

# Precios de Gas Natural en Chile: Una Primera Mirada al Desempeño de un Mercado Liberalizado

Constanza Fosco P-M.  
Universidad de Alicante, España

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

Septiembre, 2003

## Abstract

*En este trabajo se presenta una descripción detallada de la estructura tarifaria y precios de la industria de Gas Natural en Chile. Se presta especial atención a la evolución tanto a los precios en sí, como los cambios de la política tarifaria por parte de las empresas de transmisión y distribución de este energético, en pro del desarrollo de una estrategia de discriminación de precios. Los precios considerados corresponden a boca de pozo, transporte y distribución a clientes residenciales e industriales, los cuales son presentados desde una perspectiva comparativa, primero entre empresas de Gas Natural en Chile y, en segundo lugar, respecto de empresas de Gas Natural de Argentina, tratando de identificar los factores que determinan las diferencias de costos y precios.*

*Este artículo tiene dos aportes principales. El primero es generar series de precios consistentes desde la creación de estos mercados en Chile (1998 a 2001) a partir de información base oficial de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. El segundo aporte, logrado gracias a la información de precios previamente construida, es entregar una primera evaluación del desempeño del mercado en una industria caracterizada por precios libres. Destacable de este artículo es mostrar con evidencia empírica que la existencia de competencia de redes de distribución de Gas Natural en una región de Chile (Valparaíso) ha redundado en precios más bajos o similares a esos resultantes en donde opera un único distribuidor (Santiago), a pesar de las ventajas naturales de costos en la capital del país.*

**Palabras Clave :** Gas Natural, Liberalización de Precios, Competencia de Facilidades Esenciales, Chile

**JEL Classification :** L11, L13, L95, Q48

---

§ 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 elaborado por Saavedra y Fosco en 2002 y financiado por la Comisión Nacional de Energía de Chile, CNE. Se agradecen los comentarios de Oscar Landerretche, José M. Sánchez y demás participantes en seminario organizado por la CNE, así como el apoyo de José A. Ruiz y Marco Mansilla de la CNE. Saavedra agradece a Gastón Palmucci por su asistencia de investigación. Los errores que aún contenga este trabajo son de exclusiva responsabilidad de sus autores.

## 1. Introducción

El mercado del gas natural (GN) en Chile tiene comparativamente una regulación mínima, diseño institucional que responde en gran medida al deseo de desarrollar en forma rápida las inversiones en el sector. Es así como las empresas de GN (distribuidoras, transportistas, etc.) tienen completa libertad para fijar sus precios, con excepción de aquellas distribuidoras que operan en la zona de Magallanes. Este artículo constituye una primera evaluación de la experiencia de liberalizar en extremo una industria que a lo largo del mundo se ha regulado, ya sea por la vía de la fijación de tarifas y/o la estructura de la industria.

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 se deben al sector privado. La zona de Magallanes, la más antigua, es la única abastecida por producción nacional e importaciones y su desarrollo está liderado por el sector público, a través de ENAP (Empresa Nacional del Petróleo).

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. 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. Las características particulares que determinan la configuración del sistema afectan el grado de competencia en esta industria. Así, la evolución de los precios del GN en las distintas etapas será disímil dependiendo de la zona de referencia (véase Fosco y Saavedra, 2003a para una detallada descripción de la estructura actual de estos mercados).

El objeto del presente trabajo presentar y realizar un análisis comparativo del precio del GN en sus distintas etapas. La comparación se realiza entre empresas de GN en Chile y entre precios de Chile y de Argentina, tanto precios del gas en boca de pozo, precios de distribuidoras y precio de transportistas. En definitiva, se pretende constatar que la información presentada es un fiel reflejo de las características estructurales de la industria.

Tal objetivo conlleva dos aportes principales al acervo de conocimiento de este novel mercado en Chile. En primer lugar, generar a través de una metodología sistemática información de las políticas de precios seguidas por productores, transportistas y distribuidores ligados a esta industria, utilizando para ello información base oficial disponible en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile. Tal trabajo es inédito para este país y hay muy pocas referencias para países que han reestructurado su industria de GN (Hollas, 1999; y Newbery, 2000; son algunos trabajos que entregan esta información en forma sistemática para esta industria).

El segundo aporte de este trabajo es precisamente elaborar un primer análisis económico y dar indicios de una posible evaluación de la política de precios libres seguida por quienes diseñaron este mercado a mediados de los años 90s en Chile. Al respecto, resulta sorprendente lo encontrado en la Región V (Valparaíso), en donde la libre entrada de competidores al nivel de distribución de Gas Natural ha generado precios similares e incluso

inferiores a aquellos observados en la capital, en donde hay un único distribuidor, a pesar que en Santiago la distribución del gas natural cuenta con importantes economías de escala y ventajas de costo de transporte relativo a Valparaíso.

Este resultado es un muy buen experimento natural que muestra cómo la competencia de facilidades esenciales en el mercado del Gas Natural beneficia a los consumidores del bien a pesar de la duplicación de las inversiones hundidas en redes. De esta forma se describe un sustento a teorías modernas de organización industrial que promueven la competencia de facilidades industriales como un sustituto de mercado a la regulación tarifaria en transmisión y distribución de GN (Balmaceda y Saavedra, 2003; Chen y Ross, 2000; y Gallick, 1993).

El trabajo está organizado de la siguiente manera. En la sección 2 se entregan los precios a boca de pozo. La sección 3 muestra la evolución de los precios de transporte para cada uno de los sistemas de GN en Chile, comparando esos precios libremente fijados por los dueños de los gaseoductos con tarifas para similar servicio en la Argentina. La sección 4 es la primera en entregar información de precios de distribución, esta vez a clientes residenciales. Sigue la sección 5 con los precios a clientes comerciales y la sección 6 hace lo propio con los clientes industriales. Finalmente, la sección 7 concluye.

## 2. Precios a Boca de Pozo

El precio del GN en el punto de ingreso al sistema de transporte corresponde estrictamente al precio en boca de pozo más el valor agregado por su procesamiento. En Chile, este precio se observa en la zona Magallanes y es el precio al cual ENAP vende a Gasco Magallanes y a Methanex Chile Limited, sin incluir transporte. La información disponible corresponde al precio de venta de los contratos entre ENAP y Gasco Magallanes, el cual incluye transporte. De acuerdo con información provista por la CNE, y a modo de referencia, entre un 10% y un 20% del precio de venta corresponde a transporte.

En Argentina, el precio de cuenca se denomina precio del gas. Por ser un precio libre, se desconocen exactamente los precios contratados por los cargadores chilenos. Existen tres tipos de series de precios de gas calculados por la autoridad reguladora argentina:

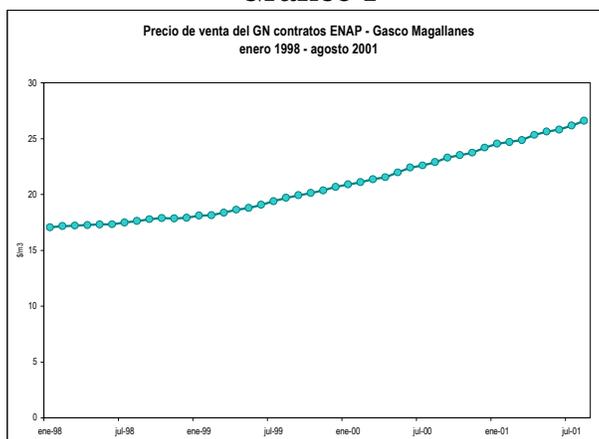
- i. Precio de cuenca promedio: Promedio ponderado de los precios pactados entre productores y compradores en contratos de mediano y largo plazo, superior a los 6 meses. Es calculado dos veces al año (verano e invierno).
- ii. Precio de cuenca de referencia: Calculado para la aplicación de un mecanismo de premios y castigos estipulado para las distribuidoras. Es un precio bianual que sigue la tendencia de largo plazo, pero en general es menor que el precio promedio.
- iii. Precio de gas por provincia productora: Es un precio de cuenca promedio calculado a partir de la información de productores en cada provincia (productora) a efectos de liquidar mensualmente las regalías.

Los precios de venta de GN de contratos entre ENAP y Gasco Magallanes, expresados en pesos corrientes por m<sup>3</sup>, muestran una suave tendencia positiva en el período enero 1998 agosto 2001. No presentan estacionalidad, debido a que la fórmula de indexación del precio (estipulada en 1992) no incluye estacionalidad, sino indicadores tales como dólar acuerdo, PPI de Estados Unidos y un factor de escalamiento *ad hoc* fijo para llegar en un plazo determinado al precio alternativo esperado de venta a Methanex<sup>1</sup> (ver gráfico 1).

---

<sup>1</sup> Fuente: información provista por CNE.

Gráfico 1

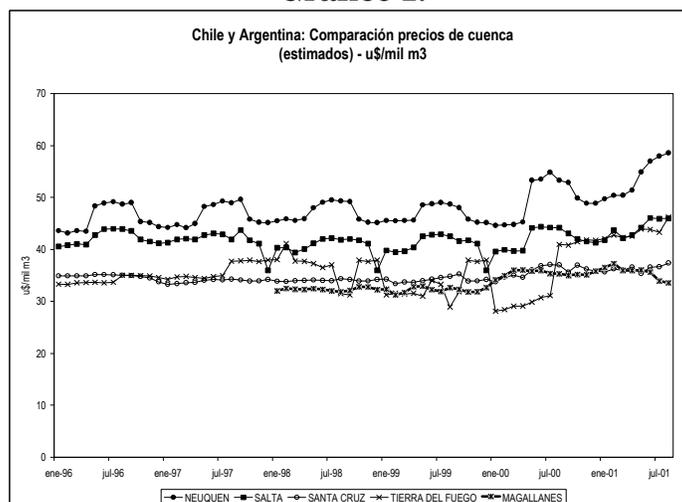


Fuente: Elaboración propia, información proporcionada por CNE.

Para comparar con precios de cuenca de Argentina, se estima el precio de cuenca en Magallanes restando al precio de contrato ENAP Gasco Magallanes el 15% correspondiente a transporte. El precio se expresa en dólares/mil m<sup>3</sup>, utilizando la serie de dólar observado mensual publicada por Banco Central de Chile. La información disponible abarca el período enero 1998 agosto 2001. Los precios de cuencas argentinas son aproximados por las series mensuales de precios de gas por provincias productoras: Neuquén (cuenca neuquina), Salta (cuenca noroeste), y Santa Cruz y Tierra del Fuego (cuenca austral). Se incluyen datos desde enero 1996 hasta agosto 2001.

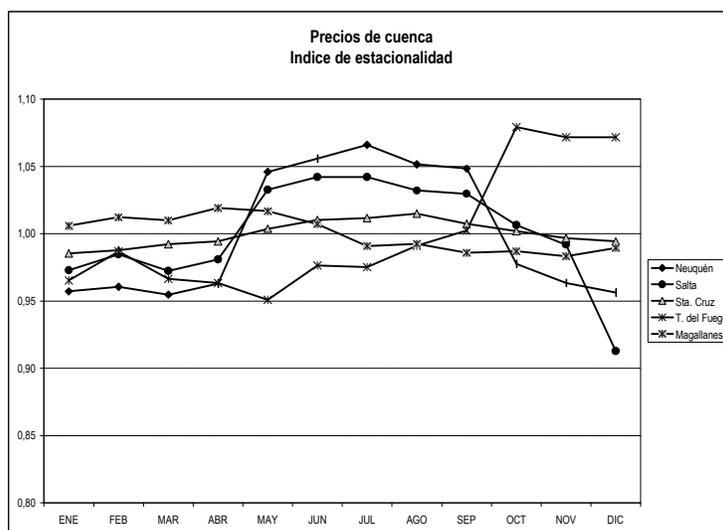
Como puede observarse en el gráfico 2 los precios estimados para la cuenca Magallanes son muy similares tanto en magnitud como en variabilidad (casi nula) a los precios de Santa Cruz (cuenca Austral) y en magnitud, aunque no en variabilidad, a los de Tierra del Fuego (cuenca Austral). Los precios de las cuencas noroeste (Salta) y neuquina (Neuquén) son más altos y mucho más variables, debido a una mayor estacionalidad (ver gráfico 3). En el período enero 1998 agosto 2001, en promedio los precios de Magallanes estuvieron por debajo de los de Neuquén, Salta, Santa Cruz y Tierra del Fuego en un 31%, 19%, 4% y 5%, respectivamente.

Gráfico 2.



Fuente: Elaboración propia sobre la base información CNE y Secretaría de Energía, Argentina.

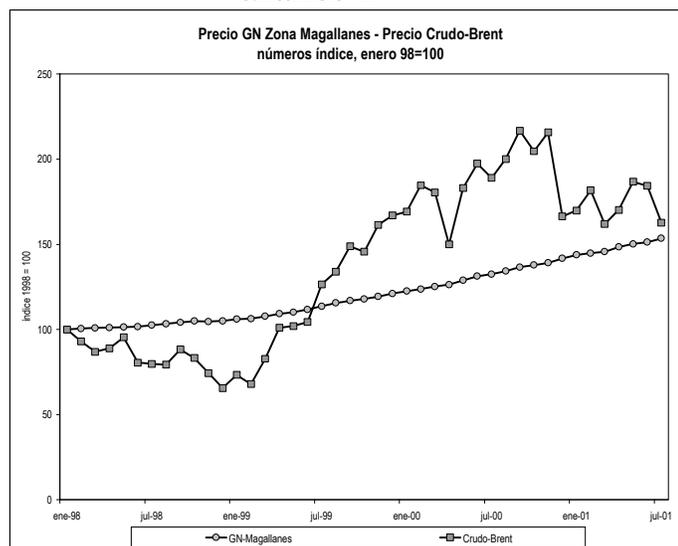
Gráfico 3



Fuente: Elaboración propia, series de precios CNE y ENARGAS.

En relación con la evolución de los precios de cuenca en Argentina, se mantuvieron relativamente estables hasta fines de 1999 y luego, en los últimos años, la tendencia es positiva (excepto precios Santa Cruz). Por ejemplo, los precios de Neuquén se mantienen entre 46 y 47 u\$/mil m<sup>3</sup> promedio anual y luego aumentan a 49,6 y 53,8 u\$/mil m<sup>3</sup> promedio anual 2000 y 2001, respectivamente. Este cambio en la tendencia puede estar relacionado con factores del mercado interno, con el aumento de precios del crudo (ver gráfico 4) y/o con el incremento en las exportaciones hacia Chile.

Gráfico 4



Fuente: Elaboración propia, sobre la base información CNE.

