

# Estructura de la Industria y Relaciones Patrimoniales del Gas Natural en Chile

Constanza Fosco P-M.  
Universidad de Alicante, España

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

Septiembre, 2003

## Abstract

*El principal aporte de este artículo es entregar de manera sistemática y confiable una descripción de la estructura y relaciones de propiedad prevalecientes en la industria de Gas Natural en Chile. Se muestra que esta industria se encuentra geográficamente segmentada en cuatro zonas: Norte, Centro, Sur y Magallanes. El desarrollo de las redes de Gas Natural dentro de cada zona es relativamente limitado y las estructuras de mercado en los segmentos de transporte y distribución, por el lado de la oferta, están concentradas. Por el lado de la demanda existen rasgos particulares dentro de cada zona, siendo común la mayor importancia de la demanda industrial por sobre la residencial. Se destaca la importancia de la relación que existe entre capacidad máxima de transporte, capacidad contratada y capacidad utilizada de las redes. Se observa una baja utilización de las redes, brindando una señal de baja eficiencia productiva al no aprovechar las economías de escala en el transporte del Gas Natural. Se analiza asimismo el grado de integración vertical dentro de cada zona, a través de las relaciones patrimoniales existentes entre las empresas participantes. Es un tópico importante de analizar debido a que la ausencia o no de competencia en mercados claves de alguna manera justifican o desechan la posibilidad de regular precios en la industria.*

**Palabras Clave :** Gas Natural, Estructura de Mercado, Integración Vertical, Relaciones Patrimoniales, Chile

**JEL Classification :** L11, L14, L22, L95

---

§ Comentarios son bienvenidos a [saavedra@uahurtado.cl](mailto: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, CNE. Se agradecen los comentarios y colaboración de Oscar Landerretche, Marco Mansilla, José A. Ruiz, José M. Sánchez y demás participantes en seminario organizado por la CNE. Saavedra agradece además a su asistente de investigación Miguel Flores. Como costumbre, los errores que contenga este trabajo son de exclusiva responsabilidad de sus autores.

## 1. Introducción

A mediados de la década de los 90, la creciente demanda eléctrica y el desarrollo alcanzado por los mercados eléctricos generaron la necesidad de importar Gas Natural (GN) como combustible para producir energía eléctrica y permitieron financiar privadamente proyectos de conexión internacional. Así, el gasoducto GasAndes fue puesto en servicio en 1997 y 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). Sin temor a equivocarnos, podemos asegurar que con este hito comienza el desarrollo propiamente de los mercados de GN en Chile; esto es, sólo a fines de la década pasada.

El principal aporte de este artículo es entregar de manera sistemática y confiable una descripción de la estructura y relaciones de propiedad prevalecientes en la industria de GN en Chile. Para nuestro conocimiento, éste es el primer estudio que describe con bastante detalle elementos que caracterizan la estructura, la integración vertical y las relaciones patrimoniales en esta industria.<sup>1</sup>

Desde el punto de vista de la infraestructura física, el sistema de GN chileno se encuentra segmentado en cuatro zonas o subsistemas: norte, centro, sur y Magallanes. La zona norte abarca la Región II; la central, Metropolitana y Región V; la sur, Región VIII y la zona Magallanes, Región XII. Las tres primeras están abastecidas completamente por importaciones desde Argentina y su constitución y desarrollo en los 90s se deben al sector privado. La zona de Magallanes, la más antigua, es la única abastecida parcialmente por producción nacional y su desarrollo está liderado por el sector público, a través de ENAP (Empresa Nacional del Petróleo)<sup>2</sup>.

No hay interconexión física entre zonas, por lo tanto no existe una red de GN en el ámbito nacional. La zona norte, a su vez, cuenta con dos gasoductos internacionales que tampoco están conectados entre sí, conformando dos subredes dentro de una misma zona. De esta manera, la construcción de gasoductos internacionales en las zonas norte, centro y sur significó la creación, pero a la vez, condicionó la evolución de mercados delimitados geográficamente. Sin embargo, el desarrollo de las redes de GN dentro de cada zona es relativamente limitado y en los segmentos de transporte y distribución, las estructuras de mercado por el lado de la oferta están concentradas, constituyendo monopolios o a lo sumo, duopolios. En transporte, existen monopolios en todas las zonas, excepto en la zona norte, donde coexisten los dos gasoductos troncales. Sin embargo, el hecho de que no estén conectados los constituye en monopolios *ex post*<sup>3</sup>, dado que la competencia gasoducto a gasoducto no es posible si no hay interconexión entre ellos. Igualmente, las distribuidoras constituyen monopolios geográficos, con excepción de la Región V en la zona central que tiene estructura duopólica.

---

<sup>1</sup> Algunas referencias anteriores en cuanto a la estructura de este mercado están en Comisión Nacional de Energía (1999) y Jadresic (1999). Referencias relacionadas al tópico de estructura e integración vertical en GN para otros países se encuentran en Juris (1998), Kozulj (2000), Newbery (2000), Price (1998) y Rosellón y Halpern (2000a) y (2000b).

<sup>2</sup> La zona Magallanes será excluida en lo que resta de este trabajo por tratarse de un sistema muy diferente a los otros subsistemas. Algunas diferencias que lo singularizan son que posee producción propia de GN (yacimientos en la región austral Chilena), tiene una alta demanda residencial producto de las bajas temperaturas en gran parte del año en la región, sus precios son regulados, su desarrollo está ligado fuertemente al Estado y realizado mucho antes que en el resto del país.

<sup>3</sup> Esto básicamente debido a los altos costos de cambio que tiene el usuario, pues el costo de cambiar de transportista es muy alto para el demandante, pues le requeriré construir otra conexión.

Por el lado de la demanda también existen rasgos particulares dentro de cada zona. En la zona norte, la demanda está constituida principalmente por las generadoras termoeléctricas (con alto poder monopsonico) y en forma residual, por el sector industrial. En la zona central, además de las generadoras termoeléctricas, se encuentran los principales centros de consumo residencial, comercial e industrial. En la zona sur, la principal demanda es industrial, seguidos por los sectores residencial y comercial.

Considerando las relaciones patrimoniales, existe cierto grado de integración vertical dentro de cada zona. La integración puede darse entre transportista y gran usuario o entre transportista y distribuidora. Es un tópico importante de analizar en los mercados de GN Chileno debido a que la ausencia o no de competencia en mercados claves de alguna manera justifican o desechan la posibilidad de regular precios en la industria, tema que es tratado en el artículo de Fosco y Saavedra (2003c)

Este artículo está organizado de la siguiente manera. En la sección 2 se analiza el transporte y redes de GN en la Zona Central del país, donde está ubicada la capital y gran parte de la población del país. En la sección siguiente se analiza el mercado de distribución de GN en esta Zona Central. Se distinguen el subsistema de la Región V, donde coexisten dos distribuidoras, y la Región Metropolitana cuya distribución sólo está a cargo de Metrogas. En la sección 4 se analiza la estructura de la industria en el Norte Grande y en el Sur. La sección 5 presenta las relaciones de propiedad en la Zona Central, encontrándose que no existe separación vertical absoluta entre los distintos segmentos y, en general, las empresas participan en más de un segmento. La sección 6 muestra las relaciones patrimoniales e integración vertical para la Zona Norte y para la Zona Sur. Por último, la sección 7 presenta las conclusiones que se obtienen de este trabajo descriptivo.

## 2. Transporte y Redes de Gas Natural en la Zona Central

En la zona central está localizado el mayor de los nuevos mercados de GN desarrollados a partir de la interconexión con Argentina de fines de la década pasada. En el año 2000, con 1.967 millones de m<sup>3</sup>, abarcó casi el 33% de los volúmenes de GN negociados en todo el país.

Este subsistema está conformado por un gasoducto internacional, GasAndes, un gasoducto nacional, Electrogas, y tres distribuidoras, Metrogas en la Región Metropolitana (Santiago, la capital del país) y Gas Valpo y Energas en la Región V (Valparaíso).

En agosto de 1997 comenzó a operar el gasoducto internacional GasAndes, construido bajo el régimen de concesiones por el sector privado. GasAndes tiene dos tramos: internacional y nacional. El internacional se conecta al gasoducto argentino Centro-Oeste de la empresa Transportadora Gas del Norte (TGN) en La Mora, Mendoza, que trae GN desde la cuenca neuquina. Llega hasta Paso Maipo en la frontera, con una longitud de 313 km. y se conecta con el tramo nacional (150 km.) hasta San Bernardo (City Gate I), con una extensión de 4 km. desde la Válvula 17 hasta el City Gate II.

GasAndes transporta GN a la distribuidora Metrogas S.A. y a la generadora Eléctrica Santiago S.A. (ESSA)<sup>4</sup>. Se conecta con el gasoducto independiente Electrogas (empresa Electrogas S.A.) que transporta GN a las dos distribuidoras de la Región V (Energas S.A. y Gas

---

<sup>4</sup> En el tramo urbano entre el City Gate de GasAndes y la planta Renca, ESSA utiliza las instalaciones de Metrogas para transporte.

Valpo S.A.); a las generadoras Colbún-Nehuenco y Endesa-San Isidro y a la Refinería de Petróleos Con-Con (RPC, propiedad de ENAP). El gasoducto Electrogas comenzó a operar en febrero 1998, y pertenece a Endesa, Colbún (ambas son empresas eléctricas) y ENAP. Tiene tres tramos nacionales: la línea principal (123 km.) con dos tramos, San Bernardo/Maipú (12 km.); Maipú/Quillota (111 km.) y la línea secundaria desde el kilómetro 121 de la principal hasta Estación el Colmo (15 km.).

Metrogas, por su parte, distribuye y comercializa GN en los sectores residencial, industrial y comercial en la Región Metropolitana. Energas y Gas Valpo realizan lo propio en la Región V. Ambas distribuidoras realizan sus compras a Metrogas, al igual que la refinería RPC. GasAndes, por lo tanto, transporta GN a cuenta de Metrogas, Colbún-Nehuenco Endesa-San Isidro y ESSA.

### ***By Pass y aseguramiento contra el riesgo***

Las transacciones de las generadoras termoeléctricas, Nehuenco y San Isidro, son ejemplos de *by pass* comercial y físico. Es decir, ambos usuarios comercian directamente con los productores, no con las distribuidoras (*by pass comercial*) y tampoco utilizan sus instalaciones para transporte (*by pass físico*). En el caso de ESSA, las transacciones constituyen *by pass* comercial, dado que utiliza las instalaciones de Metrogas, pero realiza sus compras de GN directamente con los productores. Finalmente, las distribuidoras de la Región V, que compran el GN a Metrogas pero no utilizan sus instalaciones, realizan *by pass* físico.

