

QUIROZ & ASOCIADOS



## GAS POR REDES

### ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS EN QUE PARTICIPA

Diciembre de 2014



Jorge Quiroz C.\*



Paula Hurtado E.\*\*

\* Ingeniero Comercial Universidad de Chile y Ph. D. en Economía, Duke University. Socio principal de Quiroz & Asociados.  
\*\* Ingeniero Comercial y Magíster en Economía Universidad Católica de Chile. Asociada de Quiroz & Asociados.

Trescientos uno

301



QUIROZ & ASOCIADOS

Informe preparado por Jorge Quiroz, Paula Hurtado y el equipo de Quiroz & Asociados para la Asociación de Distribuidores de Gas Natural (AGN). Las opiniones vertidas aquí son de exclusiva responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente la opinión de AGN o de las empresas que reúne.

QUIROZ & ASOCIADOS

Monjitas 392, of 2101

Santiago - Chile

Fono: (56-2) 2639 9012

Fax: (56-2) 2639 9037





---

## CONTENIDO

1. Antecedentes.....	3
2. La industria de la distribución de GN.....	5
3. Monopolio natural.....	10
4. Mercados relevantes.....	23
5. Competencia en los mercados.....	33
6. El retorno de la actividad.....	37
7. Regulación de tarifas del gas natural.....	42
8. Síntesis y conclusiones.....	56
Referencias.....	60
Anexos.....	62



## 1. Antecedentes.

Con fecha 27 de octubre de 2014, el alcalde de la Municipalidad de Maipú presentó una solicitud al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) en la que pide a dicha entidad que solicite a su vez al Ministerio de Energía que fije tarifas a la empresa distribuidora de gas Metrogas. Basa su petición en que, según el informe "Chequeo de rentabilidad" divulgado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), Metrogas habría excedido en los años 2012 y 2013 el límite de rentabilidad definido en el artículo 32 del DFL 323, lo que en virtud del artículo 31 del mismo cuerpo legal permite al TDLC ordenar la tarificación.

Con fecha 30 de octubre de 2014, TDLC acogió la solicitud y dio inicio a un proceso no contencioso respecto de las tarifas de suministro de gas y servicios afines en las zonas de concesión en las que opera Metrogas. El TDLC abrió un plazo de 30 días hábiles para que quienes tengan legítimo interés puedan aportar antecedentes a la causa.

En este contexto, la Asociación de Distribuidores de Gas Natural A.G. (AGN) ha solicitado a Quiroz & Asociados la elaboración de un informe económico sobre la estructura y funcionamiento de los mercados en los que participan las empresas de gas natural (GN).

El informe se centra especialmente en el caso de Metrogas, cuyas tarifas son el objeto del proceso en curso en el TDLC, pero presenta un análisis que representa el funcionamiento general de las empresas que distribuyen gas por red, y desde esta perspectiva, sirve de antecedente en la discusión regulatoria de carácter más general<sup>1</sup>.

El informe se organiza de la siguiente manera. La sección 2 describe brevemente la industria del gas por redes en términos de su cadena de valor, actores, volúmenes y clientes. La sección 3 analiza si las distribuidoras de gas por redes en general y Metrogas en particular pueden ser consideradas monopolios naturales. Se concluye que las condiciones de los mercados en los que operan las distribuidoras de la zona centro sur determinan que ellas no puedan ser consideradas monopolios naturales; a diferencia de lo que ocurre en Gasco Magallanes o lo que se aprecia en el caso de otros países, la menor demanda unitaria unida al alto precio

---

<sup>1</sup> Es de público conocimiento que el Ministerio de Energía trabaja un proyecto de ley que establecerá la tarificación del GN para las empresas que superen cierto umbral de rentabilidad.



---

relativo del gas con relación a sus sustitutos (Gas Licuado de Petróleo) hace que el Gas natural no constituya un monopolio natural en su zona de influencia.

Seguidamente, se procede a analizar la estructura y funcionamiento de los mercados en los que participan las distribuidoras de GN. El análisis se centra en el segmento residencial, pues es respecto de esos clientes que la legislación actual contempla la posibilidad de fijar tarifas. La sección 4 define formalmente los mercados relevantes desde las perspectivas del producto y geográfico, la sección 5 analiza la competencia en los mismos y la sección 6 aborda el tema de la rentabilidad obtenida por las distribuidoras. Se concluye que la competencia en los mercados es suficientemente intensa como para mantener el régimen de libertad tarifaria actualmente vigente. La rentabilidad obtenida en los años 2012 y 2013 por Metrogas obedece a situaciones excepcionales que no deberían mantenerse en el tiempo, y por tanto, no constituyen antecedentes que permitan caracterizar la industria como monopolio natural. De todos modos, considerando que se ha pedido al TDLC que ordene la fijación de tarifas de una distribuidora en particular y atendiendo al debate regulatorio en curso, la sección 7 analiza los modelos regulatorios existentes y las ventajas y desventajas de aplicar unos u otros a este sector. Concluye que fijar tarifas con el modelo de Empresa Eficiente, que es el modelo que se aplica en Chile en todos los sectores regulados, sería particularmente inadecuado en este mercado, por lo que recomienda un modelo *ad hoc* para este sector sobre la base de la rentabilidad de la empresa real. Por último, la sección 8 sintetiza las principales conclusiones del informe.



## 2. La industria de la distribución de GN.

El GN es un energético fósil, mezcla de metano y otros hidrocarburos gaseosos. Chile sólo tiene fuentes propias en la Región de Magallanes que satisfacen la demanda de esa región, por lo que el GN que se consume en el resto del país es de origen importado. En una primera etapa (1997-2004), todo el gas importado se traía desde Argentina en estado gaseoso a través de gasoductos, pero en respuesta a la crisis del gas argentino (2004-2009) que dejó en evidencia la precariedad de esta fuente de suministro, se construyeron en el país terminales de regasificación que permitieron la importación de GN en estado líquido (GNL) desde cualquier lugar del mundo.

En 2013, se importaron 3.878 MMm<sup>3</sup> de GN, prácticamente todo como GNL. Aproximadamente el 80% del mismo ingresó por el terminal GNL Quintero en la V Región y el 20% restante por el terminal GNL Mejillones en la II Región. Las importaciones de GN Argentino son hoy minoritarias: 16,8 MMm<sup>3</sup> en 2013 (para uso energético en las regiones V, VIII y Metropolitana). La producción local de GN en Magallanes ascendió en 2013 a 965 MMm<sup>3</sup><sup>2</sup>.

El GN en Chile se utiliza mayoritariamente para generación eléctrica (55%). Le siguen en orden de importancia el uso industrial (31,09%), de hogares y comercio (12,9%) y el sector transporte (0,7%)<sup>3</sup>.

La zona centro del país es abastecida desde el terminal GNL Quintero, que comenzó a operar durante el año 2009. Actualmente tiene una capacidad de regasificación de 10 MMm<sup>3</sup> diarios y se encuentra en curso un proyecto de ampliación a 15 MMm<sup>3</sup> para el 2015. El GN para distribución sale desde Quintero mayoritariamente en estado gaseoso a través del gasoducto Electrogas hasta llegar a los *citygates* que conectan con las redes. Una parte menor, pero creciente, no se regasifica en el terminal sino que se transporta en estado líquido en camiones para abastecer a mercados y clientes no conectados vía gasoducto.

Desde el *citygate*, el GN es transportado a través de las redes de distribución hasta los distintos clientes. En las redes es posible distinguir los segmentos primario, secundario y terciario, siendo el segmento primario el que conecta con el gasoducto y el terciario el que conecta con el

---

<sup>2</sup> Producción e importaciones según Balance de Energía 2013, Ministerio de Energía.

<sup>3</sup> Porcentajes según Balance de Energía 2013. El sector industrial incluye sectores minero y energético. En hogares y comercio se incluye también el consumo público.



cliente final. A medida que se avanza hacia el cliente final, disminuye el diámetro de la red y la presión.

En la zona centro-sur operan principalmente tres empresas distribuidoras de GN por redes: Gas Valpo, Metrogas y Gas Sur. Las dos primeras se abastecen desde el terminal GNL Quintero y la tercera se abastece desde la cuenca Neuquén en Argentina con GN que le llega a través del Gasoducto del Pacífico. En la XII Región opera Gasco Magallanes, que distribuye GN de producción local que adquiere de Enap<sup>4</sup>. El Cuadro 1 describe las cuatro principales empresas distribuidoras de GN de Chile en términos de las regiones en las que operan, sus kilómetros de red, cantidad de clientes y ventas físicas anuales.

Cuadro 1: Descripción principales distribuidoras de GN

	Gas Valpo	Metrogas	Gas Sur	Gasco Magallanes
Regiones en las que operan	V	RM - VI	VIII	XII
Extensión redes (km)	1.616	5.172	750	1.317
Clientes totales	90.145	489.817	28.744	52.372
Ventas físicas totales anuales (MMm <sup>3</sup> )	162,6	1.012	24,3	366,3

Fuente: Elaboración propia con información de las empresas.

Las distribuidoras de GN atienden a clientes residenciales, comerciales e industriales ubicados en las zonas de influencia de sus respectivas redes<sup>5</sup>. Los clientes residenciales corresponden a casas y departamentos, incluyendo las centrales térmicas de edificios residenciales. Los clientes comerciales son hospitales, supermercados, centros comerciales, panaderías, hoteles, restaurantes y lavanderías, entre otros. Los clientes industriales, por último, son compañías de los más diversos rubros, incluyendo el agro, la construcción, la metalurgia, la industria alimentaria y la textil, entre otras. El Cuadro 2 presenta la cantidad de clientes de cada una de las empresas.

<sup>4</sup> Además, en un sector de la ciudad de Calama opera una red de distribución de GN muy limitada. En la VIII Región, también operan Intergas y Innergy, esta última atiende sólo clientes industriales.

<sup>5</sup> Además, algunas atienden a clientes de generación eléctrica.



Cuadro 2: Clientes de las principales distribuidoras de GN

	Gas Valpo	Metrogas	Gas Sur	Magallanes
Residenciales (incl. CT)	88.454	480.137	27.624	49.146
Comerciales	1.654	9.378	1.120	2.690
Industriales	37	302		130
Otros				406
<b>Total</b>	<b>90.145</b>	<b>489.817</b>	<b>28.744</b>	<b>52.372</b>

Fuente: Elaboración propia con información de las empresas.

En cuanto al volumen de consumo, los clientes residenciales son los que consumen menores cantidades, seguidos de los comerciales y luego por los industriales. El Cuadro 3 presenta los clientes de las tres distribuidoras de la zona centro sur según si su consumo promedio mensual es mayor o menor a 100 GJ. Este punto de corte es importante porque corresponde al límite de los clientes potencialmente afectados a tarifa regulada según el marco normativo vigente. Como se observa, prácticamente todos los clientes residenciales y comerciales están bajo el punto de corte (99,7% y 96,1% respectivamente) mientras que el grueso de los clientes industriales está por sobre el mismo (91,2%).

Cuadro 3: Clientes de las distribuidoras de GN de Gas Valpo, Metrogas y Gas Sur, según categoría y consumo mensual promedio

	Hasta 100 Gj/mes	Más de 100 Gj/mes	Total
Residencial (incl. CT)	594.641	1.574	596.215
	99,7%	0,3%	100,0%
Comercial	11.680	472	12.152
	96,1%	3,9%	100,0%
Industrias	30	309	339
	8,8%	91,2%	100,0%
<b>Total</b>	<b>606.351</b>	<b>2.355</b>	<b>608.706</b>
	99,6%	0,4%	100,0%

Fuente: Elaboración propia con datos de las empresas. Nota: datos de GasValpo y GasSur corresponden a 2013 y datos de Metrogas corresponden a agosto 2014.

El uso que dan los distintos clientes al GN también difiere. Los clientes residenciales lo utilizan como combustible doméstico en la preparación de alimentos, para calentar agua sanitaria y para calefaccionar el hogar. Los clientes industriales, por su parte, lo utilizan principalmente para



alimentar calderas que proveen la energía necesaria para sus procesos industriales<sup>6</sup>. Los clientes comerciales usan el GN en función de su giro pero, en términos generales, tienen un perfil de uso más parecido al de los hogares.

Las necesidades mencionadas no solo pueden ser satisfechas con GN sino que también con otros energéticos sustitutos del primero. En la mayor parte del territorio, de hecho, el GN no está disponible y esas necesidades de todos modos son satisfechas. En los usos domésticos, los principales sustitutos son el GLP, la electricidad, el kerosene y la leña. En el uso industrial son GLP, diésel, petróleo, electricidad, leña, carbón y, desde hace algún tiempo con importancia creciente, GNL distribuido en camiones (que se regasifica en el punto de consumo).

Las redes de GN están desplegadas en sólo 52 de las 346 comunas del país (15%), y no cubren necesariamente todo el territorio de esas comunas<sup>7</sup>. En el resto del país, por lo tanto, las demandas de clientes residenciales, comerciales e industriales sólo pueden ser satisfechas por energéticos sustitutos del GN como los mencionados. Lo mismo vale para la dimensión temporal: hasta 1997 en la zona centro sur (y hasta la década del 70 en Magallanes) no había GN disponible, por lo que las necesidades de los clientes sólo podían ser satisfechas por sustitutos.

A la fecha, el GN sigue representando una fracción minoritaria del total de consumo energético a nivel nacional en los tres sectores bajo análisis, como se desprende del Cuadro 4. En efecto, el GN representa el 8,1% del total de consumo energético del sector residencial-comercial y el 10,9% del consumo energético del sector industrial<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> La industria petroquímica además lo utiliza como materia prima, lo mismo la industria de combustibles vehiculares.

<sup>7</sup> Comunas cubiertas estimadas en función de la información pública de las empresas y entes reguladores.

<sup>8</sup> Incluye usos que no pueden ser cubiertos con GN, como la iluminación.



Cuadro 4: Matriz energética nacional sectores residencial, comercial e industrial (tercalorías)

<b>Energético</b>	<b>Residencial-Comercial*</b>	<b>Industrial**</b>
Petróleo combustible	0,4%	5,3%
Diesel	3,5%	20,6%
Kerosene	1,4%	0,1%
Gas licuado	13,9%	4,0%
Electricidad	24,9%	30,7%
Gas natural***	8,1%	10,9%
Leña y biomasa	46,9%	16,1%
Otros	0,9%	12,3%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Total (tercalorías)</b>	<b>75.112</b>	<b>130.273</b>

Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Energética 2013, Ministerio de Energía / \* Incluye sector público.  
 \*\* incluye sectores minero y energético. \*\*\*Incluye gas corriente.



### 3. Monopolio natural.

#### 3.1 Marco conceptual.

Se dice que en la producción de un bien existe un monopolio natural cuando una sola firma es capaz de producir la cantidad que se demanda del bien en cuestión a un costo menor que el que tendrían dos o más empresas compitiendo<sup>9</sup>. En ellos existe una tecnología dominante, cuya naturaleza de costos es de ingentes inversiones iniciales, pero costos variables menores en la producción por unidad, de modo que los costos medios están sujetos a economías de escala inagotables en el rango relevante de operaciones<sup>10</sup>.

Ejemplos clásicos de monopolio natural son los servicios sanitarios o la distribución eléctrica a los hogares, donde la fragmentación de la demanda en manos de múltiples oferentes conduciría necesariamente a un aprovechamiento parcial de las economías porque esto implicaría replicar costosas inversiones –instalar más de una red de distribución en cada calle– sin aporte en bienestar. Por lo mismo, en estos mercados es el monopolio (y no la competencia) la estructura que ofrece la máxima eficiencia productiva.

Es también el monopolio el equilibrio de entrada a un mercado así caracterizado. En efecto, una vez instalada la primera firma, esta no tiene incentivos a retirarse y ninguna otra los tiene para ingresar. Esto debido a que la primera ya ha realizado sus inversiones, que constituyen un costo hundido, y por lo tanto se mantendrá en el mercado mientras cubra sus costos marginales. La entrante, en cambio, solo ingresará si espera poder competir a tarifas que cubran su inversión, lo que sabe no ocurrirá dada la ventaja del incumbente. Por consiguiente, los mercados que son monopolio natural son esencialmente no contestables.

---

<sup>9</sup> Par una revisión de la historia del concepto de monopolio natural, ver Mosca (2008)

<sup>10</sup> Según la definición antes dada de monopolio natural, las economías de escala no son necesarias para que el mercado sea bien caracterizado de esta forma. Basta con que una firma pueda proveer el servicio a menor costo, lo que ocurre también, por ejemplo, en mercados donde existen efectos de red. En ese caso, el valor de un producto aumenta a medida que más gente lo usa, como en el caso de los softwares computacionales, cuyos efectos de red provienen de la compatibilidad entre usuarios. En este caso el monopolio ahorraría al usuario estos costos de compatibilidad. Ver a este respecto Liebowitz & Margolis (1998).



Ahora bien, tanto la eficiencia productiva del monopolio natural como su estabilidad en tanto equilibrio de mercado descansan sobre la inexistencia de tecnologías alternativas con estructuras de costo eventualmente muy distintas que pudieran ofrecer al consumidor un sustituto razonablemente cercano a precios competitivos. Por lo mismo, la definición de monopolio natural dada al comienzo de esta sección especifica que se trata de mercados en los que existe una única industria de tecnología dominante. En efecto, una industria con economías inagotables de escala constará, por la naturaleza de sus costos, con un único productor, el que, sin embargo, puede hallarse en competencia por demanda con productores de otra industria. Siguiendo la línea, ello sería eventualmente el caso de la distribución eléctrica a residencias si emerge una tecnología que permita a los hogares generar su propia energía *in situ*, a un costo igual o menor al que se obtiene a partir de la red de distribución. A mayor abundamiento, y sin necesidad de hacer ficción, tal fue el caso de la telefonía fija, monopolio natural de antaño que encontró en la telefonía móvil un sustituto competitivo de tecnología diferente<sup>11</sup>.

Respecto de este punto es crucial destacar que la dominancia tecnológica no es meramente resultado de los medios de distribución o producción empleados, sino también, y con importancia medular, del nivel de la demanda. En efecto, si la tecnología de la industria bajo análisis es de amplias economías de escala dictadas por grandes inversiones y costo variable pequeño –como ocurre en casi la totalidad de los monopolios naturales–, el nivel de costos medios de su única firma, y por ende sus posibilidades de mantener al margen del mercado a otras tecnologías, dependerá de qué tan exhaustivamente su demanda le permita explotar las economías, diluyendo en mayor cantidad de unidades sus costos de inversión. No necesitamos ir lejos para encontrar ejemplos ilustrativos en los que lo anterior no se cumple: en Chile, los pueblos pequeños no tienen conexión a alcantarillado, porque en los mismos el uso no alcanza para pagar los ductos (según datos de la Casen 2006, por ejemplo, en 8 comunas del país la cobertura a hogares del alcantarillado no superaba entonces el 50%, mientras que en 29 comunas no superaba el 80%): la fosa séptica constituye en esos casos la tecnología dominante del mercado local, aunque en grandes ciudades el mismo servicio se regula por constituir monopolio natural.