Uno de los supuestos que sustentan la política de precios no regulados en Chile es que el *precio del GN y el del petróleo crudo están altamente correlacionados* (Fosco y Saavedra, 2003c). Al comparar el precio de Crudo Brent y el estimado de cuenca GN Magallanes, en números índice, se observa que aunque ambos precios tienen una tendencia positiva, el precio del crudo es mucho más volátil que el del GN. El coeficiente de correlación entre ambos

precios, entre enero 1998 y julio 2001, es positivo y alto: 0,79; no obstante, debido a que ambas series son integradas de orden uno, la relación puede ser espuria<sup>2</sup>. Luego, se estima una relación lineal (con series en diferencias), suponiendo que el precio de Magallanes es la variable dependiente. Los datos no apoyan la existencia de una relación lineal entre ambos precios, expresados en dólares<sup>3</sup>. Como alternativa, se calculó el precio de cuenca de Magallanes en \$/m3 en números índices y se estimó su relación con la *tasa de crecimiento* del precio del crudo.

**Tabla 1**

Relación entre precio GN Zona Magallanes y precio petróleo crudo				
Variable Dependiente: D(Índice Precio Magallanes)				
Método: Mínimos Cuadrados Ordinarios				
Muestra (ajustada): 1998:02 2001:07				
Observaciones incluidas: 42 después de ajustes				
Corrección heteroscedasticidad (Newey-West HAC Standard Errors & Covariance)				
Variable	Coefficiente	Error Estándar	Estadístico-t	Prob.
Constante	0,3753	0,1141	3,2905	0,0021
Tendencia	0,0399	0,0051	7,8179	0,0000
Tasa crec. precio crudo	2,2398	0,9105	2,4599	0,0184
R- cuadrado	0,5576	Akaike (AIC)	1,5072	
R-cuadrado ajustado	0,5350	Schwarz (SC)	1,6313	
S.E. of regression	0,4967	Estadístico F	24,5813	
SSR	9,6225	Prob (Est. F)	0,0000	
Log max.verosim.	-2,8650			
Durbin-Watson	2,0135			
Tests R.U.	ADF	Valor Crítico		
Pr. Magallanes (índice)	-2,4869	-4,1958	No Rechaza Ho	
D(Pr. Magallanes-índ.)	-5,8293	-4,2023	Rechaza Ho	
Tasa crec. pr. crudo	-6,3713	-2,6196	Rechaza Ho	
Ho: hipótesis nula: presenta RU.				
Valores críticos al 1% de significancia.				

Fuente: Elaboración propia. Información precios, CNE.

Según estos resultados, el precio de cuenca de Magallanes (índice de precios en pesos chilenos por m3, en diferencias) depende positivamente de la tasa de crecimiento del precio del crudo Brent. No obstante, la relación estimada debe tomarse con cuidado pues el grado de explicación total sigue siendo relativamente bajo (poco más del 50%).

Nuestro resultado tiene explicación teórica. Según De Vany y Walls (1995), los precios de estos dos energéticos *no necesariamente están relacionados*. Estos autores enfatizan el carácter regional de los mercados de GN. Debido al altísimo costo relativo del transporte fuera de la red de gasoductos, no existe una red internacional del GN y por lo tanto, no hay un mercado ni un precio internacional. En el caso de los precios de Magallanes, el hecho de que exista un comprador con poder monopsónico (Methanex), y que además utiliza el GN como materia prima, le da un rasgo mucho más regional y menos relacionado con el precio del crudo.

<sup>2</sup> Como el lector debe saber, el coeficiente de correlación mide el grado de asociación lineal entre las variables sin especificar una variable en función de la otra. Puede adoptar valores entre -1 y 1, indicando correlación negativa (entre -1 y 0), positiva (entre 0 y 1) o ausencia de relación lineal (0). No obstante, cuando las series no son estacionarias, como en este caso, la relación encontrada puede ser espuria (falsa). Luego, es necesario estimar una relación lineal incorporando la no estacionariedad de las series, es decir, utilizando series en diferencias.

<sup>3</sup> Formalizando el punto anterior, se realizaron los análisis correspondientes de raíces unitarias. Ambas series son integradas de orden uno. Las raíces fueron removidas. No pudo encontrarse una relación lineal robusta entre ambas series.

### 3. Tarifas de Transporte de Gas Natural 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 m<sup>3</sup>/mes o m<sup>3</sup>/día contratado. La interpretación es la siguiente: por cada m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>/día reservado; GasAndes y Gasoducto del Pacífico, por cada m<sup>3</sup>/mes reservado. En el caso de Innergy Transporte, de acuerdo con sus informes mensuales, tiene un cargo expresado en *u\$/m<sup>3</sup>-mes por kilómetro* para cada tramo.

En la tabla 2 se muestran las tarifas de transporte vigentes en marzo del 2001, según informes mensuales de las empresas<sup>4</sup>. Para poder compararlas, han sido expresadas en u\$/m<sup>3</sup>-mes, multiplicando las tarifas por m<sup>3</sup>/día por 30,4 (promedio de días en un mes) y la tarifa de Innergy, por el número de kilómetros de cada tramo.

**Tabla 2**

<b>Tarifas de transporte</b>			
(vigentes en marzo 2001)			
<b>Gasoductos internacionales</b>	<b>u\$/m<sup>3</sup>-mes (a)</b>	<b>longitud (km) (b)</b>	<b>u\$/m<sup>3</sup>-mes/km (a/b)</b>
G. Norandino (tramo internacional)	0,714	450	0,0016
G. Norandino (tramo nacional - hasta Mejillones)	0,562	514	0,0011
G. GasAtacama (tramo nacional - hasta Mejillones)	0,545	411	0,0013
G. GasAndes (tramo nacional - hasta City Gate II)	0,142	150	0,0009
G. del Pacífico (tramo nacional - hasta Las Mercedes)	0,570	244	0,0023
<b>Gasoductos nacionales</b>			
G. Electrogas (línea principal)	0,196	123	0,0016
G. Electrogas (línea secundaria)	0,108	15	0,0072
G. Innergy (Las Mercedes-Penco)	0,166	7,1	0,0234

Fuente: Elaboración propia. Información mensual empresas (SEC).

Verificación información gasoductos internacionales y Electrogas efectuada por CNE.

La longitud de los gasoductos es muy distinta. En la cuarta columna de la tabla se incluye una tarifa por m<sup>3</sup>-mes por kilómetro. Estos precios se interpretan del siguiente modo: por ejemplo, en el gasoducto GasAtacama, por cada m<sup>3</sup> de capacidad de transporte que un comprador reserve en el mes, abona u\$ 0,0013 por km. recorrido (dentro del territorio

<sup>4</sup> Los informes de la empresa GasAtacama correspondientes a los últimos meses disponibles (hasta octubre 2001) no contienen información sobre tarifas. Por ello se elige el mes de marzo.

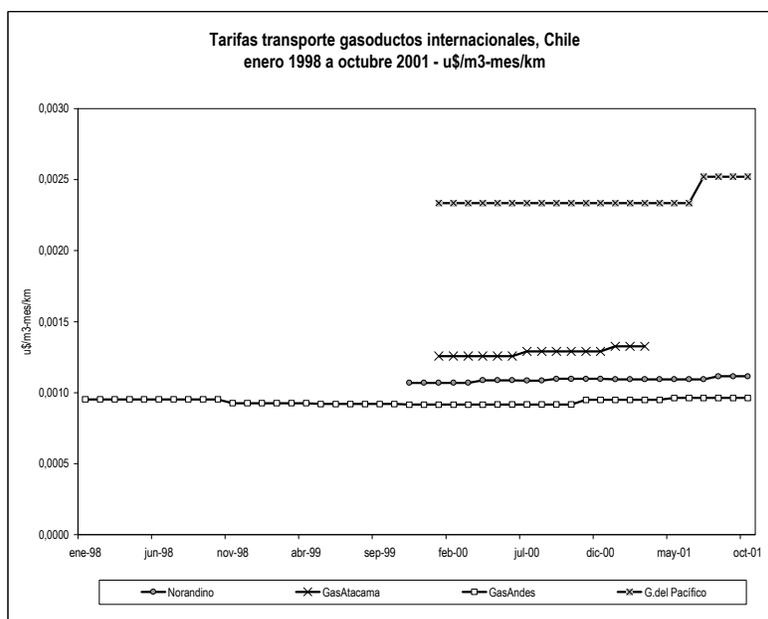
nacional). Según este criterio de comparación, GasAndes presenta los precios más bajos y el Gasoducto del Pacífico, los más altos.

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 real de operación.

Considerando estos argumentos, pueden explicarse las diferencias entre los precios de los gasoductos chilenos, aún corregidos por longitud. Así, el menor precio corresponde al gasoducto GasAndes, que tiene un alto porcentaje de capacidad contratada (91,9%) y una baja tasa de subutilización (35,6%). El mayor precio es el que cobra G. del Pacífico, consistente con un bajo porcentaje de capacidad contratada (32%) y una alta tasa de subutilización (83,5%). Entre ambos extremos, están los precios de GasAtacama (100% de capacidad contratada y el 54,4% de capacidad no utilizada) y Norandino (85,2% y 70,1%, respectivamente).

Respecto de la evolución, utilizando el mismo criterio de cálculo, el gráfico 5 muestra que el precio en dólares de los gasoductos internacionales es relativamente estable, aunque con tendencia levemente creciente, excepto en el caso de GasAndes. La variabilidad es mínima y sólo se registran cambios de tarifas cada cierto tiempo, de acuerdo con lo establecido contractualmente. Por ejemplo, GasAndes modifica sus tarifas en enero y julio, según variaciones de PPI (75%) e IPC (25%), corregido por tipo de cambio. GasAtacama lo hace en enero y julio, según PPI (100%)<sup>5</sup>.

**Gráfico 5**



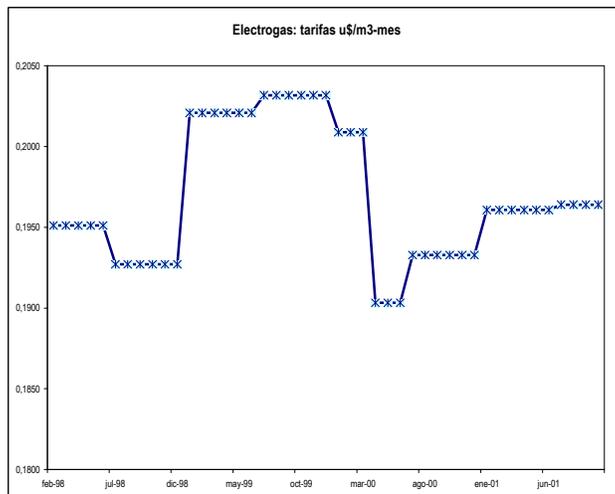
Fuente: Elaboración propia. Información mensual de empresas (SEC).

En relación con los gasoductos nacionales, sólo hay información de Electrogas e Innergy. En el último caso, el período disponible es marzo-octubre 2001. La política tarifaria según se infiere es distinta que la del resto pues los precios dependen directamente de la

<sup>5</sup> Fuente: información provista por CNE.

longitud. La variación de tarifas de Innergy presenta un aumento del 0,7% en julio del 2001. En el caso del gasoducto Electrogas, los cambios tarifarios se producen los meses de enero y julio, con igual criterio que GasAndes. El gráfico 6 muestra los precios de la línea principal de Electrogas (no se ha tenido en cuenta la longitud pues no es un gráfico comparativo).

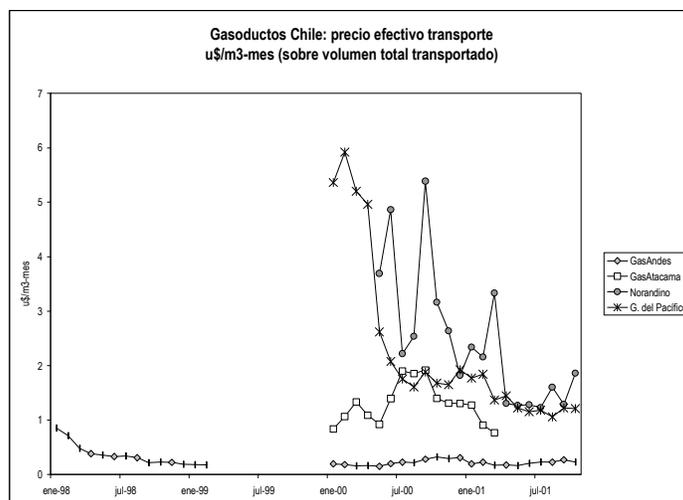
**Gráfico 6**



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

Las tarifas ( $m^3$  contratado en dólares) son precios contractuales que no reflejan los costos reales de transporte para los contratantes. Para calcular cuál es el precio de cada  $m^3$  efectivamente transportado, se estima el monto total pagado a la transportista por la capacidad contratada en firme y se divide por el volumen entregado efectivamente. En el gráfico 7 se muestran los precios efectivos para los cuatro gasoductos internacionales. Dichos precios están calculados sobre el total de volumen transportado, sin discriminar por cliente.

**Gráfico 7**



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

Lógicamente, a mayor cantidad efectivamente transportada, menor es el precio por  $m^3$ . Los contratos en firme representan costos fijos para las empresas contratantes y por lo tanto el costo promedio disminuye con la cantidad. La tabla 3 muestra la comparación de precios

contratados y efectivos<sup>6</sup>, expresados en u\$/m<sup>3</sup>-mes, comparando el promedio del primer período (bimestre o trimestre) de operación y el del último disponible, para cada gasoducto y cliente.