De acuerdo con la regulación existente, el *by pass* físico es posible siempre que el usuario se conecte directamente a un gasoducto pues este está sujeto al criterio de *acceso abierto*. El *by pass* comercial sólo es posible si la distribuidora permite el acceso a sus redes, pues el *acceso abierto* de instalaciones de distribución no está regulado. Por lo tanto, la posibilidad de realizar *by pass* físico está relacionada con la capacidad de financiar una conexión hasta el gasoducto; mientras que en el caso del *by pass* comercial, depende de la negociación privada entre usuario y distribuidora acerca del valor de transporte a través de la red de distribución.

La variabilidad en los volúmenes transportados constituye un riesgo para el transportista. Sin embargo, en este segmento de la industria son frecuentes los contratos en firme. Es decir, el cliente final compra el gas al productor y contrata capacidad de transporte en firme, si es que el contexto lo amerita. Si el cliente tiene obligaciones de entrega más o menos previsibles y obligatorias (como es el caso de las distribuidoras con concesión de servicio público) o imprevisibles pero con determinados tiempos de entrega (como por ejemplo, generadoras termoeléctricas), entonces, por lo general, el cliente reserva capacidad de transporte a través de contratos en firme.<sup>5</sup>

Los contratos en firme permiten al transportista asegurarse *ex ante* contra las fluctuaciones de los volúmenes efectivamente transportados. De esta manera, la relación que existe entre capacidad contratada y capacidad máxima es un indicador del riesgo que asume el transportista. A mayor porcentaje, menor es el riesgo que asume el transportista. En el caso de GasAndes, en 1997 tenía asegurado el 68,7% de su capacidad máxima a través de contratos en firme. En el 2001, el 91,9%, siendo Metrogas el principal contratante (ver tabla 1). Cuando la capacidad contratada no es utilizada, se produce un traspaso del riesgo desde la transportista hacia el contratante.

---

<sup>5</sup> Al respecto, véase Dailami y Hauswald (2000), Geczy, et al. (1999) y Loomis y Malm (1999).

El contratante, por su parte, puede revender esta capacidad contratada ociosa en mercados secundarios si es que estos se constituyen. En el 2001, el 27,5% de la capacidad máxima de GasAndes fue contratada y no utilizada. Esta relación representa una medida global del riesgo que asumen los contratantes en este mercado. De acuerdo con información proporcionada por la CNE, en la zona central ha comenzado a desarrollarse un mercado secundario para renegociar capacidades contratadas en firme. Por ejemplo: entre 1999 y 2000, Metrogas suscribió un contrato de transporte interrumpible con ENDESA por 1,2 mill.m3/día para abastecer turbogeneradoras instaladas en Quillota; en el 2000, Colbún vendió a Metrogas en forma definitiva 0,184 mill.m3/día de capacidad reservada; etc. La relación entre capacidad contratada ociosa *total* y capacidad máxima incorpora este tipo de transacciones. Luego, si considerando que en 1998 era del 45,4%, la disminución observada (hasta el 27,5% mencionado para el 2001) es un indicio claro del desarrollo de los mercados secundarios asociados.

### ***Indicadores de eficiencia productiva: utilización de las redes***

Otra relación importante que caracteriza el mercado de transporte de gas natural es el porcentaje no utilizado de la capacidad máxima. Este es un indicador de ineficiencia productiva, pues a mayor porcentaje no utilizado menos economías de escala presentes en estas facilidades esenciales. La evolución de este indicador para GasAndes muestra claramente una mejora relativa entre 1998 y 2001 (62,9% y 35,6%, respectivamente).

**Tabla 1.**

Gasoducto GasAndes: Indicadores de uso de capacidad de transporte					
	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Capacidad máxima</b> (mill.m3/día) <sup>(1)</sup>	5,0	8,5	8,5	8,25	8,7
<b>Capacidad contratada en firme</b> (mill.m3/día)					
Metrogas	1,696	1,923	2,409	2,657	3,089
ESSA	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
Nehuenco (Colbún)	0	1,7	1,7	1,7	1,516
San Isidro (ENDESA)	0	1,65	1,65	1,65	1,65
<b>Total</b>	<b>3,436</b>	<b>7,013</b>	<b>7,499</b>	<b>7,747</b>	<b>7,995</b>
<b>Capacidad utilizada</b> (mill.m3/día) <sup>(2)</sup>					
Metrogas	s.d.	1,130	1,845	2,196	2,449
ESSA	s.d.	1,308	1,446	0,958	1,192
Nehuenco (Colbún)	s.d.	0,353	1,212	0,800	1,068
San Isidro (ENDESA)	s.d.	0,360	1,413	1,125	0,897
<b>Total</b>	<b>s.d.</b>	<b>3,152</b>	<b>5,916</b>	<b>5,079</b>	<b>5,606</b>
<b>Utilizada/contratada</b> (%)					
Metrogas	s.d.	58,8	76,6	82,6	79,3
ESSA	s.d.	75,2	83,1	55,1	68,5
Nehuenco (Colbún)	s.d.	20,8	71,3	47,1	70,4
San Isidro (ENDESA)	s.d.	21,8	85,7	68,2	54,4
<b>Total</b>	<b>s.d.</b>	<b>44,9</b>	<b>78,9</b>	<b>65,6</b>	<b>70,1</b>
<b>Contratada total/máxima</b> (%)	<b>68,7</b>	<b>82,5</b>	<b>88,2</b>	<b>93,9</b>	<b>91,9</b>
<b>Contratada ociosa total/máxima</b> (%)	<b>s.d.</b>	<b>45,4</b>	<b>18,6</b>	<b>32,3</b>	<b>27,5</b>
<b>No utilizada/máxima</b> (%)	<b>s.d.</b>	<b>62,9</b>	<b>30,4</b>	<b>38,4</b>	<b>35,6</b>

Notas:

(1) Capacidad máxima: 5,0 mill. m3/día hasta abril 1998; 8,5 mill. m3/día desde mayo 1998 a enero 1999.

Desde febrero a diciembre 1999, sin datos. Desde enero 2000 a mayo 2001, 8,25 mill.m3/día. Desde junio 2001, 8,7 mill.m3/día.

(2) La capacidad utilizada diaria se calculó a partir de los volúmenes transportados en cada año dividido el número de días.

Así, los datos para 1999 se estimaron según volúmenes enero y febrero de ese año; los del año 2001, hasta octubre.

Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC). Información capacidad contratada provista por CNE.

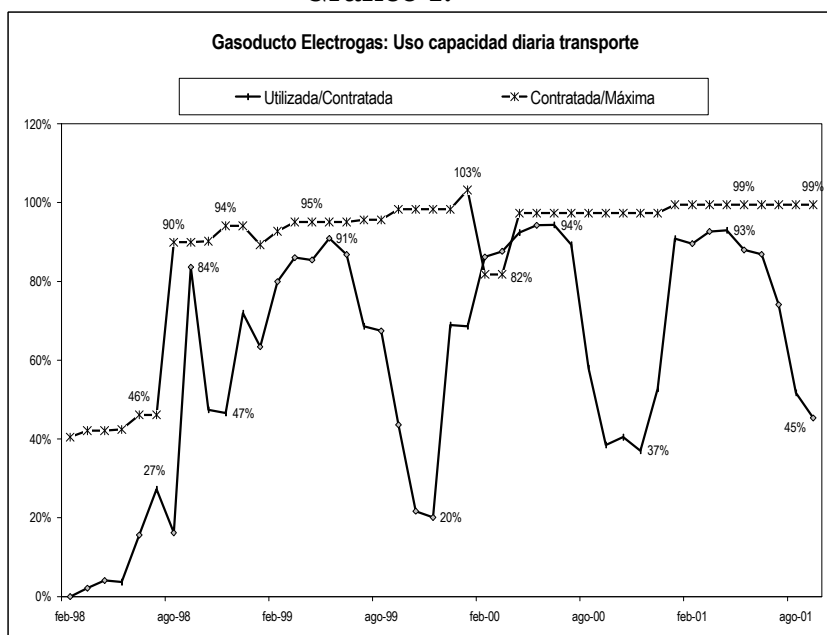
Para el gasoducto Electrogas, la capacidad máxima de este gasoducto se encuentra altamente asegurada a través de contratos en firme, llegando inclusive a estar sobre-contratada (103% en enero 2000). La utilización de la capacidad reservada tiene una alta variabilidad, con máximos que superan el 90% y mínimos entre el 20% y 50%.

La capacidad reservada no utilizada (contratada ociosa) y la capacidad no utilizada como porcentajes de la capacidad máxima diaria también presentan una alta variabilidad, con mínimos de 6% y 8% respectivamente. Estos guarismos se interpretan de la siguiente manera: en el período correspondiente (junio 2000), sólo el 6% de la capacidad reservada por los contratantes no fue utilizada, ya sea por los mismos contratantes o por terceros que hayan negociado dicha capacidad en mercados secundarios. Por otra parte, en el mismo período, la capacidad máxima del gasoducto estuvo utilizada casi totalmente (92%), por lo que la ineficiencia productiva por desaprovechamiento de economías de escala es mínima.

Los indicadores calculados para Electrogas no son directamente comparables con los de GasAndes pues difieren en la unidad de tiempo. Los valores estimados para el año 2001 (hasta septiembre) son: Capacidad utilizada/contratada, 79,1%; contratada/máxima, 99,4%; contratada ociosa/máxima, 20,8% y No utilizada/máxima, 21,3%. De acuerdo con estos cuatro indicadores, la situación Electrogas es relativamente mejor que la de GasAndes, como muestran los gráficos 1 y 2.

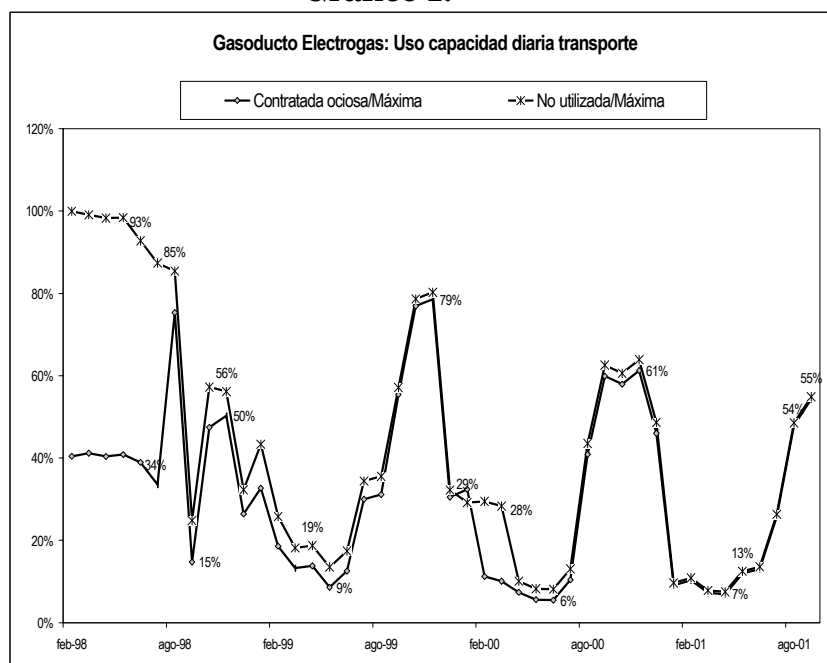
La capacidad máxima de este gasoducto se encuentra altamente asegurada a través de contratos en firme, llegando inclusive a estar sobre-contratada (103% en enero 2000). La utilización de la capacidad reservada tiene una alta variabilidad, con máximos que superan el 90% y mínimos entre el 20% y 50%.