---

<sup>11</sup>La aparición de sustitutos competitivos para la telefonía fija motivó, por ejemplo, la liberalización de las tarifas del principal oferente en el mercado local, Telefónica Chile, en el 2009, tras el Informe 2/2009 del TDLC.



### 3.2 ¿Es la distribución de GN un monopolio natural?

Para responder a esa interrogante es preciso analizar si es más eficiente que la demanda por el bien la satisfaga un único proveedor, o bien, dos o más compitiendo, por lo que lo primero es definir adecuadamente el bien en cuestión.

Como se desprende de los usos que se le da, el GN se demanda no por su naturaleza física o química, sino que por su atributo de combustible. En el caso de los usuarios residenciales, más que gas, leña o parafina, lo que demandan es energéticos o una combinación de ellos que les permitan satisfacer sus necesidades de cocina, agua caliente y calefacción.

Cocina y agua caliente constituyen necesidades básicas de los hogares y la mayoría de ellos está equipado para abastecerse de energía calórica para esos fines vía gas, ya sea porque está conectado a la red de GN y sus equipos –calefón y cocina principalmente– están acondicionados para operar con GN; porque está conectado a una red de GLP desde una bombona a nivel de domicilio o conjunto habitacional y sus equipos están acondicionados para operar con GLP; o porque no está conectado a red alguna pero cuenta con equipos acondicionados para operar con cilindros de GLP. En tanto combustibles para esos fines, GN y GLP son bienes prácticamente equivalentes, si bien difieren en atributos de servicio como flujo continuo vs. necesidad de reponer cilindros, pago anticipado vs pago post consumo, entre otros. No obstante las empresas de gas desarrollan estrategias comerciales para diferenciarse en función de sus atributos particulares y servicios complementarios, al final del día, todas entregan un producto equivalente en cuanto energético, que podríamos denominar "kilocalorías"; y ambas alternativas con un buen nivel de servicio. Esto último lo confirma el hecho de que las empresas de GN y de GLP figuren entre las ganadoras de la versión 2013 del premio Procalidad<sup>12</sup>.

En cuanto a la calefacción, tanto el GN como el GLP pueden emplearse en sistemas de calefacción central y en estufas individuales. Las estufas individuales a GN requieren que el hogar esté conectado a la red de GN, mientras que las estufas a GLP no necesariamente (el hogar puede estar conectado a GN y usar cilindros de GLP para las estufas individuales).

Ya hemos señalado que otros combustibles además del gas, como la electricidad, la parafina, la leña y varios más, permiten satisfacer total o parcialmente las necesidades energéticas de los

<sup>12</sup> <http://www.procalidad.cl/premio-nacional-de-satisfaccion-de-clientes/>



hogares, tema sobre el que volveremos más adelante. Con todo, si el bien en cuestión son las "kilocalorías" es claro que el mercado no es abastecido por un único proveedor.

### 3.3 Una aproximación formal al tema del monopolio natural<sup>13</sup>.

Supongamos que en el mercado del GN existe un continuo de demandantes potenciales  $x \in [0, X]$ , cada uno de los cuales demanda una cantidad  $(p^{gn}, x)$ , donde  $p^{gn}$  es el precio unitario del GN que se ofrece en el mercado. Por otra parte, sea  $f$  el costo mensualizado de la infraestructura necesaria para abastecer a un cliente, que supondremos igual para todos los individuos. Se tiene

entonces que el costo medio del distribuidor de GN para el cliente  $x$  es 
$$CMI^{gn} = c^{gn} + \frac{f}{q(p^{gn}, x)}$$

. Hemos de notar, sin embargo, que aunque mayor cobertura traerá siempre mayor demanda de GN (i.e.  $(p^{gn}, x) \geq 0, \forall x$ ), este incremento será cada vez menor a medida que se vayan incorporando clientes con menor consumo. De esta forma, si ordenamos a los clientes de mayor a menor por su consumo tendremos  $q_x' < 0$ . Por consiguiente, el costo medio incremental del distribuidor de GN será creciente en la medida que el proveedor incorpore a su red clientes de demanda menor. En otras palabras, cuando el propietario de una red expanda su cobertura hacia nuevos sectores enfrentará costos medios crecientes, porque el menor consumo del cliente adicional hace que el costo medio de la infraestructura se incremente.

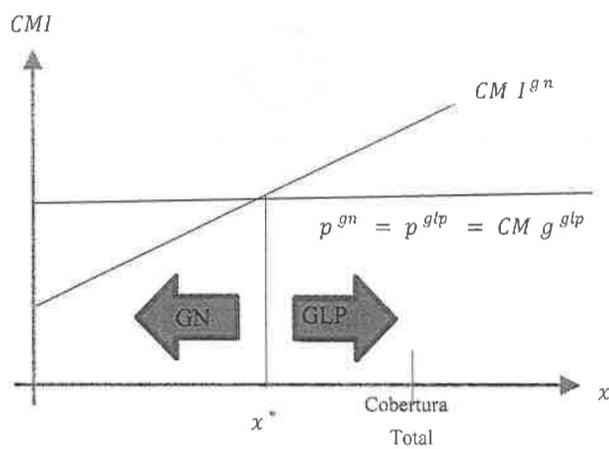
Por otra parte, supongamos que el consumidor de GN enfrenta la posibilidad de sustituir con el GLP. El GLP, a su turno, se caracteriza por una estructura de costos en donde predominan los costos variables. Suponemos que el precio de comercialización del GLP ( $P^{glp}$ ) será igual a su costo marginal ( $CM^{glp}$ ).

La decisión de expansión de la red por parte de la empresa concesionaria de GN consiste en conectar a todos los clientes cuyo costo medio sea inferior o igual al precio de la alternativa del GLP. En este caso, la red se expande hasta que el costo medio esperado del cliente marginal es igual a  $P^{glp}$ , siendo éste el precio de equilibrio de mercado en un modelo simple de competencia en precios sin costos de cambio. La Figura 1 ilustra este punto: en la misma se presenta el costo unitario de los clientes, ordenado desde los clientes que tienen más consumo a los que tienen menos. Como se aprecia, dado que hacia la derecha los consumos decrecen, el costo unitario del cliente aumenta. De igual forma, la línea recta  $P^{glp} = CM^{glp}$  representa los

<sup>13</sup> Esta modelación está basada en el trabajo de Galeovic (2007) que, hasta donde sabemos, fue el primero en modelar la competencia entre el GN de red y el GLP para el caso chileno.

precios y costos que se observan en el mercado del GLP. Hacia la derecha del punto de intersección, en donde el consumo es inferior a  $x^*$ , la tecnología de gas por red será más costosa que la alternativa, mientras que hacia el lado izquierdo esta última será más cara. En este modelo, la expansión de la red que decide el desarrollador es eficiente ya que cada uno de los individuos accede a la tecnología que menor costo representa dado su consumo. Por otra parte, el productor de GN es un tomador de precios de mercado en el sentido estricto del término.

Figura 1: Costo medio incremental y cobertura óptima del GN, en competencia con GLP

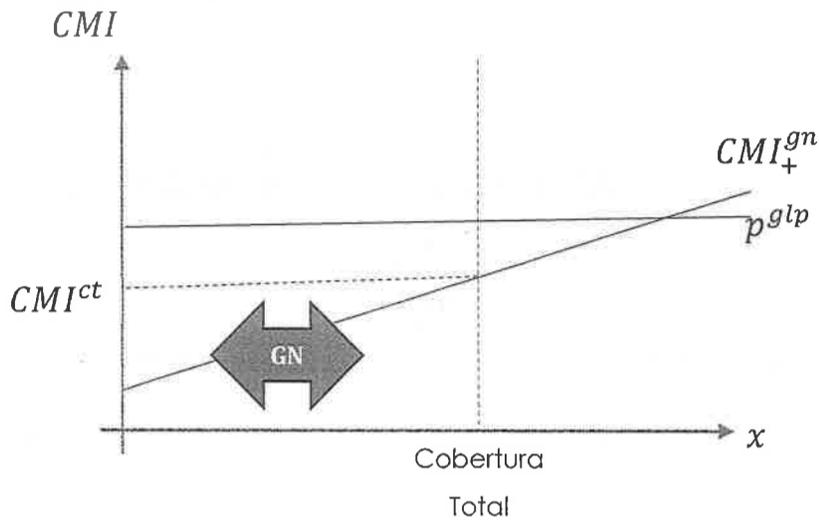


En este modelo, si  $x^*$  es menor que la cobertura total (el punto de corte de las curvas determina un  $x^* < X$ ), el distribuidor de GN no abastece todo el mercado y en consecuencia no se trata de un monopolio natural. En ese caso, la tecnología de gas por redes no es dominante en todo el rango de demanda porque resulta más eficiente atender a los clientes ubicados a la derecha de  $x^*$  con otra tecnología, en este ejercicio, la del GLP. No es cierto entonces que un único oferente (el distribuidor de gas por redes) puede producir el total demandado en el mercado a un costo menor que dos o más empresas compitiendo, porque de hecho lo más eficiente es el equilibrio de mercado donde a los clientes a la izquierda de  $x^*$ , áreas de mayor consumo, se los abastece con la tecnología de gas por redes y a los clientes a la derecha de  $x^*$ , áreas de menor consumo, se los abastece con la tecnología del GLP (transportado vía camiones en cilindros o granel)



Si, en cambio,  $x^* > X$  (las curvas se cruzan en un  $x^*$  inexistente mayor que  $X$ ) lo más eficiente sería que todo el mercado fuera atendido con la tecnología del gas por redes, por lo que esa sería la tecnología dominante y el mercado sería un monopolio natural. La Figura 2 muestra este caso.

Figura 2: Costo medio incremental y cobertura óptima GN, caso del monopolio natural



El modelo presentado corresponde a una simplificación de la realidad competitiva que enfrenta el GN. Por lo pronto, sólo considera la competencia del GLP en circunstancias que el GN enfrenta otros sustitutos competitivos, dependiendo de la función (la parafina, por ejemplo, compete para calefacción). Por otra parte, no considera que el costo medio de la expansión de la red no solo depende del consumo de los hogares de cada zona, sino de la densidad habitacional y la ubicación del cliente marginal. Tampoco considera los otros atributos distintos del precio, que también inciden en la elección del energético a utilizar por parte del consumidor. Sin embargo, a pesar de su simpleza, permite deducir y explicar parte importante de la realidad que se observa en la industria del gas por redes en Chile y las diferencias con sus homólogas en otros países y con otras industrias de redes. En efecto, el modelo muestra que:

- (i) Los precios del GN y del GLP debieran correlacionar.

El modelo se basa en la competencia entre GN y GLP que determina que las redes de GN se expandan hasta cubrir los clientes donde el costo medio incremental de satisfacer la demanda con GN equivale al costo marginal del GLP que suponemos igual a su precio. El precio de



equilibrio del GN, por tanto, se determina en el punto de intersección entre ambas curvas de costos (GN y GLP) y equivale al precio del GLP.

La evidencia para el caso chileno confirma que ambos precios correlacionan y mantienen un nivel cercano, con un coeficiente de correlación de 0,97 para el período 2000-2011, y una diferencia promedio de 14% en favor del GN en 2000-2007 que se reduce a menos de 1% entre 2008 y mediados de 2012, todo esto en la Región Metropolitana. A partir del segundo semestre de 2012 el GN se desacopla del GLP y se ubica en 2013 un 24% promedio por debajo, situación inusual que se analiza más adelante.

- (ii) *En países o regiones con consumos unitarios mayores, la distribución de GN puede ser un monopolio natural.*

Cuando el consumo medio de los hogares es más alto, el costo unitario por m<sup>3</sup> de gas es menor para todos los  $x$ . El  $CMI^{gn}$  baja para todos los  $x$ . Como el costo del GLP no depende de la cantidad, el punto de corte de ambas curvas se desplaza hacia la derecha: es más eficiente atender a una mayor proporción de la población con GN por redes que con GLP. En determinado punto la ventaja del GN se extiende a un porcentaje tan alto de la población que la alternativa deja de ser relevante y el GN pasa a ser un monopolio natural. En suma a ello, la certidumbre respecto de la demanda futura, por tratarse de un bien básico sin sustitutos competitivos, reduce el riesgo de la actividad propiciando una expansión acelerada de las redes de la mano del crecimiento de la superficie urbana, como ocurre con el agua potable. Las economías de escala inagotables, que dan pábulo a la ventaja de un monopolio natural, aplicarán al GN, en tanto la concentración de la demanda en manos de un único productor propiciará una mayor intensidad de uso de la red –reduciendo el costo medio– y expansiones de la misma sólo de carácter marginal –insuficientes para revertir la estructura de costos del monopolista. El GN constituirá en este caso un monopolio natural, con economías de escala y sin tecnologías en competencia ni nueva entrada. Este es el caso de países de ingresos elevados e inviernos fríos y largos –Reino Unido, Alemania, España– donde el consumo medio es lo suficientemente elevado como para hacer que el GN por redes sea la tecnología dominante. También es el caso de Magallanes, donde el clima es claramente distinto al de la zona central y donde el consumo medio de los clientes supera por varias veces el consumo de la zona centro sur, tanto en valor absoluto como respecto de los kilómetros de red desplegada (Cuadro 5). En la zona norte del país, por su parte, no se ha desarrollado una industria de GN



por redes porque los consumos medios probables son tan bajos que no viabilizan el despliegue de una red domiciliaria<sup>14</sup>.

Cuadro 5: Comparación distribuidoras de GN según consumo clientes y temperatura

	Gas Valpo	Metrogas	Gas Sur	Gasco Magallanes
Consumo promedio res-com (m3 anuales)	439	582	845	4.530
Consumo total res-com (MMm3 anuales)	38	319	24	235
Longitud red (km)	1.616	5.172	750	1.317
Consumo total res-com / km (m3 anuales)	23.762	61.640	32.400	178.284
Meses del año con tº máxima media <10°C	0	0	0	6

Fuente: Elaboración propia con datos de las empresas.

- (iii) *En países o regiones con bajo costo de insumo, la distribución de GN puede ser un monopolio natural.*

De manera análoga al caso anterior, en países o regiones en el que el precio del insumo es menor, en términos relativos con las alternativas, el GN tiende a aumentar su ventaja y eventualmente puede constituir un monopolio natural. En Magallanes, por ejemplo, el costo del insumo es aproximadamente la tercera parte del costo que se observa en la zona central de Chile, lo que sumado al mayor consumo medio (punto anterior), explica por qué en esa zona sí se está en presencia de un monopolio natural. De igual forma en Colombia, por ejemplo, país productor de GN y con prospectos favorables en la explotación del mismo, opera un mercado regulado con precios del GN que se encuentran en torno a los US\$6MMBtu<sup>15</sup>. Lo mismo ocurre en el caso de algunos países europeos productores como el Reino Unido, Noruega u otros que, si bien no son productores, reciben su insumo a través de una red de gasoductos a un costo relativamente inferior al que se aprecia en países que deben importar su GN como GLP desde orígenes distantes, como es el caso chileno.

- (iv) *Países o regiones con condiciones para que el GN sea monopolio natural suelen tener coberturas extensas y de larga data.*

La ventaja que adquiere una red de distribución en un clima frío y con acceso a insumo promueve el despliegue de la red en etapas tempranas de desarrollo económico. Ello explica

<sup>14</sup> Con la excepción de una red muy limitada en una zona de la ciudad de Calama.

<sup>15</sup> [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).



en parte la antigüedad y extensión de la mayor parte de las redes de gas ubicadas en Europa y Estados Unidos. Las mismas corresponden a despliegues de infraestructura que muchas veces contaron con la participación directa del Estado en alguna etapa. En efecto, y como se muestra en el Cuadro 6, la mayor parte de estas empresas ha sido financiada y construida por el Estado, pasada luego a manos de privados vía privatización. En el cuadro se señalan algunos casos importantes de empresas fiscales de distribución de gas que fueron privatizadas.

Cuadro 6: Privatizaciones de compañías de gas en el mundo

PAÍS	EMPRESA	AÑO PRIVATIZACIÓN
GRAN BRETAÑA	British Gas	1986
ESPAÑA	Enagas	1994
ITALIA	Eni	1995
FRANCIA	Gaz de France	2008
AUSTRALIA	Gas & Fuel Corporation of Victoria	1997
NUEVA ZELANDIA	Natural Gas Corporation	1992
ARGENTINA	Gas del Estado	1992
GRECIA	DEPA	En curso
COREA DEL SUR	Kogas	desde 1999

Fuente: Elaboración en base a investigación propia.

Lo mismo en el caso de la región de Magallanes en Chile. Las redes comenzaron a desplegarse en Punta Arenas y Porvenir en la década del 70 con participación directa del Estado (ENAP) para luego pasar a manos privadas en 1981 (Gasco Magallanes). El despliegue de la red es masivo y cubre la totalidad de las áreas urbanas como da cuenta la Figura 3.



Figura 3: Redes de distribución de Gasco Magallanes en Punta Arenas



Fuente: Gasco Magallanes.

(v) *La expansión en la zona centro sur de Chile privilegia los sectores de alto consumo.*

En países como Chile, donde la ventaja en costos del GN alcanza a una porción acotada de los hogares, la expansión de la red privilegia las zonas donde el consumo esperado es mayor. En efecto, es en este tipo de segmentos donde la red de distribución es privada y socialmente rentable dadas las alternativas competitivas. El Cuadro 7 evidencia este punto para la Región Metropolitana, mostrando las comunas con penetración del GN sobre 30%. Estas comunas coinciden a simple vista con aquellas de alto ingreso.



Cuadro 7: Penetración del GN en Santiago

Comuna	% de penetración del GN
Lo Barnechea	77,5%
Providencia	71,3%
Las Condes	68,3%
Vitacura	61,2%
Ñuñoa	60,6%
Santiago	52,6%
San Miguel	46,4%
La Reina	45,2%
Huechuraba	33,0%

Fuente: Metrogas.

## (vi) Tasas de inversiones decrecientes en el tiempo

Por último, el costo unitario incremental creciente explica también que el despliegue de una red nueva tenga tasas decrecientes. En efecto, en una primera etapa el despliegue es acelerado ya que existen muchos individuos con consumos unitarios relativamente altos sin red. Sin embargo, a medida que la industria madura éste se va haciendo más lento porque los clientes de alto consumo ya están conectados y la demanda marginal está asociada a los nuevos clientes cuyas condiciones de consumo permiten el financiamiento de la red. Normalmente, estos clientes adicionales corresponden a nuevos desarrollos inmobiliarios o clientes que acceden en virtud del crecimiento del ingreso.