**Tabla 3**

<b>Gasoductos internacionales (Chile)</b>				
<b>Precios contratados y efectivos de transporte</b>				
<b>gasoductos y clientes</b>	<b>precio contrato</b>	<b>precio efectivo</b>	<b>transferencia</b>	<b>transf./pr.efectivo</b>
	(a) u\$/m <sup>3</sup> -mes	(b) u\$/m <sup>3</sup> -mes	(b-a) u\$/m <sup>3</sup> -mes	(b-a)/b*100 %
<b>período inicio operación</b>				
<b>GasAndes- total</b> (ene-mar98)	<b>0,143</b>	<b>0,683</b>	<b>0,540</b>	<b>79%</b>
Metrogas (ene-mar98)	0,143	0,326	0,183	56%
ESSA (ene-mar98)	0,143	0,449	0,306	68%
Nehuenco-Colbún (ene-mar98)	0,143	6,019	5,876	98%
San Isidro-Endesa (jul-sep98)	0,143	0,862	0,719	83%
<b>GasAtacama-total</b> (ene-mar00)	<b>0,517</b>	<b>1,078</b>	<b>0,561</b>	<b>52%</b>
Nopel (ene-mar00)	0,517	0,878	0,362	41%
Taltal (jul-sep00)	0,530	5,640	5,110	91%
<b>Norandino- total</b> (nov-dic99)	<b>0,550</b>	<b>41,702</b>	<b>41,153</b>	<b>99%</b>
Edelnor (nov-dic99)	0,550	7,696	7,146	93%
Electroandina (may-jun00)	0,559	35,633	35,074	98%
<b>G. del Pacífico- total</b> (ene-mar00)	<b>0,570</b>	<b>5,494</b>	<b>4,924</b>	<b>90%</b>
<b>último período disponible</b>				
<b>GasAndes- total</b> (agol-oct01)	<b>0,144</b>	<b>0,243</b>	<b>0,098</b>	<b>40%</b>
Metrogas (agol-oct01)	0,144	0,173	0,028	16%
ESSA (agol-oct01)	0,144	0,234	0,090	38%
Nehuenco-Colbún (ago-oct01)	0,144	0,255	0,111	43%
San Isidro-Endesa (agol-oct01)	0,144	2,189	2,045	93%
<b>GasAtacama- total</b> (ene-mar01)	<b>0,545</b>	<b>0,982</b>	<b>0,437</b>	<b>44%</b>
Nopel (ene-mar01)	0,545	0,989	0,444	45%
Taltal (ene-mar01)	0,545	1,195	0,650	54%
<b>Norandino- total</b> (agol-oct01)	<b>0,573</b>	<b>1,582</b>	<b>1,009</b>	<b>64%</b>
Edelnor (ago-oct01)	0,573	1,334	0,761	57%
Electroandina (agol-oct01)	0,573	1,970	1,397	71%
<b>G. del Pacífico- total</b> (agol-oct01)	<b>0,615</b>	<b>1,165</b>	<b>0,550</b>	<b>47%</b>
<b>variación % entre períodos</b>				
<b>GasAndes- total</b>	<b>1,0%</b>	<b>-64,5%</b>	<b>-81,8%</b>	<b>-48,8%</b>
Metrogas	1,0%	-46,9%	-84,4%	-70,7%
ESSA	1,0%	-47,8%	-70,6%	-43,7%
Nehuenco-Colbún	1,0%	-95,8%	-98,1%	-55,5%
San Isidro-Endesa	1,0%	153,9%	184,3%	12,0%
<b>GasAtacama- total</b>	<b>5,4%</b>	<b>-8,9%</b>	<b>-22,2%</b>	<b>-14,5%</b>
Nopel	5,4%	12,6%	22,8%	9,1%
Taltal	2,8%	-78,8%	-87,3%	-40,0%
<b>Norandino- total</b>	<b>4,2%</b>	<b>-96,2%</b>	<b>-97,5%</b>	<b>-35,4%</b>
Edelnor	4,2%	-82,7%	-89,4%	-38,6%
Electroandina	2,6%	-94,5%	-96,0%	-27,9%
<b>G. del Pacífico- total</b>	<b>8,0%</b>	<b>-78,8%</b>	<b>-88,8%</b>	<b>-47,3%</b>

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

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*.

<sup>6</sup> Respecto de los precios efectivos calculados por cliente para el Gasoducto del Pacífico, no se dispone de información de capacidad contratada por cliente; sin embargo, debe recordarse que según los informes mensuales de la SEC, todo el GN transportado es entregado a la comercializadora Innergy. Para más detalle acerca de precios efectivos calculados por cliente remitirse a Mercados de Gas Natural en Chile: Análisis de Estructura y Sustituibilidad de Saavedra y Fosco (junio 2002, CNE).

La información presentada se interpreta como sigue: la distribuidora Metrogas, por ejemplo, a principios de 1998 tiene un contrato de capacidad de transporte en firme con GasAndes, con un precio de 0,143 u\$/m<sup>3</sup>-mes. Debido a que no utiliza toda la capacidad reservada, el precio efectivo que finalmente paga a GasAndes es de 0,326 u\$/m<sup>3</sup>-mes. Esto implica que Metrogas transfiere a GasAndes 0,183 u\$/m<sup>3</sup>-mes, monto equivalente al 56% del precio efectivo. En el último período disponible, dicha transferencia ha disminuido a 16% del precio efectivo, 0,028 u\$/m<sup>3</sup>-mes.

La información presentada se interpreta como sigue: la distribuidora Metrogas, por ejemplo, a principios de 1998 tiene un contrato de capacidad de transporte en firme con GasAndes, con un precio de 0,143 u\$/m<sup>3</sup>-mes. Debido a que no utiliza toda la capacidad reservada, el precio efectivo que finalmente paga a GasAndes es de 0,326 u\$/m<sup>3</sup>-mes. Esto implica que Metrogas transfiere a GasAndes 0,183 u\$/m<sup>3</sup>-mes, monto equivalente al 56% del precio efectivo. En el último período disponible, dicha transferencia ha disminuido a 16% del precio efectivo, 0,028 u\$/m<sup>3</sup>-mes.

### ***Comparación con precios de transporte en Argentina***

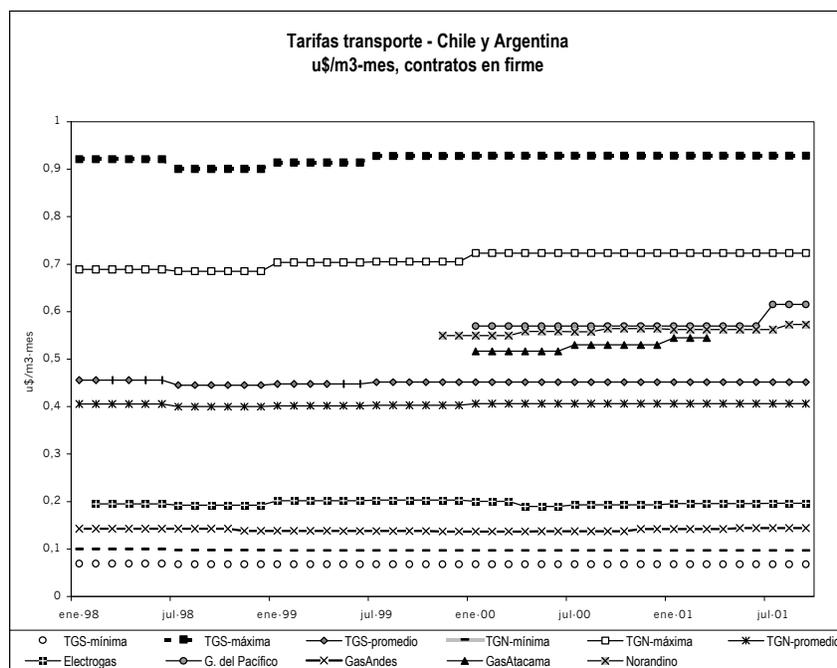
La comparación con tarifas de transporte vigentes en Argentina debe considerarse cuidadosamente pues: a) el sector de transporte de GN está regulado en Argentina; b) las tarifas reguladas en Argentina consideran explícitamente la distancia y el tipo de contrato (firme o interrumpible); c) las tarifas argentinas, expresadas en pesos corresponden al período de convertibilidad (es decir, un peso = un dólar), pero no necesariamente implica que represente la verdadera relación de precios entre Chile y Argentina, en particular debido a las distorsiones cambiarias del país vecino durante parte importante del período de comparación; y, d) las condiciones de construcción son muy distintas por las diferencias de terreno.

Debido a que la fijación de tarifas de transporte en Argentina considera explícitamente la distancia, se reducen los subsidios cruzados desde compradores que se encuentran cerca de la cuenca hacia compradores que se encuentran más lejos, como sucede en Chile. No obstante, dado que las tarifas se fijan por provincia, dicho subsidio cruzado no se elimina totalmente pues las distancias dentro de una provincia son importantes. Cabe aclarar, además, que la existencia de este subsidio cruzado en Chile depende de que la información observable por la autoridad reguladora sea fidedigna y refleje verdaderamente las condiciones del contrato.

Teniendo en cuenta las diferentes distancias y formas de tarificación, para comparar entre Chile y Argentina seleccionamos las tarifas mínimas, máximas y promedios de TGN y TGS. Las tarifas promedio son promedios simples de todas las tarifas reguladas, considerando todas las distancias. Las tarifas mínimas, tanto para TGN como para TGS son las que se aplican para el transporte dentro de la provincia de Neuquén. La tarifa máxima de TGN corresponde a la que se aplica entre Salta y el Gran Buenos Aires y la máxima de TGS, entre Tierra del Fuego y el Gran Buenos Aires. Asimismo, eventuales distorsiones de los precios reguladas en la Argentina, como se desprende de Novara (1998), sesgan la comparación. Con todo, la comparación que se hace es sólo indicativa y debe ser considerada sólo como una primera mirada al problema.

El gráfico 8 y la tabla 4 resumen esta información.

Gráfico 8



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC) y series de precios de transporte publicados por ENARGAS.

Tabla 4

Tarifas transporte - Chile y Argentina				
u\$/m <sup>3</sup> -mes				
gasoducto	nacionalidad	marzo 2001	promedio período	
TGS-mínima	Argentina (Neuquén-Neuquén)	0,068	ene98-sep01	0,068
TGN-mínima	Argentina (Neuquén-Neuquén)	0,098	ene98-sep01	0,098
GasAndes	Chile	0,142	ene98-sep01	0,144
Electrogas	Chile	0,196	feb98-sep01	0,196
TGN-promedio	Argentina	0,406	ene98-sep01	0,404
TGS-promedio	Argentina	0,452	ene98-sep01	0,451
GasAtacama	Chile	0,545	ene00-mar01	0,528
Norandino	Chile	0,562	nov99-sep01	0,573
G. del Pacífico	Chile	0,570	ene00-sep01	0,615
TGN-máxima	Argentina (Salta-GBA)	0,724	ene98-sep01	0,709
TGS-máxima	Argentina (T. del Fuego-GBA)	0,929	ene98-sep01	0,922

GBA: Gran Buenos Aires (comunas alrededor de Capital Federal)

Fuente: Elaboración propia. Información empresas chilenas (SEC) y precios argentinos publicados por ENARGAS.

La evidencia sugiere que el transporte de GN es más caro en Chile que en Argentina y que probablemente esto se deba (entre otras razones) al tamaño del mercado que atienden los gasoductos argentinos, lo cual determina altas tasas de utilización de la capacidad de transporte. Tales diferencias parecen no deberse al hecho que en Chile estas tarifas estén liberalizadas, contrario a lo que ocurre en Argentina.

Los elementos que sustentan esta afirmación son los siguientes:

- i. Los gasoductos de las zonas norte y sur de Chile tienen precios por encima del promedio de las tarifas de las dos transportistas argentinas. Sólo los de la zona central se encuentran por debajo del promedio<sup>7</sup>.
- ii. Las tarifas máximas de TGN y TGS corresponden a tramos que superan ampliamente los 1.000 km. de longitud. Luego, como mínimo, el precio por m<sup>3</sup>-mes/km de ambas transportistas es de 0,00072 u\$/m<sup>3</sup>-mes/km para TGN y 0,00092 u\$/m<sup>3</sup>-mes/km para TGS.
- iii. El porcentaje *promedio* de capacidad utilizada de los sistemas de transporte TGN y TGS es aproximadamente del 80% (ENARGAS).
- iv. El porcentaje *promedio* de capacidad utilizada de GasAndes es de 64,4%. Es, además, el gasoducto con mayores tasas de utilización en el transporte chileno.

## 4. Precios de Distribución a Clientes Residenciales

En esta sección se analizan las estructuras tarifarias y los precios a consumidores residenciales de las distribuidoras de GN en Chile.<sup>8</sup> Asimismo, se realiza una comparación con los precios en provincias argentinas cuya localización respecto de la cuenca sea relativamente similar. Los precios a consumidores finales *residenciales* de las cinco distribuidoras de GN de Chile sufrieron durante el período estudiado variaciones importantes, tanto en sus valores como en su composición, según veremos enseguida.

### *Estructura tarifaria*

La estructura tarifaria refleja la política de la empresa y cómo se va acomodando a una situación en la cual, si bien tiene libertad para fijar precios<sup>9</sup>, sus ventas dependen de los clientes que logre captar. Pero también refleja la capacidad que tiene para apropiarse del excedente del consumidor a través de la discriminación tarifaria por tramos.

Por cierto, no es posible afirmar qué porción del excedente del consumidor se extrae sin conocer la forma de la función de demanda que enfrenta cada empresa, pero como mínimo, cuando hay una mayor discriminación de precios, por preferencias reveladas es razonable pensar en que potencialmente se extrae mayor excedente de los consumidores. Para reflejar este hecho, a continuación se presenta la evolución de las estructuras tarifarias por distribuidora. Debemos remarcar que cuentan con libertad para fijar precios y determinar estructuras tarifarias.

La distribuidora **Metrogas**, desde septiembre 1997 hasta octubre 2001 fue modificando su estructura desde una tipo de tarifa con cargo fijo y poco grado de discriminación hacia una

---

<sup>7</sup> Cabe recordar que los precios de los gasoductos internacionales chilenos corresponden en todos los casos a sus tramos nacionales. Luego, son comparables con las tarifas elegidas para TGN y TGS que también corresponden a tramos nacionales.

<sup>8</sup> Se omite de ésta y las siguientes secciones de este trabajo al sistema de Magallanes, puesto que presenta características particulares y diferentes (gas propio, alta demanda residencial y precios regulados) al resto de los sistemas en Chile.

<sup>9</sup> Con la excepción de la distribuidora Gasco Magallanes.

estructura con más niveles de discriminación de precios, sin cargo fijo. Si la eliminación del cargo fijo es una política para captar nuevos clientes, significa que la empresa en su momento detectó que los consumidores residenciales preferían un servicio de GN sin cargo fijo. Esta estrategia es consistente con un tipo de consumidor averso al riesgo, pues la existencia de un cargo fijo le da menos posibilidades de aseguramiento. En otras palabras, en el caso en que el consumidor enfrente una restricción presupuestaria mayor a la habitual, puede acomodar su consumo de GN y sus gastos en la medida en que estos sean variables. Pero frente a un cargo fijo, aunque disminuya todo el consumo de GN, deberá afrontar igualmente este pago.

En relación con el grado de discriminación de la estructura tarifaria, si la empresa pudiera discriminar en forma perfecta, el cuadro tarifario estaría compuesto por tantos precios como m<sup>3</sup> son posibles de consumir. Por ejemplo, para 150 m<sup>3</sup> por mes, la discriminación perfecta significaría tener 150 tramos de precios distintos, uno para cada m<sup>3</sup> adicional consumido. Por otra parte, cuando no existe discriminación, existe un único nivel tarifario, para todo m<sup>3</sup> adicional consumido.

