La economía básica de la distribución de gas por red en Chile*

Alexander Galetovic Ricardo Sanhueza

Enero 22, 2015

* Este trabajo fue encargado por la Asociación de Empresas de Gas Natural A.G (AGN). Sin embargo, su contenido es de nuestra exclusiva responsabilidad y no compromete de manera alguna a AGN ni a sus asociados Agradecemos la colaboración de innumerables ejecutivos de empresas de gas natural y, sobre todo a Juan Francisco Richards y a Carlos Cortés Simón. También agradecemos a Cristián Hernández quien colaboró en la sección 4.4 del trabajo.

Contenido

1 Introducción . . . 4
1.1 Motivación y ámbito de este trabajo . . . 4
1.2 La economía básica de la distribución de gas por red . . . 6
1.3 Las implicancias de la economía básica . . . 9
2 La industria del gas por red en Chile . . . 11
2.1 El gas natural . . . 11
2.2 Cobertura y uso de gas natural en Chile . . . 13
2.3 Precios . . . 15
3 La economía básica de la distribución de gas por red . . . 17
3.1 El modelo . . . 17
3.2 El costo marginal de largo plazo de una distribuidora de gas por red . . . 19
3.2.1 El costo marginal de largo plazo por Btu distribuida: teoría . . . 19
3.2.2 El costo marginal de largo plazo por Btu distribuida: práctica . . . 21
3.2.3 El costo marginal del combustible . . . 22
3.3 Tarifas a costo marginal de largo plazo y gas por red . . . 23
3.3.1 Tarificación a costo marginal de largo plazo . . . 23
3.3.2 Tarificación a costo marginal y rentas ricardianas . . . 24
4 Gas por red y competencia . . . 25
4.1 Competencia y gas por red: práctica . . . 25
4.1.1 Cobertura y penetración . . . 25
4.1.2 Costos: no hay ventaja irremontable . . . 26
4.1.3 El gas por red y sus sustitutos . . . 27
4.2 Competencia y gas por red: teoría . . . 29
4.2.1 El sustituto . . . 29
4.2.2 Equilibrio sin gas por red . . . 30
4.2.3 Equilibrio cuando hay gas por red . . . 30
4.2.4 Rentabilidad y rentas ricardianas . . . 33
4.3 Sobre el mercado relevante . . . 33
4.4 El mercado relevante: evidencia . . . 34
4.4.1 Introducción . . . 34
4.4.2 Teoría . . . 35
4.4.3 Estimación . . . 38
4.4.4 Resultados . . . 40
5 Sobre monopolios naturales e instalaciones esenciales . . . 42
5.1 Monopolio natural y subaditividad . . . 43
5.1.1 Fundamentos: subaditividad y coexistencia . . . 43

5.1.2 Evidencia: el test del monopolio natural en Santiago . . . 45
5.1.3 El monopolio natural chileno . . . 47
5.2 Redes de distribución: ¿instalaciones esenciales? . . . 48
6 Gas por red: ¿regularlo a pesar de que no es monopolio natural? . . . 49
6.1 El argumento . . . 49
6.2 Si el distribuidor cobrase cargos fijos el problema desaparece . . . 49
6.3 Tarifa lineal: la tensión entre cobertura y consumo . . . 50
6.4 Extracción de rentas y regulación óptima . . . 51
6.5 ¿Qué diría Boiteaux? . . . 52
A Econometría . . . 53
A.1 Los datos . . . 53
A.2 El número de rezagos . . . 53
A.2.1 Método de estimación . . . 53
A.2.2 Estimación del número de rezagos . . . 54
A.3 El cambio estructural . . . 54
A.3.1 Método . . . 54
A.3.2 Testeo del cambio estructural . . . 55
A.3.3 Estimación de la fecha del cambio estructural . . . 55
A.4 El test de Dickey-Fuller aumentado (ADF) . . . 56
A.5 Recuperando la tendencia de la serie desde los coeficientes del modelo AR(τ) . . . 57
B Supuestos para estimar el consumo y la inversión para conectar a quienes hoy no son clientes de Metrogas . . . 57
C El problema resuelto por el planificador social . . . 58
C.1 Planteamiento del problema . . . 58
C.2 El distribuidor puede cobrar cargos fijos Φ . . . 59
C.3 El distribuidor no puede cobrar cargos fijos . . . 59
D Rentas económicas . . . 60

1. Introducción

1.1. Motivación y ámbito de este trabajo

Aunque la distribución de gas por red es un negocio de larga data en Chile, su difusión masiva es cuestión de los últimos quince años. Hasta 1997 el gas por red se distribuía solamente en la región de Magallanes y en zonas muy limitadas de Santiago y Valparaíso en forma de gas de ciudad[1]. Hoy día se distribuye gas por red en Santiago, la Quinta Región, Rancagua, la conurbación de Concepción y Talcahuano, Temuco, Chillán, Los Ángeles y Calama[2].