## 3.4 Aplicación del modelo al caso de Metrogas.

Aunque se trate de un ejercicio referencial, podemos estimar una aproximación a los valores de  $c^{gn}$  y  $f$  del modelo, utilizando información pública de Metrogas (Memoria 2013). En el primer caso, tenemos que el costo marginal de GN, igual a su precio puesto en Quintero, es de 0,33 US\$/m<sup>3</sup> (US\$9/MMBtu), a lo que se suman los costos de regasificación y transporte, de aproximadamente 0,09 US\$/m<sup>3</sup> (o 2,5 US\$/MMBtu considerando un factor de carga de 65%). Conservando esta unidad para el consumo entonces, determinamos  $c^{gn} = 0,42/m^3$  (US\$11,5/MMBtu). Respecto del costo fijo por cliente, sumamos los costos  $c^{gn}$  "o" (9,5 dólares



mensuales por cliente<sup>16</sup>) al valor mensualizado de la inversión ya desplegada, en red, empalmes, plantas de respaldo, etc., ("r" = MMUS\$ 1.555<sup>17</sup>). Utilizando una tasa de costo de capital de 9% y proyectando a 30 años el pago de la inversión, obtenemos una inversión mensualizada por cliente de US\$23 por este concepto<sup>18</sup>. Esto es  $f = o + r = 32$ . Destacamos los resultados en el Cuadro 8.

Cuadro 8: Calibración de costo medio incremental

$\rightarrow c^{gn} = \text{USD } 0,42 / m^3$ $\rightarrow f = o + r = \text{USD } 32,5$ $\square o = \text{US\$ } 9,5$ $\square r = \text{US\$ } 23$
---

Fuente: Elaboración propia con datos Metrogas.

Cabe señalar que el costo unitario recién estimado, para un cliente de consumo medio de 49m<sup>3</sup> mensuales, como es la residencial y comercial de Metrogas, sería de \$627 el m<sup>3</sup>, el que se compara con un precio medio de aproximadamente \$1.080 por kilo al que se oferta el GLP (de 45 kilos), según se reporta en la CNE (mayo 2014, Región Metropolitana), o a \$839 el equivalente a un metro cúbico de GN. Ahora bien, si suponemos que el nivel de precio del GLP -\$705 sin IVA- es equivalente a su costo marginal de largo plazo, se tiene que, para niveles de consumo inferiores de 39m<sup>3</sup> de GN, el GLP resulta menos costoso para la provisión de las necesidades energéticas de un cliente. Lo contrario ocurre para niveles de consumo mayores<sup>19</sup>.

Este resultado es consistente con lo que arroja el ejercicio que Metrogas ofrece a modo de servicio en su Comparador de Tarifas Online<sup>20</sup>. Según este, el GN comienza a ser más económico

<sup>16</sup> Esto es el total de gastos de personal, administración y otros de operación dividido por cantidad de clientes. Estados Financieros Metrogas 2013.

<sup>17</sup> Total de activos en Propiedades, planta y equipo, Estados Financieros Metrogas 2013, por M\$814.575.482, dólar a 31 de diciembre 2013, \$523,76.

<sup>18</sup> Incluimos clientes residenciales, comerciales, industriales y térmicos.

<sup>19</sup> Este ejercicio toma los valores estimados de  $c$  y  $f$  (Cuadro 5) y busca el nivel de consumo ( $x^*$ ) para el cual el costo medio incremental del GN ( $CMIGN$ ) es igual al costo marginal del GLP, que asumimos igual a su precio (menos IVA) convertido al equivalente en m<sup>3</sup> de GN (ver Figura 5). Para niveles de consumo mayores a ( $x^*$ ), el GN es dominante, mientras que para consumos menores lo es el GLP. Se utiliza además un tipo de cambio de \$560 en línea con el tipo de cambio promedio marzo-mayo de 558.

<sup>20</sup> [http://www.metrogas.cl/comparador\\_de\\_tarifas](http://www.metrogas.cl/comparador_de_tarifas). El ejercicio de Metrogas toma la escala de precios del GN para distintos volúmenes de compra y los compara con los precios (constantes) de los insumos alternativos (convertidos a su equivalente en m<sup>3</sup> de GN). El ejercicio considera los precios vigentes a mayo de 2014.

Trescientos veintidos

322

QA

---

que el GLP para niveles de consumo por sobre los 42 m<sup>3</sup> equivalentes (con precios vigentes a mayo de 2014).



#### 4. Mercados relevantes.

Descartado la hipótesis del monopolio natural para justificar la fijación de tarifas a Metrogas u otras distribuidoras de GN en la zona centro sur, pasamos al análisis tradicional de libre competencia con el objeto de determinar si los distribuidores de GN ejercen abuso de posición dominante en los mercados en los que participan. Este análisis comienza con la definición de el o los mercados relevantes en los que participa el bien en cuestión, tanto desde la perspectiva del producto como de la geográfica, los que Motta (2004) define como "el conjunto de productos (y áreas geográficas) que ejercen cierta presión competitiva unos con otros", aclarando que no se trata de identificar productos que se parezcan unos a otros sobre la base de ciertas características sino de identificar si son sustitutos suficientemente cercanos entre ellos como para limitar la posibilidad de que alguno suba sus precios por sobre el nivel de competencia<sup>21</sup>.

La definición del mercado relevante tiene como eje central el concepto de sustitución. En términos sencillos, basta que dos productos sean sustitutos cercanos y que la sustitución sea posible de ejercer para que ambos formen parte del mismo mercado relevante. La razón de la importancia de la sustitución es clara: incluso si un bien es controlado completamente por un agente económico, dicho agente se verá impedido de ejercer poder de mercado si existe un sustituto suficientemente cercano a precio competitivo pues, de hacerlo, los consumidores podrían optar por el sustituto y volver ineficaz el abuso de poder. Esto es lo que se conoce como sustitución por el lado de la demanda: los bienes que son percibidos por el consumidor como sustitutos que ejercen presión competitiva. También existe sustitución por el lado de la oferta. En este caso, la presión competitiva viene de productores que producen un bien distinto pero tienen las habilidades y activos para pasar rápidamente a producir el bien en cuestión ante un alza de precios.

Existe un test para guiar la determinación del mercado relevante, que se utiliza ampliamente en Chile y otros países, denominado "test del monopolista hipotético" o "SSNIP" (Small but Significant Non-Transitory Increase in Price)<sup>22</sup>. Consiste en analizar qué sucedería si un monopolista hipotético del bien candidato a ser un mercado relevante en sí mismo subiera el precio en un monto pequeño pero significativo (5%-10%) y de modo no transitorio. Si no le resulta

---

<sup>21</sup> Motta (2004), página 102. Traducción libre. Texto original: "set of products (an geographical areas) that exercise some competitive constraint on each other".

<sup>22</sup> Ver, por ejemplo, la sentencia 139/2014 del TDLC por el denominado "caso Pollos", considerando decimoquinto.



rentable porque una proporción significativa de su demanda se desvía a bienes sustitutos de forma tal que lo que gana por el mayor margen es menos que lo que pierde por la menor cantidad vendida, entonces esos otros bienes deberían ser parte del mismo mercado relevante pues están ejerciendo suficiente presión competitiva sobre el primero. Si, en cambio, le resulta rentable, entonces ese bien debería ser considerado un mercado relevante en sí mismo pues no hay otros bienes ejerciendo suficiente presión competitiva. El test se aplica partiendo por el conjunto más reducido de bienes y se van incorporando bienes hasta llegar al conjunto respecto de los cuales al monopolista hipotético sí le resultaría rentable subir los precios en un monto pequeño pero significativo y no transitoriamente.

La delimitación del mercado relevante desde la perspectiva geográfica es un ejercicio análogo, donde lo que se busca es la mínima área dentro de la cual sea probable ejercer poder de mercado. Puede usarse el marco analítico del SSNIP, partiendo por una zona relativamente pequeña que se va ampliando hasta incluir a todos los actores que ejercen suficiente presión competitiva unos con otros. Básicamente, el mercado relevante desde la perspectiva geográfica define el área dentro de la cual se encuentran los oferentes a los cuales los consumidores pueden asistir bajo condiciones de mercado homogéneas<sup>23</sup>.

#### 4.1 Análisis desde la perspectiva del producto.

Desde la perspectiva del producto, lo primero es diferenciar entre clientes industriales, por una parte, y clientes residenciales y comerciales ("res-com"), por otra, pues el uso que dan al GN es totalmente distinto.

Los clientes residenciales y comerciales, como se dijo, usan el GN principalmente para tres funciones: cocinar, calentar agua y calefaccionar. Los productos candidatos a formar parte del mismo mercado relevante en el que participa el GN son GLP, leña, electricidad, parafina, diésel y, en general, cualquier producto o combustible que permita genera energía calórica para uso domiciliario.

Para cocina y agua caliente, los combustibles más utilizados en el país son GN, GLP y combustibles sólidos (leña, aserrín y carbón). Según el Censo 2002 menos del 1% de los hogares

---

<sup>23</sup> Surabhi Malhi (2007).



del país utilizaba combustibles distintos de los mencionados para cocinar. Los combustibles sólidos son prevalentes en la zona centro sur fuera de las grandes urbes: según datos del Censo 2002, se cuentan 43 comunas entre la Región del Biobío y la de Los Lagos en que más del 50% de los hogares utilizaba esos combustibles para cocina, en tanto en comunas como Los Muermos o Fresia (en Los Lagos) su uso superaba entonces el 90%. En las ciudades, en cambio, los combustibles sólidos tienen menor presencia, en parte por las restricciones ambientales que prohíben o restringen su uso. Eso es particularmente válido para las ciudades en las que están desplegadas las redes de GN.

Así, GN y GLP son los combustibles más utilizados para cocinar en las ciudades. Ello se evidencia en el Cuadro 9, que muestra el porcentaje de uso de GN, GLP y la suma de ambos para cocina en hogares de la Región Metropolitana, a nivel comunal, según datos del Censo 2002. Como se observa, en 27 de 31 comunas, más del 98% de los hogares usaba GN o GLP para cocinar y en las 4 restantes el porcentaje supera el 96%. Cabe destacar también que el GLP cubría la mayoría del mercado (solo 4 comunas de la tabla ostentan una penetración del GPL inferior al 60%)<sup>24</sup>. Lo mismo se observa en las ciudades de la V y la VIII región: sobre el 96% de los hogares de las comunas de Viña, Valparaíso, Concepción y Talcahuano usaba GN o GLP para cocinar.

---

<sup>24</sup> Es interesante destacar que en la Región de Magallanes, más del 93% de la demanda de combustible para cocinar se cubre con GN, lo que confirma la situación de monopolio natural que tiene GascoMagallanes en la zona de influencia de sus redes.



Cuadro 9: Porcentaje de hogares que usa GN o GLP para cocinar, Región Metropolitana  
año 2002.

Comuna	GN	GLP	GN+GLP	Comuna	GN	GLP	GN+GLP
Providencia	71,8%	25,3%	97,0%	San Bernardo	4,8%	93,9%	98,7%
Las Condes	62,6%	36,3%	98,9%	Quilicura	4,5%	94,8%	99,3%
Vitacura	62,2%	36,9%	99,1%	Recoleta	4,4%	93,9%	98,3%
Ñuñoa	41,3%	57,6%	99,0%	San Joaquín	3,8%	94,8%	98,6%
La Reina	38,2%	61,0%	99,2%	Colina	3,7%	94,4%	98,1%
Santiago	34,6%	61,6%	96,2%	Pudahuel	2,9%	96,0%	98,9%
Lo Barnechea	27,4%	71,6%	99,0%	Lo Prado	2,8%	96,0%	98,8%
San Miguel	18,5%	80,4%	98,9%	Quinta Normal	2,7%	95,3%	98,0%
Independencia	11,2%	87,3%	98,5%	La Pintana	2,6%	96,6%	99,2%
Puente Alto	8,8%	90,6%	99,3%	Melipilla	2,4%	94,1%	96,5%
La Florida	8,7%	90,6%	99,2%	La Cisterna	2,4%	95,8%	98,2%
Macul	7,9%	91,2%	99,1%	Conchalí	2,3%	96,2%	98,5%
Maipú	7,7%	91,8%	99,4%	Lampa	2,3%	94,0%	96,3%
Huechuraba	7,5%	91,4%	98,9%	Cerrillos	2,3%	96,2%	98,5%
Estación Central	6,8%	92,3%	99,1%	San Ramón	2,2%	96,2%	98,4%
Peñalolén	5,0%	93,8%	98,8%				

Fuente: Elaboración propia con datos Censo 2002.

Lo anterior es consistente con datos actuales de gasto familiar. El Cuadro 10 muestra el gasto promedio por quintil en distintos combustibles, año 2013 (VII Encuesta de Presupuestos Familiares). Este cuadro evidencia que en los cuatro primeros quintiles el gasto promedio en gas envasado es con creces mayor al de gas por red. El quintil de mayores ingresos (quintil V) es la única excepción, tanto en Santiago como en capitales regionales, lo que se explicaría por la mayor cobertura de este servicio en comunas de alto ingreso. En capitales regionales, por su parte, el gasto en leña es mayor, quitando participación al uso del gas envasado fundamentalmente (también al GN sólo en el V quintil).



Cuadro 10: Gasto familiar mensual en combustibles, 2013, pesos

Gran Santiago					
	Quintil I	Quintil II	Quintil III	Quintil IV	Quintil V
Gas por Red	583	457	1,397	4,219	21,247
Gas Envasado	6,679	8,333	11,454	11,300	8,035
Carbón	30	189	193	270	419
Leña	21	9	0	3	33
Capitales Regionales					
	Quintil I	Quintil II	Quintil III	Quintil IV	Quintil V
Gas por Red	1,261	1,884	2,638	5,791	14,220
Gas Envasado	5,339	5,759	7,032	7,627	9,522
Carbón	154	213	347	401	585
Leña	1,376	2,750	4,111	3,568	5,455

Fuente: INE.

En este segmento, la sustitución entre energéticos está limitada por la necesidad de conectar el hogar a la red (si se requiere) y la de convertir los equipos, lo que tiene un costo no despreciable. Con todo, la competencia entre GN y GLP por la atracción de clientes ha determinado que en muchos casos el costo de conversión lo asuman las propias empresas y que ofrezcan hacerla en pocos días. Así, al menos respecto de los clientes más atractivos para las compañías, la sustitución es una posibilidad cierta, de bajo costo (eventualmente 0) y rápida de concretar<sup>25</sup>.

A los combustibles mencionados (GN, GLP y combustibles sólidos), que cubren el grueso de las necesidades de cocina y agua caliente de los hogares, se suman otros, ya sea como complemento de los tradicionales o como alternativa en desarrollo. En cocina, por ejemplo, destacan los hervidores eléctricos en reemplazo de las tradicionales teteras y los hornos

<sup>25</sup> Los clientes que sí enfrentan costo de cambio de todos modos se favorecen de la competencia que se genera entre compañías por los clientes más atractivos, pues esta disciplina los precios y las compañías de GN ofrecen los mismos precios y descuentos a todos sus clientes.



microonda—también eléctricos— en reemplazo de los hornos convencionales. Por otra parte, en el último tiempo se han desarrollado proyectos inmobiliarios, principalmente edificios de departamentos en grandes ciudades, bajo la modalidad "full electric" que evitan la manipulación de gas en las viviendas y cubren todas las necesidades energéticas del hogar con electricidad.

Para cubrir las necesidades de calefacción, en cambio, las alternativas para el usuario son mayores, y abarcan además el GN y el GLP, el kerosene, la electricidad, leña y biomasa (en las zonas en que la normativa medioambiental los permite), entre otros. Es más, las alternativas no son excluyentes y los hogares pueden satisfacer sus necesidades de calefacción con una combinación de energéticos (estufas a GLP en zonas comunes y estufas eléctricas en dormitorios; o calefacción central a GN y estufas a kerosene de apoyo, por ejemplo). Esto facilita al usuario la sustitución entre alternativas, según sus preferencias y los atributos que difieren no sólo en el precio del insumo, sino también en el precio del equipo y otras variables como contaminación intradomiciliar y estética de la solución. De acuerdo al estudio de GfK Consumer Choices, en la Región Metropolitana la calefacción eléctrica ha ido ganando terreno. En el invierno de 2011 (abril-julio), el 45% del total de equipos de calefacción vendidos correspondió a equipos eléctricos. En el invierno de 2012 ascendió a 61% y en el de 2014 se elevó a 72%<sup>26</sup>. Las estadísticas agregadas de importación de equipos de calefacción también muestran una preeminencia de los equipos eléctricos, que alcanzaron el 76,2% del total de equipos importados en 2014. Los equipos a parafina/petróleo, por su parte, tuvieron su peak en 2010-2011 para retroceder a un 7,5% del total de equipos importados en los últimos años. Los equipos a gas, donde estarían incluidos los que usan GN o GLP, representaron un mínimo de 11,9% en 2010 y un máximo de 19,0% en 2013 (Cuadro 11).

---

<sup>26</sup> El estudio no es público, por lo que sólo se dispone de información de prensa: <http://economia.terra.cl/como-se-ha-comportado-el-mercado-de-calefaccion-en-2014.0b4606af7b148410VgnVCM20000099cceb0aRCRD.html> y <http://www.emol.com/noticias/economia/2013/04/05/592038/estas-son-algunas-de-las-alternativas-para-calefaccionar-su-casa-este-invierno-2013.html>



Cuadro 11: Importación de estufas según combustible que utilizan  
[% del total de equipos importados en el año]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Electricidad	60,8%	52,5%	51,2%	66,5%	72,4%	76,2%
Gas	14,1%	11,9%	14,0%	16,8%	19,0%	14,3%
Leña	0,1%	0,8%	0,4%	0,6%	0,4%	0,4%
Parafina/petróleo	24,9%	34,8%	33,8%	15,4%	7,5%	7,5%
Otros	0,0%	0,0%	0,6%	0,8%	0,6%	1,6%

Fuente: Elaboración propia con datos del portal Comex de la CCS.

En calefacción, la posibilidad de sustituir unos energéticos por otros depende de la disponibilidad del mismo (el único restringido es el GN, los demás están ampliamente disponibles), la adquisición del equipo adecuado (eléctricos desde \$7.000, a gas desde \$50.000 y a parafina desde \$70.000) y de la normativa (prohibición de estufas a gas o parafina en algunos departamentos). Con todo, es claro que el mercado de la calefacción es uno de bajos costos de cambio –menores que en el caso del agua caliente y cocina– y varias alternativas disponibles.

En el sector industrial, por último, las alternativas también son múltiples y los costos de cambio son en general bajos. Tal como se reporta en Galetovic (2007), la gran mayoría de los clientes industriales del GN tiene algún combustible de respaldo y en consecuencia el costo de cambiarse de uno a otro puede llegar a ser tan bajo como "girar la llave". Según los datos que presenta, ya en 2005 el 81% del GN consumido por el sector industrial de la Región Metropolitana tenía algún respaldo con combustible alternativo. Ello no resulta extraño teniendo en consideración que las restricciones al suministro de gas entre 2004 y 2009 obligaron al despliegue de inversiones en instalaciones duales que permitieran la continuidad operativa de las industrias<sup>27</sup>. El mercado relevante en el que participa el GN para uso industrial debería incluir, por tanto, a los sustitutos.