Una forma simple de medir el grado de discriminación es contar cuántos niveles tarifarios hay entre consumir 0 y consumir 150 m<sup>3</sup> por mes. En la tabla 5 se muestra un índice de discriminación construido de esa manera. Según este índice, la política tarifaria de Metrogas ha sufrido cuatro cambios en materia de discriminación y excepto en el último período, el grado de discriminación entre sus clientes residenciales ha sido cada vez mayor.

**Tabla 5**

Índice discriminación para consumo 150m <sup>3</sup> METROGAS, septiembre 1997 a octubre 2001		
período	niveles tarifarios	índice
	(a)	$(((a)-1)/149)*100$
sep 97 - jun 98 (*)	3	1,34
jul - sep 98	4	2,01
oct 98 - ago 00	5	2,68
sep 00 - oct 01 (**)	4	2,01

(\*) se considera el cargo fijo como 1 nivel tarifario  
(\*\*) aunque los niveles tarifarios son los mismos que en el período anterior, la tarifa correspondiente a dos de los niveles es la misma.

**Índice =  $(((\text{niveles tarifarios hasta } 150\text{m}^3)-1)/(150-1))*100$**   
**discriminación perfecta: índice=100**  
**ausencia de discriminación (tarifa única): índice=0**

**Supuestos:**  
i) discriminación perfecta: un precio distinto para cada unidad => 150 niveles tarifarios  
ii) cantidad mínima de niveles tarifarios = 1  
iii) no considera longitud relativa de distintos intervalos.

**Fuente: Elaboración propia sobre la base de cuadros tarifarios METROGAS.**

Cabe destacar que la política tarifaria vigente desde septiembre 98 presenta un rasgo particular. Los precios por tramos van decreciendo gradualmente hasta el tramo 81 a 130 m<sup>3</sup>. El tramo siguiente (131 a 170 m<sup>3</sup>) tiene un precio que es la mitad del precio del tramo anterior. Para el tramo 171 a 700 m<sup>3</sup> (el siguiente), el precio aumenta y nuevamente disminuye en el tramo 701 a 900 m<sup>3</sup> (a un 15% del precio del tramo anterior). En síntesis, para consumos entre 81 y 130 m<sup>3</sup> mensuales, existe el incentivo de aumentar el consumo (hasta 170). Lo mismo para los dos tramos siguientes.

Por otro lado, en la Región V compiten dos distribuidoras, Energas y Gas Valpo. **Gas Valpo** estaba ya instalada en el mercado de distribución de gas por redes cuando comenzó a

operar Energas. Su posición monopólica en el mercado de distribución de Gas de Ciudad le permitió mantener una estructura tarifaria mucho más estable que Energas.

Gas Valpo realizó tres ajustes en su estructura entre marzo de 1998 y octubre del 2001, que significaron al final del período un grado de discriminación mayor que el de Metrogas (7 niveles tarifarios hasta los 150 m3). Asimismo, a partir de 1999 incorporó un cargo fijo con derecho a 5 m3 libres (ver tabla 6).

Debido a que **Energas** es la empresa distribuidora entrante, no es sorprendente que su política tarifaria haya sido mucho más errática que la de Gas Valpo. En un comienzo, cobraba sólo un cargo por m3, para todo nivel de consumo, siendo la única empresa que tuvo esta política, pues a diferencia de Gasco Magallanes su estructura tarifaria no incluía cargo fijo.

**Tabla 6**

Índice discriminación para consumo 150 m3 Gas Valpo, marzo 1998 a octubre 2001		
período	niveles tarifarios	índice
	(a)	$[(a)-1]/149*100$
mar 98 - nov 99 (*)	3	1,34
dic 99 - oct 00	6	3,36
nov 00 - oct 01	7	4,03

Índice =  $[(\text{niveles tarifarios hasta } 150\text{m}^3)-1]/(150-1)*100$   
discriminación perfecta: índice=100  
ausencia de discriminación (tarifa única): índice=0  
(\*) hasta ago 98 los tramos son distintos a los del resto del período, pero el número de niveles es el mismo.  
Supuestos:  
i) discriminación perfecta: un precio distinto para cada unidad => 150 niveles tarifarios  
ii) cantidad mínima de niveles tarifarios = 1  
iii) no considera longitud relativa de distintos intervalos.  
Fuente: Elaboración propia sobre la base de cuadros tarifarios Gas Valpo.

En el año 1999 cambió tres veces su política de precios: inició el año con 4 niveles tarifarios (hasta 150 m3), pero luego en agosto fijó 2 niveles y en diciembre, nuevamente volvió a la estrategia de único cargo por m3. En el año 2000, Energas cambió 4 veces su estructura tarifaria, incorporando en cada cambio un mayor grado de discriminación. Finalmente, en febrero del 2001 realizó el último cambio en el período considerado, hasta octubre del 2001 (ver tabla 7). Tampoco es sorprendente que en el último cambio de estructura tarifaria, Energas reproduzca básicamente la estructura tarifaria de Gas Valpo. Luego de una política relativamente errática, termina imitando a la empresa instalada. Al igual que Gas Valpo, establece un cargo fijo con derecho a 4 m3 libres y siete niveles tarifarios entre 0 y 150 m3 de consumo.

No sólo las políticas tarifarias de ambas empresas convergen en el período analizado. También tienden a convergir sus valores, según se verá más adelante. Ambos aspectos son posibles en un contexto de competencia duopólica.

Por último, la distribuidora de la zona sur, **GasSur** presenta una estructura tarifaria con cargo fijo implícito y un índice de discriminación de 2,01 (4 niveles tarifarios, en consumos entre 0 y 150 m3/mes). El cargo fijo es implícito pues para los primeros 4 m3 de consumo el precio por m3 es el *doble* que para el tramo siguiente. Posiblemente, con esto persigue lograr en sus ingresos el efecto de un cargo fijo explícito, pero sin perder clientes (por el efecto negativo que se menciona más arriba).

Tabla 7

Indice discriminación para consumo 150 m3 ENERGAS, mayo 1998 a octubre 2001		
período	niveles tarifarios	índice
	(a)	$(((a)-1)/149)*100$
may - dic 98	1	0
ene - jul 99	4	2,01
ago - nov 99	2	0,67
dic 99 - mar 00	1	0
abr 00	2	0,67
may - jun 00	3	1,34
jul 00	4	2,01
ago 00 - ene 01	6	3,36
feb - oct 01	7	4,03

**Indice =  $(((\text{niveles tarifarios hasta } 150\text{m}^3)-1)/(150-1))*100$**   
**discriminación perfecta: índice=100**  
**ausencia de discriminación (tarifa única): índice=0**

**Supuestos:**  
 i) discriminación perfecta: un precio distinto para cada unidad => 150 niveles tarifarios  
 ii) cantidad mínima de niveles tarifarios = 1  
 iii) no considera longitud relativa de distintos intervalos.

**Fuente:** Elaboración propia sobre la base de cuadros tarifarios ENERGAS.

Las cuatro distribuidoras tienen rasgos comunes en relación con la política tarifaria. En primer lugar, en general comienzan sin cobrar cargo fijo y si lo hacen, es implícito o bien, lo eliminan al poco tiempo. En segundo lugar, pasado cierto tiempo, tienden a aumentar la discriminación por tramos, no tan solo aumentando el alcance (último segmento cerrado), sino también subdividiendo tramos en rangos de menor longitud. Finalmente, si las distribuidoras no reguladas no incluían cargo fijo en sus tarifas, en algún momento lo implementan.

Podríamos conjeturar que las empresas distribuidoras no reguladas siguieron la siguiente estrategia: en una primera etapa, cuando la empresa desea captar 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.

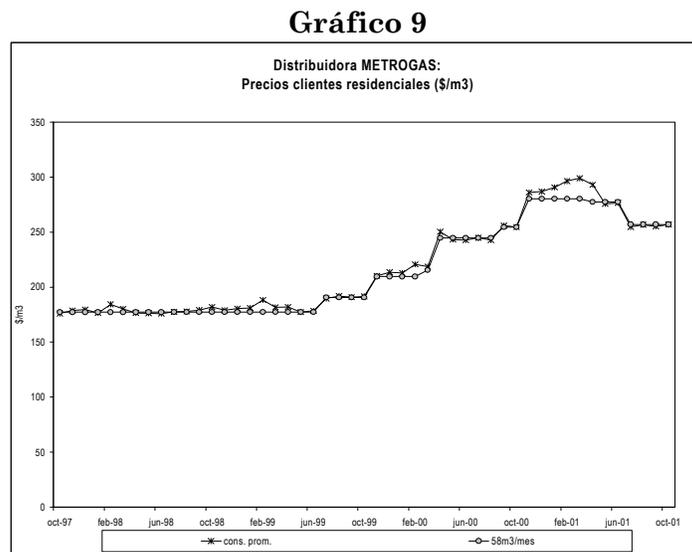
### *Evolución de los precios*

Para realizar la comparación de precios residenciales entre distribuidoras se utilizan precios por m<sup>3</sup> calculados para los consumos per cápita mensuales observados y para un consumo hipotético de 58 m<sup>3</sup>/mes de GN, equivalente a un consumo de 45 kg. de GL.

Cuando se comparan precios efectivos, es decir considerando volúmenes promedios observados, se capturan indirectamente elementos de la función de demanda. Estos elementos son neutralizados si se cotejan los precios para un mismo volumen de consumo mensual, permitiendo en este caso la comparación simple de precios. Al mantener la cantidad constante,

la comparación entre precios de distintos períodos es equivalente a cotejar precios utilizando un índice de precios de Laspeyres<sup>10</sup>.

Las diferencias entre ambos tipos de precios para el resto de distribuidoras no son aparentemente significativas, a modo de ejemplo en el gráfico 9 se muestra el caso de la distribuidora Metrogas (Región V) para el último año disponible.



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

Los precios tienen un comportamiento similar si hay mayor similitud entre los consumos promedios y el hipotético de 58 m<sup>3</sup> y no haya un cargo fijo que marque la diferencia. La diferencia básica entre ambos precios radica en la *estacionalidad*. Los precios efectivos capturan la estacionalidad de los volúmenes demandados *más* la estacionalidad de los precios, si es que la distribuidora tiene alguna política al respecto. Los precios calculados para 58 m<sup>3</sup>/mes sólo reflejan la estacionalidad de los *precios* independientemente de la estacionalidad de la demanda.

En la tabla 8 se muestra el índice de estacionalidad de los precios al consumidor residencial, estimado para un consumo hipotético de 58 m<sup>3</sup>/mes. En los casos de Metrogas y Energas las desviaciones son bajas en valores absolutos<sup>11</sup>, no advirtiéndose un patrón definido de estacionalidad. Los precios de Gas Valpo, tienen la particularidad de exhibir un patrón implícito de estacionalidad, aunque con poca variación. En el semestre diciembre mayo, los

<sup>10</sup> El índice de precios de Laspeyres se interpreta como el nivel que alcanzan los precios en un período dado, respecto de un período base, considerando *las mismas cantidades* del período base en ambos períodos; en otras palabras se trata de percibir la variación en los precios de una canasta que permanece inalterada durante los períodos sucesivos. La diferencia con los precios calculados para 58m<sup>3</sup> sólo es formal; no se define un período base, cualquiera puede serlo.

<sup>11</sup> Si el índice de estacionalidad es mayor que 1, significa que el precio observado es *mayor* que el precio sin estacionalidad. La diferencia porcentual entre ambos precios es la desviación. Luego, por ejemplo, para el caso de Metrogas, la mayor desviación en valores absolutos es de 2,7% para noviembre. Esto significa que el precio observado (en promedio) en el mes de noviembre es sólo 2,7% *mayor* que el precio sin estacionalidad.

precios observados son (en promedio) mayores que los precios sin estacionalidad y en el semestre junio - noviembre, sucede exactamente lo contrario.

En la zona central es relevante comparar en más detalle los precios de las distribuidoras. Metrogas opera como monopolio en la Región Metropolitana y, a la vez, como comercializador en relación con las distribuidoras de la Región V. A su vez, en la Región V hay un duopolio en la distribución. De acuerdo con la evolución de los relativos de precios de consumos de 58 m<sup>3</sup>/mes de Metrogas/Energas y Metrogas/Gas Valpo para el período junio 1998 y octubre 2001, se observan tres subperíodos, de distinta duración. El primero y tercero se caracterizan porque los precios de Metrogas son inferiores que los de Energas y Gas Valpo, mientras que en el segundo ocurre lo contrario.

A su vez, se ha detectado que los precios de las distribuidoras de la Región V tienden a converger durante todo el período, evidencia que sugiere la existencia de cierto grado de competencia. No obstante, el hecho de que durante un largo período los precios de Metrogas hayan estado por encima de los precios de las distribuidoras de la Región V, puede deberse también más a un exceso de ejercicio de poder monopólico por parte de Metrogas que a mayor competencia en la Región V<sup>12</sup>.

**Tabla 8**

**Distribuidoras GN Chile**  
**Índice de estacionalidad precios consumidor final residencial**

MES	INDICE			VARIACION % = (INDICE - 1)*100		
	Metrogas	Gas Valpo	Energas	Metrogas	Gas Valpo	Energas
ENE	1,0044	1,0385	0,9919	0,44%	3,85%	-0,81%
FEB	0,9972	1,0283	1,0147	-0,28%	2,83%	1,47%
MAR	0,9954	1,0183	1,0047	-0,36%	1,83%	0,47%
ABR	1,0180	1,0071	0,9974	1,80%	0,71%	-0,26%
MAY	1,0017	1,0013	1,0099	0,17%	0,13%	0,99%
JUN	0,9887	0,9903	0,9976	-1,13%	-0,97%	-0,24%
JUL	0,9999	0,9795	0,9832	-0,01%	-2,05%	-1,68%
AGO	0,9876	0,9722	1,0028	-1,24%	-2,78%	0,28%
SEP	0,9884	0,9748	0,9846	-1,16%	-2,52%	-1,54%
OCT	0,9759	0,9809	0,9917	-2,41%	-1,91%	-0,83%
NOV	1,0272	0,9942	1,0137	2,72%	-0,58%	1,37%
DIC	1,0146	1,0135	1,0077	1,46%	1,35%	0,77%

Nota: El índice de estacionalidad para la distribuidora Gas Sur no se puede calcular pues no hay suficientes observaciones.

Índice=1 señala ausencia de estacionalidad.

Fuente: Elaboración propia, precios calculados con información mensual empresas (SEC).