**Gráfico 1.**



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC).

Gráfico 2.



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC).

### ***Matriz de accesibilidad***

Una red de GN está conformada por los distintos gasoductos y los puntos de conexión o nodos. Un nodo es un punto en el sistema de transporte en el cual se realizan inyecciones y/o retiros de GN. En Chile no existe una red de GN, pues no hay conexión entre las distintas zonas. Sin embargo, dentro de cada zona existe una red, cuyo grado de integración puede obtenerse a partir de la *matriz de accesibilidad*.

Según De Vany y Walls (1995), la matriz de accesibilidad captura la estructura de red del espacio de posibles transacciones entre distintos puntos de un sistema de GN. La idea que se adopta en este estudio es determinar si una red de GN está lo suficientemente integrada como para permitir transacciones comerciales *spot* o instantáneas entre dos nodos, para lo cual es necesario que exista conexión física (directa o indirecta).

Con la aplicación de esta matriz a la red dentro de cada zona, se pretende medir el grado de integración al *interior* de la red, a partir del momento en que el GN *ya ha llegado a algún nodo*. Esto es así pues si se considera que en cada zona existe un único punto de ingreso del GN (a través del gasoducto internacional), siempre existiría la posibilidad de negociar o renegociar aguas arriba el redireccionamiento de los flujos de GN. Por ejemplo, en la zona centro, físicamente no es posible reenviar el GN desde el punto de retiro en Puente Colmo hacia el punto de retiro City Gate I. Pero sí es posible, aguas arriba, en el punto de conexión entre boca de pozo y gasoducto redireccionar el flujo que estaba previsto para Puente Colmo hacia City Gate I, siempre que la capacidad del tramo hasta City Gate I lo permita.

En la zona central, la matriz de accesibilidad está representada por la tabla 2. GasAndes tiene un punto de inyección en Paso Maipo y tres puntos de retiro o conexión con

otras redes o gasoductos, City Gate I, City Gate II y E/M<sup>6</sup> Chena. E/M Chena es el punto de conexión con Electrogas y el resto de nodos son puntos de retiro de este último gasoducto.

La matriz de accesibilidad se interpreta de la siguiente manera: cada entrada por filas indica la posibilidad de comerciar GN o excedentes de GN reenviándolos físicamente (directa o indirectamente). Corresponde un 1 cuando el traslado del GN hacia el punto de conexión en la correspondiente columna es posible. De lo contrario, corresponde cero. Sobre la diagonal, todos los elementos son unos, pues el reenvío desde y hacia el mismo nodo es trivialmente posible.

En el límite, se espera que el grado máximo de interconexión en la red esté dado por una matriz que contenga todos sus elementos igual a 1. Un sistema completamente desarticulado sólo presenta unos sobre la diagonal. El análisis de una matriz de accesibilidad se realiza comparativamente, ya sea desde el punto de vista evolutivo (en el tiempo) o entre distintos sistemas. La matriz construida sirve para mostrar que el sistema de la zona central está bastante alejado de ser propiamente una red. De los 56 elementos fuera de la diagonal, sólo 19 contienen un 1. Puede interpretarse que la red está constituida físicamente (o comercialmente en el instante t) sólo en un 33,9%.

**Tabla 2.**  
**Matriz de accesibilidad sistema zona central**

	Paso Maipo	City Gate I	City Gate II	E/M Chena	Tapihue	Quebrada Escobares	Lo Venecia	Puente Colmo
Paso Maipo	1	1	1	1	1	1	1	1
City Gate I	0	1	1	0	0	0	0	0
City Gate II	0	1	1	0	0	0	0	0
E/M Chena	0	0	0	1	1	1	1	1
Tapihue	0	0	0	0	1	1	1	1
Quebrada Escobares	0	0	0	0	0	1	1	1
Lo Venecia	0	0	0	0	0	0	1	1
Puente Colmo	0	0	0	0	0	0	0	1

Fuente: Elaboración propia.

<sup>6</sup> E/M: Estación de Medición.



### 3. La Distribución de Gas Natural en la Zona Central

Desde el punto de vista de la distribución y comercialización del GN, la zona central presenta características distintivas:

- i. Es la única zona que abarca más de una región: Región V y Metropolitana.
- ii. En la Región V es el único lugar del país donde coexisten dos distribuidoras, Gas Valpo y Energas.
- iii. Tomada en conjunto, la zona central tiene el mayor número de clientes en todos los segmentos. Por su cobertura relativamente baja y sus altas tasas de crecimiento en la captación de clientes, se deduce que no es un mercado maduro y por lo tanto, tiene perspectivas importantes de crecimiento.

Dadas las características mencionadas, conviene describir ambas regiones por separado, siempre recordando que un alto porcentaje del gas que se comercializa en la Región V es vendido por Metrogas como mayorista.

#### 3.1 Región Metropolitana: Distribuidora Metrogas

En octubre de 2001, Metrogas tenía un total de 168.268 clientes, de los cuales casi el 98% corresponden al sector residencial (ver tabla 3). Asimismo, el gráfico 3 muestra la participación de cada segmento en los volúmenes distribuidos entre noviembre 2000 y octubre 2001. El 77% del GN comercializado a nivel minorista<sup>7</sup> por Metrogas es vendido al sector industrial, el 16% al sector residencial y el 5% a centrales térmicas<sup>8</sup>.

**Tabla 3.**

<b>Metrogas: Clientes octubre 2001</b>	
<b>Residencial</b>	164.622
<b>Comercial y Fiscal (*)</b>	2.428
<b>Industrial</b>	435
<b>Centrales térmicas</b>	780
<b>Estaciones de Servicio GNC</b>	3
<b>Total</b>	<b>168.268</b>

(\*) Hasta marzo 2001 la empresa informó por separado las categorías Comercial y Fiscal. Marzo 2001: Fiscal, 58 clientes.

Fuente: Elaboración propia, información mensual empresa (SEC).

En el segmento residencial, la cobertura estimada asciende al 10,5% de los hogares urbanos de la Región Metropolitana en octubre 2001<sup>9</sup>. Metrogas distribuye también Gas de

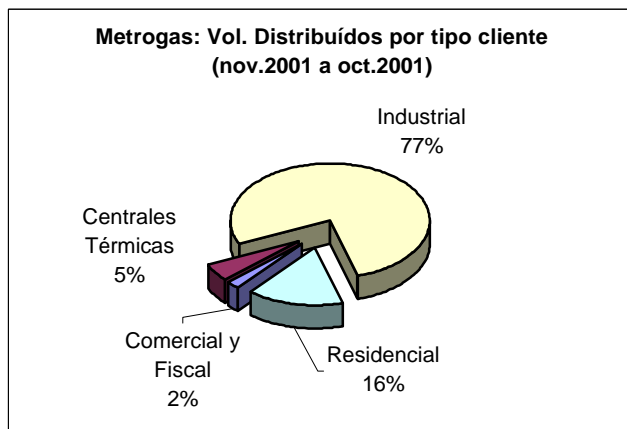
<sup>7</sup> La empresa Metrogas SA no informa sus ventas a Energas, Gas Valpo y RPC pues sólo son contratos comerciales (no hay conexión física).

<sup>8</sup> No se trata de centrales de generación eléctrica, sino de centrales de calefacción.

<sup>9</sup> Para calcular el grado de cobertura alcanzado en el segmento residencial, se estimó la población y el número de hogares urbanos por mes en toda la Región Metropolitana, utilizando las proyecciones de población publicadas por el INE y la relación promedio de personas por hogar observada en 1998 (CASEN).

Ciudad (GC) por redes, fabricado actualmente a partir de gas natural y una proporción pequeña de biogas extraído de vertederos<sup>10</sup>. Si sumamos los clientes residenciales que reciben este tipo de gas (a octubre del 2001, 64.263), la cobertura alcanzada es de 15%.

**Gráfico 3.**



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresa (SEC).

Metrogas ha ido paulatinamente transformando sus instalaciones para GC en instalaciones aptas para distribuir GN, por lo tanto estos 64.263 clientes de GC son potenciales demandantes de GN con una probabilidad cercana a uno. La evolución de clientes en el segmento residencial ha sido creciente desde octubre de 1997, cuando comienza a distribuir GN. La incorporación de clientes, neta de salida, tuvo un *peak* en 1999, cuando en promedio incorporaba más de 4.500 clientes por mes. La tasa de crecimiento es positiva en todos los meses del período desde octubre 1997 a octubre 2001.

En el sector comercial, la tasa de crecimiento del número de clientes ha sido positiva en todo el período, con una tendencia levemente decreciente. En el último año disponible (noviembre 2000 a octubre 2001), el número de clientes comerciales aumentó un 50% a una tasa mensual promedio de 3,8% aproximadamente.

El sector industrial muestra un comportamiento similar, aunque de menor magnitud. La tasa de crecimiento es positiva, pero decreciente en el período. Entre noviembre 2000 y octubre 2001, el número de clientes industriales aumentó un 10%, a una tasa de 0,9% mensual.

Finalmente, cabe destacar que el tramo de clientes centrales térmicas corresponde a centrales de calefacción de edificios. En general, se trata de centrales a diesel o petróleo que son transformadas a GN con el asesoramiento técnico de Metrogas. En general, los propietarios de las centrales y Metrogas suscriben contratos de suministro de largo plazo y la transformación se realiza a un costo mínimo. Entre noviembre 2000 y octubre 2001, el número de centrales térmicas transformadas y/o instaladas creció en un 30%. El consumo mensual promedio por central asciende a más de 3.400 m<sup>3</sup>/mes, con un mínimo de 1.012 m<sup>3</sup>/mes y un máximo de 6.811 m<sup>3</sup>/mes. En este sentido, este segmento de clientes es más importante que el comercial.

<sup>10</sup> Antes de la llegada del GN, todo el gas distribuido por redes era procesado a partir de nafta y otros derivados del crudo.