<sup>27</sup> Galetovic (2007).



## 4.2 Análisis desde la perspectiva geográfica.

Desde la perspectiva geográfica, el mercado relevante en el que participa cada empresa distribuidora de GN coincide con la zona de influencia de sus redes (una empresa distribuidora, un mercado relevante).

Las directrices europeas sobre análisis de mercado y poder de mercado de redes y servicios de comunicación electrónica (2002/C 165/3), que aplican un enfoque de competencia para definir mercados que pueden ser regulados ex - ante y evaluar poder de mercado en esa área (referencia interesante para el caso bajo análisis), definen el mercado relevante geográfico como aquel que comprende "un área en la cual las empresas afectadas participan en la oferta y demanda de los productos o servicios pertinentes, las condiciones de la competencia son similares o suficientemente homogéneas y puede distinguirse de las zonas vecinas por ser considerablemente distintas las condiciones de la competencia prevalentes".

Pues bien, las condiciones al interior de la zona de influencia de cada una de las empresas distribuidoras son homogéneas, toda vez que la Ley del Gas prohíbe la discriminación arbitraria de precios y, en la práctica, las empresas ofrecen a todos sus clientes las mismas tarifas y descuentos por volumen<sup>28</sup>. No tendría sentido definir mercados relevantes más pequeños aplicando el test SNIPP precisamente porque las empresas no diferencian precios al interior de sus zonas de influencia sino que definen, en función de las condiciones de competencia imperantes en el área completa a la que pueden atender, un único paquete de tarifas, el cual ofrecen a todos sus clientes actuales y potenciales<sup>29</sup>. Dentro de su zona de influencia, la distribuidora de gas natural compite con el GLP en la conexión de los hogares, y con éste y otros combustibles (dependiendo de si es para cocina, agua o calefacción) en el consumo periódico. En esa área los combustibles ejercer presión competitiva entre ellos, generando condiciones de competencia que disciplinan el actuar de la distribuidora de GN.

---

<sup>28</sup> Ver, por ejemplo, las tarifas que ofrece Metrogas a todos sus clientes y que publica en su página web:[http://www.metrogas.cl/tarifas\\_y\\_pagos#content-full](http://www.metrogas.cl/tarifas_y_pagos#content-full)

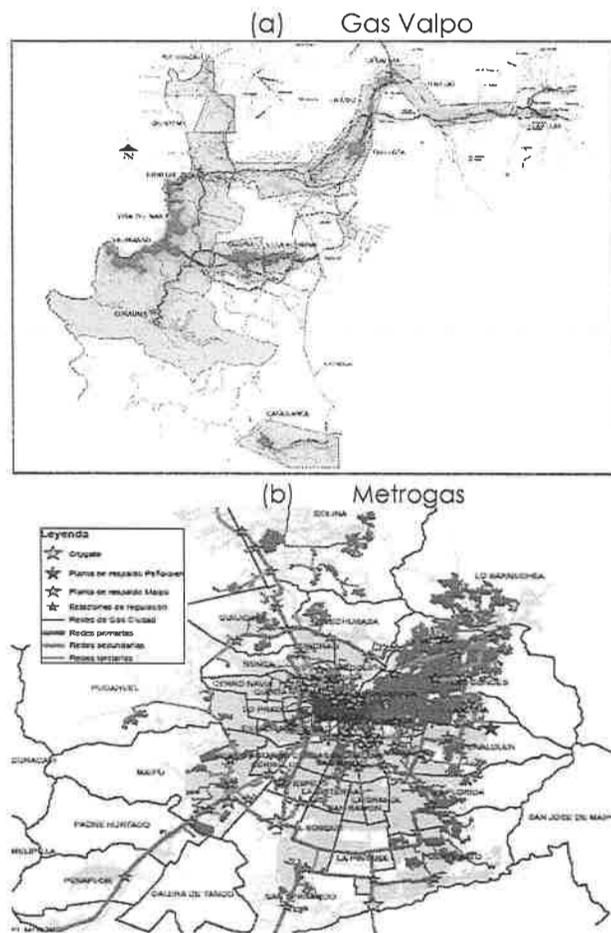
<sup>29</sup> Cabe señalar que el TDLC ha señalado, en relación con los mercados de telefonía local donde habrían comunas y sectores dentro de las comunas con más presión competitiva que otras, que impedir la discriminación injustificada de precios es una forma de disminuir el riesgo de conductas anticompetitivas. (Informe 2/2009, numerales 80 y 81).



Por otra parte, para efectos de este análisis, el mercado relevante no podría ampliarse más allá de la zona de influencia de cada distribuidora porque las condiciones del mercado y la competencia cambian al salir de ella: fuera hay un oferente menos, el gas natural<sup>30</sup>.

Las Figura 4 (a) (b) y (c) presentan los mapas de las redes de distribución de Gas Valpo, Metrogas y Gas Sur, respectivamente.

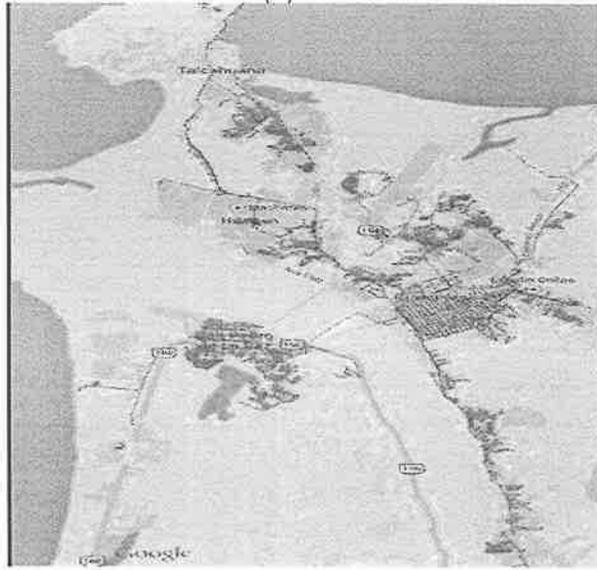
Figura 4: Redes de distribución



<sup>30</sup>Menos tener alcance nacional, porque en ese caso las tres distribuidoras de GN serían parte del mismo mercado relevante, en circunstancias que ellas no pueden disciplinarse unas a otras por ser incapaces de atender a los mismos clientes.



(c) Gas Sur



Fuente: Empresas correspondientes.

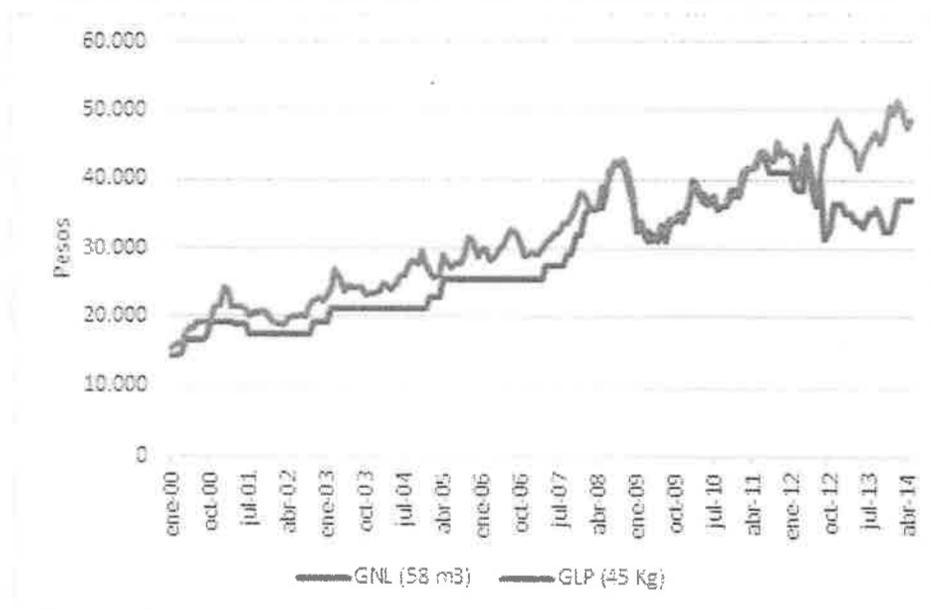


## 5. Competencia en los mercados.

A lo mencionado a lo largo del informe, agregamos aquí evidencia adicional de competencia en el mercado residencial, a partir del análisis de los precios del GN y sus sustitutos.

La Figura 5 muestra la evolución de los precios del GN y el GLP en la Región Metropolitana para un consumo calórico equivalente (58 m<sup>3</sup> de GN o 45 k de GLP). Como se observa, hasta 2011 inclusive ambas series tienen una tendencia común, lo que se confirma con un coeficiente de correlación de 0,97 para ambas series en nivel, y de un coeficiente de cointegración de 1,134, con residuos estacionarios (que ambas series cointegren implica que poseen una misma tendencia estocástica, detalle en Anexo 1), lo que es consistente con la hipótesis de competencia por clientes marginales entre GN y GLP. La figura también muestra que entre 2008 y mediados de 2012, los precios de GN y GLP fueron prácticamente idénticos, con una diferencia promedio en favor del GN de menos de 1%<sup>31</sup>. El relativo desacople de las series a partir de 2012 se debería a factores coyunturales y muy probablemente la situación se revertirá prontamente y las series volverán a alinearse, como se explica en la próxima sección.

Figura 5: precios del GN (58m<sup>3</sup>) y del GLP (45 k) en la Región Metropolitana



Fuente: Elaboración propia con datos CNE.

<sup>31</sup> Entre 2000 y 2007, el GN era en promedio un 14% más económico que el GLP para este nivel de consumo, lo que se explicaría por un costo de insumo más bajo (GN argentino vs GNL) y la necesidad de atraer clientes a un energético nuevo durante los primeros años, entre otras cosas.



Pero hay más. Las distribuidoras de GN ofrecen importantes descuentos por volumen, lo que confirma que la competencia no es únicamente contra el GLP ni termina una vez que el hogar se conecta al GN. En efecto, si la competencia fuese únicamente contra el GLP ¿Por qué querría el GN ofrecer descuentos por volumen? Bastaría con ser un poco más económico que el GLP, lo que se logra con el precio para 58m<sup>3</sup>. Si únicamente se compitiese por captar hogares ¿El descuento no debería ser por los primeros m<sup>3</sup> consumidos? El Cuadro 12 muestra los precios medios de Metrogas para distintos niveles de consumo<sup>32</sup>.

Cuadro 12: Tarifas de Metrogas vigentes a diciembre 2014

Nivel de consumo m <sup>3</sup>	Precio medio \$ por m <sup>3</sup> , iva incluido
0 a 5	\$ 998
5 a 10	\$ 894
10 a 25	\$ 831
25 a 40	\$ 718
40 a 60	\$ 564
60 a 130	\$ 564
130 a 170	\$ 564
700 a 900	\$ 564
Más de 900	\$ 561

Fuente: Elaboración propia con información pública de Metrogas ([www.metrogas.cl](http://www.metrogas.cl) 3/12/2014). Nota: corresponde a tarifa BCR01.

La estructura de precios decrecientes por volumen del GN responde a la dinámica de la competencia en los mercados, que se da en dos etapas sucesivas: en la conexión de hogares y en el volumen de consumo. El caso es análogo al de la telefonía móvil, por ejemplo, donde el cliente decide primero si adquirir o no el equipo de una compañía, y luego, cuánto usarlo, y las compañías desarrollan sus estrategias comerciales buscando competir en ambos niveles.

En la conexión de hogares, el GN compite principalmente contra el GLP para lo cual debe convencer a los clientes acepten convertir sus equipos básicos –cocina y calefón– para que pasen de operar con GLP a operar con GN<sup>33</sup>. Una vez conectado el hogar, las necesidades de

<sup>32</sup> Las de las otras distribuidoras también contemplan descuentos por volumen.

<sup>33</sup> En el caso general, la presencia del GLP es anterior a la del GN. Únicamente en urbanizaciones construidas con posterioridad a la llegada del GN, el GN podría ser el incumbente y el GLP tener que competir por convertir al cliente.



cocina y agua caliente del mismo pasarán de ser satisfechas con GLP a ser satisfechas con GN<sup>34</sup>. Es la competencia en este nivel —el GN intentando captar clientes adicionales y el GLP intentando recuperarlos— lo que hace que los precios de ambos tiendan a igualarse para el nivel de consumo que cubre las necesidades de cocina y agua caliente.

Pero la competencia no se agota allí. Como se explicó más adelante, el GN también permite satisfacer las necesidades de calefacción y en ese mercado no compite solo con el GLP sino que con varios otros energéticos, algunos de los cuales tienen precios inferiores al GLP. Es la competencia en este nivel la que explica los descuentos por volumen, y también las ofertas comerciales como las "Metrobolsas" de Metrogas creadas especialmente para competir con una tarifa atractiva en el segmento de calefacción, toda vez que sólo operan entre mayo y septiembre y solo para el consumo adicional a primeros 60 m<sup>3</sup> de consumo<sup>35</sup>. En el invierno de 2014, el precio de la Metrobolsa fue de \$ 520 por m<sup>3</sup>, lo que representó una rebaja adicional de 16,5% respecto de la tarifa media para consumos entre 60 y 700 m<sup>3</sup> vigente en ese período (\$623 por m<sup>3</sup>) y le permitió al GN ser no sólo un 37,9% más económico que el GLP sino que 29,7% más económico que la parafina<sup>36</sup>.

Por último, la competencia entre el GN y sus sustitutos también queda de manifiesto en las estimaciones de elasticidades precio y precio cruzada de la demanda residencial de GN en la Región Metropolitana en el corto y largo plazo. El Cuadro 13 presenta los resultados del ejercicio. La primera columna muestra cuánto disminuye la demanda ante un cambio de un 1% en el precio propio: en el corto plazo lo hace en un 0,5%, mientras en el largo en un 1%. Estas elasticidades son ampliamente mayores a las estimadas en otros países: en Estados Unidos y Europa, por ejemplo, las estimaciones fluctúan en general en torno a -0,1 y -0,4 (ver por ejemplo Bernstein & Madlener, 2011; Joutz et al., 2009; Asche et al., 2008). Ello se explica por la existencia de sustitutos en el mercado local, lo que se corrobora con elasticidades positivas (lo que indica que los productos son sustitutos, es decir que un incremento en el precio de la alternativa aumenta la propia demanda) y significativas para el precio de la parafina y del GLP durante el invierno. En efecto, un incremento de 1% en el precio de la parafina incrementa la demanda

<sup>34</sup> Corresponde a la demanda residual una vez descontada la parte satisfecha con electricidad, energía solar u otras fuentes usadas en cocina y agua caliente.

<sup>35</sup> Detalles de la promoción en [www.metrogas.cl/metrobolsas](http://www.metrogas.cl/metrobolsas).

<sup>36</sup> Precio GLP a mayo 2014 era \$838 por el equivalente calórico a 1 m<sup>3</sup> de GN. El precio promedio de la parafina para los meses mayo-septiembre de 2014 era de \$740 por el equivalente calórico a 1 m<sup>3</sup> de GN. Cálculos según precios reportados por CNE.



residencial de GN en el largo plazo en un 0,2%<sup>37</sup> (detalles de la estimación en el Anexo 2), mientras que un incremento equivalente en el precio del GLP lo hace en un 0,12% en el largo plazo.

Cuadro 13: Elasticidades estimadas de corto y largo plazo

	Precio GN	Precio Parafina (en invierno)	Precio GLP (en invierno)
<b>Corto plazo</b>	-0,5*	0,1*	0,06*
<b>Largo plazo</b>	-1*	0,2*	0,12*

Fuente: elaboración propia. \*: Elasticidades significativas al 1%

Respecto de estas estimaciones cabe destacar, por una parte, que la diferencia de las elasticidades en el corto y largo plazo es relevante, lo que se explicaría en parte por la existencia de costos de cambio de diversa índole que ralentizan la reacción del consumidor ante variaciones en el precio. Pero además, hacemos hincapié en que las elasticidades fueron estimadas en base a datos observados de equilibrios de mercado a lo largo del tiempo, en los que el GN ha figurado rara vez con precios mayores al GLP. En efecto, si los distribuidores de GN aumentasen sus precios por sobre los de éste, enfrentarían demandas sustantivamente más elásticas (muchos clientes se cambiarían o dejaría de usar sus medios de calefacción en base a GN, por ejemplo, disminuyendo su consumo).

<sup>37</sup> Esta elasticidad puede estar sobreestimada al encontrarse el precio de la parafina correlacionado con variables omitidas en el modelo, como lo son los precios de otros sustitutos, en particular el GLP. En efecto, por ser ambos derivados del petróleo, la inclusión de ambas variables en el modelo genera problemas de colinealidad, por lo que hemos estimado las elasticidades por separado. De cualquier forma, la alta elasticidad respecto del precio del GN es indicativa de la existencia de sustitutos relevantes. Ver detalles en el Anexo 1.



## 6. El retorno de la actividad.

Una empresa que explotase un monopolio no regulado debería obtener retornos extraordinarios, esto es, rentabilidades sistemáticamente por sobre su costo de capital. Lo mismo los actores dominantes que abusasen de esa posición en los mercados en los que participan.

Por cierto, la explotación de una posición dominante o monopólica no es la única razón por la que una empresa pudiera obtener retornos por sobre los normales –después de todo lo natural es que las empresas busquen maximizar ganancias<sup>38</sup>. Pero de todos modos las rentabilidades muy elevadas son un indicio de que la competencia pudiera no ser suficientemente intensa, por lo que conviene prestarles atención.

Este no parece ser el caso de las compañías distribuidoras de GN en la zona centro sur. Tomando una medida simple de retorno (resultados operacionales menos impuestos, sobre activos; todo según información contable) la Figura 6 muestra que el retorno promedio desde 2003 ha sido de 3,3% en Gas Sur, 3,2% en Gas Valpo y 7,5% en Metrogas, lo que no parece una rentabilidad extraordinaria considerando que se trata de un negocio sujeto a riesgos no menores (de suministro y de demanda por clima, precios relativos y otros)<sup>39</sup>. La Figura 6 presenta los datos.