### **Comparación con precios de distribución de provincias argentinas<sup>13</sup>**

En relación con los precios de GN para clientes residenciales del país vecino, la diferencia principal es que en Argentina los precios están regulados. La estructura tarifaria es en dos partes: cargo fijo más un cargo variable por unidad de consumo, a lo que se agrega el

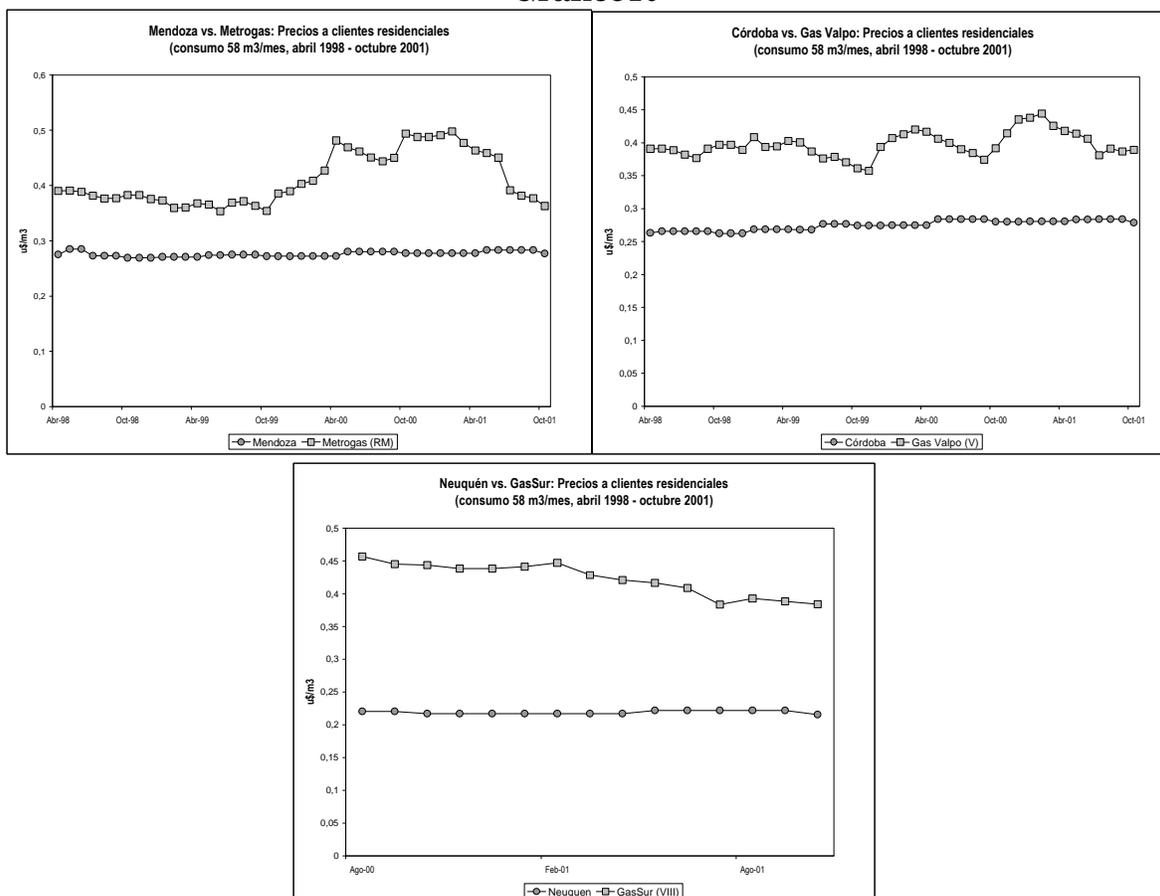
<sup>12</sup> Para mayores detalles remitirse informe Mercados de Gas Natural en Chile: Análisis de Estructura y Sustituibilidad de Saavedra y Fosco (junio 2002, CNE).

<sup>13</sup> Para evitar distorsiones, los precios de Chile y de Argentina se calculan sin impuestos (no se incluye IVA e impuestos provinciales o municipales en precios de distribución).

concepto de factura mínima <sup>14</sup>. Como es de esperar, las diferencias entre precios en Argentina reflejan distintos precios en boca de pozo, distancia respecto de las cuencas (transporte) y estructura de costos.

De acuerdo con lo anterior, *un* criterio de selección de provincias es el de la distancia respecto de la cuenca abastecedora. Se seleccionan tres provincias; Mendoza, comparable por distancia con Santiago; Córdoba, comparable con Región V y Neuquén, comparable con Región VIII. El gráfico 10 muestra la evolución comparada de los precios a clientes residenciales. Los precios están expresados en dólares por m<sup>3</sup>, considerando un consumo mensual de 58 m<sup>3</sup>.

Gráfico10



Fuente: Elaboración propia, información mensual de GasSur (SEC) y precios publicados por ENARGAS.

Los precios regulados en Argentina son más estables y menores que los vigentes en Chile. La baja variabilidad observada, tiene su contrapartida negativa, la inflexibilidad y la imposibilidad del sistema de precios para reflejar diferentes valoraciones, estacionalidad, etc.

Las diferencias de precios para consumos de 58 m<sup>3</sup> mensuales durante el período estuvieron entre 29% y 79%; siendo más caras en Santiago que en Mendoza. En el caso de la comparación entre Córdoba y la Región V, dichas diferencias estuvieron entre un 30% y 58%,

<sup>14</sup> Es decir: se calcula el valor de la factura considerando el cargo fijo y los m<sup>3</sup> consumidos y luego se compara con el valor de la factura mínima. El consumidor abona el máximo valor de los dos.

con tarifas más elevadas en la Región V. Sin embargo, para consumos pequeños (por ejemplo, 19,3 m<sup>3</sup>) el efecto del cargo fijo en las tarifas en Argentina es relevante en todas las zonas.

No es posible aventurar cuál de las dos estructuras tarifarias (en dos partes regulada y con discriminación por tramos desregulada) es la más eficiente en sentido paretiano. Ambas extraen parcial o totalmente el excedente del consumidor, pero las comparaciones de bienestar sólo se pueden realizar si se conoce la función de demanda y se tiene en cuenta la propiedad de las empresas. Adicionalmente, ambas estructuras potencialmente solucionarían el problema de asignación de recursos en un contexto monopólico; pero no el problema distributivo, pues transfieren el excedente del consumidor hacia las distribuidoras<sup>15</sup>.

Por otra parte, debido a los distintos costos de transporte (bajo el supuesto de que los costos de GN son similares), las diferencias entre precios de distribución puros están entre un 45% y 55% (septiembre 2001), siendo más caros en Chile. En particular, para el caso de Metrogas *versus* Mendoza, en septiembre 2001, el precio de distribución neto de transporte (efectivo) y costo de GN de Metrogas es un 45,6% mayor<sup>16</sup>.

Finalmente, se comparan los precios efectivos, calculados considerando el consumo mensual por cliente residencial observado (gráfico 11). Estos precios capturan, en general, la estacionalidad de los volúmenes demandados.

En las provincias argentinas, debido al efecto del cargo fijo, los precios efectivos máximos se observan en los meses en donde el consumo promedio es menor. Los precios cobrados por Metrogas, considerando un consumo igual al promedio mensual por cliente observado, son mayores entre un 6% y un 150% que los precios análogos en Mendoza. En los meses en los que los precios efectivos son máximos en Mendoza, la diferencia es relativamente pequeña. Lo mismo sucede al comparar los precios efectivos entre Córdoba y Gas Valpo.

En febrero 1999 se produce la menor diferencia de precios en ambos casos. Un cliente residencial de Metrogas con un consumo de 21 m<sup>3</sup> pagaba un precio de u\$ 0,38 por m<sup>3</sup>, mientras que el de Mendoza consumía 35 m<sup>3</sup> a un precio de u\$ 0,36 por m<sup>3</sup>. El mismo mes, un cliente residencial en Córdoba consumía 26 m<sup>3</sup> a un precio de u\$ 0,48 por m<sup>3</sup>, y en la Región V, un cliente de Gas Valpo con un consumo de 34 m<sup>3</sup> pagaba u\$ 0,4 por m<sup>3</sup>.

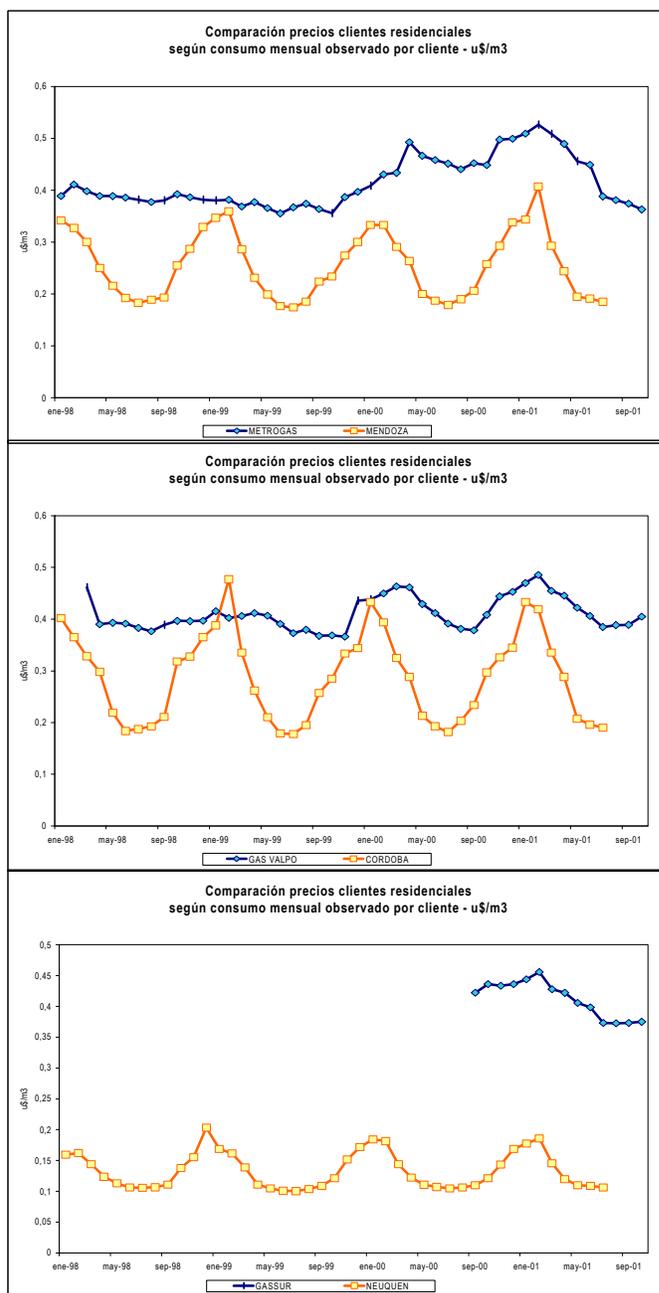
Una estructura tarifaria como la vigente en Argentina *penaliza* los consumos bajos. En épocas de máxima demanda, que coinciden en el sector residencial con las estaciones de otoño e invierno, si se produce un exceso de demanda es más difícil lograr el equilibrio a través del sistema de precios. Esto es así porque desde el punto de vista del consumidor, el precio efectivo disminuye a medida que aumenta la cantidad consumida por efecto del cargo fijo.

---

<sup>15</sup> En una estructura tarifaria de dos partes, si el cargo fijo se establece de manera tal que el monopolio obtenga el equivalente al excedente del consumidor en competencia perfecta y el cargo variable se iguale al costo marginal de competencia perfecta, el monopolio tiene incentivos para producir la cantidad de competencia perfecta. En una estructura tarifaria con discriminación, si esta es perfecta, se logra el mismo resultado. En ambos casos, si no se establecen transferencias *ex post*, desde el punto de vista distributivo, el monopolio se queda con todo el excedente del consumidor. Luego, se soluciona el problema de eficiencia asignativa, pero como contrapartida se produce una redistribución no deseada. En particular, el problema distributivo se agudiza cuando los productores son extranjeros, ya que es claro que un traspaso de excedentes en tales circunstancias empeora el bienestar social del país.

<sup>16</sup> El cálculo se realizó de la siguiente manera: Precio consumidor - Precio Transporte - Precio GN cuenca neuquina, para Metrogas, Energas, Gas Valpo, Córdoba y Mendoza. Los valores son aproximados pues se desconoce el precio al cual Metrogas vende el GN a Energas y Gas Valpo.

Gráfico 11.



Fuente: Elaboración propia, información de Metrogas (SEC); precios y cantidades publicados por ENARGAS.

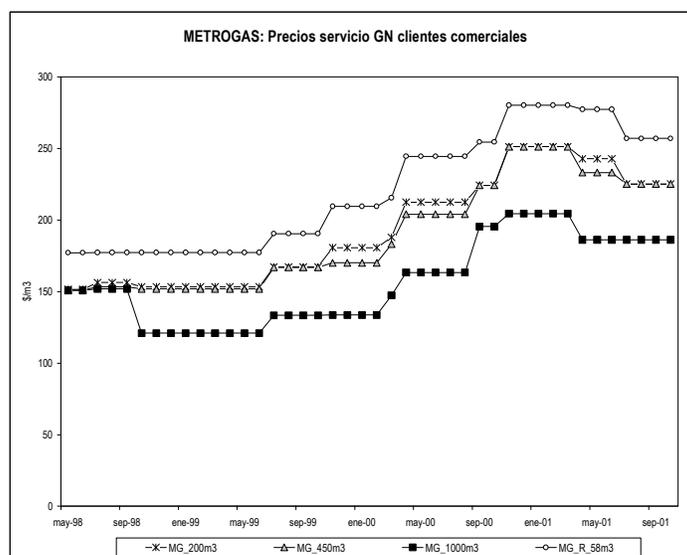
## 5. Los Precios de Distribución a Clientes Comerciales

El análisis de precios a consumidores finales comerciales se realiza para las tres distribuidoras de la zona central, Metrogas, Gas Valpo y Energas. Debido a la heterogeneidad de los consumos promedios observados, se calculan precios (sin impuestos) suponiendo consumos hipotéticos para tres tamaños de comercios: pequeños (200 m<sup>3</sup>/mes), medianos (450 m<sup>3</sup>/mes) y grandes (1000 m<sup>3</sup>/mes).

## 5.1 Estructura Tarifaria y Evolución

En relación con la estructura tarifaria, Metrogas y Energas utilizan el mismo cuadro tarifario de clientes residenciales, sólo que el alcance de la discriminación por tramos es mayor. Gas Valpo, en cambio, agrupa el sector comercial junto con el industrial, con una estructura tarifaria distinta a la del sector residencial. Hasta diciembre 2000, cobraba esta empresa un cargo fijo, en función de la capacidad del empalme medida en Mcal/hora, y un cargo variable por m<sup>3</sup> consumido, con discriminación por tramos. Luego, a partir del 2001, Gas Valpo eliminó el cargo fijo, pero los valores del cargo variable por m<sup>3</sup> consumido en los primeros tramos lo compensan. El resultado de la aplicación de los cuadros tarifarios de las tres distribuidoras es similar en el sentido de que el *precio por m<sup>3</sup> disminuye a medida que aumenta el consumo* (ver gráficos 12 a 14).