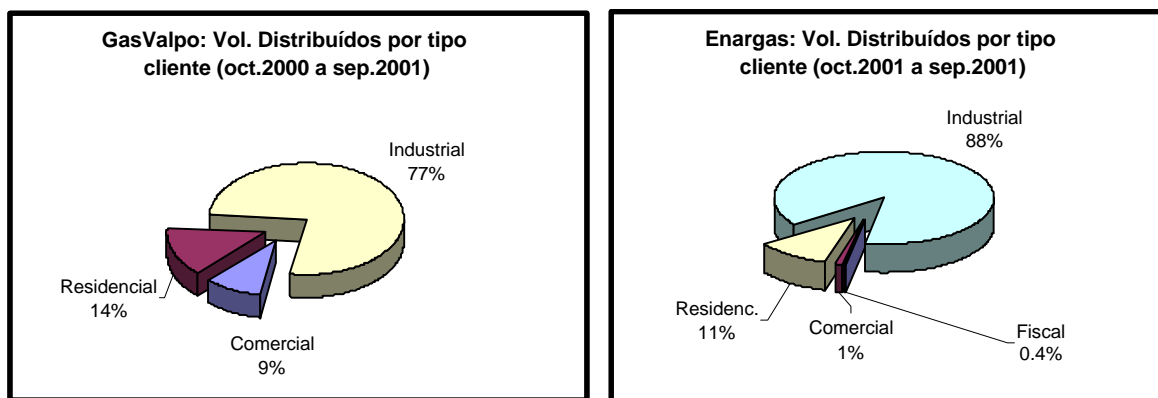
### 3.2 Región V: Distribuidoras Energas y Gas Valpo

Dentro de la zona centro, la otra región que cuenta con servicio de GN es la Región V. En ella operan dos distribuidoras que, si bien en un comienzo aparentemente llegaron a un acuerdo tácito de distribución de las subzonas, en los últimos meses hay evidencia de que la competencia por la captación de nuevos clientes ha recrudecido. Hay varios indicios de ello. En primer lugar, si se consideran los retiros de medidores, Gas Valpo ha retirado entre octubre 2000 y septiembre 2001 un promedio de 61 medidores por mes, independientemente que en términos netos el número de clientes (residenciales, por ejemplo) haya crecido. En el caso de Energas, no es posible tomar este indicador pues el 100% de los medidores son de propiedad de los consumidores. Sin embargo, mientras que en el 2000 la tasa de crecimiento del número de clientes residenciales era del 5% mensual promedio, entre enero y septiembre 2001, fue de 1% mensual promedio. Entre agosto y septiembre del 2001 perdió 162 clientes residenciales.

Desde una perspectiva dinámica, Gas Valpo es la firma instalada (*incumbent*), pues estaba operando antes de la llegada del GN distribuyendo GC. Si bien ambas empresas influyen una sobre la otra, es evidente que Energas ha tenido un comportamiento mucho más variable, reflejado en los constantes cambios de su política de precios. Más aún, de acuerdo con algunas estimaciones realizadas, se ha podido encontrar que las ventas totales de Energas dependen de la captación de clientes de Gas Valpo.

En el gráfico 4 y en la tabla 4 se muestra tanto la distribución de los volúmenes de cada una entre distintos tipos de clientes como la participación relativa de cada empresa.

Gráfico 4.



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC).

La participación de cada empresa, tanto en volúmenes como en número de clientes es relativamente pareja, con una leve diferencia en favor de Energas. Sin embargo, en relación con los volúmenes distribuidos por cada una, en el caso de Energas hay un mayor peso relativo del sector industrial y la participación del sector comercial es casi insignificante (1 % de los volúmenes distribuidos). Gas Valpo, por su parte, tiene más diversificada su distribución, aunque el sector industrial es, sin duda, el más importante. Considerando ambas distribuidoras, el sector industrial representa el 82,3% del total de volúmenes distribuidos.

**Tabla 4.**

Región V: Distribuidoras GN, volúmenes y clientes							
Volúmenes distribuidos, oct. 2000 a sept. 2001 (m3)				Volúmenes distribuidos, oct. 2000 a sept. 2001 (%)			
	ENERGAS	GAS VALPO	TOTAL		ENERGAS	GAS VALPO	TOTAL
<b>Residencial</b>	8.985.170	9.970.344	18.955.514	<b>Residencial</b>	47,4%	52,6%	100%
<b>Comercial</b>	788.972	6.668.881	7.457.853	<b>Comercial</b>	10,6%	89,4%	100%
<b>Industrial</b>	69.866.024	54.562.732	124.428.756	<b>Industrial</b>	56,1%	43,9%	100%
<b>Fiscal</b>	300.135	0	300.135	<b>Fiscal</b>	100,0%	0,0%	100%
<b>Total</b>	<b>79.940.301</b>	<b>71.201.957</b>	<b>151.142.258</b>	<b>Total</b>	<b>52,9%</b>	<b>47,1%</b>	<b>100%</b>
Clientes septiembre 2001				Clientes septiembre 2001 (%)			
	ENERGAS	GAS VALPO	TOTAL		ENERGAS	GAS VALPO	TOTAL
<b>Residencial</b>	31.193	28.841	60.034	<b>Residencial</b>	52,0%	48,0%	100%
<b>Comercial</b>	538	800	1.338	<b>Comercial</b>	40,2%	59,8%	100%
<b>Industrial</b>	23	29	52	<b>Industrial</b>	44,2%	55,8%	100%
<b>Fiscal</b>	3	0	3	<b>Fiscal</b>	100,0%	0,0%	100%
<b>Total</b>	<b>31.757</b>	<b>29.670</b>	<b>61.427</b>	<b>Total</b>	<b>51,7%</b>	<b>48,3%</b>	<b>100%</b>

Notas: El sector industrial de Gas Valpo incluye: Industrias + ENAMI + RPC.  
Fuente: Elaboración propia sobre la base información mensual de empresas (SEC).

El mercado que se disputan las dos distribuidoras equivale en volúmenes distribuidos a aproximadamente el 25% del mercado que atiende Metrogas. Es decir, el mercado de la Región Metropolitana es cuatro veces el mercado de la Región V. Esta relación constituye un primer llamado de atención sobre las posibilidades que tiene Metrogas de ejercer poder monopólico en relación con la factibilidad de abrir el mercado a otras distribuidoras en la Región Metropolitana. Es decir, si en la Región V, con un mercado mucho más pequeño, coexisten dos distribuidoras; en la Región Metropolitana, con un mercado cuatro veces más grande (y con mayores perspectivas de crecimiento) la probabilidad de subsistencia de dos o más distribuidoras es sustancialmente mayor.

Aunque la disputa entre Energas y Gas Valpo aparentemente se está acercando a una situación de equilibrio, es necesario indagar en la evolución previa para inferir algunas conclusiones sobre el desarrollo futuro de este mercado competitivo. Al igual que en la Región Metropolitana, este es un mercado en expansión; entre octubre 1998 y septiembre 2001, la cantidad total distribuida por las dos firmas aumentó un 304,4%. No obstante, la tasa promedio de crecimiento es decreciente: entre octubre 1998 y septiembre 1999, 18% mensual; entre octubre 1999 y septiembre 2000, 3% mensual y entre octubre 2000 y septiembre 2001, 1%.

La participación en el mercado de cada una de las distribuidoras, considerando volúmenes distribuidos, ha evolucionado anualmente según se muestra en la tabla 5. La evidencia indica un crecimiento progresivo de la participación de Energas, hasta repartirse aproximadamente la mitad del mercado cada una.

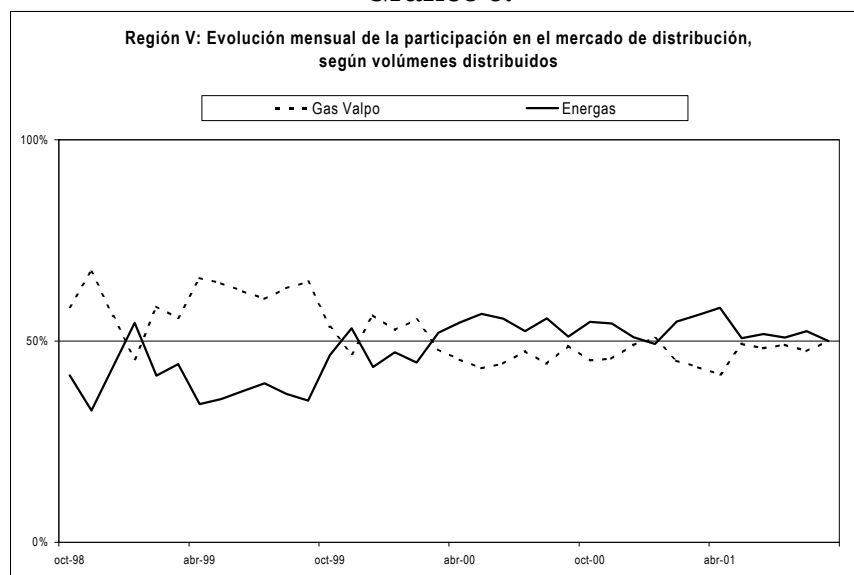
**Tabla 5.**

Región V: Participación % en el mercado de distribución			
(según volúmenes distribuidos)			
	Energas	Gas Valpo	total
oct. 98 - sept. 99	38,9%	61,1%	100,0%
oct. 99 - sept. 00	51,7%	48,3%	100,0%
oct. 00 - sept. 01	52,9%	47,1%	100,0%

Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC).

Si bien actualmente Energas ha logrado superar la participación (anual) de Gas Valpo, la tendencia observada según datos mensuales es relativamente convergente alrededor del 50% para cada firma (ver gráfico 5).

Gráfico 5.



A pesar de que Gas Valpo es la firma instalada en el mercado y Energas, la entrante, la evidencia en relación con las participaciones en el mercado permite descartar un comportamiento a la Stackelberg, en el cual una firma es líder y la otra seguidora; o de empresa dominante. No obstante, no es posible determinar si la competencia duopólica es a la Bertrand (competencia por precios) o a la Cournot (competencia por cantidades), pues ambos modelos nos llevan a una distribución igual del mercado cuando los costos de producción son los mismos.<sup>11</sup>

Existe una relación entre la captación de clientes residenciales y los precios de ambas distribuidoras. En la tabla 6 se muestra dicha relación, considerando captación de nuevos clientes en promedio y diferencia de precios, calculados para un consumo constante mensual de 58 m<sup>3</sup>.

Entre mayo y diciembre 1998, cuando en promedio los precios de Energas fueron 8,1 \$/m<sup>3</sup> más altos, Gas Valpo logró incorporar un promedio de 286 clientes residenciales más que Energas por mes. Entre enero 1999 y abril 2000, sucedió exactamente lo contrario: Energas fijó sus precios 10,3 \$/m<sup>3</sup> menos en promedio que los precios Gas Valpo y pudo captar 307 clientes residenciales por mes más que Gas Valpo. Finalmente, entre mayo 2000 y septiembre 2001 se repite lo sucedido en la primera etapa.