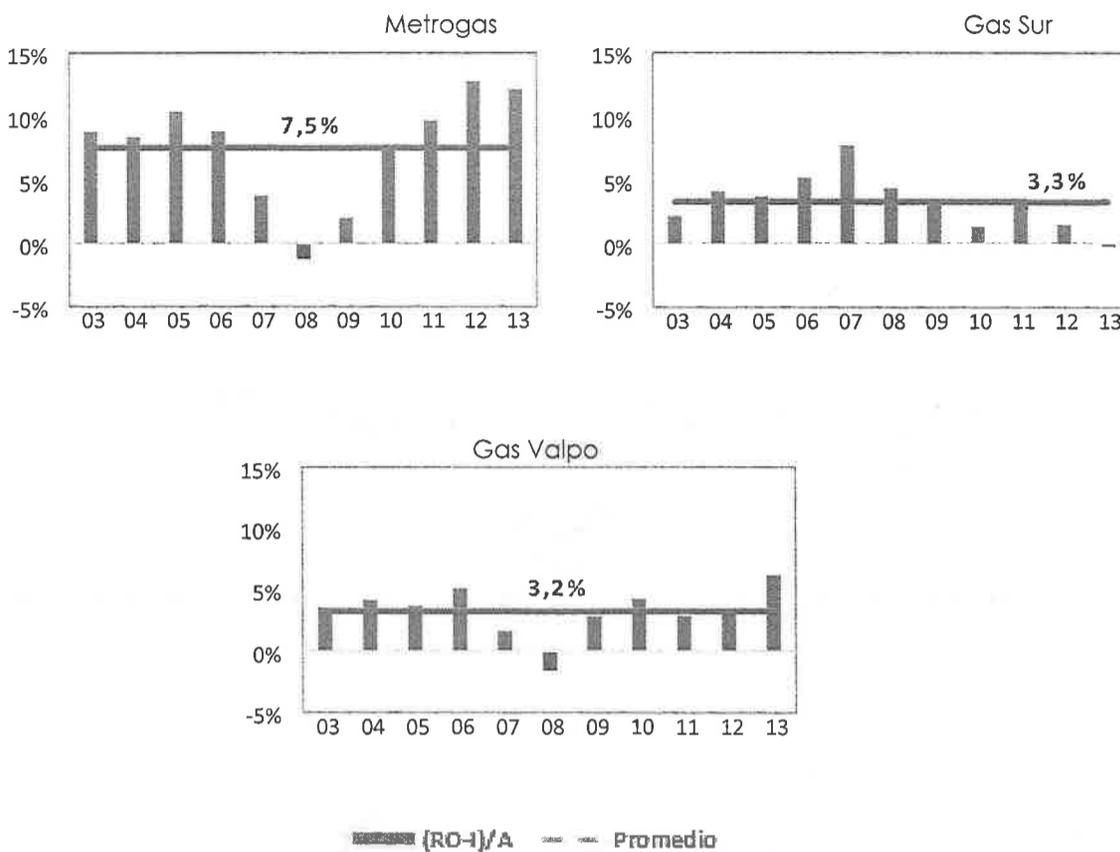
---

<sup>38</sup> Menchaca (2011) hace un interesante análisis sobre los precios en mercados no regulados, donde explicita la idea de que toda empresa intentará cobrar los precios más altos posibles (y obtener por tanto la mayor rentabilidad posible). Argumenta que para que los precios "excesivos explotativos" sean considerados un abuso de posición dominante es preciso demostrar posición dominante y abuso, en forma copulativa, y que para ello se precisa evidencia adicional a los meros precios por sobre los costos (que es lo mismo que rentabilidades elevadas).

<sup>39</sup> Esta medida de retorno no corresponde a la del artículo 31 de la Ley del Gas, entre otras cosas, porque considera los activos a valor contable, no a VNR.



Figura 6: Resultados operacionales menos impuestos, sobre activos (2002-2013)



Fuente: Elaboración propia a partir de EEFF de las empresas.

Nota: impuestos corresponde a resultado operacional\*tasa impuesto primera categoría.

Nota: cálculos sobre el total de operaciones de las compañías, incluyendo ventas eléctricas y térmicas. Nota: Información hasta 2008 es la suma simple de las empresas Gas Valpo y Energas, antes de que la primera adquiriera la segunda.

Ahora bien, destaca también en la Figura 6 que en los años 2012 y 2013 Metrogas habría obtenido los mayores retornos de su historia, lo que se confirma considerando otras métricas de rentabilidad<sup>40</sup>. Estos resultados se explican en gran medida por un shock de costos —caída en el costo del insumo—no enteramente traspasado a precio<sup>41</sup>. En efecto, en el contexto de una

<sup>40</sup> Según el chequeo de rentabilidad realizado por Valgesta y Mercados Energéticos para la CNE, Metrogas obtuvo una rentabilidad de 11,4% en 2012 y 16,9% en 2013. El estudio de System encargado por Metrogas arrojó una rentabilidad de 12,9% para 2013 y el cálculo propio de la empresa la sitúa en 10,7 para ese mismo año. Todas estas estimaciones corresponden a la rentabilidad sobre activos a VNR de acuerdo al artículo 31 y siguientes de la Ley del Gas.

<sup>41</sup> Una parte sí fue traspasada como puede observarse en la Figura 5.



caída sin precedentes en el precio spot del GN relacionada con la irrupción del Shale Gas (el Henry Hub llegó a 1,95 US\$/MMbtu en abril de 2012<sup>42</sup>), durante el segundo semestre de 2012 Metrogas renegoció su contrato de suministro con British Gas (BG) logrando bajas sustantivas respecto del valor al que el GN estaba siendo adquirido. Lo mismo hicieron los otros socios de GNL Chile con contratos vigentes con BG (Endesa y ENAP). Así el costo del gas para Metrogas se redujo respecto del año inmediatamente anterior un 7,5% en 2012 y un 37% en 2013. El petróleo, en cambio, se mantuvo alto ("super ciclo de commodities") por lo que el precio de los principales sustitutos se mantuvo también elevado, favoreciendo la competitividad del GN.

Esta situación es inusual y todo indica que no se mantendrá en el tiempo. Por lo pronto, la rentabilidad obtenida en lo que va de 2014 ha caído (9,4% al tercer trimestre 2014 vs. 11,2% al tercer trimestre de 2013, misma métrica de la Figura 6). La mayor oferta de GN y Petróleo en Estados Unidos, unido a una mayor capacidad de sustitución entre esos combustibles en el mismo mercado, ha hecho que los precios relativos entre los distintos energéticos vuelvan a alinearse en los mercados internacionales. Ello se confirma en la trayectoria de precios decreciente que se observa en el precio del petróleo, el carbón y el GLP.

Teniendo en consideración que Chile es un país pequeño que toma como dados los precios internacionales, la convergencia de precios en los mercados internacionales tiene su correlato local en el corto plazo.

En efecto, el precio del petróleo Brent ha caído 33,4% en lo que va de 2014 (de 106,4 US\$/barril el 31/12/2013 a 70,86 US\$/barril el 30/11/2014) y se proyecta que podrían seguir bajando<sup>43</sup>. Esta caída repercute directamente en el precio en Chile del GLP, como se observa en la Figura 7.

---

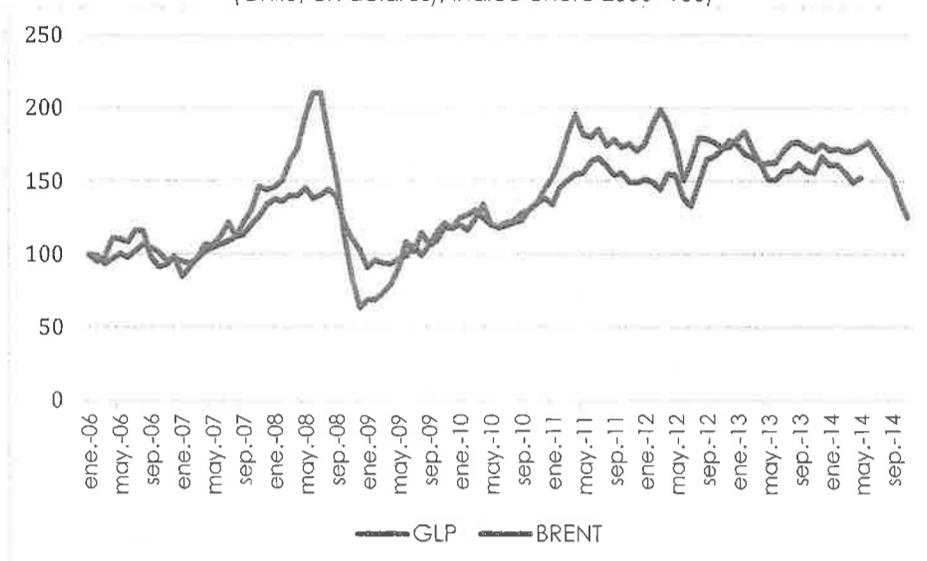
*El por qué Metrogas traspasó parte de la rebaja de costos a precio puede tener una explicación comercial (aprovechar la coyuntura para competir más agresivamente y captar nuevos clientes) o estratégica (mantener la rentabilidad dentro del rango que establece el artículo 31 de la Ley del Gas).*

<sup>42</sup> El Henry Hub es el precio spot en el mercado norteamericano, pero es la principal referencia internacional de precios.

<sup>43</sup> En su último informe (27/10/2014) Goldman Sacks redujo en 15 US\$ su proyección del petróleo Brent para 2015, situándolo en 70 US\$/barril (ver <http://www.cbc.ca/news/business/oil-price-will-fall-to-70-us-a-barrel-in-2015-goldman-sachs-says-1.2814041>). Proyecciones más recientes dicen que podría incluso llegar a 60 US\$/barril (ver <http://www.cbc.ca/news/business/oil-price-predicted-to-fall-to-60-unless-opec-cuts-back-1.2847173>).



Figura 7: Evolución precios petróleo Brent (internacional) y GLP (Chile, en dólares), índice enero 2006=100)



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S. Energy Information Administration, Banco Central y CNE

Un modelo simple de estimación del precio del GLP en función del precio del petróleo Brent (ambos en dólares) arroja una elasticidad del primero respecto del segundo de 0,665, esto es, que ante un cambio de un 1% en el precio del petróleo, el precio del GLP reacciona en la misma dirección, en un 0,665%. Tomando esta elasticidad, estimamos que con el petróleo a 70 US\$/barril, el GLP debiera ubicarse en torno a los 63,9 US\$/balón de 45 k o 37.848 \$/balón de 45k, al valor del dólar promedio de octubre 2014 (modelo y estimaciones en Anexo 3).

Según esa estimación, si el petróleo bajase a 60 US\$/barril –lo que ya ocurrió el día 16 de diciembre cuando cerró en 59,86–, el GLP llegaría a 57,7 US\$/45k o 34.162 \$/45k, lo que implicaría una baja de 19% respecto del valor actual, que está en torno a los 42.000 \$/45k<sup>44</sup>. Esto no sólo eliminaría la actual brecha entre el precio del GLP y del GN sino que forzaría a la baja a este último. Para igualar el precio del GLP, el GN que tendría que bajar un 7,7% respecto de su valor actual de 37.000 \$/58m<sup>3</sup>. Un cálculo simple indica que una rebaja tal en el precio podría traducirse en hasta un punto porcentual menos de rentabilidad, medida como retorno operacional menos impuestos, sobre activos<sup>45</sup>.

<sup>44</sup> De hecho, entre 2000 y 2014, cuando el Brent estuvo entre 57 y 63 US\$/barril, el precio promedio del GLP al mes siguiente fue de 56,2 US\$/45kilos.

<sup>45</sup> Una rentabilidad después de impuestos de 13%, que es el máximo permitido por la Ley ahora bajo modificación, se logra con una rentabilidad antes de impuestos de 16,3%, a una tasa impositiva de 20%, como la pagada por Metrogas en el año 2013. Suponiendo, en el ejercicio más simple, que los resultados operacionales varían en el mismo porcentaje que el precio (esto es, la demanda no cambia), entonces una rebaja de 7,7% en el precio se

Trescientos cuarenta y mo

341

QA

---

Así las cosas, de mantenerse la baja del precio del petróleo lo más probable es que los retornos de Metrogas para este y los próximos años disminuyan respecto de los niveles obtenidos en 2012 y 2013.

---

*traspasa íntegramente a estos últimos, y estos a una caída de un punto porcentual a la rentabilidad después de impuestos, que cae de 13% a 12%. Para rentabilidades menores, el impacto en unidades es menor, pero en términos proporcionales se mantiene constante (la rentabilidad caería también en un 7,7%, al igual que el precio).*



## 7. Regulación de tarifas del gas natural

En economías de mercado, los sectores cuyas condiciones estructurales son compatibles con el normal funcionamiento de la competencia operan bajo libertad tarifaria y la supervisión de las entidades de libre competencia, en el entendido que ese arreglo es el que favorece los equilibrios que maximizan el bienestar social. Sólo se regulan, por tanto, aquellos sectores que tienen una estructura tal que impide que las fuerzas de la competencia actúen sin problemas. La fijación de tarifas, en particular, es considerada una medida regulatoria excepcional que solo debiera imponerse en casos en que no existan otras formas de regulación más eficientes y menos costosas<sup>46</sup>. En el ordenamiento jurídico chileno se lo utiliza únicamente para lidiar con monopolios naturales o casos muy especiales<sup>47</sup>.

Hemos descartado que los distribuidores de GN sean monopolios naturales. Además, hemos mostrado que actualmente la competencia en los mercados en los que participan los distribuidores de la zona centro sur es suficientemente intensa como para permitir la libertad tarifaria.

Sin embargo, atendiendo al debate regulatorio en curso y a la solicitud expresa al TDLC para que ordene la fijación de tarifas de Metrogas, analizamos a continuación los efectos que tendría la fijación de tarifas de las distribuidoras de GN y las diferencias según el modelo de tarificación que se adopte.

### 7.1 Efectos de fijar tarifas en mercados con competencia.

El principal objetivo de la regulación tarifaria es emular el precio que regiría si la competencia fuese suficientemente intensa, por lo que no tiene sentido hacerlo si ya se está en esa situación: no habría beneficio potencial a obtener. Por lo demás, ese objetivo teórico difícilmente se alcanza con plenitud en la práctica. Las asimetrías de información y el dinamismo de los mercados, entre otras razones, impiden que el precio que defina el regulador equivalga al que prevalecería en competencia en cada momento del período tarifario. De allí que reemplazar

---

<sup>46</sup> Ver Informe 2/2009 del TDLC en relación con la fijación de tarifas en telefonía local.

<sup>47</sup> Como los cargos de acceso en telefonía.



precios libres por los regulados en mercados con competencia significa, en la práctica, inducir al mercado a ubicarse en equilibrios distintos de los socialmente óptimos. En el caso particular del GN, además, la fijación de tarifas distorsionaría los precios relativos de ese energético respecto de sus sustitutos, lo que podría inducir un mix de consumo ineficiente, o podría afectar planes de expansión racionales, como se verá más adelante.

Por otra parte, es ya de extendido consenso en la disciplina económica que la regulación no puede sino ser imperfecta. La idea de que el regulador busca y puede efectivamente alcanzar el máximo bienestar social es hoy entendida como una premisa más de carácter normativo que positivo. Esto, entre otras, por las siguientes razones:

- (i) Información incompleta: el regulador desconoce el valor real de los costos eficientes o el precio óptimo del mercado.
- (ii) Presiones políticas: los objetivos del regulador pueden no ser únicamente la búsqueda de la eficiencia sino también la satisfacción de los intereses de un determinado grupo. A este respecto, vale destacar los incentivos que enfrenta el mismo a comportarse de forma inconsistente en el tiempo, promoviendo ex-post (una vez que las inversiones ya se han hundido), tarifas cercanas al costo marginal, que no cubren el costo del capital.
- (iii) Captura del regulador: éste puede encontrarse sometido a presiones o influencias de compañías dominantes en el sector regulado.
- (iv) Dinamismo de los mercados: Las variaciones en demanda y oferta pueden hacer que la regulación pase incluso a ser contraproducente en el tiempo, allí donde tuvo buenas razones para ser implementada originalmente. Puede, por ejemplo, acabar protegiendo al monopolista de la entrada de competidores—concesiones exclusivas, deseable tras la invención de nuevas tecnologías eficientes— capaces de competir. Además, la fijación de precios estables en el tiempo no permite ajustes necesarios para que los mercados se vacíen (en este punto es relevante la literatura en precios variables o *peak load pricing*, e.g. Kahn, 1970; capítulos 3 y 4).

A mayor abundamiento, el diseño mismo de la regulación, incluso en monopolios naturales, puede generar efectos indeseados, tales como un incremento en costos —si, por ejemplo, incentiva la utilización ineficiente de insumos (Averch & Johnson, 1962) o elevar el riesgo



financiero de la industria (Brennan & Schwartz, 1982)- o un retardo del crecimiento en productividad y la innovación tecnológica –reduciendo, por ejemplo, los retornos esperados o introduciendo costos en tiempo y recursos para la aprobación de tarifas sobre nuevos servicios (Braeutigam, 1979; Caves et al, 1981) -, entre otras cosas. Si además sumamos firmas al mercado –caso en que la firma no es monopolio natural-, la regulación puede desviar la competencia hacia variables diferenciadoras distintas del precio, e.g. calidad, derivando en niveles excesivos de tales variables y elevando costos y precios más allá de lo socialmente deseable (Douglas & Miller, 1975; entre otros). La regulación puede también elevar precios en el largo plazo facilitando la cartelización (Rose, 1985), dificultando la entrada (Breen, 1977) o restando competitividad al mercado (Joskow, 1973).

Por último, es preciso considerar los costos directos de la regulación, que pueden ser no despreciables. En los sectores regulados en Chile, se reconocen en tarifa los gastos de asesoría regulatoria en los que incurren las empresas con el propósito de elaborar estudios tarifarios y obtener representación en las comisiones de expertos. En el proceso de Aguas Andinas 2009, por ejemplo, la Superintendencia de Servicios Sanitarios incluyó en los costos totales de largo plazo de la empresa eficiente, en base a los cuales se computaron las tarifas reguladas, cerca de MM\$2.000 anuales sólo por concepto de "asesorías legales y regulatorias" (esto es más de un 70% del total del gasto anual reconocido por concepto de asesorías y estudios). Tal cifra, por lo demás, se obtuvo del promedio del gasto real declarado por la sanitaria en el período 2004-2008, el cual alcanzó niveles incluso por sobre los MM\$4.300 (año 2004), esto es, más del doble del estipulado por el estudio tarifario de la Superintendencia.

El TDLC está conteste de que la tarificación es costosa e imperfecta, por lo que sólo se justifica cuando no hay forma menos gravosa de evitar la conducta anticompetitiva<sup>48</sup>.

