como en Europa continental y en menor medida en Argentina. El *acceso abierto*, sin embargo, es un concepto teórico que necesita ser específicamente regulado y monitoreado para que opere en la práctica. Es necesario definir el concepto (como lo hace la regulación chilena), pero además debe garantizarse su aplicación.

Las condiciones mínimas para que el *acceso abierto* opere como mecanismo de mayor competencia son: a) la existencia de una red; b) la transparencia en materia de información respecto de volúmenes, precios y contratos; c) algún mecanismo de coordinación y d) la existencia de mercados secundarios donde renegociar excedentes o capacidades en firme no utilizadas.

En algunos países, la transparencia de información se logra por lo menos teóricamente a través de la regulación de tarifas de transporte y la coordinación a través de algún mecanismo provisto por las agencias reguladoras (Reino Unido, Europa Continental). En Estados Unidos, la coordinación la hace el mercado.

Como ya se ha mencionado en este estudio, en Chile no se dan las condiciones mínimas estipuladas. No existe una red, los contratos con transportistas no son observables, no hay mecanismos de coordinación y los mercados secundarios no están desarrollados. Esto se debe, en parte, a que todavía es un mercado inmaduro. Pero es importante considerar estas condiciones para su desarrollo futuro.

⁸ De hecho, en un extremo uno podría ver la transmisión eléctrica en donde es definitivamente ineficiente superponer redes; mientras que en el otro podríamos ver dos poliductos superpuestos transportando combustibles líquidos, tal como enfatizan teorías modernas de organización industrial (Chen y Ross, 2000; Balmaceda y Saavedra, 2003). El transporte de GN es intermedio y de allí que no podamos ser concluyentes al respecto.

Control de la integración vertical

La liberalización de los mercados en el Reino Unido y en Estados Unidos tuvo una etapa previa: la separación de los distintos segmentos de la cadena del GN. Sin embargo, la separación absoluta (en términos de relaciones patrimoniales) no siempre es posible, por lo tanto, en el Reino Unido, se mantienen reguladas las tarifas de transporte. El otro elemento que coadyuva al control del poder monopólico de estructuras integradas, es el establecimiento de organismos coordinadores.

Lo anterior significa que gran parte del peso se traslada a las agencias reguladoras. Y allí es donde la institucionalidad adquiere vital importancia. En Argentina, por ejemplo, aún cuando el sistema está altamente regulado, no se ha podido evitar el proceso de integración vertical (Kozulj, 2000). En el Reino Unido, por otra parte, el origen de todas sus reformas regulatorias es justamente el intento de solucionar los efectos de mercados con estructuras oligopólicas.

Estructuras más complejas

Otro elemento que se observa en los distintos países estudiados es la creciente complejidad de la estructura del mercado. El caso extremo es el del Reino Unido, donde existe un tipo de agente para cada función. Cada agente, en general, está restringido a realizar esa única actividad. Y aunque los precios en muchos segmentos puedan ser pactados libremente, la regulación de la estructura del mercado es estricta. Asimismo, la regulación ha normado nuevos instrumentos de comercialización. Nuevos tipos de contratos y mercados. No todos los nuevos instrumentos han sido creados por la regulación. Muchos surgieron naturalmente por el desarrollo propio de los mercados. Sin embargo, en algunos casos, como en Argentina, ha sido necesario (aunque no suficiente), estimular desde la regulación su desarrollo.

En Argentina, el mercado *spot* no está lo suficientemente desarrollado. Este mercado es importante pues es el que determina el precio del gas en el corto plazo. A pesar de que la agencia reguladora, ENARGAS, implementó un sistema de premios y castigos para incentivar a las distribuidoras a participar en este mercado, al ser optativo el mecanismo, primó el grado de integración vertical en los mercados que desincentiva dicha participación.

En Estados Unidos, estado de California, el mercado *spot* está bastante desarrollado, pues va de la mano de la competencia gasoducto a gasoducto y el criterio de *acceso abierto* dentro de una red.

En Chile no se ha desarrollado un mercado *spot*, evidentemente por la ausencia de una red propiamente dicha. Asimismo, la estructura de los mercados es relativamente simple y existen vacíos legales importantes en relación con agentes que no sean meros transportistas o distribuidoras.

Poder de elección, mecanismos de by pass

En el Reino Unido, el estado de la regulación del sector está muy avanzado al respecto. La institucionalización de distintos agentes, la posibilidad de elegir el proveedor, etc., aumentan las posibilidades de elección de los consumidores finales, a la vez que aumenta la

competencia en el mercado minorista. Sin embargo, esto es fruto de una larga historia de regulación, incluyendo la experiencia previa de regulación de la industria de electricidad.

En Europa continental, al igual que en Argentina, la modalidad sigue siendo, en general, distribuidoras con monopolios geográficos. No obstante, para grandes consumidores finales, el *by pass* físico o comercial constituyen elementos que aumentan la competencia (*ex ante*) en este segmento.