Con todo, el gas licuado sigue siendo más usado que el gas por red para cocinar, calentar agua y calefaccionar. Por ejemplo, en todo Santiago hay 1.709.490 clientes potenciales, pero sólo 498.978 están conectados (29% o uno de cada tres). La cobertura limitada de la red implica que la red de gas actual podría conectar solamente a 767.568 clientes (45% o uno de cada dos direcciones). Sin embargo, de los 767.568 clientes potenciales en manzanas con acceso a la red, solamente 498.978 están conectados (65% o dos de cada tres). Y la penetración del gas por red varía entre manzanas: si bien la media es 65%, la desviación estándar es 33%, la mediana es 73% y en el 20% de las manzanas con acceso a la red la penetración es menor que 25%. Así, la regla general es que en la misma manzana conviven clientes que se conectan al gas por red con vecinos que eligen a los sustitutos.

La cobertura limitada se repite, por ejemplo, en la VIII Región. En las comunas por donde pasa una red hay 108.163 clientes potenciales, pero la red de gas actual podría conectar solamente a 66.115 clientes (61% o dos de cada tres direcciones). Y de los 66.115 clientes potenciales en manzanas con acceso a la red, solamente 30.922 están conectados (47% o uno de cada dos).

En nuestra opinión, la cobertura parcial y el consumo mayoritario de sustitutos que cumplen la misma función física y económica que el gas por red (cocinar, calentar agua y calefaccionar a costo razonable y similar) deberían ahorrarle justificación a la libertad de precios con que la industria ha operado desde siempre: cuando hay sustitutos, los precios deberían ser libres, a menos que se crea que la asignación descentralizada de recursos coordinada por el sistema de precios no es la manera eficiente de organizar la producción. Por supuesto, la competencia entre empresas y sustitutos podría no ser suficientemente intensa, pero para remediar ese eventual defecto existen la Fiscalía Nacional Económica y el Honorable Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC).

Sin embargo, desde hace un tiempo varios analistas han cuestionado la libertad de precios. Incluso, y en el extremo, el tono un tanto estridente y categórico de algunos sugiere cierta indignación: la libertad de precios sería un error regulatorio y económico craso que exigiría remedios radicales, por ejemplo la apertura forzada de redes, la separación vertical de la distribución y la comercial-

[1] Enap comenzó a distribuir gas natural en la región de Magallanes durante los años setenta.

[2] "Gas por red" significa que el combustible se distribuye por cañerías desde una planta que lo almacena. El gas puede ser natural (principalmente metano) o licuado (propano); en el pasado se usaba gas de ciudad. En la práctica, gran parte del gas distribuido por red es natural, y el gas natural sólo se distribuye por red.

ización o directamente la regulación de rentabilidades y los niveles y estructuras de precios. ¿Cómo lo fundamentan?

Quizás la creencia más difundida es que la distribución del gas por red sería un monopolio natural "porque es una red y no conviene hacer otra al lado" y "tiene una ventaja irremontable de costos". De manera relacionada, algunos afirman que la red de distribución sería una instalación esencial: el gas por red se distribuye por una red "esencial para vender gas por red". Sin embargo, las tesis del monopolio natural y de la instalación esencial conviven incómoda y contradictoriamente con los sustitutos del gas por red y, sobre todo, con su cobertura parcial.

Algunos superan el problema negando el hecho: afirman que en las zonas por donde pasa la red la cobertura sería cercana al 100%. Otros ignoran el hecho, suponen que el gas por red es monopolio natural y proceden a sugerir cómo regularlo. Y otros afirman que el "gas por red" es un mercado relevante separado de los sustitutos porque "no hay otra red"; en otras palabras, al mercado relevante lo delimitaría la manera de producir y no un quiebre en la cadena de sustitución por el lado de la demanda. Por último, algunos citan como demostración de su tesis el que algunos distribuidores hayan cobrado precios algo por debajo del precio del sustituto por periodos prolongados —los así llamado "precios límite" que dejarían fuera de mercado a los competidores. Los precios límite, sin embargo, son inconsistentes con la cobertura parcial.

También está bastante difundida la creencia de que la competencia de sustitutos es ineficaz. Quizás sea cierto que se pueda cocinar o calentar agua con gas licuado, pero una vez que un consumidor se conecta al gas por red, los costos de cambio serían muy altos. Inevitablemente, sigue el argumento, el distribuidor de gas por red explotará monopólicamente a sus clientes desligado de la presión competitiva de los sustitutos.

Por último hay quienes afirman que el gas por red no compite intensamente en precios con los sustitutos. En efecto, algunas empresas que venden gas licuado también son accionistas de distribuidoras de gas por red —el caso de Gassur en Concepción y de Metrogas en Santiago, aunque no de Gasvalpo— y esto les permitiría sostener precios altos por todos los combustibles. Algunos sostienen que esta tesis podría explicar por qué el gas por red convive con el distribuidor de gas licuado: los altos precios esconderían la ventaja de costos del gas por red y estimularían la entrada excesiva (e ineficiente) de distribuidores de los combustibles que compiten.