En relación con los segmentos comercial e industrial, se analiza comparativamente el sector industrial, pues el comercial no tiene relevancia para Energas. Excluyendo ENAMI y RPC, en septiembre 2001, Gas Valpo tenía 27 clientes, mientras que Energas, 23. A juzgar por el consumo promedio por industria, Energas atiende a grandes industrias con demandas relativamente estables. Gas Valpo, por su parte, abastece a ENAMI (gran usuario), a RPC y a un conjunto de industrias con consumos relativamente menores (ver tabla 7). La alta variabilidad en el consumo de RPC se debe a que demanda GN a Gas Valpo en forma complementaria a sus compras de GN a Metrogas, principal proveedor.

<sup>11</sup> La diferencia entre ambos modelos de competencia duopólica radica en que en un duopolio a la Bertrand, el precio de mercado tiende a igualar el costo marginal, bajo el supuesto de que ambas firmas tienen igual costo marginal y el bien vendido es homogéneo y, por lo tanto, replica la situación de competencia. En un duopolio a la Cournot, el precio de mercado es mayor que el costo marginal.

El consumo promedio mensual por industria en el año octubre 2000 - septiembre 2001 registrado por Energías es más de 6 veces el consumo promedio de los clientes industriales de Gas Valpo (excluyendo ENAMI y RPC). No obstante, cabe aclarar que no hay información acerca de la composición de la demanda de Energías. Es decir, es posible también que abastezca a alguna empresa grande y esto distorsionaría los promedios.

**Tabla 6.**

Región V: Sector Residencial						
Comparación precios y captación clientes, ENERGAS y Gas Valpo						
periodo	Precios \$/m <sup>3</sup> (consumo 58m <sup>3</sup> , valores corrientes)					
	ENERGAS		Gas Valpo		Diferencia (***)	
	promedio (a)	coef. variación (b)(*)	promedio (c)	coef. variación (d)	promedio (a - c)	coef. variación (b/d)
may 98 - dic 98	188,8	0,92	180,6	1,94	8,1	0,5
ene 99 - abr 00	189,5	3,31	199,8	4,19	-10,3	0,8
may 00 - sep 01	256,6	9,48	237,4	8,18	19,2	1,2
total may 98 - sep 01	217,2	17,11	211,6	12,59	5,5	1,4
clientes nuevos en promedio (número de clientes residenciales nuevos, neto) (**)						
	ENERGAS		Gas Valpo		Diferencia (***)	
	promedio (a)	coef. variación (b)	promedio (c)	coef. variación (d)	promedio (a - c)	coef. variación (b/d)
may 98 - dic 98	179	117,56	465	69,08	-286	1,7
ene 99 - abr 00	1.133	52,15	825	28,67	307	1,8
may 00 - sep 01	685	53,46	695	42,31	-10	1,3
total may 98 - sep 01	761	74,08	701	43,04	60	1,7

(\*) Coeficiente variación = (desviación estándar/media)\*100  
(\*\*) Igual a la diferencia entre clientes del mes - clientes mes anterior.  
Es un valor neto pues incluye clientes que se retiran.  
(\*\*\*) Si la diferencia en promedios tiene signo **positivo** => promedio ENERGAS > promedio Gas Valpo  
Si la diferencia en coeficientes de variación es **mayor** que 1 => variabilidad ENERGAS > variabilidad Gas Valpo  
Fuente: Elaboración propia, información mensual empresas (SEC).

**Tabla 7.**

Región V: Consumo por industria (octubre 2000 - septiembre 2001, en m <sup>3</sup> /mes)				
	Energías	Gas Valpo		
		ENAMI	RPC (*)	Resto industrias
promedio	255.084	3.408.700	164.918	40.420
mínimo	208.666	2.834.463	36.328	27.965
máximo	310.799	3.636.911	263.844	49.053
desv. estándar	30.732	228.276	82.160	6.151
coef. variación	12%	6,7%	50%	15%

(\*) Calculado para el período marzo - septiembre 2001, pues en el resto de meses no registra consumo.  
Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC).

La alta variabilidad del consumo de RPC y la mayor variabilidad relativa del consumo del resto de las empresas que enfrenta Gas Valpo es mitigada por la estabilidad de la demanda de ENAMI. El coeficiente de variación del consumo por industria de clientes de Gas Valpo, incluyendo RPC y ENAMI es 9%. Esto significa que para Gas Valpo, la demanda mensual de ENAMI funciona como mecanismo de aseguramiento frente a variaciones estacionales en el consumo del resto de las industrias.

Pero desde la perspectiva de los ingresos, el hecho de que el consumo de ENAMI represente el mayor porcentaje de las ventas al sector industrial de Gas Valpo, hace que el riesgo asumido por Gas Valpo sea alto, pues su grado de diversificación es bajo<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Este efecto es menor si las posibilidades concretas de cambiar de proveedor (eligiendo a Energías) se encuentran restringidas por la falta de conexión física entre las redes competidoras.

A partir de la información disponible, no es posible determinar si existen indicios de competencia en el sector industrial. No se han registrado variaciones importantes en el número de clientes, la tendencia ha sido creciente para las dos empresas y no hay coincidencia en el sentido de que cuando alguna haya perdido un cliente, la otra, en el mismo período haya incorporado a alguno nuevo. Lo único que se puede destacar es que en el período noviembre 1998 a septiembre 2001, la empresa Energas incorporó 13 industrias y Gas Valpo, 10. Por lo que Energas lleva, por el consumo promedio y el número de clientes, una ventaja en el sector sobre Gas Valpo.

Por otra parte, un análisis en relación con las tarifas no es posible, pues expresamente Gas Valpo aclara que para industrias grandes y medianas, existen tarifas especiales que se contratan independientemente y no son informadas a la SEC.

## **4. Estructura de la Industria en los Subsistemas del Norte y del Sur**

### **4.1 Zona Norte**

El sistema de GN de la zona norte está constituido por dos gasoductos, Norandino y GasAtacama que fueron construidos en 1999. Ambos se conectan a la cuenca noroeste argentina y transportan gas hacia las centrales termoeléctricas, industrias y centros mineros de la Región II.

GasAtacama fue construido por un consorcio formado por ENDESA y la compañía americana CMS Energy, con una inversión estimada de u\$ 350 millones. Tiene dos tramos, uno internacional Salta/Paso de Jama (frontera) de 530 km. y uno nacional desde Paso de Jama hasta Mejillones (411 km.). Transporta GN a la generadora Nopel (propiedad de ENDESA y CMS), y a cuenta de la comercializadora Progas (ENDESA y CMS). Esta comercializadora provee GN al sector industrial y minero de la región<sup>13</sup>. En el 2000, comienza a operar el gasoducto Taltal, con dos tramos (Mejillones/ La Negra, 89 km. y La Negra/ Taltal, 135 km.), extensión del GasAtacama. Transporta GN a la generadora Taltal. Gasoducto y generadora son propiedad de ENDESA.

El segundo gasoducto, Norandino, propiedad de Tractebel (Bélgica) y Southern Electric (Edelnor), se conecta a la cuenca noroeste (Salta) a través del gasoducto norte de TGN, a 100 km. de la cabecera del gasoducto argentino. Luego, se conecta con Paso Jama (450 km.) y cinco tramos nacionales que llegan a Tocopilla, Coloso y Mejillones. Transporta GN a dos generadoras (Edelnor y Electroandina) y por cuenta de la comercializadora Distrinor, que, al igual que Progas sólo abastece a clientes industriales y mineras.

Desde el punto de vista comercial, Progas compra GN a la Generadora Nopel (central Atacama) y Distrinor, a Electroandina. Los ramales de los gasoductos troncales que permiten abastecer a los clientes de Progas y de Distrinor operan con concesiones de transporte solicitadas por GasAtacama y Norandino, respectivamente.

---

<sup>13</sup> Por información conocida a fines del año 2001, la empresa Progas (comercializadora), solicitó concesión de distribución para servir al sector residencial de la nueva ciudad de Chuquicamata (Calama).

De esta manera, es en esta región donde el sector eléctrico promueve directamente el desarrollo del mercado de GN y es el único móvil. En la zona central, si bien la construcción del gasoducto GasAndes fue motivado por el sector eléctrico, el desarrollo posterior de los mercados residencial e industrial constituye un segundo motivo importante.

En la tabla 8 se presenta la matriz de accesibilidad, dando como resultado un 11,4% de constitución de la red, menor que en el sistema de la zona central según visto en Tabla 2.

Los dos gasoductos de la zona norte transportan volúmenes sujetos a alta variabilidad (gráfico 6). La variabilidad en los volúmenes transportados, observada entre noviembre 2000 y octubre 2001, es más alta para Norandino (CV=30,8%) que para GasAtacama (CV=18,9%).

Los volúmenes transportados por Norandino por cuenta de Edelnor presentan una mayor variabilidad que los transportados por cuenta de Electroandina (CV = 52% y CV = 26,3%, respectivamente). En el caso de GasAtacama, los coeficientes de variación correspondientes a los volúmenes transportados por cuenta de Nopel, Progas y Taltal son 18,4%, 32,8% y 52,8%, respectivamente.

**Tabla 8.**  
**Matriz de accesibilidad sistema zona norte**

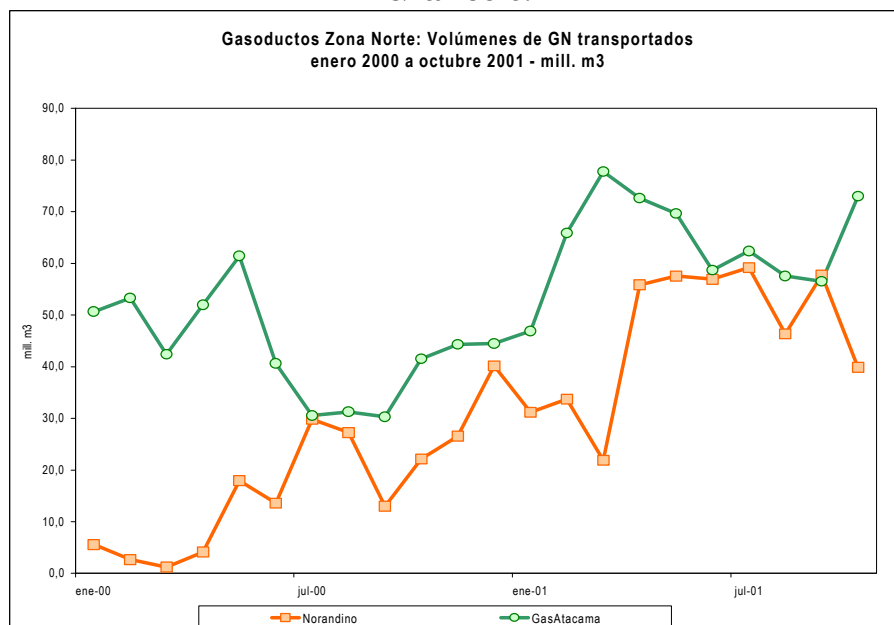
	P. Jama (NA)	Crucero	Mejillones (NA)	Tocopilla	Coloso	La Negra (NA)	P. Jama (GA)	C. Dominador	Altonorte	La Negra (GA)	Paposo	Mejillones (GA)
P. Jama (NA)	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Crucero	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Mejillones (NA)	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tocopilla	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Coloso	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
La Negra (NA)	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
P. Jama (GA)	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
C. Dominador	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Altonorte	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
La Negra (GA)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0
Paposo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Mejillones (GA)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los datos presentados en los párrafos anteriores, es posible inferir que las generadoras Edelnor y Nopel operan en la base del despacho de generación eléctrica. La generadora Taltal, en cambio, es posible que opere parte de su capacidad generadora en *peaks* y parte en base. En relación con Electroandina, debido al hecho de que no se disponen de datos de GN vendido a Distrinor, no es posible determinar si la variabilidad en los volúmenes que compra es explicada por su operación o bien por la variabilidad en los volúmenes destinados a Distrinor.