En Chile, los consumidores finales pequeños están cautivos de la distribuidora de la zona, excepto en la Región V. Los grandes consumidores, en general integrados verticalmente con los gasoductos, no. Sin embargo, el hecho de que no exista una red sumado a que las distribuidoras no están sujetas a acceso abierto, limita el efecto positivo del *by pass* comercial o físico.

Rol del Estado, la regulación

El Estado en los países de Europa continental, en Argentina y Reino Unido, jugó un papel importantísimo en el origen de los mercados pues era el propietario de los yacimientos y de las redes de transporte y distribución. Primero en el Reino Unido, luego en Argentina y finalmente (y parcialmente) en Europa, los mercados comenzaron a liberalizarse y a permitir el ingreso parcial o total del sector privado.

En dichos países, el Estado se ha reservado los roles de planificación, regulación y supervisión del funcionamiento de los mercados de GN, a través de sus agencias reguladoras. En Estados Unidos, el Estado ha cumplido un rol fundamentalmente regulador, con la diferencia además de que cada estado tiene sus propias regulaciones en materia de distribución de GN.

En el caso de Chile, el Estado es el propietario de los yacimientos de producción nacional y se reserva el derecho de regular los mercados, aún cuando el grado de regulación efectiva es mínimo.

El rol de la información

Por último, aunque quizás el elemento más importante, se destacan los esfuerzos de los distintos países, por medio de sus agencias reguladoras, en crear sistemas de información ordenados y eficientes, con el fin de obtener una mayor transparencia en los mercados. Esto es válido para todos los sistemas gasíferos, cualquiera sea el grado de liberalización, regulación, etc.

El listado de características dista de ser exhaustivo, sin embargo, cumple el objetivo de establecer algunas condiciones mínimas para el funcionamiento de los mercados de GN. Más allá de la regulación, lo que queda claro es que la existencia de una red, los límites a la integración vertical, la necesidad de desarrollar mercados secundarios y mecanismos de coordinación son necesarios. Entre el desarrollo de una red de GN y la evolución de la demanda, su crecimiento, existe una relación tan estrecha que, en determinados casos no es posible establecer qué es lo primero.

Por otra parte, aparece como fundamental la transparencia de los mercados, y el desarrollo de un sistema informacional fidedigno y organizado. No es posible siquiera comenzar

a pensar en regular o en supervisar si no hay un sistema de información confiable. Más aún, la transparencia de los mercados es necesaria aún cuando estén desregulados .

En este sentido, las normas en Chile indican claramente quiénes son los responsables de recopilar la información (SEC) y quiénes deben solicitar la forma de organización (CNE). De acuerdo con dicha normativa, el regulador tiene la facultad de solicitar cualquier información a las empresas de gas. No obstante, no basta con recibir la información. Es necesario saber exactamente cuál es la información relevante, procesarla y ponerla a disposición de los interesados, como un primer paso para la transparencia. El funcionamiento de muchos de los mecanismos para mejorar el grado de competencia depende de la información y transparencia, como ya se ha mencionado en relación con el concepto de *acceso abierto*. De otra forma, cuando la letra es muerta sólo subsidia la frescura y castiga la honestidad.

9. Conclusiones

Siguiendo la experiencia internacional, más que la regulación de tarifas para Chile se sugiere incorporar elementos que aumenten el grado de competencia en los distintos segmentos de la cadena de GN, tales como aumentar el grado de integración física de las redes, garantizar el acceso abierto en transporte y distribución, separar al menos funcionalmente los distintos segmentos de la industria (especialmente transporte, distribución y comercialización), y crear mercados spot y los instrumentos financieros de aseguramiento asociados. Además, se puede avanzar hacia, por ejemplo, los mecanismos de by pass comercial que permiten a los usuarios negociar directamente con los productores, saltando a los intermediarios y abonando sólo tarifas de transporte.

El diseño del mercado de GN Chileno es un híbrido: la estructura del sistema de GN es similar al modelo europeo o argentino antes de sus reformas, pero con fuerte participación del sector privado; la política de precios no regulados se asemeja a la aplicada actualmente en Estados Unidos y, en menor medida, en el Reino Unido, pero en estos países, ésta política de precios libres está acompañada de una regulación fuerte sobre la estructura de la industria.

El marco regulatorio en Chile establece condiciones en los mercados que se diferencian sustancialmente de los modelos que se observan en otros países. Por ejemplo, los Estados Unidos y Reino Unido tienen sistemas de precios no regulados, pero con alta regulación previa de la estructura del mercado. Es así como previo a la libertad de mercado se instituyó la separación entre los cuatro tramos principales de la industria: producción, transporte, distribución y comercialización.