Gráfico 12



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

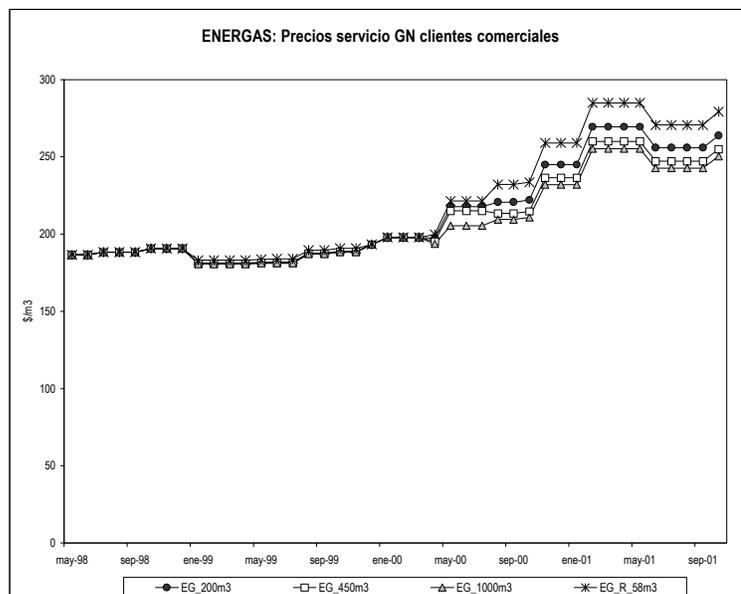
En el caso de Metrogas, no existe casi diferencia entre precios de consumos de 200 m<sup>3</sup>/mes (225,2 \$/m<sup>3</sup> en octubre 2001) y 450 m<sup>3</sup>/mes. Entre 450 m<sup>3</sup>/mes y 1.000 m<sup>3</sup>/mes se produce un salto, siendo el precio para el menor consumo mayor en un 21%. Este comportamiento se mantiene durante casi todo el período analizado, excepto en los primeros meses, en los cuales no había diferencias de precios entre los tres tipos de consumo.

Entre mayo 1998 y marzo 2001, al igual que los precios residenciales, los precios a comercios presentan una tendencia positiva. El incremento acumulado fue de 66% para consumos de 200 m<sup>3</sup>/mes y 450 m<sup>3</sup>/mes y de 36% para consumos de 1.000 m<sup>3</sup>/mes. En abril 2001 se revierte dicha tendencia y la disminución acumulada entre marzo y octubre 2001 es de 10% aproximadamente para los tres tipos de consumo.

Los precios de Energas reflejan varios cambios de política de precios. Al inicio del período considerado, hasta diciembre 1998, el precio por m<sup>3</sup> no difiere entre tipos de consumo, pues la estructura tarifaria consiste en un único precio por m<sup>3</sup> consumido, sin cargo fijo. En 1999 se diferencian, pero casi imperceptiblemente. De enero a marzo 2000, vuelven a ser iguales y recién a partir de abril 2000, se adopta una política de precios que implica

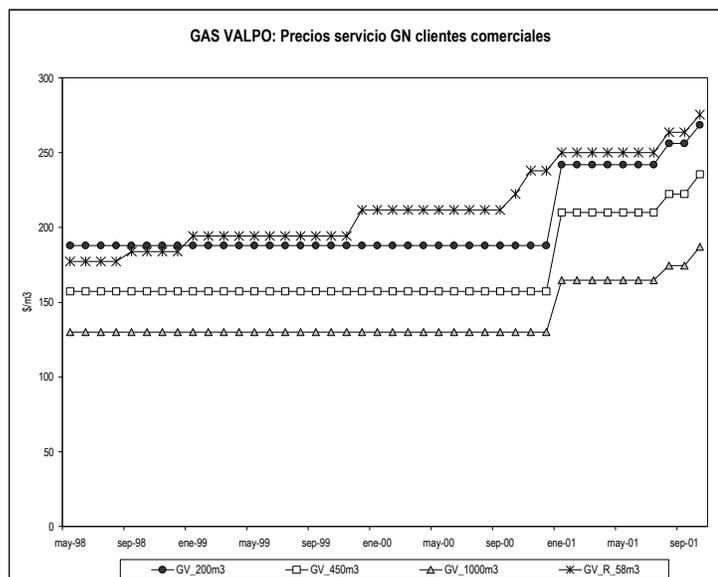
disminución del precio por m<sup>3</sup> a medida que aumenta el consumo. En octubre 2001, el precio por m<sup>3</sup> para consumos de 200 m<sup>3</sup>/mes (263,9 \$/m<sup>3</sup>) es un 3,5% mayor que el precio por m<sup>3</sup> para consumos de 450 m<sup>3</sup>/mes y este, a su vez, un 1,8% mayor que el precio por m<sup>3</sup> para consumos de 1.000 m<sup>3</sup>/mes. Entre mayo 1998 y abril 2000, los precios se mantuvieron relativamente estables, inclusive con meses en los cuales se registran disminuciones. El incremento acumulado es de entre 3,5% y 6%, según tipo de consumo. Entre abril 2000 y mayo 2001, se produce un aumento importante que supera el 30% acumulado. A partir de mayo 2001 se registran disminuciones (-2% acumulado hasta octubre 2001).

**Gráfico 13**



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

**Gráfico 14**



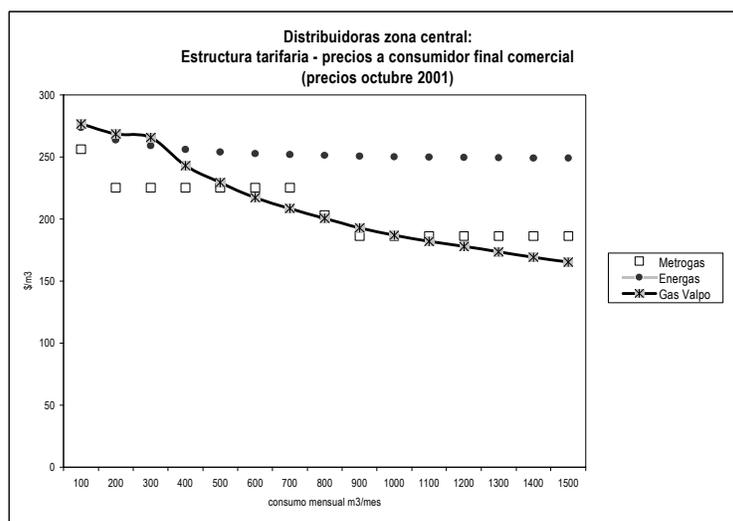
Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresa (SEC).

La diferencia entre precios por m<sup>3</sup> para distintos tipos de consumo es mayor para el caso de Gas Valpo. En octubre 2001, el precio por m<sup>3</sup> para un consumo de 200 m<sup>3</sup>/mes (268,6 \$/m<sup>3</sup>) es un 14% mayor que el precio para un consumo de 450 m<sup>3</sup>/mes y este, a su vez, un 26% mayor que el precio para 1.000 m<sup>3</sup>/mes.

Esta política se mantiene durante todo el período analizado (mayo 1998 - octubre 2001). Asimismo, se advierte una mayor estabilidad en los precios comerciales que en los residenciales. Hasta diciembre 2000 los precios a comercios no varían. En enero 2001, aumentan más del 25% para todo tipo de consumo y en agosto y octubre 2001, sufren dos aumentos de entre el 5% y el 7% en ambos casos. El incremento acumulado en todo el período es de más del 40% (50% en el caso de 450 m<sup>3</sup>/mes).

Como síntesis del efecto de las distintas políticas de precios, en el gráfico 15 se muestra el precio por m<sup>3</sup> para distintas cantidades consumidas, según estructura tarifaria vigente en octubre 2001. La relación esquematizada para Metrogas muestra una pendiente negativa (a mayor consumo, menor precio), pero con escalonamientos. Esto explica por qué para los consumos hipotéticos de 200 m<sup>3</sup>/mes y 450 m<sup>3</sup>/mes prácticamente no existen diferencias en el precio. Las otras dos curvas muestran relaciones con pendientes negativas, sin escalonamientos. La pendiente más pronunciada para el caso de Gas Valpo indica mayor diferencia de precio cuando aumenta la cantidad consumida.

**Gráfico 15**



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

Interesa destacar de este análisis de la relación de precios para el sector comercial entre las distribuidoras de la Región V que las diferencias observadas explican claramente por qué Gas Valpo tiene en promedio casi el 90% del mercado del servicio de GN al sector comercial medido en términos de volúmenes, pero sólo el 40% de clientes. Los comercios con menores volúmenes demandados son clientes de Energas, pues en ese segmento las diferencias favorecen a Energas. Los comercios medianos y grandes eligen a Gas Valpo, pues claramente tiene precios más ventajosos que Energas.

## 5.2 Comparación con Precios de Provincias Argentinas

La comparación con los precios análogos de Argentina se realiza para los mismos tipos de consumo y para las tres provincias ya mencionadas, Mendoza, Córdoba y Neuquén.

La estructura tarifaria para el sector comercial en Argentina, al igual que para el sector residencial, está regulada. Para los niveles de consumos supuestos, corresponde la tarifa Servicio General P, aplicable a comercios y servicios pequeños de hasta 1.000 m<sup>3</sup>/día. Comprende un cargo fijo y uno variable por m<sup>3</sup> consumido. También en este caso se regula la llamada factura mínima, que es de aproximadamente 12 u\$ (igual que en el sector residencial). Con esta estructura, al igual que en el caso de las distribuidoras chilenas, el precio por m<sup>3</sup> consumido disminuye a medida que aumenta el consumo mensual.

Para los tres tipos de consumos, los precios al sector comercial son mayores y más variables en Chile que en Argentina. Hay que considerar, no obstante, que parte de la variabilidad observada en precios de distribuidoras chilenas se debe a la varianza en el tipo de cambio.

A modo de síntesis, en la tabla 9 se presenta el precio observado en septiembre 2001.<sup>17</sup> Se incorpora el precio de GasSur como referencia. Para cada tamaño de comercio se ordenaron los precios de menor a mayor. Se incluyen las diferencias % entre los precios de cada distribuidora chilena *versus* la provincia seleccionada para comparar.

**Tabla 9**

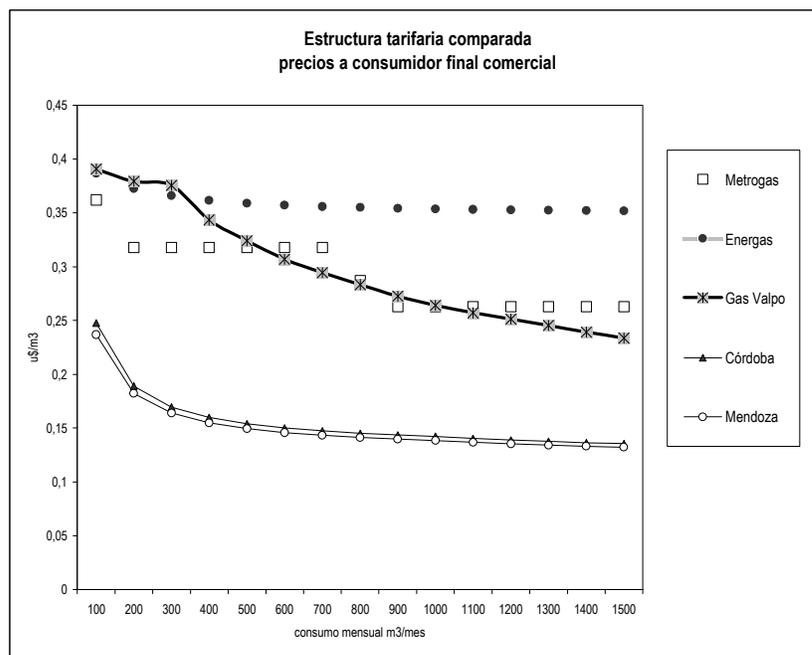
Precios GN sector comercial, distribuidoras Chile y Argentina					
(precio vigente septiembre 2001)					
200 m3/mes		450 m3/mes		1000 m3/mes	
	u\$/m3		u\$/m3		u\$/m3
NEUQUEN (NQN)	0,142	NEUQUEN	0,112	NEUQUEN	0,099
MENDOZA (MZA)	0,189	MENDOZA	0,158	MENDOZA	0,145
CORDOBA (CBA)	0,194	CORDOBA	0,162	CORDOBA	0,148
METROGAS (MG)	0,331	GAS VALPO	0,327	GAS VALPO	0,256
GASSUR (GS)	0,354	GASSUR	0,328	METROGAS	0,273
ENERGAS (EG)	0,376	METROGAS	0,331	GASSUR	0,281
GAS VALPO (GV)	0,376	ENERGAS	0,363	ENERGAS	0,356
Diferencia (%)					
MG/MZA	75%	MG/MZA	109%	MG/MZA	89%
GS/NQN	149%	GS/NQN	192%	GS/NQN	184%
GV/CBA	93%	GV/CBA	102%	GV/CBA	73%
EG/CBA	93%	EG/CBA	124%	EG/CBA	141%

Fuente: Elaboración propia, información mensual empresas chilenas (SEC) y series publicadas por ENARGAS.

Las diferencias entre los precios de distribuidoras chilenas y los de provincias argentinas no necesariamente son lineales en relación con los tamaños de consumos. Por ejemplo, para 200 m<sup>3</sup>/mes los precios de Metrogas son un 75% mayores que los de Mendoza; para 450 m<sup>3</sup>/mes, un 109% mayores, para 1.000 m<sup>3</sup>/mes, un 89%. Esta no linealidad se explica por las diferentes pendientes. En particular, por el escalonamiento que presentan los precios de Metrogas (ver gráfico 16).

<sup>17</sup> Se elige este mes para que sea consistente con las tablas de características. Estas tablas, a su vez, se realizan hasta septiembre y no hasta octubre del 2001, pues el número de clientes de Energas (Chile) no está disponible.

Gráfico 16.



Fuente: Elaboración propia, información mensual empresas Chile (SEC) y series ENARGAS.