---

<sup>48</sup> Así lo advirtió en el Informe 2/2009 donde analizó la conveniencia de mantener o levantar la fijación de tarifas en telefonía local, párrafo 136: "Al ordenar la tarificación, es importante sopesar sus costos y beneficios. Tales beneficios se reducen si existen vías alternativas para limitar el poder de mercado de las empresas consideradas dominantes. En cuanto a los eventuales beneficios de la fijación tarifaria, esto es, restringir la capacidad de las empresas para cobrar precios monopólicos y acercarlos a aquellos que se darían en condiciones de competencia, es claro que este objetivo regulatorio nunca ha sido alcanzado en plenitud dadas las dificultades del proceso regulatorio, derivadas principalmente de la asimetría de información que existe entre el regulador y las empresas sujetas a tarificación. Con respecto a los costos de la regulación de precios, es sabido que ésta introduce una serie de distorsiones que reducen la eficiencia asignativa y el bienestar de los consumidores. Por ejemplo, dada la distribución del ingreso en Chile, rara vez se proratean de manera económicamente eficiente los costos entre las tarifas fijas y variables, y entre tarifas a público y tarifas de interconexión o cargos de acceso, lo que entrega señales de precios ineficientes al consumidor"



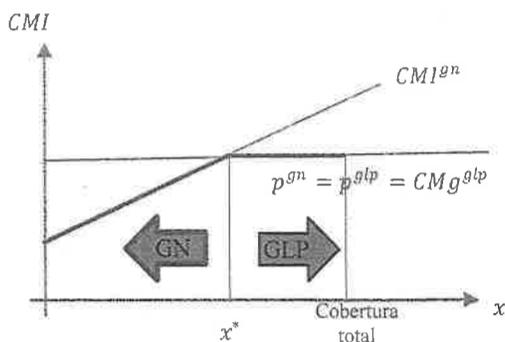
En Chile, un ejemplo ilustrativo de los problemas asociados a la carga regulatoria en mercados con competencia (en este caso potencial) ocurrió en telefonía de larga distancia donde, tras desregularse el servicio en 1994, los precios disminuyeron cerca de 80%, en tanto el tráfico aumentó abruptamente y también la productividad laboral de las compañías (e.g. Telefónica CTC aumentó desde 74 líneas por trabajador en 1987 a 845 en el 2001), como señala el estudio realizado por Fischer & Serra, 2002. Entonces, el mercado pasó de tener un único operador antes de la apertura (Entel) a tener 8 en 1998 (Entel, CTC-Mundo, Chilesat, Bellsouth, VTR, Transam, lusatel, CNT y Manquehue).

## 7.2 Efectos dinámicos en una industria en expansión.

En suma a los ya mencionados impactos generales sobre competencia, costos y precios, el análisis del caso GN demanda especial atención sobre las implicancias de largo plazo, pues la industria se encuentra aún en proceso de expansión. Retomamos para este fin el modelo dinámico de costos incrementales, a partir del cual es posible ilustrar cómo la fijación de una tarifa única por debajo del nivel de competencia reduce la expansión del GN a una cobertura menor a la socialmente eficiente.

En la Figura 1 presentada con anterioridad mostramos cómo la cobertura óptima para la empresa se definía en aquél punto en que los costos de incluir a un nuevo cliente al GN igualaban al precio de competencia con el sustituto relevante en el segmento (GLP en el ejemplo). Si el precio del GN es igual al costo marginal del GLP (equilibrio de competencia en precios –sin discriminación–, bienes homogéneos), la cobertura escogida por el distribuidor de GN será la socialmente óptima, en tanto minimizará los costos de proveer de gas a la población. La línea gruesa en la Figura 8 recorre el costo mínimo de abastecer a cada cliente en los distintos niveles de consumo. Aquellos ubicados en  $x \leq x^*$  son abastecidos a menor costo por el GN, mientras que el resto lo son por el sustituto, que posee costos medios incrementales constantes e iguales al costo marginal.

Figura 8: Cobertura socialmente óptima



Si el precio del GN se regula en un nivel menor al competitivo ( $p^R < p^{gn}$ ), habremos de esperar los siguientes efectos: 1) el ingreso por unidad vendida del distribuidor caerá de  $p^{gn}$  a  $p^R$  –precio regulado-, como muestra la Figura 9.a; 2) dado el menor precio, el consumo aumentará en todos los clientes –reales y potenciales-; 3) dado el incremento en consumo y la mayor intensidad de uso de la red que de ello sucede, los costos medios incrementales caerán (Figura 9.b). Esta caída en costos, sin embargo, es inequívocamente menor en magnitud que aquélla en precio en este modelo que estimamos si la demanda residencial y comercial de GN es de elasticidad menor o igual a 1<sup>49</sup>; en tal caso, la regulación generaría un incremento en demanda insuficiente como para abaratar la expansión de la red en términos netos<sup>50</sup>.

<sup>49</sup> Gómez-Lobo (2009) estima una elasticidad de la demanda industrial de gas igual a -0,87 en el corto plazo y a -1 en el largo. Fosco & Saavedra (2003) estiman una elasticidad en la demanda residencial de -0,74. Nuestras propias estimaciones, mostradas más arriba en el Cuadro 9, sugieren una elasticidad de -1 en el largo plazo.

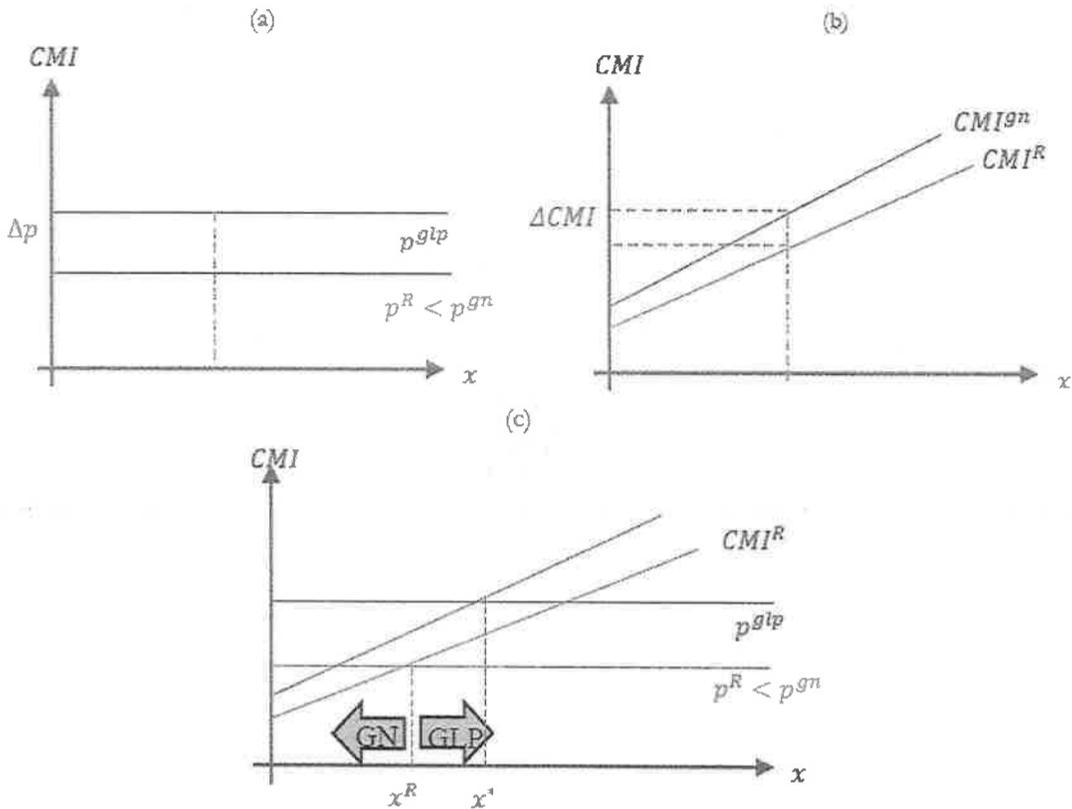
<sup>50</sup> DEMOSTRACIÓN: Un cambio en el precio del GN tiene un efecto sobre el costo medio incremental que puede expresarse por:

$$\frac{dCMI_x}{dp} = -\frac{f}{q_x^2} * \left( \frac{\partial q_x}{\partial p} + \frac{\partial q_x}{\partial p^{gip}} \frac{dp^{gip}}{dp} \right) = -\frac{f}{q_x^2} * \frac{\partial q_x}{\partial p} = \frac{f}{pq_x} |\eta_x|$$

donde  $dp^{gip}/dp = 0$  ya que  $p^{gip} = CMg^{gip}$  y este último es constante (la competencia no puede reaccionar a la regulación rebajando aún más el precio), y donde  $|\eta_x| = -\frac{\partial q_x}{\partial p} \frac{p}{q_x}$  es el valor absoluto de la elasticidad precio de la demanda del cliente  $x$ . Pero los beneficios del distribuidor por abastecer al cliente  $x$  son no-negativos, por lo que los ingresos obtenidos del mismo deberán superar el costo mensualizado de la inversión incurrida para incorporarlo al servicio, esto es  $p q_x > f$  (en desigualdad estricta ya que los ingresos deben también cubrir el costo variable), o equivalentemente  $f/pq_x < 1$ . Luego con  $|\eta_x| \leq 1$ , se sigue  $dCMI_x/dp < 1$  o  $dCMI_x < dp$  (el cambio en costo medio incremental es menor al cambio en precio).



Figuras 9.a, 9.b y 9.c: Efectos de tarifa regulada



Ambos efectos juntos (caída en precio y en costos, este último en menor medida), se grafican en la Figura 9.c, que muestra cómo, al encarecerse en términos netos la expansión, la cobertura óptima de la empresa cae a  $x^R$ , inferior a  $x^*$ . La población entre  $x^R$  y  $x^*$ , que antes tenía posibilidades de abastecerse a futuro en base a GN, deberá hacerlo ahora en base a GLP.

Es, sin duda, el margen que un distribuidor de GN espera obtener de nuevos clientes lo que motiva al mismo a expandir cobertura, de modo que al reducirse el primero, también lo hace esta última (en una industria donde la red no está completamente hundida y la cobertura es todavía endógena). La misma lógica aplica, en general, a otras industrias: en telefonía móvil, por ejemplo, las compañías están dispuestas a financiar casi en su totalidad los terminales telefónicos de nuevos clientes, puesto que el margen que obtienen de las llamadas que aquellos hacen y reciben justifica el gasto en expansión del servicio. Ello explica, por ejemplo, por qué esta industria ha crecido explosivamente en cobertura, llegando a cubrir la gran mayoría (sino



la totalidad) del mercado potencial –hoy en Chile existen más de 16,7 millones de abonados móviles<sup>51</sup>, esto es más menos, lo mismo que cantidad de personas en el país.

### 7.3 La tarifa en dos partes.

Una alternativa de solución a la problemática anterior sería una tarificación en dos partes que incorporase un cobro fijo al cliente para financiar la red, más un cobro variable por unidad consumida igual al costo marginal del GN. Esto solucionaría en principio los problemas de eficiencia asignativa y cobertura. La empresa estaría dispuesta a cubrir cualquier área de servicio –su inversión sería siempre financiada, así como sus costos marginales, en tanto el nivel de consumo y la cobertura se ubicarían en el punto socialmente óptimo: todos aquellos con valoración por el GN mayor a su costo (fijo y variable) optarían por conectarse, y entre ellos toda unidad de consumo valorada en cantidad mayor al costo marginal se realizaría<sup>52</sup>.

No existe, por tanto, rémora relevante para la aplicación de tal estructura tarifaria en teoría; pero sí contundentes en la práctica. En efecto, como se desprende de nuestros cálculos expuestos a lo largo del texto, destacados en particular en el Cuadro 8, cada cliente cuesta, sólo en términos de inversión, más de US\$23 en valor mensualizado a una distribuidora de GN (según aproximación con datos Metrogas), a lo que se han de agregar otros US\$ 9,5 por costos operacionales. Por consiguiente, de aplicarse en niveles eficientes la estructura de cargo fijo y variable, el primero habría de ubicarse en torno los \$21.300 mensuales (incluyendo IVA), ciertamente inviable desde una perspectiva comercial si consideramos que hoy el GN, muy por el contrario, debe ofrecer más bien transferencias en forma de bienes y servicios para motivar a hogares y comunidades de edificios a convertirse, más parecidas a un cargo fijo de valor negativo.

Asimismo, los cargos fijos imponen una mayor carga relativa en la cuenta de hogares de menor ingreso y, por ende, menor consumo. Tal carga puede, por lo demás, superar el costo total del GN para clientes de bajo consumo bajo una modalidad de tarifa única. Esto se muestra en el ejercicio expuesto en el Cuadro 14, en el que simulamos boletas para distintos niveles de

<sup>51</sup> Subtel, marzo 2014.

<sup>52</sup> Ronald Fischer analiza esta posibilidad en su post del 3 de junio 2014:  
<http://variacioncompensada.com/2014/06/03/el-problema-de-metrogas-una-vez-mas/>



demanda, mostrando el porcentaje del total de la cuenta que corresponde únicamente a cargo fijo. En clientes de menor consumo, la tarifa en dos partes (de valor tal que financie el total de la inversión y los costos marginales) conlleva cargos totales mayores que la tarifa actual de Metrogas, esto incluyendo demanda de hasta 50 m<sup>3</sup> por mes. En los mismos tramos, el cargo fijo, además, corresponde a más de un 60% del total del costo. Muy por el contrario, la tarifa en dos partes deriva en cobros sustantivamente menores para clientes de mayor consumo, donde la tarifa fija constituiría un factor cada vez menos determinante del costo total.

Cuadro 14: Cobros vigentes (Metrogas) vs. cobros por tarifa en dos partes

CONSUMO m <sup>3</sup>	TARIFA VIGENTE	TARIFA EN DOS PARTES			FIJO/TOTAL
	Metrogas	Cobro fijo (+IVA)	Cobro variable (+IVA)	Total	%
5	\$ 5,260	\$ 21,658	\$ 1,399	\$ 23,057	94%
10	\$ 10,520	\$ 21,658	\$ 2,799	\$ 24,457	89%
20	\$ 19,560	\$ 21,658	\$ 5,598	\$ 27,256	79%
30	\$ 25,350	\$ 21,658	\$ 8,397	\$ 30,055	72%
40	\$ 33,800	\$ 21,658	\$ 11,196	\$ 32,854	66%
50	\$ 31,150	\$ 21,658	\$ 13,994	\$ 35,652	61%
70	\$ 43,610	\$ 21,658	\$ 19,592	\$ 41,250	53%
100	\$ 62,300	\$ 21,658	\$ 27,989	\$ 49,647	44%
150	\$ 93,450	\$ 21,658	\$ 41,983	\$ 63,641	34%
300	\$ 186,900	\$ 21,658	\$ 83,966	\$ 105,624	21%

Fuente: Elaboración propia

\*: Dólar \$560

Cabe señalar, además, que para que la aplicación de la tarifas en dos partes mejore el bienestar de los clientes (los hogares paguen menos por el gas) se precisa que la distribuidora esté obteniendo una renta económica que la parte fija de la tarifa permitiría socializar. El modelo presentado admite esa posibilidad, pero conviene recordar que se trata de una simplificación de la realidad: por lo pronto, sólo considera la competencia entre GN y GLP por la conexión de hogares, cuando hemos visto que la competencia se da también en la etapa del consumo y respecto de otros sustitutos, especialmente para uso en calefacción. Los resultados de las empresas, por su parte, indican que no ha habido rentabilidades extraordinarios, como se analiza más adelante.



## 7.4 Complejidades adicionales de tarificar el GN por Empresa Eficiente.

En Chile, el modelo que se emplea para fijar tarifas en todos los sectores regulados es el denominado "Empresa Eficiente" o "Empresa Modelo". Este esquema consiste básicamente en identificar los costos totales de largo plazo en que incurriría una empresa ficticia que debiera satisfacer la demanda por el servicio regulado durante el período tarifario y, sobre esa base, calcular una tarifa que le permitiría a esa empresa obtener una rentabilidad normal equivalente a su tasa de costo de capital. Es un sistema relativamente complejo e intensivo en recursos, por lo que las tarifas (debidamente indexadas) se calculan para períodos de 4 o 5 años.

Se trata además de un modelo único a nivel mundial, el cual, si bien no está exento de críticas, en general es considerado una buena aproximación teórica y práctica para la regulación de monopolios naturales, que es donde se aplica<sup>53</sup>.

Su aplicación al sector del gas por redes, que no es monopolio natural y que compite con otros energéticos en la satisfacción de las mismas demandas, en cambio, se prevé muy compleja y arriesga no lograr cumplir con los objetivos de toda buena regulación, sea porque termine fijando precios demasiado altos (no logre el máximo traspaso de excedente al consumidor, además de dejar espacio para la ineficiencia) o demasiado bajos (poniendo en riesgo el principio de autofinanciamiento y el desarrollo futuro del sector).

La principal fuente de complejidades y riesgos es la estimación de la demanda. Como se dijo, la empresa eficiente se dimensiona en base a una demanda proyectada para los años correspondientes al período tarifario. En el caso de monopolios naturales de servicios básicos, la demanda es relativamente fácil de estimar porque no existe competencia relevante y es bastante estable. Pero cuando hay competencia, como es el caso, la cantidad demandada en cada período es fluctuante y depende de múltiples factores; la demanda tiene elasticidades importantes respecto de su precio propio y el de los sustitutos (como se mostró en la sección 5) y las variaciones del clima y los vaivenes de la oferta también condicionan la cantidad que

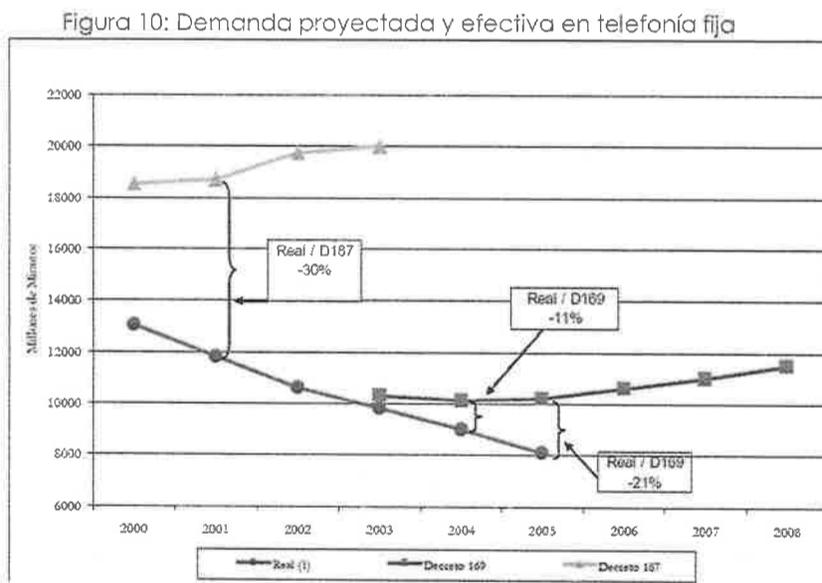
---

<sup>53</sup> El modelo de Empresa Eficiente se aplica a servicios sanitarios, distribución eléctrica y en el sector telecomunicaciones. Los dos primeros casos corresponden a monopolios naturales. Los monopolios naturales tradicionales del sector telecomunicaciones también se tarificaban por empresa eficiente, pero los cambios tecnológicos y dinámicas comerciales han redefinido los mercados e intensificado la competencia, lo que ha reducido progresivamente el universo de servicios que siguen afectos a tarificación.



finalmente es consumida en cada período. Adicionalmente, como el precio de los sustitutos está sujeto a fuertes variaciones, la realidad competitiva de la industria obliga a mantener una política de precios dinámica que no puede ser recogida por un esquema tarifario. A mayor abundamiento, la reciente dinámica de precios del petróleo tendrá un fuerte impacto en el precio del GLP y obligará una corrección de precios por parte del GN en el corto plazo, como de hecho ya se ha verificado en los últimos meses.