Gráfico 6.



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC).

Tal como se desarrolló anteriormente, la variabilidad en los volúmenes transportados no representa en sí un riesgo para el transportista en la medida en que en este segmento de la industria son frecuentes los contratos en firme. Asimismo, cuando los mercados de transporte de GN están integrados y desarrollados, la capacidad en firme contratada no utilizada puede renegociarse en mercados secundarios de capacidad. Esto, obviamente no sucede en la zona norte y la ausencia de mercados secundarios, cuando hay dos gasoductos troncales, representa una pérdida de eficiencia importante.

Por todo lo anterior, interesa analizar la relación que existe entre capacidad máxima de transporte, capacidad contratada y capacidad utilizada. Se calculan indicadores de igual manera que se hizo con los gasoductos de la zona central.

Existen diferencias entre la capacidad utilizada diaria y la que se puede calcular a partir de los flujos de GN que entregan, ambos datos informados mensualmente. Por ejemplo, si se toma el dato para enero 2000 de GasAtacama: la capacidad utilizada diaria informada es de 2,016 mill.m<sup>3</sup>/día. Si se calcula como el total utilizado dividido 31 días (mes enero) dicha capacidad utilizada asciende a 1,6344 mill.m<sup>3</sup>/día. La diferencia se debe a que el primer dato se refiere al *máximo* utilizado<sup>14</sup> y el segundo es un *promedio* de utilización diaria.

En la tabla 9 se presentan los indicadores para los dos gasoductos nortinos, calculados a partir de utilización diaria *promedio*. Si se analiza el indicador contratada total/máxima, se constata que el riesgo que asume GasAtacama es mínimo. Su capacidad máxima está contratada en un 100% o, como mínimo, en un 80%. En el caso de Norandino, la situación es bastante diferente, aunque muestra una tendencia a mayores niveles de contratación, llegando al 85,2% de su capacidad máxima disponible.

<sup>14</sup> En efecto, el dato informado es igual a la capacidad máxima utilizada por hora multiplicado por 24 horas.

Es posible que quienes contraten el 100% de capacidad de GasAtacama tengan suficientes incentivos como para hacerlo. En el caso de GasAtacama, el gasoducto y los clientes, grandes usuarios y comercializadora, pertenecen sólo a dos empresas.

En el caso de Norandino la propiedad está levemente más repartida. Quizás sea esta una razón que explique el porqué GasAtacama está más asegurado que Norandino.

Cuando no se utiliza la capacidad contratada y no hay mercados secundarios donde revender dicha capacidad contratada-ociosa, el contratante asume un riesgo. Es decir, hay traslado de riesgo desde el transportista hacia quien contrató en firme. Un indicador de esta reasignación es la relación entre la capacidad contratada ociosa y la capacidad máxima. Es un indicador indirecto de la ineficiencia que produce sobre el sistema la ausencia de mercados secundarios. En cada uno de los gasoductos, este indicador es relativamente alto.

**Tabla 9.**

Gasoductos Zona Norte: Indicadores de uso de capacidad de transporte					
<b>i. Norandino</b>	<b>nov-99</b>	<b>dic99-feb00</b>	<b>mar00-jul00</b>	<b>ago00-nov00</b>	<b>dic00-oct01</b>
<b>Capacidad máxima</b> (mill.m3/día)	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
<b>Capacidad contratada en firme</b> (mill.m3/día)					
Electroandina (contrato GNA001)	1,4	1,4	1,4	1,58	1,58
Electroandina (contrato GNA002)	0	1,4	1,4	1,4	1,58
<i>Subtotal Electroandina</i>	<i>1,4</i>	<i>2,8</i>	<i>2,8</i>	<i>2,98</i>	<i>3,16</i>
Edelnor (contrato GNA003)	0,475	0,475	1,1	1,1	1,1
<b>Total</b>	<b>1,875</b>	<b>3,275</b>	<b>3,9</b>	<b>4,08</b>	<b>4,26</b>
<b>Capacidad utilizada</b> (mill.m3/día)					
Electroandina	0	0	0,0856	0,1182	0,9162
Edelnor	0,0343	0,1016	0,3680	0,5427	0,5776
<b>Total</b>	<b>0,0343</b>	<b>0,1016</b>	<b>0,4536</b>	<b>0,6609</b>	<b>1,4938</b>
<b>Utilizada/Contratada (%)</b>					
Electroandina	0	0	3,1	4,0	29,0
Edelnor	7,2	21,4	33,5	49,3	52,5
<b>Total</b>	<b>1,8</b>	<b>3,1</b>	<b>11,6</b>	<b>16,2</b>	<b>35,1</b>
<b>Contratada total/máxima (%)</b>	<b>37,5</b>	<b>65,5</b>	<b>78</b>	<b>81,6</b>	<b>85,2</b>
<b>Contratada ociosa total/máxima (%)</b>	<b>36,8</b>	<b>63,5</b>	<b>68,9</b>	<b>68,4</b>	<b>55,3</b>
<b>No utilizada/máxima (%)</b>	<b>99,3</b>	<b>98,0</b>	<b>90,9</b>	<b>86,8</b>	<b>70,1</b>
<b>ii. GasAtacama</b>	<b>ene-00</b>	<b>feb-00</b>	<b>mar-00</b>	<b>abr00-abr01</b>	<b>may01-oct01</b>
<b>Capacidad máxima</b> (mill.m3/día)	2,7	3,6	4,5	4,45	4,5
<b>Capacidad contratada en firme</b> (mill.m3/día)					
Nopel	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Taltal	0	0,9	0,9	0,9	0,9
<b>Total (en firme)</b>	<b>2,7</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>
<b>Cap. contratada interrumpible</b> (Taltal) (mill.m3/día)	0	0	0	0	0,9
<b>Total capacidad contratada</b> (mill.m3/día)	<b>2,7</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>4,5</b>
<b>Capacidad utilizada</b> (mill.m3/día)					
Nopel (incluye Progas)	1,6344	1,8367	1,3666	1,2991	1,7005
Taltal	0	0	0	0,4628	0,3526
<b>Total</b>	<b>1,6344</b>	<b>1,8367</b>	<b>1,3666</b>	<b>1,7619</b>	<b>2,0531</b>
<b>Utilizada/Contratada (%)</b>					
Nopel (incluido Progas)	60,5	68,0	50,6	48,1	63,0
Taltal	-	0	0	51,4	19,6
<b>Total</b>	<b>60,5</b>	<b>51,0</b>	<b>38,0</b>	<b>48,9</b>	<b>45,6</b>
<b>Contratada total/máxima (%)</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>80,0</b>	<b>80,9</b>	<b>100</b>
<b>Contratada ociosa total/máxima (%)</b>	<b>39,5</b>	<b>49,0</b>	<b>49,6</b>	<b>41,3</b>	<b>54,4</b>
<b>No utilizada/máxima (%)</b>	<b>39,5</b>	<b>49,0</b>	<b>69,6</b>	<b>60,4</b>	<b>54,4</b>

Notas:

# Los períodos para cada gasoducto no coinciden pues dependen de los cambios en las cantidades contratadas o máximas.

# Los valores de capacidad utilizada han sido calculados a partir de los volúmenes entregados en el período dividido el número de días de todo el período.

Por lo tanto, no necesariamente coinciden con los informados por las empresas en el ítem "capacidad utilizada".

Fuente: Elaboración propia, información mensual empresas (SEC). Capacidad contratada informada por CNE.

Finalmente, como ya se dijo, la relación entre capacidad no utilizada y máxima es un indicador de ineficiencia productiva, pues a mayor porcentaje no utilizado, menos se están aprovechando las economías de escala. La situación ha mejorado para ambos gasoductos a

través del tiempo, pero la subutilización persiste. Si se consideran ambos gasoductos en conjunto, se obtienen indicadores sistémicos.

La capacidad no utilizada total, entre noviembre 2000 y octubre 2001 (un año) es de 6,052 mill.m<sup>3</sup>/día (2,4957 mill. m<sup>3</sup>/día GasAtacama + 3,5563 mill.m<sup>3</sup>/día Norandino, considerando utilización promedio). Esto corresponde al 63,7% de la capacidad máxima agregada. Como *mínimo, este indicador llega al 47,6%* bajo el supuesto de que la utilización máxima horaria de los dos gasoductos coincide.<sup>15</sup>

Con el mismo criterio, el mínimo valor para el indicador de capacidad contratada ociosa/máxima para el conjunto de gasoductos es de 39,9% (GasAtacama, 1,641 mill.m<sup>3</sup>/día contratada ociosa mínima<sup>16</sup> + Norandino 2,1465 mill.m<sup>3</sup>/día contratada ociosa mínima).

Los altos valores de los indicadores propuestos conllevan costos tanto por no aprovechamiento de economías de escala como por ausencia de mercados secundarios. No obstante, con una perspectiva de largo plazo, estos altos indicadores de subutilización de las redes de GN en el Norte Grande dan la posibilidad de expandir el sistema *sin incurrir en inversiones adicionales*. Pero para que este proceso de expansión sea eficiente, es necesario que dentro del sistema nortino ambos gasoductos se interconecten.

## 4.2 Zona Sur

El sistema de GN de la zona sur está localizado en la Región VIII y es el de desarrollo más reciente. Con la construcción de GasAndes, la zona sur quedó sin conectarse hasta que a fines de 1999 se finalizó la construcción del gasoducto Gas Pacífico. Este gasoducto fue construido por un consorcio formado por Gasco, Transcanada, ENAP; Repsol-YPF y El Paso. Tiene un tramo internacional que va desde Loma La Lata (Argentina) hasta el Paso Butamallin (276 km.) y cinco tramos nacionales Butamallin/Recinto (76 km.); Recinto/Las Mercedes (168); Las Mercedes/Gasco y Petrox (17 km.); La Leonera/Coronel (28 km.) y Paso Hondo/Nacimiento (73 km.).