Las diferencias entre Gas Valpo y Córdoba siguen un patrón similar (no lineal), No obstante, a partir de cierto volumen, ambos precios tienden a convergir en el límite. Luego, las diferencias (%) disminuyen con el volumen a partir de un mínimo. Esto se explica por la mayor pendiente de la estructura tarifaria de Gas Valpo.

El caso de Energas es distinto. Las diferencias con Córdoba son crecientes con el volumen y esto se debe a que la pendiente de la estructura tarifaria de Energas es menor (más aplanada).

## 6. Precios de Distribución a Clientes Industriales

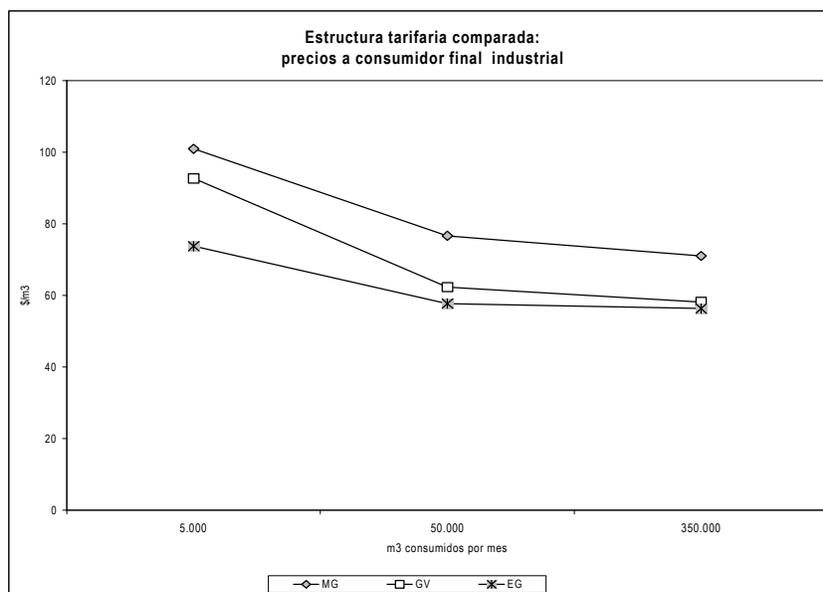
Finalmente, se analizan precios a clientes industriales. Es importante tener en cuenta que los precios calculados, especialmente para grandes industrias, sólo pueden ser considerados como precios indicativos máximos. Las distribuidoras en Chile, por lo general, ofrecen contratos especiales para consumos industriales y por racionalidad de los clientes industriales, los precios deben ser menores a los informados.

Los precios son calculados suponiendo consumos de 5.000 m³/mes, 50.000 m³/mes y 350.000 m³/mes y al igual que en el sector comercial, se consideran sólo las distribuidoras de la zona central. El período analizado es julio 1998 - octubre 2001.

## 6.1 Estructura Tarifaria y Evolución

La estructura tarifaria de las tres distribuidoras presenta un movimiento similar (ver gráfico 17). El precio por m<sup>3</sup> disminuye a medida que aumenta el consumo. No obstante, no es lineal. El precio por m<sup>3</sup> disminuye a una *tasa decreciente* a medida que el volumen consumido por la industria aumenta.

Gráfico 17



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

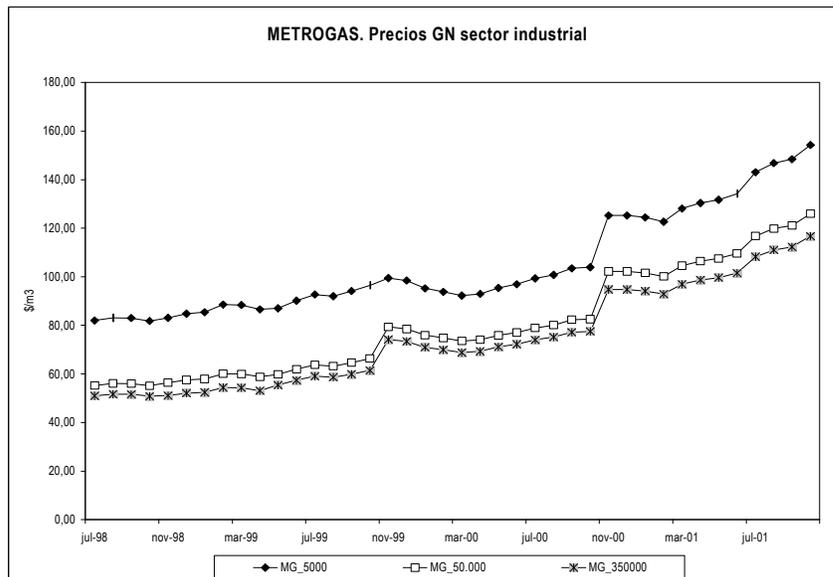
Gas Valpo tiene el mismo cuadro tarifario para el sector industrial que para el sector comercial. Metrogas, por su parte, cobra un cargo fijo que aumenta según la capacidad del empalme (medida en Mcal/hora) y un cargo variable por m<sup>3</sup> consumido, con discriminación por tramos. Los cuadros tarifarios de Metrogas están expresados en dólares, luego si bien se mantienen relativamente estables en términos de la divisa, los precios en pesos chilenos varían.

Energas también cobra un cargo fijo. Pero en este caso, la empresa informa un valor que corresponde al promedio de cargo fijo cobrado durante el mes sin especificar cuál es el criterio para su cálculo. En este sentido, los precios de Energas son mucho más volátiles pues en rigor son precios efectivos (gráficos 18 a 20).

El análisis de tendencia requiere identificar los elementos que influyen en los precios de cada distribuidora. En cuanto a Metrogas, la tendencia positiva se liga al aumento del tipo de cambio; las tarifas crecen entre noviembre 2000 y octubre 2001 en 23%, exactamente igual a la variación del tipo de cambio observado para igual período.

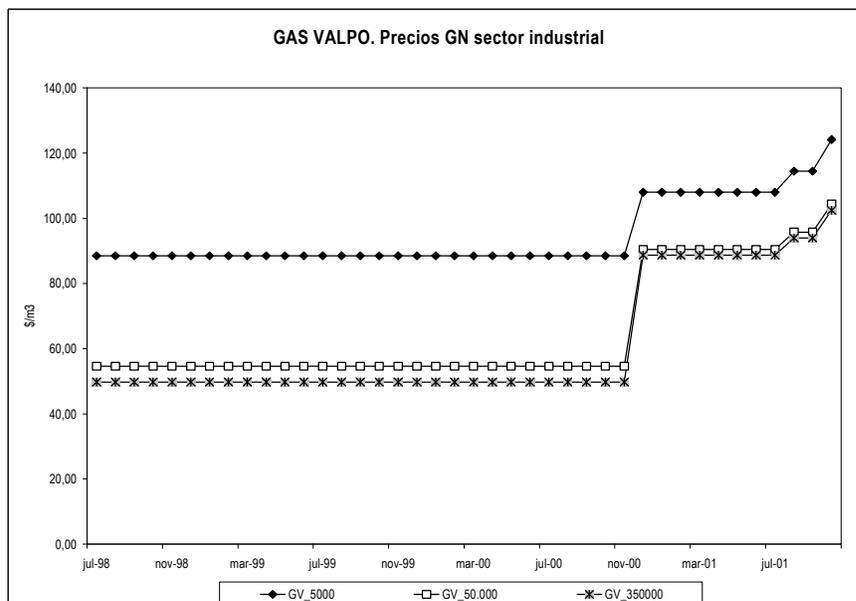
En relación con Energas, debido a que el costo fijo informado es el efectivo, dentro de la tendencia positiva observada en los precios está implícita la tendencia creciente en los volúmenes. No obstante, mientras que el consumo promedio industrial aumentó entre noviembre 2000 y octubre 2001 en un 3%, los precios aumentaron más del 35% (5.000 m<sup>3</sup>/mes = 39%, 50.000 m<sup>3</sup>/mes = 36% y 350.000 m<sup>3</sup>/mes = 35%).

**Gráfico 18**



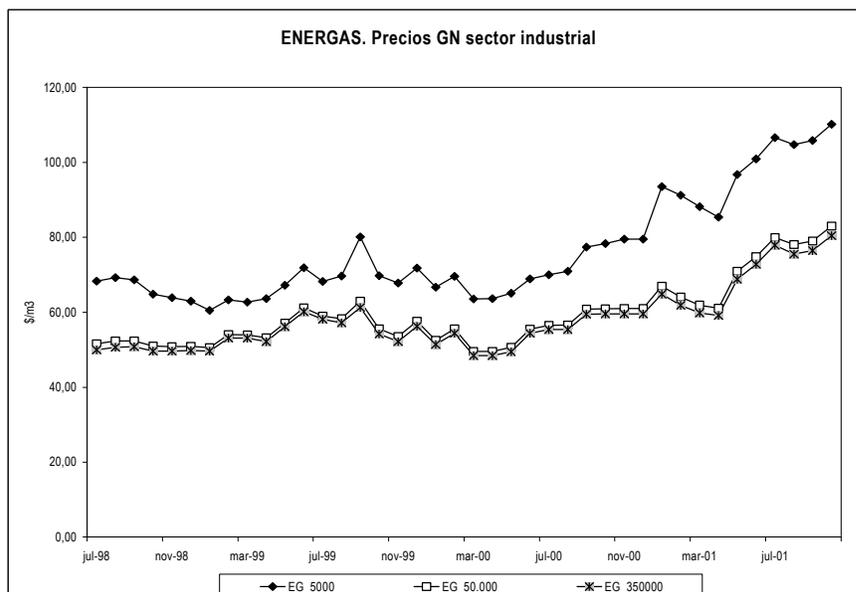
Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresa (SEC).

**Gráfico 19**



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

Gráfico 20



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

El caso de Gas Valpo es el más puro, en la medida en que la tendencia observada depende del comportamiento de la política tarifaria. Se observa una tendencia positiva recién a fines del 2000. Al cambiar su estructura tarifaria (eliminación del cargo fijo, compensada por aumento de precios por tramos), aumenta en la práctica el precio por m<sup>3</sup> casi en un 70% (para consumo 50.000 m<sup>3</sup>/mes). El incremento acumulado noviembre 2000 - octubre 2001 es de 40%, 91% y 106% para consumos de 5.000 m<sup>3</sup>/mes, 50.000 m<sup>3</sup>/mes y 350.000 m<sup>3</sup>/mes, respectivamente.

## 6.2 Comparación con Precios a Clientes Industriales en Provincias Argentinas

Se excluye del análisis el caso de Neuquén pues, definitivamente, GasSur no cuenta con servicio al sector industrial. En la tabla 10 se muestran las principales características comparadas.

Tabla 10

Sector Industrial			
Zona Distribución	Volumen total sector (promedio, mill.m <sup>3</sup> /mes)	Número de clientes (septiembre 2001)	Consumo mes/cliente (promedio, m <sup>3</sup> /mes)
Metrogas	39,9	438	95.822,1
Mendoza	26,9	607	43.146,3
Gas Valpo	1,0	27	40.420,3
Energas	5,8	23	255.083,6
<b>Total Región V</b>	<b>6,9</b>	<b>50</b>	<b>141.262,5</b>
Córdoba	34,4	766	43.238,8
GasSur	-	-	-
Neuquén	6,5	199	33.520,4

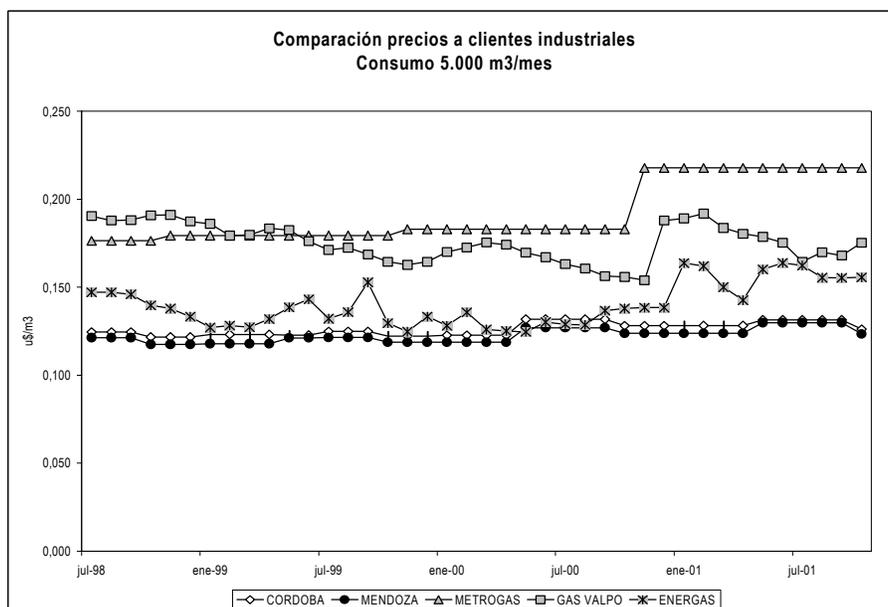
Fuente: Elaboración propia, informes mensuales empresas de chilenas (SEC) y series publicadas por ENARGAS.

En el caso de Argentina, los precios de distribuidoras para el sector industrial también están regulados. Existen diversas modalidades tarifarias, según sea el tipo de servicio y/o el volumen demandado. Para consumos de hasta 5.000 m<sup>3</sup>/mes corresponde la aplicación de la tarifa Servicio General P (la misma aplicable al sector de comercios pequeños y medianos). Para consumos de 50.000 m<sup>3</sup>/mes, la tarifa aplicable es la de Servicio General G, en la que se abona un cargo *mensual* por capacidad reservada por *día*. Para facilitar el cálculo del precio por m<sup>3</sup>, suponemos que la capacidad reservada es igual a la capacidad utilizada por día. Luego, para consumos de 50.000 m<sup>3</sup>/día, la capacidad reservada es de 1.644,7 m<sup>3</sup>/día durante el mes.

Para grandes industrias (350.000 m<sup>3</sup>/mes = 11.513,2 m<sup>3</sup>/día), las tarifas aplicables pueden ser de varios tipos. Para los efectos de este estudio y en esta categoría, se calculan los precios por m<sup>3</sup> según la tarifa Grandes Usuarios FD-FT, la cual incluye un cargo mensual por capacidad reservada por día. La capacidad reservada se supone igual a la capacidad utilizada. La estructura tarifaria está compuesta, por lo tanto, por un cargo fijo, un cargo variable por m<sup>3</sup> consumido y un cargo por capacidad contratada en firme.