Las dificultades para estimar la demanda en industrias que compiten queda de manifiesto en la Figura 10, que muestra la demanda efectiva de telefonía fija y la demanda que ha sido proyectada en los últimos dos procesos tarifarios de Telefónica CTC Chile. Como se observa, la demanda real ha tendido a la baja, lo que estaría relacionado con la competencia cada vez más intensa desde la telefonía móvil. Esta realidad, sin embargo, no logró ser captada adecuadamente por los modelos que se utilizaron para proyectarla en el contexto de las fijaciones de tarifa. Como se observa, la diferencia entre la demanda real y la proyectada era de 30% en 2001 y siguió ampliándose hacia el final del período regulatorio. En el siguiente proceso se estimó una demanda considerablemente más baja, pero nuevamente la brecha entre realidad y proyección surgió y fue en aumento.



Fuente: Antecedentes proporcionados por Telefónica CTC Chile.

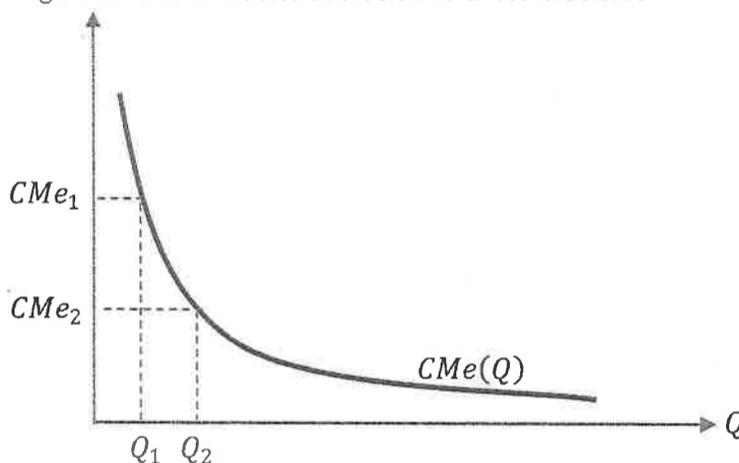
La proyección de demanda incide fuertemente en las tarifas que finalmente se calculen; de allí el problema que provoca la dificultad en la predicción. Su incidencia en las tarifas es tan importante porque se trata de una industria cuya tecnología está constituida en gran parte por inversiones hundidas, en la que los costos variables representan una parte



minoritaria del costo total y donde las economías de escala, por tanto, son muy pronunciadas. En esta industria, las redes de distribución, los sistemas de respaldo y el componente take or pay de los contratos de suministro son todos componentes fijos del costo total. A mayor demanda estimada, mayor prorateo de costos fijos, y menor la tarifa necesaria para cubrir los costos totales de largo plazo.

Este efecto es especialmente relevante para compañías que operan en escala pequeña porque en niveles bajos de demanda las unidades vendidas son aún insuficientes para diluir el costo del capital instalado (en el límite en que la unidad vendida es sólo una, el costo medio es igual al costo total, mientras que cuando la demanda es infinita el costo medio converge al costo variable). Ello se ilustra en la Figura 11, que muestra una curva de costos medios decrecientes a tasa creciente (pendiente menos negativa a mayor escala), coherente con la estructura de costos como la descrita. En ella se muestra el impacto que tiene sobre el costo medio —y por ende sobre las tarifas reguladas— la sobrestimación de la demanda, impacto que es mayor mientras mayor la sobreestimación y mayores las economías de escala en el rango relevante.

Figura 11: Costos medios decrecientes a tasa creciente



Fuente: Elaboración propia.

La participación del GN por red en los mercados a nivel residencial y comercial es además baja en todas las comunas en que está presente en la zona centro sur, a excepción de algunas pocas de alto ingreso en la Región Metropolitana (en solo 6 comunas la penetración supera el 50%; Cuadro 7). La demanda promedio para estos clientes es de 49 m<sup>3</sup> en la Región Metropolitana, 70 m<sup>3</sup> en la VII Región y apenas 37 m<sup>3</sup> en la V Región (en circunstancias en que la demanda promedio del monopolio natural de gas por red en Magallanes es de 378 m<sup>3</sup> mensuales).



El punto anterior sugiere que, dada la baja demanda de los distribuidores de gas, una sobreestimación de la misma podría generar efectos importantes sobre los costos medios de una empresa modelo, reduciéndolos artificialmente (y con ellos, las tarifas). De hecho, según los ejercicios presentados en la sección 3.2 se estima que el costo de la inversión por cliente en Metrogas es de US\$ 32,5, mientras el costo variable por metro cúbico sólo de US\$ 0,42. Luego, siendo el consumo medio residencial y comercial de la compañía de 49m<sup>3</sup> mensuales, una sobrestimación de su demanda en un 20% reduciría, según estos cálculos simples, el costo medio asociado a este consumo de US\$1,08/m<sup>3</sup> a US\$ 0,97/m<sup>3</sup><sup>54</sup>, esto es en un 10%<sup>55</sup>.

Una segunda complejidad tiene que ver con el tratamiento de gastos y costos en que incurren las empresas reales de GN para captar clientes. Las empresas modelo de los sectores sanitario y eléctrico, en tanto monopolios, lógicamente no consideran esta clase de desembolsos en sus costos totales de largo plazo. Sin embargo, en el mercado residencial y comercial de los energéticos calóricos tales gastos se hacen, pues se trata de un sector que debe competir con los sustitutos para captar clientes. En efecto, los distribuidores de GN han adoptado estrategias audaces para atraer clientes de alto consumo, entre las que se cuentan meses gratis o descuento en suministro, aportes en el costo de artefactos a GN (calefón, cocina o estufa), conexión gratis al servicio y conversión gratis de los artefactos. Además de la contradicción conceptual de usar un modelo de tarificación de monopolios naturales para tarificar una empresa que compite, este tema ilustra las dificultades prácticas que ello implicaría. No incorporar este ítem entre los costos implicaría diseñar una artificialmente estrecha, poniendo en riesgo el objetivo de autofinanciamiento de la regulación por Empresa Eficiente. Incorporarlo implicaría definir a nivel teórico el nivel "eficiente" de gastos de atracción de clientes para el período tarifario completo, en circunstancias que se trata de un ítem muy variable que depende de la intensidad de la competencia con los sustitutos en cada lugar y momento del tiempo.

Por último, otra dificultad asociada a la utilización del modelo de Empresa Eficiente dice relación con la determinación de los planes de expansión de redes. Actualmente, esta es una decisión de las empresas que se hace evaluando privadamente el proyecto incorporando flujos

---

<sup>54</sup> Siguiendo la notación, este costo medio sería igual a  $\frac{f}{q} + c$ , o lo que denominamos "Costo Medio Incremental".

<sup>55</sup> Es cierto que si las tarifas se fijan a la baja la cantidad demandada aumentará, pero es improbable que la baja de precios sea suficiente como para eliminar la competencia, en particular considerando el bajo nivel de consumo en los hogares de la zona centro sur determinado por factores exógenos, como el clima y el nivel de ingresos del país.



esperados y riesgos asociados a los mismos. En otros sectores regulados pueden acordarse o exigirse planes de expansión asociados a un incremento en la tarifa regulada para cubrir dicho plan<sup>56</sup>. Pero en el sector del gas por redes, la tarifa regulada sería un máximo que la empresa real podrá cobrar o no dependiendo de las condiciones de la competencia. No tendría sentido exigir o acordar anticipadamente planes de expansión de redes a pagarse con un alza de la tarifa regulada pues esta no necesariamente podrá ser cobrada. Es más, si la empresa real no ha expandido la red a determinada zona es porque no puede (por la competencia) cobrar una tarifa que le haga rentable el proyecto. El modelo podría calcular una tarifa que sí cubra los costos de desarrollarla, pero difícilmente habría demanda suficiente a ese precio.

Parte importante de los problemas mencionados se explica por dos elementos puntuales del modelo de Empresa Eficiente: que se base en los costos de una empresa ficticia que parte de cero al comienzo del período tarifario (lo que obliga a discurrir sobre si incurriría en tal o cual gasto que la empresa real sí hace y abre un espacio al eventual comportamiento oportunista del regulador) y que las fórmulas tarifarias se determinen cada cuatro o cinco años (lo que obliga a definir los planes de expansión óptimos y la demanda para todo el período).

Otros modelos de tarificación se basan en los costos de las empresas reales y revisan las tarifas anualmente. Es el caso del modelo *Cost Plus* de origen estadounidense. Bajo ese esquema las tarifas se fijan de modo de cubrir los costos de las empresas reales (obtenidos de reportes de costos operativos de la compañía) y un margen que remunere adecuadamente al capital. Los períodos de tarificación son anuales, lo que reduce significativamente la incertidumbre asociada a la estimación de demanda (esto es posible porque se trata de un modelo de aplicación más simple). Incluso el regulado o el regulador pueden pedir una reevaluación de las tarifas ante cambios inesperados y de magnitud relevante en las variables de base, con lo que disminuye notablemente el riesgo de que las mismas estén desalineadas de la realidad (al alza o a la baja). La principal crítica a este modelo es que desincentiva la búsqueda permanente de la eficiencia por parte de la empresa regulada pues, por una parte, sabe de que la tarifa cubrirá sus costos reales (incluyendo los de capital) aún si estos no son los menores posibles y, por otra, sabe que las ganancias de eficiencia no lo benefician pues se traspasan completa y prontamente a la tarifa regulada. Modelos como el *Price Cap*, de origen británico y el chileno de *Empresa Eficiente* son, en esa dimensión, superiores al *Cost Plus*, pues sí incentivan la

---

<sup>56</sup> En el sector sanitario, por ejemplo, si la licitación para concesionar una nueva zona dentro del límite urbano es declarada desierta, se exige a la sanitaria más cercana que amplíe su concesión para cubrirla, la que será tarifada de modo de cubrir el costo incremental de la expansión (artículo 33 A y B del DFL 382).



eficiencia<sup>57</sup>. Tienen las desventajas de ser más complejos de aplicar (especialmente el de *Empresa Eficiente*) y de mayor riesgo de desalineación de tarifas a la realidad (pues se revisan con menor periodicidad). Ahora bien, el incentivar la eficiencia es un elemento clave en la regulación de monopolios pues éstos, al no estar expuestos a la competencia, tienden a tener costos más altos (ineficiencia productiva) e innovar menos (ineficiencia dinámica)<sup>58</sup>. Por lo mismo, es un elemento menos importante, si algo, en la tarificación de empresas que sí compiten, como es el caso de las distribuidoras de gas por redes en la zona centro sur del país.

Así las cosas, si por las razones que fuera se optase por regular las tarifas del gas por redes de las distribuidoras de la zona centro sur del país, creemos conveniente aplicar un modelo de tarificación distinto del que se aplica en Chile para los monopolios naturales (*Empresa Eficiente*), sobre la base de la rentabilidad de la empresa real y con revisión periódica.

---

<sup>57</sup> El modelo de *Price Cap* también se basa en los costos de la empresa real pero revisa las tarifas con menor periodicidad (4 a 5 años), permitiendo que las reducciones de costos entre fijaciones beneficien al prestador del servicio. El modelo de *Empresa Eficiente*, además de lo anterior, incentiva a la empresa a ser eficiente incluso en el año cero pues la tarifa regulada solo asegura un retorno normal a la empresa modelo que por construcción es eficiente.

<sup>58</sup> Para una explicación ampliada ver Motta (2004), capítulo 2.



## 8. Síntesis y conclusiones.

Este informe, elaborado a solicitud de AGN en el contexto del proceso en curso en el TDLC respecto de las tarifas de Metrogas (rol NC 426-14), analiza la estructura y funcionamiento de los mercados en los que participan las distribuidoras de GN por red. El énfasis está puesto en determinar si se está en presencia de monopolios naturales o de mercados donde el nivel de competencia es insuficiente para disciplinar el actuar de los distribuidores de GN, pues es en esos casos la regulación de tarifas puede ser el mejor arreglo normativo.

Para determinar si los distribuidores de GN son monopolios naturales, lo primero es definir adecuadamente el bien en cuestión, para analizar luego si lo más eficiente es que lo provea un único oferente (monopolio natural) o dos o más compitiendo. En este caso, **el bien que se demanda es la energía calórica que puede obtenerse a partir del GN u otros energéticos**, y que sirve para determinados fines. En los hogares y el comercio, el GN se utiliza principalmente para calentar agua, preparar alimentos y calefaccionar. En la industria, para alimentar las calderas que están en la base de muchos procesos industriales.

**Por las características climatológicas y demográficas de la zona centro-sur de Chile, el GN por red no es una tecnología que domine en costos a los sustitutos** con los que comparte el mercado en todo el rango relevante de demanda. Lo anterior porque, si bien hay economías de escala en redes ya desplegadas, cuando se analiza la dinámica de la extensión de la red se tiene que los costos medios incrementales de atender a sectores con consumos medios cada vez más bajos son crecientes, y en algún punto superan los costos de satisfacer la demanda de ese mismo sector con una tecnología alternativa, con una estructura de costos distinta como es la del GLP (distribución en camiones de cilindros o granel).

En el caso de **ciudades de la zona centro sur donde está presente el GN** ese punto de corte determina un equilibrio de provisión mixta, donde la demanda se satisface más eficientemente con una combinación de tecnologías: GN por red en las zonas de alto consumo y GLP distribuido en camiones en cilindros o a granel en las zonas de menor consumo. A partir de un modelo simple de competencia dinámica e información pública de Metrogas, estimamos el punto de corte para el caso de esa compañía, que estaría en torno a los 39 m<sup>3</sup> mensuales de consumo de GN. Así, para niveles de consumo inferiores a dicho nivel el GLP resultaría menos costoso para la satisfacción de las necesidades energéticas de los hogares y lo contrario ocurriría para niveles de consumo superiores. Ese equilibrio de provisión mixta sin tecnología dominante en todo el



rango de demanda determina que el distribuidor de GN **no pueda ser considerado un monopolio natural**. Ahora bien, en otras condiciones, en particular en ciudades o países con niveles mayores de consumo (inviernos más fríos y largos), costos de insumo más bajos y/o sin una oferta de sustitutos con las características de la que existe en las ciudades mencionadas (entre los que destaca el GLP provisto por 3 empresas con alto estándar de servicio), el GN por red sí puede ser un monopolio natural. En esos casos, el costo medio incremental de atender con GN por red incluso a las zonas de menor consumo medio sigue siendo más bajo que el de atenderlas con la tecnología alternativa.

**Los distribuidores de GN por red participan en varios mercados relevantes diferenciables.** Desde la perspectiva del producto, se distinguen los mercados industrial, comercial y residencial. En este último –que es el de mayor interés para el análisis pues son las tarifas a este sector las que se ha solicitado regular– puede distinguirse un primer mercado restringido a las necesidades de cocina y agua caliente, y uno más amplio que incluye la calefacción. Desde la perspectiva geográfica, el mercado relevante de cada distribuidora de GN abarca toda el área de influencia de su red.

**En el sector residencial, la competencia se da en dos niveles: conexión y consumo**, el primero más ligado a las necesidades de agua caliente y cocina, y el segundo más ligado a las necesidades de calefacción.

**En el primer nivel, compiten principalmente GLP y GN**, pues la gran mayoría de los hogares chilenos calienta agua y prepara alimentos con cocinas y calefón que operan con gas, sea GN o GLP. De hecho, en las comunas de la Región Metropolitana, menos del 4% de los hogares usa algo distinto para cocina. Esta competencia por la conexión de hogares ha hecho que **los precios del GN y del GLP tiendan a igualarse**, si bien el GN se ha ubicado históricamente algo por debajo. Durante el segundo semestre de 2012, el GN bajó de precio y se desacopló del GLP (GN 24% más económico que GLP en 2013), lo que se explicaría por el shock de costos que significó la renegociación de su contrato de suministro para Metrogas. La competencia debería inducir a que los precios de GN y el GLP vuelvan a alinearse y, dada la trayectoria que está siguiendo el petróleo, presumiblemente sería el GLP el que bajaría para acercarse al GN y eventualmente llevarlos a ambos a un nivel de precios más bajo que el actual del GN.

Cabe señalar que **el precio del GN que se determina en la disputa por el cliente marginal con el GLP se extiende a todos los clientes**, incluidos aquellos que tienen limitaciones para cambiarse de un energético a otro (departamentos y condominios donde la decisión se toma a nivel



agregado, por ejemplo), toda vez que la ley prohíbe la discriminación arbitraria de precios y las compañías ofrecen las mismas tarifas y descuentos a todos sus clientes del mismo segmento.

**El segundo nivel de competencia se da en los hogares ya conectados al GN y lo que se disputa allí es básicamente el consumo para calefacción**, pues un hogar que usa el GN para agua y cocina no necesariamente lo usa para calefacción. Evidencia de esta competencia es la estructura tarifaria del GN con descuentos por volumen y promociones de invierno para captar el consumo adicional de calefacción, donde la competencia se da entre un número mayor de energéticos y el costo de cambio es bajo.

Respecto de la competencia, cabe señalar por último, que esta no se da solo en precios sino que también en otros atributos como la modalidad de pago, la continuidad del servicio, la percepción de estabilidad de precios, entre otros, lo que explica que **ni aún respecto de los clientes donde el GN de red es la alternativa más eficiente haya dominancia total de este energético y, por el contrario, coexista con alternativas, especialmente en la calefacción.**

Como cabría esperar en una industria que compite, **las rentabilidades obtenidas por las empresas, tomando períodos largos**, no han sido extraordinarias. Para la década comprendida entre 2003 y 2013, el retorno sobre activos promedio (resultado operacional menos impuestos, sobre activos) fue de 3,3% en Gas Sur, 3,2% en Gas Valpo y 7,5% en Metrogas.

**El resultado de Metrogas**—el único que estaría sobre la tasa de costo de capital del sector en la década<sup>59</sup>—**está altamente influido por los ejercicios 2012 y 2013, años en los que se dio una coyuntura inusual que muy probablemente no se mantendrá en el tiempo:** costo de insumo bajo (debido a la renegociación del contrato de suministro en un contexto de desequilibrio en los mercados internacionales de GN por la irrupción del shale gas) y precio del sustituto alto (por el alza del petróleo). En esas circunstancias, a pesar que Metrogas bajó sus precios (desacoplándolos del GLP) de todos modos obtuvo mejores resultados que los que históricamente había obtenido. En 2014, sin embargo, el petróleo Brent acumula ya una baja de 33% y los pronósticos apuntan a que seguirá bajando, lo que podría forzar los precios del GLP y GN a la baja, con lo que caería también la rentabilidad de la distribuidora de GN. Estimamos que si el petróleo cae a US\$ 60 por barril, el traspaso de esa caída al GLP y de ese al GN podría reducir la rentabilidad de Metrogas en hasta un punto porcentual. Los resultados de Metrogas

<sup>59</sup> Tomando la TCC calculada en los estudios de Emst&Young encargado por Metrogas y de Le Fort Economía y Finanzas encargado por la CNE.



de los primeros tres trimestres de 2014 ya son inferiores a los del mismo período del año anterior (9,4% vs 11,2% considerando resultado operacional menos impuestos, sobre activos).