En Las Mercedes, Cerro la U y Coronel, se conecta con el gasoducto nacional Innergy Transporte, al cual pertenecen los tramos Las Mercedes/Penco-Lirquén, Cerro la U/Talcahuano y Coronel/Escuadrón. Innergy Transporte (gasoducto nacional) e Innergy Comercializadora, son empresas pertenecientes al consorcio Gasco, Transcanada y ENAP. La comercializadora compra directamente a los productores argentinos, negocia contratos de largo plazo de transporte en firme con Gas Pacífico y vende el producto a Gassur, Petrox y al sector industrial.

Los indicadores de uso de capacidad del gasoducto internacional sugieren un bajo nivel de aseguramiento del transportista medido a través del indicador contratada/máxima, mucho menor que los correspondientes a los otros gasoductos internacionales (tabla 10). El porcentaje de capacidad contratada que es efectivamente utilizada por los contratantes es relativamente bajo, aunque mayor que en los gasoductos del norte. Luego, el indicador que mide ineficiencia

---

<sup>15</sup> La utilización máxima de GasAtacama fue de 2,859 mill.m<sup>3</sup>/día, la de Norandino, 2,1135 mill.m<sup>3</sup>/día. Estos valores corresponden a la utilización horaria de punta x 24 horas. Luego, la capacidad total no utilizada asciende a 4,5275 mill.m<sup>3</sup>/día (GasAtacama, 1,641 mill.m<sup>3</sup>/día + Norandino 2,8865 mill.m<sup>3</sup>/día). Esto hace que el porcentaje de capacidad máxima total (9,5 mill.m<sup>3</sup>/día) no utilizada sea mínima. No obstante, para que este guarismo se observe en la realidad, ambos gasoductos deben tener su demanda horaria *peak* en el mismo día, por lo menos.

<sup>16</sup> Nótese que la capacidad contratada ociosa de GasAtacama es igual a la capacidad no utilizada total pues en el período considerado tiene el 100% de su capacidad máxima sujeta a contratos.

por ausencia de mercados secundarios, contratada ociosa/máxima, es el menor en comparación con el resto de gasoductos internacionales.

De acuerdo con la información disponible, en los últimos meses, sólo el 15,4% de su capacidad total de transporte podría haber sido renegociada en mercados secundarios de capacidad reservada. Como contrapartida, el indicador de subutilización del gasoducto es mayor que el del resto de gasoductos, superando inclusive a Norandino.

Considerando todos los indicadores en conjunto, el riesgo de este subsistema es soportado principalmente por el transportista y los contratantes asumen sólo una pequeña proporción del mismo. Debido a los bajos volúmenes negociados, el gasoducto está lejos de ser eficiente productivamente, con un alto porcentaje de subutilización y por lo tanto, desaprovechamiento de economías de escala.

**Tabla 10.**

<b>Gasoducto del Pacífico: Indicadores de uso de capacidad de transporte</b>		
	<b>ene00-may01</b>	<b>jun01-oct01</b>
Capacidad máxima (mill.m3/día)	3,6983	3,9
Capacidad contratada (mill.m3/día)	1,1818	1,2463
Capacidad utilizada promedio (mill.m3/día)	0,3328	0,6452
Capacidad utilizada máxima (mill.m3/día)	0,6837	0,9178
<b>Utilizada prom./contratada (%)</b>	<b>28,2</b>	<b>51,8</b>
<b>Utilizada máx./contratada (%)</b>	<b>57,9</b>	<b>73,6</b>
<b>Contratada/máx. (%)</b>	<b>32,0</b>	<b>32,0</b>
<b>Contratada ociosa/máx. (%)</b>	<b>23,0</b>	<b>15,4</b>
<b>No utilizada/máx. (%)</b>	<b>91,0</b>	<b>83,5</b>

Notas: La capacidad contratada ociosa y la capacidad no utilizada se calculan con la capacidad utilizada

Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresa (SEC).

En la tabla 11, por otra parte, se muestra la matriz de accesibilidad. La red existente muestra un grado de integración del 22,2%.

En el tramo minorista de la cadena, Innergy Transporte atiende al sector industrial. Los segmentos residencial y comercial son abastecidos por la distribuidora Gassur (Gasco, Transcanada y Sasks International). Gassur es la antigua empresa Gasco Concepción, que comercializaba Gas de Ciudad en la zona. Actualmente lo sigue haciendo y produce GC sólo con GN diluido.

Es notoria la división de sectores que realizaron Gassur e Innergy Transportes. La segunda empresa, si bien no ha solicitado concesión de distribuidora, en la práctica actúa como tal, dado que todo el gas que transporta es para consumidores finales industriales.

Gassur, por su parte, no distribuye al sector industrial, a menos que la categoría comercios grandes incluya industrias, lo que no es posible de deducir de la información disponible en la SEC (tabla 12).

En octubre del 2001, Gassur distribuyó GN a 792 clientes residenciales. Su área de cobertura abarca básicamente Concepción y Talcahuano. Si se agregan los 15.058 clientes residenciales de GC, la cobertura (mínima) estimada asciende al 13% de los hogares de las dos ciudades mencionadas.

**Tabla 11.**  
**Matriz de accesibilidad sistema zona sur**

	Paso Butamallín	Las Palmas	Laja	Nacimiento	Coronel	Escuadrón	Las Mercedes	Penco-Lirquén	Cerro la U	Talcahuano
Paso Butamallín	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Las Palmas	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Laja	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Nacimiento	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Coronel	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Escuadrón	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Las Mercedes	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Penco-Lirquén	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Cerro la U	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Talcahuano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 12.**

<b>Distribuidora Cassur</b>					
<b>noviembre 2000 a octubre 2001</b>					
	<b>dientes</b> (oct.01)	<b>cons. sector</b> (m3mes)	<b>cons. sector</b> (%)	<b>cons.por cliente (*)</b> (m3mes)	<b>cons.por cliente</b> <b>coeficiente variación</b>
<b>Residencial</b>	792	60.216	34%	92	42%
<b>Comercial</b>	41	14.665	8%	864	85%
<b>Comercios Grandes</b>	16	103.653	58%	24.977	91%
<b>total</b>	<b>849</b>	<b>178.534</b>	<b>100%</b>		

Nota: (\*) El consumo por cliente está calculado de la siguiente manera: es el promedio durante el período noviembre 2000 a octubre 2001 de consumo mes total del sector/número de dientes del sector.

Fuente: Elaboración propia, información mensual empresa (SEC).

## 5. Relaciones de Propiedad e Integración Vertical en Transporte y Distribución en la Zona Central

De acuerdo con los informes estadísticos del ENARGAS (Argentina), las exportaciones de GN hacia Chile entre mayo 2000 y abril 2001, incluyendo todas las zonas se distribuyen entre los siguientes productores: Pluspetrol-Astra; Tecpetrol-Mobil-CGC; Total-PanAmerican-Wintershall; Repsol-YPF; Repsol-YPF-Total-PanAmerican-Wintershall. Considerando, además, que Repsol-YPF concentra en forma individual (sin considerar su participación asociada) más del 50% de las exportaciones<sup>17</sup>, queda claro que no existe estrictamente competencia en este nivel. Esto es válido para todas las zonas importadoras de GN de Chile (Norte, Central y Sur).

<sup>17</sup> Repsol-YPF absorbió por fusión a la empresa ASTRA CAPSA, que a su vez, controla a Pluspetrol.

Para establecer la importancia relativa de cada empresa, se calcularon las participaciones porcentuales ponderadas por volúmenes transportados, distribuidos o recibidos en carácter de gran usuario. A partir de esta información, se observan los siguientes hechos:

- i. En general, las empresas que son propietarias del gasoducto internacional tienen intereses en la distribuidora Metrogas o en ESSA, en la Región Metropolitana. Lo mismo sucede con empresas propietarias de Electrogas, cuyos intereses se focalizan en la Región V, aunque en este caso no se incluyen a las distribuidoras.
- ii. AES Corporation (propietaria de AESGener) y ENDESA son propietarias de parte de la infraestructura de transporte que abastece sus generadoras. AES Corp. es propietaria del 12,9% de GasAndes que no solamente transporta todo el GN desde Argentina, sino que también transporta en territorio nacional hasta la generadora ESSA. ENDESA no participa en el transporte internacional, pero controla el gasoducto Electrogas con el cual abastece la generadora San Isidro. Cabe aclarar, sin embargo, que AES Corp. no controla GasAndes. La empresa controlante, en este caso, es TotalFinaElf (multinacional de origen francés).

**Tabla 13.**

<b>Estructura Patrimonial (%) de las Empresas de GN en la Zona Centro</b>	
<b>Empresa</b>	<b>Prop.Consolidada</b>
Gasoducto GasAndes	AES Corporation 12.9
	Inv. Minoritarios 3.1
	CGC (Arg.) 17.3
	TotalFinalElf 56.5
	Copec 5.2
	CGE 3.8
	Enagas 1.1
Gasoducto Electrogas	ENDESA 42.5
	Tractabel 15.3
	Forestal Cominco 10.9
	Consorcio Financ. 15.1
	Inv. Minoristas 1.2
	ENAP 15.0
Distribuidora Metrogas	Copec 39.8
	CGE 29.3
	Inv. Minoritarios 22.5
	ENAGAS 8.4
Distribuidora Energas	Sempre Energy Int. PSEG Global 90.0
	Inv. Minoritarios 10.0
Distribuidora Gas Valpo	AGL 100.0
Generadora ESSA	AES Corporation 74.0
	Inv. Minoritarios 1.0
	TransCanada 15.0
	CGE 10.0
Generadora Colbún	Tractebel 36.0
	Forestal Cominco 25.6
	Consorcio Financ. 35.6
	Inv. Minoritarios 2.8
Generadora San Isidro	ENDESA Chile 100.0
RPC	ENAP 100.0

Fuente: CNE; actualización páginas web de empresas

- iii. Al igual que TotalFinaElf, la empresa argentina CGC (Compañía General de Combustibles) participa únicamente en el transporte internacional. Ambas empresas, por otra parte, son productoras trasandinas.
- iv. La empresa chilena CGE (Compañía General de Electricidad) participa en todos los segmentos. A través de Metrogas, detenta el 13,1% de la propiedad de GasAndes. Es importante notar que, aunque la propiedad consolidada de Metrogas le otorgue mayor participación a Copec (39,8%), la empresa CGE controla a Metrogas a través de Gasco (51,8%). CGE es también propietaria en un 10% de la Generadora ESSA.
- v. Al igual que CGE, la empresa Copec participa en transporte y distribución, a través de Metrogas, aunque prácticamente no participa en el sector eléctrico (sólo posee el 25% de Guacolda).
- vi. Una característica importante: las dos distribuidoras que compiten en la Región V, Energas y Gas Valpo, pertenecen a empresas internacionales distintas que sólo participan en dicho segmento. Esto refuerza la idea de que en esta región hay fuertes evidencias de que existe competencia en este nivel.