Sin embargo, no menos cierto es que es un mercado incipiente, y como se puede observar en las historias de los mercados maduros como el de Reino Unido o de Estados Unidos, originariamente las estructuras de dichos mercados eran completamente diferentes a las vigentes. Lo que hace único al mercado chileno es que nace prácticamente desregulado. Asimismo, con la excepción de Magallanes, su nacimiento como tal y la evolución de su estructura responden sólo a las fuerzas de mercado y se explican por la participación casi exclusiva del sector privado, con el Estado sólo proveyendo el marco general de funcionamiento. Además, cabe preguntarse si es relevante la comparación con los sistemas anglófonos, teniendo en cuenta que estos no dependen de la importación del GN. En este sentido, la situación chilena es similar a la de algunos países europeos que dependen de importaciones de GN (v.g. Alemania, España, etc.). No obstante, en muchos de estos países la estructura sigue siendo básicamente estatal, con poca apertura al sector privado e integrados verticalmente.

Referencias

- Asche, F., P. Osmundsen y R. Tveteras (2000), *European Market Integration for Gas? Volume Flexibility and Political Risk*, CESifo Working Paper N° 358, Center for Economic Studies & Ifo Institute for Economic Research, München, Alemania.
- Asche, F., P. Osmundsen y R. Tveteras (2001), *Energy Taxes and Natural Gas Demand in EU-Countries*, CESifo Working Paper N° 516, Center for Economic Studies & Ifo Institute for Economic Research, München, Alemania.
- Balmaceda, F. y E. Saavedra (2003), *Strategic Alliances in an Industry with Essential Facilities*, Mimeo Universidad Alberto Hurtado.
- Campodónico, H. (1998), *La industria del Gas Natural y las modalidades de regulación en América Latina*, Serie Medio Ambiente y Desarrollo N° 9, CEPAL.
- Clinch, J. P. y J. D. Heaky (2000), *Domestic energy efficiency in Ireland: correcting market failure*, *Energy Policy*, 28, 1-8.
- Chen, Z. y T. W. Ross (2000), *Strategic Alliances, Shared Facilities, and Entry Deterrence*, *The RAND Journal of Economics*, Vol. 31, N° 2: 326-344
- De Vany, A. y W. D. Walls (1995), *The Emerging New Order in Natural Gas: Market versus Regulation*, Quorum Books.
- Doane, M. J. y D. F. Spulber (1994), *Open Access and the Evolution of the U.S. Spot Market for Natural Gas*, *Journal of Law and Economics*, V. XXXVII, October, 477-517.
- Fosco, C. y E. Saavedra (2003a), *Estructura de la Industria y Relaciones Patrimoniales en los Mercados de Gas Natural en Chile*, Documento de Investigación I-147, ILADES-Georgetown University, Departamento de Economía y Administración, Universidad Alberto Hurtado.
- Fosco, C. y E. Saavedra (2003b), *Precios de Gas Natural en Chile: Una Primera Mirada a un Mercado Liberalizado*, Documento de Investigación I-148, ILADES-Georgetown University, Universidad Alberto Hurtado.
- Hubbard, R. G. y R. J. Weiner (1986), *Regulation and Long-Term Contracting in US Natural Gas Markets*, *The Journal of Industrial Economics*, V. XXXV, N° 1, September, 71-79.
- Hubbard, R. G. y R. J. Weiner (1991), *Efficient Contracting and Market Power: Evidence from the U.S. Natural Gas Industry*, *Journal of Law and Economics*, V. XXXIV, April, 25-68.
- Jadresic, A. (1999), *Investment in Natural Gas Pipelines in the Southern Cone of Latin America*, paper presented at the 1999 Annual conference of the Harvard-Japan Project of Energy and the Environment, Tokyo, Japan; Working Paper N° 2315, World Bank.
- Juris, A. (1996), *Market Development in the U.K. Natural Gas Industry*, Working Paper N° 1890, World Bank.
- Juris, A. (1998a), *The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry*, Working Paper N° 1895, World Bank.

- Juris, A. (1998b), Development of Natural Gas and Pipelines Capacity Markets in the United States , Working Paper N° 1897, World Bank.
- Kozulj, R. (2000), Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina , CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, 14.
- Newbery, D. M. (2000), Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities, The Walras-Pareto Lectures, The MIT Press.
- Novara, J. J. (1997), Precios Internos y de Exportación de Gas Natural y GLP: ¿Diferenciación o discriminación de precios en el mercado interno? , Documento de Trabajo N° 5, Serie Trabajos de Investigación, IERAL de Fundación Mediterránea, Argentina.
- Novara, J. J. (1998), Las reservas de gas natural ante los crecientes requerimientos de los mercados internos y de exportación , Documento de trabajo N° 17, Serie Economía, Recursos Naturales y Energía, IERAL de Fundación Mediterránea, Argentina.
- Pepermans, G. y S. Proost (2000), The Liberalisation of the Energy Sector in the European Union , Working Paper Series 2000-03, Center for Economic Studies (CES), Katholieke Universiteit Leuven.
- Price, C. W. (1998), The UK Gas Industry , en Competition in Regulates Industries, Helm, D. y T. Jenkinson (ed.), Oxford University Press, Oxford.
- Stern, J. (1998), Competition and Liberalization in European Gas Markets. A Diversity of Models. The Royal Institute of International Affairs.