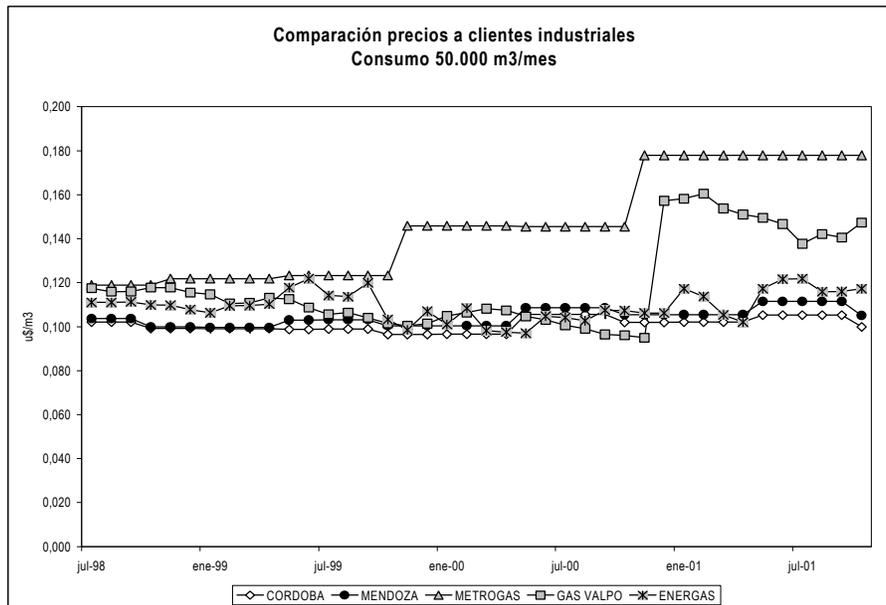
La comparación entre precios se muestra en los gráficos 21, 22 y 23.

**Gráfico 21**



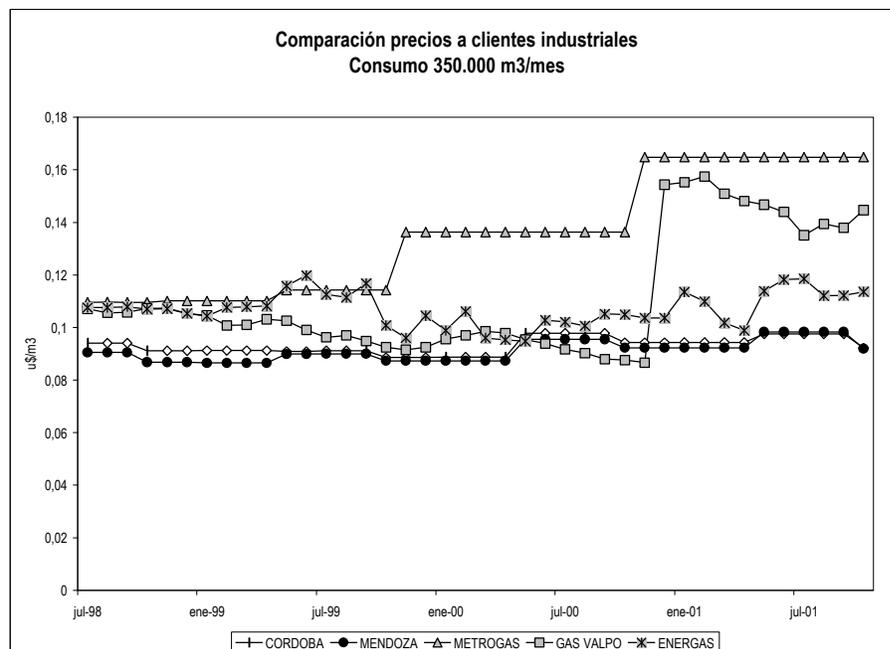
Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas chilenas (SEC) y series publicadas por ENARGAS.

Gráfico 22



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas chilenas (SEC) y series publicadas por ENARGAS.

Gráfico 23



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas chilenas (SEC) y series publicadas por ENARGAS.

En síntesis, la evolución comparada de los precios durante el período analizado (julio 1998 a octubre 2001) registra los siguientes hechos más importantes:

- i. Para todos los niveles de consumos supuestos, los precios de Metrogas son mayores que los de Mendoza en todo el período considerado. Las diferencias en promedio durante el último año disponible son de 73%, 65% y 74% para consumos de 5.000 m<sup>3</sup>/mes, 50.000 m<sup>3</sup>/mes y 350.000 m<sup>3</sup>/mes, respectivamente.
- ii. Los precios para consumos de 5.000 m<sup>3</sup>/mes de Gas Valpo son mayores que los de Córdoba en todo el período considerado, con una diferencia promedio observada para el último año disponible de 37%. Para consumos de 50.000 m<sup>3</sup>/mes y 350.000 m<sup>3</sup>/mes, hasta abril 2000, los precios de Gas Valpo son mayores con diferencias promedio de 11% y 10%, respectivamente. Entre mayo y noviembre 2000, los precios de Gas Valpo son menores que los de Córdoba, con diferencias promedio de 5% para consumos de 50.000 m<sup>3</sup>/mes y de 7% para los consumos de 350.000 m<sup>3</sup>/mes. A partir de diciembre 2000, los precios de Gas Valpo vuelven a situarse por encima de los de la provincia argentina, con diferencias promedio de 45% y 54%, para 50.000 m<sup>3</sup>/mes y 350.000 m<sup>3</sup>/mes, respectivamente. En el último año disponible, las diferencias promedio son 37%, 45% y 48% para los tres tipos de consumo.

Aunque en los últimos meses las diferencias de precios han aumentado, es interesante el hecho de que durante varios meses los precios del GN para el sector industrial de la Región V fueran perfectamente equiparables a los precios en Argentina. Las diferencias entre precios son muy distintas a las diferencias de precios observadas en los sectores residencial y comercial, donde claramente las distribuidoras de la Región V cobran precios más altos durante todo el período considerado.

Para finalizar, a modo de síntesis, en la tabla 11 se muestran las diferencias de precios por m<sup>3</sup> para el mes de septiembre 2001. Al igual que en el caso del sector comercial, la relación entre diferencias de precios y volúmenes consumidos no es lineal.

**Tabla 11**

Precios GN sector industrial, distribuidoras Chile y Argentina					
(precio vigente septiembre 2001)					
5.000 m <sup>3</sup> /mes		50.000 m <sup>3</sup> /mes		350.000 m <sup>3</sup> /mes	
	u\$/m <sup>3</sup>		u\$/m <sup>3</sup>		u\$/m <sup>3</sup>
MENDOZA (MZA)	0,130	CORDOBA	0,105	CORDOBA	0,098
CORDOBA (CBA)	0,131	MENDOZA	0,111	MENDOZA	0,098
ENERGAS (EG)	0,155	ENERGAS	0,116	ENERGAS	0,112
GAS VALPO (GV)	0,168	GAS VALPO	0,141	GAS VALPO	0,138
METROGAS (MG)	0,218	METROGAS	0,178	METROGAS	0,165
Diferencia (%)					
MG/MZA	68%	MG/MZA	60%	MG/MZA	68%
GV/CBA	28%	GV/CBA	34%	GV/CBA	41%
EG/CBA	18%	EG/CBA	10%	EG/CBA	15%

Fuente: Elaboración propia, información mensual empresas chilenas (SEC) y series publicadas por ENARGAS.

## 7. Conclusiones

En el presente trabajo hemos presentado y desarrollado un análisis comparativo del precio del GN en sus distintas etapas. La comparación se realiza entre empresas de GN en Chile y entre precios de Chile y de Argentina, tanto precios del gas en boca de pozo, precios de distribuidoras y precio de transportistas. Como conclusión se presentan los resultados más importantes en los párrafos siguientes.

Tal como analizado en Fosco y Saavedra (2003c), uno de los supuestos que sustentan la política de precios no regulados en Chile es que el *precio del GN y el del petróleo crudo están altamente correlacionados*. Comparando el precio de Crudo Brent y el estimado de cuenca GN Magallanes, se observa que ambos precios no están necesariamente relacionados por cuanto si bien ambos precios tienen una tendencia positiva, el precio del crudo es mucho más volátil que el del GN. Nuestro resultado es teóricamente correcto, ya que el precio del GN tiene un carácter regional debido al altísimo costo relativo del transporte fuera de la red de gasoductos (de hecho, no hay ni un mercado ni un precio internacional de GN).

En cuanto a la evidencia de precios de transporte de GN, ésta sugiere que este servicio es más caro en Chile que en Argentina (corregido por longitud). Las diferencias en el tamaño de mercado suplido determina mayores tasas de utilización de la capacidad de transporte. El promedio de utilización es 80% para los gasoductos argentinos, mientras que sólo 64.4% para la mayor utilización chilena. Sustenta esta afirmación el hecho de que los gasoductos de las zonas norte y sur de Chile tienen precios por encima del promedio de las tarifas de las dos transportistas argentinas, mientras que sólo los de la zona central se encuentran por debajo del promedio transandino.

A nivel de distribución de GN para clientes residenciales, las cuatro distribuidoras tienen rasgos comunes en relación con su política tarifaria. En primer lugar, en general comienzan sin cobrar cargo fijo y si lo hacen, es implícito o bien, lo eliminan al poco tiempo. En segundo lugar, pasado cierto tiempo, tienden a aumentar la discriminación por tramos, no tan solo aumentando el alcance, sino también subdividiendo tramos en rangos de menor longitud. Finalmente, en algún momento estas distribuidoras terminan por implementar cargo fijo en sus tarifas. Esto nos lleva a conjeturar que las empresas distribuidoras no reguladas siguieron la siguiente estrategia en su política tarifaria: en una primera etapa, cuando la empresa desea captar usuarios y estos deben cambiar de energético (por ejemplo, desde GLP a GN), se reduce al mínimo el cargo fijo. En una segunda etapa, aumenta la discriminación por tramos de consumo, estrategia alternativa para extraer el excedente del consumidor. Finalmente, cuando ha captado cierto número de clientes, se (re)instaura el cargo fijo y además se mantiene la discriminación por tramos de consumo. Si los costos de salida para los usuarios son relativamente altos (como se argumenta más adelante), una distribuidora alto poder de mercado puede seguir esta estrategia sin perder clientes.

Al comparar la evolución de los precios de distribución a clientes residenciales en Chile, es relevante hacerlo en la zona central en más detalle ya que según se vió, Metrogas opera como monopolio en la Región Metropolitana y, a la vez, como comercializador en relación con las distribuidoras de la Región V. A su vez, en la Región V hay un duopolio en la distribución.

De acuerdo a la información encontrada, se observa:

- i. Las relaciones de precios Metrogas/Energas-GasValpo y Energas/Gas Valpo presentan tres períodos. Durante el primer y tercer período los precios de Metrogas estuvieron por debajo de los de las distribuidoras de la Región V, y en el segundo los precios de Metrogas estuvieron por encima.

- ii. La relación de precios Energas/Gas Valpo presenta también tres períodos marcados pero con una tendencia convergente, dando una idea de cierto grado de competencia dentro de la Región V.
- iii. Al comparar los precios de distribución a clientes residenciales en Chile versus esos en Argentina en donde los precios están regulados estos son más estables y menores que los vigentes en Chile para niveles medios de consumo. Las diferencias de precios entre Santiago y Mendoza para consumos medios (58 m<sup>3</sup> mensuales) fueron mayores en Chile entre 29% y 79%; similares diferencias se observan entre la Región V y Córdoba (superiores acá entre 30% y 58%). Sin embargo, para consumos pequeños (por ejemplo, 19,3 m<sup>3</sup>) el efecto del cargo fijo en las tarifas en Argentina es relevante en todas las zonas, siendo más elevadas en Córdoba que la Región V, por ejemplo, entre 36% y 74%.

De esta evidencia se desprende una conclusión muy favorable a incentivar la competencia de facilidades esenciales, como una alternativa real a la regulación de precios en la distribución de GN. En efecto, la libre entrada de competidores al nivel de distribución de GN a generado precios similares e incluso inferiores en la Región V (Valparaíso) a aquellos observados en la capital, en donde hay un único distribuidor. Esto, a pesar que en Santiago la distribución del gas natural cuenta con importantes economías de escala y ventajas de costo de transporte relativo a los costos de distribución en Valparaíso. Este resultado es un muy buen experimento natural que muestra cómo la competencia de facilidades esenciales en el mercado del Gas Natural beneficia a los consumidores del bien a pesar de la duplicación de las inversiones hundidas en redes.

En cuanto a los precios de distribución a clientes comerciales, una característica destacable en la zona central es que las tres empresas distribuidoras presentan una estructura tarifaria con descuentos por volumen. Metrogas los hace por tramos, Gas Valpo muestra una mayor diferencia de precio cuando aumenta la cantidad consumida, y Energas muestra muy pocos descuentos por volumen. Esta diferentes políticas tarifarias para el sector comercial explican claramente por qué Gas Valpo tiene en promedio casi el 90% del mercado (volumen) del servicio de GN al sector comercial, pero sólo el 40% de clientes. Los comercios medianos y grandes eligen a Gas Valpo, pues por sus fuertes descuentos por volumen tiene precios más ventajosos que Energas. Por último, al comparar estos precios con los de la Argentina, para consumos bajos, medios y altos, los precios al sector comercial son mayores y más variables en Chile que en país vecino.

En lo que respecta a los precios de distribución a clientes industriales, es difícil realizar el análisis adecuado debido a que los precios de lista son sólo indicativos. En Chile por lo general las distribuidoras ofrecen descuentos no públicos a estos clientes, por lo cual los precios observados son sólo un techo de los verdaderos precios. Algunas regularidades observadas en la zona central son:

- i. Las tres distribuidoras realizan descuentos por volumen. Entre estas, las tarifas más elevadas, para igual demanda, son las de Metrogas, en particular desde mediados de 1999 en adelante. Durante 1998 a 2000 los precios de GasValpo y Energas son bastante similares, siendo mayores los de GasValpo a los de su competidor directo durante todo el año 2001.
- ii. Al realizar las comparaciones con las provincias equivalentes de la Argentina, se observa que los precios de Metrogas para sus clientes industriales son sistemáticamente mayores que esos de Mendoza, al igual que lo sucedido entre GasValpo y Córdoba. La diferencia la pone Energas, empresa que cobra precios equivalentes a los de Córdoba a sus clientes industriales.

## Referencias

- Balmaceda, F. y E. Saavedra (2003), *Strategic Alliances in an Industry with Essential Facilities* , Mimeo Universidad Alberto Hurtado.
- 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.
- 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 (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.
- Gallick, E. C. (1993), *Competition in the Natural Gas Pipeline Industry*, Praeger Publishers, Westport, USA.
- Hollas, D. R. (1999), *Gas Utility Prices in a Restructured Industry* , *Journal of Regulatory Economics*, 16, 167-185.
- 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.