En síntesis, no existe separación vertical absoluta entre los distintos segmentos y en general, las empresas participan en más de un segmento. No se puede concluir que el grado de integración vertical existente afecte *definitivamente* la competencia en otros mercados, ya que para eso se requiere información adicional que permita determinar prácticas discriminatorias de parte de los controladores del gasoducto.

Finalmente, es importante destacar la ausencia de competencia a nivel de proveedores (oferta). Este elemento es crucial. Así, por ejemplo, el hecho de que Energas y Gas Valpo realicen sus compras a Metrogas, afecta *a priori* el grado de competencia entre ambas distribuidoras.

## 6. Relaciones Patrimoniales en los Subsistemas del Norte y del Sur

### 6.1 Zona Norte

Contrariamente a lo que ocurre en la zona centro, la información sobre relaciones patrimoniales y propiedad consolidada de las facilidades del sistema gasífero de la zona norte es conclusiva. Existe integración vertical entre transporte, distribución y grandes clientes, tal como mostrado en la tabla 14.

Tractebel y Southern Electric son propietarios del gasoducto internacional Norandino. Tractebel es la empresa controlante con el 66% del paquete accionario. Ambas empresas, junto con Codelco, son propietarias de los dos principales grandes usuarios (generadoras Edelnor y Electroandina) y de la comercializadora Distrinor. Edelnor pertenece a Southern Electric y es controlada por esta. Electroandina (propietaria de Distrinor) es controlada por Tractebel, a pesar de que la propiedad consolidada de Codelco es mayor (66%).

El otro gasoducto internacional, GasAtacama, y sus principales clientes finales (en definitiva, toda la subred asociada) pertenecen a dos empresas ENDESA y CMS Energy. De esta manera, dos grupos de empresas controlan la zona norte: Tractebel (belga), Southern

Electric y Codelco participan en forma integrada con un 24,8% de todos los volúmenes transados (ponderando su participación en los distintos segmentos) y CMS Energy y ENDESA, el 72,9%.

**Tabla 14.**

<b>Estructura Patrimonial (%) de las Empresas de GN en la Zona Norte</b>		
<b>Empresa</b>	<b>Prop.Consolidada</b>	
Gasoducto Norandino	Tractabel	66.0
	Southern Electric	29.2
	Inversores minoritarios	4.8
Comerc.Distrinor	Tractabel	34.4
	Codelco	65.6
Generadora Edelnor	Southern Electric	82.3
	Inversores minoritarios	17.7
Generadora Electroandina	Codelco	66.3
	Tractabel	33.7
Gasoducto GasAtacama	ENDESA Chile	50.0
	CMS Energy	50.0
Gasoducto Taltal	ENDESA CHILE	100.0
Generadora Taltal	ENDESA Chile	100.0
Comerc. Progas	ENDESA Chile	50.0
	CMS Energy	50.0
Generadora Nopel	ENDESA Chile	50.0
	CMS Energy	50.0

Fuente: CNE; actualización páginas web de empresas

Claramente, la integración vertical de los segmentos transporte, distribución o gran usuario tiene efectos negativos potenciales sobre el grado de competencia. Pero en este caso no se producirían solamente sobre el mercado de GN, sino también sobre el mercado eléctrico. Más aún, si existe algún tipo de competencia entre ambas redes, se realiza a nivel de comercialización de GN. Aunque no hay información disponible, presumiblemente Progas y Distrinor competirían por abastecer al sector industrial y minero de la zona.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el hecho de que las redes asociadas a ambos gasoductos internacionales nortinos no estén conectadas, agrega un elemento más en contra de lo que se supone debería ser un mercado competitivo.

## 6.2 Zona Sur

Al igual que en la zona norte, el grado de integración vertical observado a través de las relaciones patrimoniales es alto (ver tabla 15). Por una parte, Repsol-YPF es el principal exportador desde la Argentina. Luego, el GN es transportado por el gasoducto del Pacífico, que pertenece a Gasco, TransCanada, ENAP, Repsol-YPF y El Paso. Todo el GN es comprado por la comercializadora Innergy, que también asegura (en parte) al gasoducto internacional con compras de capacidad en firme. La comercializadora es propiedad de Gasco, TransCanada, ENAP y Enagas. La comercializadora vende a la distribuidora GasSur, controlada por Gasco y a Petrox (100% ENAP). La concesionaria de transporte Innergy (hermana gemela de la comercializadora) opera como distribuidora para el sector industrial.

Por la alta participación accionaria de inversores minoritarios en Gasco, la magnitud real del grado de integración se diluye. La participación sobre el total del sistema de GN de la zona sur de Gasco asciende al 23,3% (ponderado por la participación en todos los segmentos). Junto con 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 (que abastece al sector industrial).

De esta manera, las tres empresas 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.

**Tabla 15.**

<b>Estructura Patrimonial (%) de las Empresas de GN en la Zona Sur</b>		
<b>Empresa</b>	<b>Prop.Consolidada</b>	
Gasoducto del Pacífico	CGE	11.3
	TransCanada	30.0
	ENAP	18.2
	YPF-Repsol	10.0
	EL Paso	21.8
	Inv. Minoritarios	8.7
Gasoducto Innergy	CGE	17.0
	Inv. Minoritarios	13.0
	ENAGAS	15.0
	TransCanada	30.0
	ENAP	25.0
Distribuidora GasSur	CGE	39.6
	Inv. Minoritarios	30.4
	TransCanada	15.0
	Sask International	15.0
Petrox	ENAP	100.0
Comerc. Innergy	CGE	17.0
	Inv. Minoritarios	13.0
	ENAGAS	15.0
	TransCanada	30.0
	ENAP	25.0

Fuente: CNE; actualización páginas web de empresas

## 7. Conclusiones

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).

En cuanto a las etapas del GN, la zona de Magallanes es la única que incluye producción. Los mercados de GN en las zonas norte, centro y sur dependen en un cien por cien de las importaciones y por lo tanto, comprenden las etapas de transporte, distribución y comercialización.

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. En transmisión de GN, este sistema está físicamente muy poco integrado
- ii. Existe 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

iii. La subutilización de la red es importante

Estos indicadores son una muestra más que con la integración de estas dos redes de transmisión, se daría espacios para la aparición de mercados secundarios de GN que claramente reducirían las ineficiencias de esta sobreinversión.

En la zona central, el desarrollo del GN está ligado fundamentalmente al del mercado eléctrico, en donde las nuevas plantas de generación eléctrica de ciclo combinado de fines de los 90s sirvieron de *hedging* a las inversiones que posibilitaron la interconexión gasífera con Argentina. Algunas de las principales características de la estructura de este subsistema son:

- i. En transporte, la baja utilización de las redes. Ello entrega una señal de baja eficiencia productiva al no aprovecharse las economías de escala en el transporte de GN.
- 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.
- iii. Por su cobertura relativamente baja y sus altas tasas de crecimiento en la captación de clientes, se deduce que estos mercados no son maduros y, por lo tanto, tiene perspectivas importantes de crecimiento.

En la zona sur, (Región VIII) tuvo lugar el desarrollo más reciente en transmisión de GN. El proyecto GasPacífico 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.
- ii. El nivel de utilización de la red es bastante bajo, llegando el indicador de ineficiencia por la ausencia de mercados secundarios *capacidad no utilizada/capacidad máxima* a sólo fluctuar entre 15% y 23%; concluyéndose que el gasoducto está lejos de ser eficiente productivamente.
- iii. Este sistema tiene muy bajos niveles de interconexión.

El hecho de que no exista 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

En cuanto a las relaciones patrimoniales entre empresas que operan en estos mercados, la importancia de su análisis radica en que la ausencia o no de competencia en mercados claves de alguna manera justifican o desechan la posibilidad de regular precios en la industria. Patrimonialmente cada 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. Se observa en la mayor parte del territorio la inexistencia de condiciones para la competencia en cualquiera de los segmentos. Existe cierto grado de integración patrimonial entre empresas que operan en distintas zonas, a pesar de que físicamente la separación es total. Y dentro de cada zona, exceptuando la central, la integración vertical entre transporte, distribución y/o comercialización es evidente.

Analizando las tres zonas con precios no regulados, se encuentra que en la zona central no existe separación vertical absoluta entre los distintos segmentos y en general, las empresas participan en más de un segmento. No se puede concluir, sin embargo, que el grado de integración vertical existente 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.

Contrariamente a lo que ocurre en la zona centro, 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 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.

Por último, es importante destacar que la evidencia de integración vertical encontrada tiene peligrosos efectos sobre el desempeño del mercado; principalmente en cuanto a las consecuencias de discriminación tarifaria por tramos. Para un mayor detalle véase Fosco y 2003c, donde se encuentra que las distribuidoras de GN presentan rasgos comunes en su estructura tarifaria: tienden a aumentar la discriminación de tarifas por tramos, no tan sólo aumentando el alcance sino también subdividiendo tramos en rangos de menor longitud. No obstante ello, la posibilidad de integración vertical hace viable el desarrollo de las inversiones en redes de transporte de GN.

## Referencias

- Comisión Nacional de Energía (CNE) (1999), El Sector Hidrocarburos en Chile.
- Dailami, M. y R. Hauswald (2000), Risk Shifting and Long-Term Contracts: Evidence from the Ras Gas Project , World Bank Institute/ Kelly School of Business, Indiana University.
- De Vany, A. y W. D. Walls (1995), The Emerging New Order in Natural Gas: Market versus Regulation, Quorum Books
- Fosco, C. y E. Saavedra (2003c), Sustituibilidad de Energéticos y La Política (Des)Regulatoria del Gas Natural en Chile , Documento de Investigación I-149, ILADES-Georgetown University, Departamento de Economía y Administración, Universidad Alberto Hurtado.
- Geczy, C. C. et al. (1999), Choices Among Alternative Risk Management Strategies: Evidence from the Natural Gas Industry , Working Paper 028-99, The Rodney L. White Center for Financial Research, Wharton School.
- 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. (1998), The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry , Working Paper N° 1895, World Bank.
- Kozulj, R. (2000), Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina , CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, 14.
- Loomis, D. y E. Malm (1999), Active Market Share: measuring competitiveness in retail energy markets , Utilities Policy, 8, 213-221.
- Newbery, D. M. (2000), Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities, The Walras-Pareto Lectures, The MIT Press.
- Price, C. W. (1998), The UK Gas Industry , en Competition in Regulates Industries, Helm, D. y T. Jenkinson (ed.), Oxford University Press, Oxford.
- Rosellón, J. y J. Halpern (2000a), Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Industry. Liberalization in the Context of a Dominant Upstream Incumbent , Working Paper N° 2357, World Bank.
- Rosellón, J. y J. Halpern (2000b), Designing Natural Gas Distribution Concessions in a Megacity: Tradeoffs between Scale Economies and Information Disclosure in Mexico City , Working Paper N° 2538, World Bank.