Por lo expuesto, **no se observan razones para pasar en el GN de red de un sistema de libertad tarifaria a uno de regulación de tarifas**. Ni las condiciones estructurales del mercado impiden que las fuerzas de la competencia disciplinen a los actores —no se trata de monopolios naturales—, ni su funcionamiento es distinto del que cabría esperar en un entorno competitivo.

Por lo demás, en el ordenamiento jurídico chileno, la fijación de tarifas se utiliza únicamente para lidiar con monopolios naturales o casos muy excepcionales, como los cargos de acceso en telefonía. Solo en casos como esos los beneficios esperados de la tarificación (acercar precios y cantidades reales a los niveles que imperarían en competencia) superan los costos (directos y asociados a imperfecciones como asimetrías de información, riesgo de captura y otros).

En este sector en particular, además, **forzar las tarifas a la baja vía regulación desincentivaría la expansión de las redes** lo que perjudicaría a los residentes de las zonas donde el GN aún no está disponible y donde, en consecuencia, los hogares cuentan con una opción menos para satisfacer sus necesidades de energía calórica. La tarifa es un elemento clave en la evaluación de los proyectos de expansión y es claro que si se fija a la baja algunos proyectos dejarán de ser rentables.

Por último, si por las razones que sea, se decidiera regular las tarifas del GN por red, conviene tener presente que **el modelo de Empresa Eficiente**, que en general es considerado una buena aproximación teórica y práctica para la regulación de monopolios naturales, **sería particularmente poco apropiado para este sector**. La necesidad de estimar la demanda para los próximos 4 o 5 años (y el peso que ello tiene en la tarifa regulada), el tratamiento de los gastos en que incurren las empresas reales para captar clientes y la determinación de los planes óptimos de expansión de las redes se prevén ejercicios particularmente complejos en el evento que se pusiera en marcha un proceso tarifario bajo el modelo de empresa eficiente. El riesgo es que un proceso termine fijando para períodos de 4 o 5 años tarifas que a la postre resulten demasiado altas (lo que perjudicaría a los consumidores y dejaría espacio a la ineficiencia) o demasiado bajas (arriesgando el principio de autofinanciamiento de las actividades reguladas y el desarrollo futuro del sector). **Un modelo ad hoc para la distribución del gas, sobre la base de la empresa real y con revisiones periódicas de tarifas** sería menos distorsionador.



---

## Referencias.

- 1) Asche, F., Nilsen, O.B., Tveteras, R. (2008). "Natural gas demand in the European household sector". *The Energy Journal* 29(3): 27-46.
- 2) Averch, H & L. Johnson (1962). "Behavior of the firm under regulatory constrain". *American Economic Review*, 52:1052-1069.
- 3) Bernstein, R & R. Madlener (2011). "Residential Natural Gas Demand Elasticities in OECD Countries: An ARDL Bounds Testing Approach". Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior, Working Paper No. 15/2011.
- 4) Braeutigam, R.R. (1979). "The effect of uncertainty in regulatory delay on the rate of innovation". *Law and Contemporary Problems*, 43(1):98-111.
- 5) Breen, D (1977). "The monopoly value of household-goods carrier operating certificates". *Journal of Law and Economics*, 13:506-524.
- 6) Caves, D.W., Christensen, L.R. & J.A. Swanson (1981). "Economic performance in regulated environments: A comparison of U.S. and Canadian railroads". *Quarterly Journal of Economics*, 96:559-581.
- 7) Fischer, R & P. Serra (2002). "Evaluación de la regulación de las telecomunicaciones en Chile". *Perspectivas*, 1(6): 45-77.
- 8) Fosco & Saavedra (2003). "Sustituibilidad de energéticos y la política (des)regulatoria del gas natural en Chile". Santiago, Chile: ILADES.
- 9) Galetovic, A. (2007). "Un análisis económico de la industria de la distribución de gas natural en Chile". Trabajo para la Asociación de Distribuidores de Gas Natural.
- 10) Galetovic, A. & R. Sanhueza (2008). "Sustitución móvil-fijo y la liberalización de las telecomunicaciones en Chile". Informe a TDLC, causa NC 246-08.
- 11) Gómez-Lobo (2009). "Estimación de la demanda y sustitución de energía en el sector industrial manufacturero en Chile". Documento de trabajo Comisión Nacional de Energía, 15 julio 2009.
- 12) Joskow, P.L. (1973). "Cartels, competition and regulation in the property-liability insurance industry". *Bell Journal of Economics*, 4:375-427.
- 13) Joutz, F.L., Shin, D., McDowell, B. & R.P. Trost (2008). "Estimating regional short-run and long-run price elasticities of residential natural gas demand in the U.S.". 28th USAEE/IAEE Annual North American Conference, New Orleans, LA, December 3-5.
- 14) Kahn, A.E. (1970). "The economics of regulation". New York: Wiley.
- 15) Liebowitz, S.J. & S.E. Margolis (1998). "Network effects and externalities". *New Palgrave's Dictionary of Economics and the Law*. London: MacMillan, p. 671-675.



- 
- 16) Menchaca (2011): "Se debe fijar la fijación unilateral de precios excesivos" en el libro "La libre competencia en el Chile del bicentenario" editado por el Centro de Libre Competencia de la Universidad Católica (LCUC).
  - 17) Mosca, M. (2008). "On the origins of the concept of natural monopoly: Economies of scale and competition". *European Journal of the History of Economic Thought*, 15(2):317-353.
  - 18) Motta, Massimo: "Competition policy: theory and practice", Cambridge University Press, 2004 (primera edición).
  - 19) Nerlove, Mark (1958). Distributed Lags and Estimation of Long-Run Supply and Demand Elasticities: Theoretical Considerations. *Journal of Farm Economics*, 40(2): 301-311.
  - 20) Rose, N.L. (1985). "Unionization and regulation: The división of rent in the trucking industry". Working paper N° 1684-85, Sloan School of Management, MIT.
  - 21) Surabhi Malik: "Definition and delineation of 'Relevant Market' in competition analysis", mimeo, 17 de diciembre de 2007 (date of submission).
  - 22) TDLC (2009). Informe 2/2009, causa NC 246-08.



Anexos.

Anexo 1: Cointegración entre precios del GN y del GLP

Al regresionar una serie de datos en función de la otra (en logaritmos) obtenemos los siguientes coeficientes estimados:

Cuadro A.1

Dependent Variable: LOG(PGN)  
 Method: Least Squares  
 Sample: 2000M01 2011M12  
 Included observations: 144

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.482819	0.250327	-5.923521	0.0000
LOG(PGLP)	1.134615	0.024392	46.51565	0.0000
R-squared	0.938414	Mean dependent var		10.15750
Adjusted R-squared	0.937980	S.D. dependent var		0.308786
S.E. of regression	0.076900	Akaike info criterion		-2.278841
Sum squared resid	0.839724	Schwarz criterion		-2.237594
Log likelihood	166.0765	Hannan-Quinn criter.		-2.262080
F-statistic	2163.706	Durbin-Watson stat		0.352891
Prob(F-statistic)	0.000000			

Adicionalmente, no podemos rechazar la hipótesis nula de que los residuos son estacionarios, en tanto el test de Dickey-Fuller desecha la existencia de raíces unitarias en dicha serie.

Cuadro A.2.: Dickey-Fuller sobre residuos

Null Hypothesis: RESPRECIOS has a unit root  
 Exogenous: Constant  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=13)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.795972	0.0037
Test critical values: 1% level	-3.476472	
5% level	-2.881685	
10% level	-2.577591	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Trescienta sesenta y tres

303

QA

---

Por ende, conservamos la hipótesis de que el precio del GN y del GLP cointegran (los residuos son estacionarios), esto bajo un coeficiente de cointegración de 1,134.



## Anexo 2: Estimación de elasticidades de la demanda por GN.

Las estimaciones de elasticidades presentadas en el Cuadro 9 fueron realizadas de forma separada utilizando ya sea el GLP o la parafina como sustituto, esto porque la dependencia de ambas del valor del petróleo las vuelve altamente correlacionadas, generando problemas de colinealidad en la regresión. Las regresiones estimadas adoptaron la siguiente forma:

$$q_t = \alpha + \beta ima_t + \gamma p_t^{gn} + \delta d_t^{frío} p_t^{sust} + \pi d_t^{crisis} + \sum_{s=1}^S \mu_s Mes_s + \lambda q_{t-1} + u_t$$

donde el subíndice  $t$  distingue las variables de cada período contemplado en la muestra, desde enero de 2006 hasta diciembre de 2013. Las variables y el origen de los datos corresponden a:

- $q_t$ : Demanda residencial de GN en la Región Metropolitana, en miles de m<sup>3</sup>, expresada en logaritmo. Fue obtenida de los Informes Estadísticos publicados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- $ima_t$ : IMACEC en logaritmo. Banco Central de Chile.
- $p_t^{gn}$ : Precio del GN en logaritmo, 58m<sup>3</sup>. Se obtuvo de las series publicadas por la CNE en su sitio web.
- $p_t^{sust}$ : Precio del sustituto en logaritmo, ya sea GLP de 45 k o parafina según sea el caso. Se utilizaron también datos CNE. Estos fueron incluidos en la regresión sólo para meses fríos.
- $d_t^{frío}$ : Variable binaria que toma el valor de 1 en meses de mayo a septiembre y 0 en caso contrario.
- $d_t^{crisis}$ : Variable binaria, que toma el valor de 1 durante la crisis del gas (abril 2004, cuando comienzan las restricciones a la exportación de GN en Argentina, a septiembre 2009, cuando comienza a operar el terminal Quintero) y 0 en caso contrario. Esta variable se incluye para capturar restricciones de suministro que pudieron disminuir la demanda de GN (en particular cuando Metrogas se vio en la necesidad de distribuir propano-aire por las redes en vez de GN).
- $Mes_s$ : Para  $s \in \{1, \dots, S\}$ , corresponden a dummies para los meses que presentan estacionalidad significativa
- $q_{t-1}$ : Demanda rezagada, para capturar la elasticidad de ajuste de la demanda en el largo plazo.

En base a esta ecuación se estimaron los parámetros  $\alpha, \beta, \gamma, \delta, \lambda, \mu_1, \dots, \mu_S$ , tomando en cuenta que tanto precio como cantidad son variables definidas en un equilibrio de mercado y, por tanto,



---

existe entre ellas una relación causal bidireccional (causación simultánea) que invalida la lectura de los parámetros estimados.

Para sortear este problema de endogeneidad (tanto precio como tráfico son "endógenos" al equilibrio de mercado), es necesario instrumentar o "aproximar" el precio recurriendo a variables que impacten sobre éste pero que sean a la vez exógenas a la demanda. Para ello utilizamos factores que correlacionan con el precio del GN pero no afectan directamente las decisiones de consumo de los usuarios. En particular, recurrimos a rezagos lejanos del mismo precio (rezagos de 6, 7 8 y 9 meses), que estimamos no impactan ya sobre las decisiones presentes de consumo y son, por ende, exógenas al modelo. La metodología utilizada es el Método Generalizado de Momentos.

El siguiente cuadro muestra los resultados de la regresión incluyendo parafina en el invierno. Las elasticidades estimadas son todas de corto plazo: la elasticidad ingreso es positiva y menor a uno, la elasticidad precio negativa y  $-0,5$ , la elasticidad precio cruzado en invierno con la parafina es  $0,1$ . Además el coeficiente asociado al período de la Crisis del Gas es negativo, como cabe esperar.



Cuadro A.3: Regresión de demanda sobre precio de la parafina

Dependent Variable: LOG(QGNR)				
Method: Generalized Method of Moments				
Sample (adjusted): 2006M02 2013M12				
Included observations: 95 after adjustments				
Linear estimation & iterate weights				
Estimation weighting matrix: HAC (Bartlett kernel, Newey-West fixed bandwidth = 4.0000)				
Standard errors & covariance computed using estimation weighting matrix				
Convergence achieved after 7 weight iterations				
Instrument specification: C DCRISIS LOG(IMA) LPGN LPKER*DFRIO @SEAS(3)@SEAS(4) @SEAS(9) @SEAS(10) LOG(QGNR(-1)) LPGN(-6) LPGN(-7) LPGN(-8) LPGN(-9)				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	5.732566	1.303602	4.397481	0.0000
DCRISIS	-0.118451	0.039502	-2.998622	0.0036
LOG(IMA)	0.836467	0.165656	5.049405	0.0000
LPGN	-0.495476	0.146573	-3.380410	0.0011
LPKER*DFRIO	0.100425	0.008525	11.78071	0.0000
@SEAS(3)	0.349588	0.048118	7.265196	0.0000
@SEAS(4)	0.364856	0.039769	9.174296	0.0000
@SEAS(9)	-0.388537	0.085629	-4.537467	0.0000
@SEAS(10)	0.208368	0.054340	3.834543	0.0002
LOG(QGNR(-1))	0.513779	0.062771	8.184988	0.0000
R-squared	0.865365	Mean dependent var		9.641460
Adjusted R-squared	0.851109	S.D. dependent var		0.488420
S.E. of regression	0.188464	Sum squared resid		3.019076
Durbin-Watson stat	1.715570	J-statistic		4.013084
Instrument rank	14	Prob(J-statistic)		0.404238

Fuente: Elaboración propia.

Para calcular las elasticidades de largo plazo, seguimos a Nerlove (1958) dividiendo las elasticidades de corto plazo por  $1 - \hat{\lambda}$ , con  $\hat{\lambda}$  igual al parámetro estimado para el rezago de la demanda, el que mide la elasticidad de ajuste de la misma. Siendo el valor de dicha estimación de 0,51, todas las elasticidades de corto plazo se multiplican aproximadamente por dos en el largo plazo, es decir, la elasticidad precio, por ejemplo, alcanzaría la unidad.

Los estadísticos de la estimación muestran además que la condición de ortogonalidad entre los instrumentos y los residuos del modelo no puede ser rechazada (estadístico J).

El siguiente cuadro, por otra parte, muestra el mismo ejercicio pero incluyendo el GLP de sustituto en vez de la parafina. La elasticidad de corto plazo de este precio es de 0,06, la que asciende a aproximadamente el doble en el largo plazo.

Cuadro A.4: Regresión de demanda sobre precio del GLP



Dependent Variable: LOG(QGNR)  
 Method: Generalized Method of Moments  
 Sample (adjusted): 2006M02 2013M12  
 Included observations: 95 after adjustments  
 Linear estimation & iterate weights  
 Estimation weighting matrix: HAC (Bartlett kernel, Newey-West fixed bandwidth = 4.0000)  
 Standard errors & covariance computed using estimation weighting matrix  
 Convergence achieved after 7 weight iterations  
 Instrument specification: C DCRISIS LOG(IMA) LPGN LPGLP\*DFRIO @SEAS(3)@SEAS(4) @SEAS(9) @SEAS(10) LOG(QGNR(-1)) LPGN(-6) LPGN(-7) LPGN(-8) LPGN(-9)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	5.569158	1.300820	4.281267	0.0000
DCRISIS	-0.115978	0.039448	-2.939986	0.0042
LOG(IMA)	0.840316	0.166117	5.058579	0.0000
LPGN	-0.481909	0.147111	-3.275819	0.0015
LPGLP*DFRIO	0.059979	0.005100	11.76133	0.0000
@SEAS(3)	0.349748	0.048368	7.230917	0.0000
@SEAS(4)	0.365181	0.039939	9.143468	0.0000
@SEAS(9)	-0.386713	0.084674	-4.567085	0.0000
@SEAS(10)	0.208477	0.054308	3.838787	0.0002
LOG(QGNR(-1))	0.513993	0.062786	8.186371	0.0000
R-squared	0.865473	Mean dependent var	9.641460	
Adjusted R-squared	0.851229	S.D. dependent var	0.488420	
S.E. of regression	0.188388	Sum squared resid	3.016648	
Durbin-Watson stat	1.703449	J-statistic	3.962808	
Instrument rank	14	Prob(J-statistic)	0.411063	

Fuente: Elaboración propia.

La metodología anterior –dejar una variable fuera-, que hemos debido adoptar para evitar problemas de colinealidad entre los precios de los sustitutos, genera, sin embargo, sesgo en los coeficientes estimados del precio incluido, en tanto se omite en la regresión una variable correlacionada con el mismo (precio del otro sustituto). No pudiendo soslayar este problema, podemos, sin embargo, inferir la dirección del sesgo: ya que la correlación entre precio del GLP y de la parafina es positiva por su dependencia del petróleo, el parámetro estimado para la variable incluida capturará también el efecto de dicha correlación, acentuando la magnitud del parámetro estimado. En otras palabras, la estimación sobreestima eventualmente el verdadero valor de la elasticidad. Sin embargo, la alta elasticidad de la demanda respecto de

Trescientos sesenta y ocho 568

QA

---

su propio precio parece corroborar que se trata de un mercado con más de una alternativa de oferta.



### Anexo 3: GLP y Petróleo.

Estimamos la elasticidad del precio del GLP con respecto al precio del petróleo (correspondiendo ésta a una elasticidad precio de insumo), tomando como series el precio Brent, en dólares por barril (disponible en la U.S. Energy Information Administration), y el precio de los 45 kilos de GLP registrados por la CNE en su base de datos estadísticas. Ambas series mensuales se toman desde enero del 2000 hasta mayo de 2014, y la elasticidad se estima mediante la siguiente ecuación.

$$\log(GLP_t) = \alpha + \beta * \log(Brent_t) \quad (A.1)$$

Donde  $GLP_t$  es el precio del gas licuado en el mes  $t$  y  $Brent_t$  el precio del petróleo. El resultado de dicha regresión se muestra en el Cuadro A.5.

Cuadro A.5

Dependent Variable: LOG(GLP)  
Sample (adjusted): 2000M01 2014M05

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.333317	0.047591	28.01627	0.0000
<b>LOG(BRENT)</b>	<b>0.664641</b>	<b>0.011667</b>	<b>56.96831</b>	<b>0.0000</b>
R-squared	0.949947	Mean dependent var		4.017610
Adjusted R-squared	0.949654	S.D. dependent var		0.391829
S.E. of regression	0.087918	Akaike info criterion		-2.013335
Sum squared resid	1.321753	Schwarz criterion		-1.976880
Log likelihood	176.1534	Hannan-Quinn criter.		-1.998545
F-statistic	3245.389	Durbin-Watson stat		0.590400
Prob(F-statistic)	0.000000			

En este caso el parámetro  $\beta$  corresponde a la elasticidad estimada, y este es de 0,665.

La proyección del precio del GLP para distintos valores del petróleo resulta directa a través de la ecuación (A.1) y los parámetros estimados en el Cuadro A.5.