Como suele ser el caso con las creencias, quienes están en ellas rara vez buscan evidencia para refutarlas. Todo lo contrario, parecieran tomarlas como premisas palmarias cuyas implicancias observables, por tanto, no merecen discutirse o verificarse. La finalidad de este trabajo, por el contrario, es exponer la economía básica de la distribución de gas por red, deducir sus implicancias observables y, cada vez que sea posible, examinar si la evidencia las refuta. Se trata de un trabajo autocontenido, en el sentido que explica por qué las decisiones de las empresas han dado por resultado la cobertura parcial y muestra que el gas por red y sus sustitutos compiten en el mismo mercado relevante. Al mismo tiempo, a medida que el trabajo progresa iremos sacando al pizarrón

a las creencias que hemos descrito: examinaremos su lógica (o sus inconsistencias), deduciremos sus implicancias observables y las contrastaremos con los hechos.

En el resto de la introducción resumimos los principales resultados de este trabajo. Este resumen es suficiente para entender la economía básica de la distribución de gas por red y las conclusiones. Al mismo tiempo, al lector que quiera entender la fundamentación detallada detrás de cada conclusión y, sobre todo, por qué en cada caso descartamos las explicaciones alternativas, le sugerimos estudiar el texto del trabajo.

1.2. La economía básica de la distribución de gas por red

Los hechos más importantes de la distribución de gas por red son dos. Uno es que la demanda de los consumidores no es por el combustible sino por su contenido calórico o, técnicamente, por las Btus que el combustible contiene. El otro es que la curva de costo marginal de largo plazo de la distribución de gas por red es creciente y las economías se agotan a escalas muy por debajo del tamaño del mercado relevante.

Demanda Los hogares usan varios combustibles distintos para cocinar, calefaccionar y calentar agua y les interesa pagar lo menos posible por hacerlo, independientemente del combustible del que se trate. De esto se sigue que la tasa marginal de sustitución entre el gas por red y sus sustitutos debería ser cercana a la unidad, porque el consumidor debería preferir el combustible que contiene las Btus más baratas[3].

El principal sustituto es el gas licuado, que sirve para cocinar, calefaccionar y calentar agua en los mismos aparatos que usan gas por red debidamente convertidos. Pero también se puede cocinar, calefaccionar y calentar agua con electricidad, aunque con aparatos e instalaciones distintas. Y, dependiendo de la región y el nivel de ingreso, muchos hogares calefaccionan con parafina, leña, pellets o, incluso, diésel.

En la mayoría de los casos la sustitución no es instantánea. Por ejemplo, para cambiarse desde gas licuado a gas por red muchas veces es necesario convertir los aparatos, revisar las redes interiores y certificar que las instalaciones y los aparatos cumplan con la normativa de la SEC. Además, cuando se trata de gas por red o gas licuado a granel son necesarias inversiones adicionales. Y la sustitución requiere la atención y acción del consumidor por algún tiempo, lo que seguramente es un tanto molesto, tal como lo son tantos otros apuros de la vida diaria. A lo anterior se suma que, dependiendo de las circunstancias, algunos combustibles tienen características que los hacen más o menos deseables relativamente. Por ejemplo, la parafina deja olor molesto (una ventaja relativa del gas por red) y algunos clientes no se cambiaron al gas por red "porque venía de Argentina". Pero

[3] Una Btu o *British thermal unit* es la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. Es una medida estándar del contenido de energía de un combustible.

la ventaja no es siempre en favor del gas por red. Por ejemplo, las bombas de calor que utilizan los sistemas de aire acondicionado eléctricos en edificios climatizados sirven para calefaccionar sin inversiones adicionales, economía que reduce el costo por Btu de calefaccionar lo suficiente para dejar fuera de mercado al gas por red.

Como se dijo hay costos de cambio, y a veces se dice que éstos transforman al gas por red en monopolio. Sin embargo, los costos de cambio atenúan la intensidad de la competencia en precios; pero no crean monopolios en la medida que la sustitución no sea prohibitivamente costosa. La conjetura "los costos de cambio implican monopolio" es una tesis testeable y ocurre no hay evidencia alguna de que costos de cambio hayan independizado a los precios del gas por red del precio de los sustitutos. Todo lo contrario, la evidencia que presentamos en la sección 4 es la opuesta: las variaciones del precio del gas por red siguen a las variaciones del precio de los sustitutos peso por peso; y cuando circunstancialmente la diferencia ha crecido mucho, el diferencial no ha durado mucho más que un par de meses. Así, el gas por red compite en los mismos mercados relevantes que sus sustitutos.

La curva de costo marginal de largo plazo del gas por red ¿Por qué es creciente la curva de costo marginal de largo plazo de distribuir gas por red? Para distribuir se necesita una red primaria que reparte el gas por la ciudad; otra secundaria, que lo acerca hacia los puntos de consumo; una red terciaria, que llega a cada consumidor residencial o comercial; y convertir y certificar los aparatos y las instalaciones de cada consumidor.

Las inversiones en la red terciaria y las conversiones, si bien hundidas, son incrementales —se invierte para conectar a nuevos clientes y el costo se puede evitar si no se conecta a determinado grupo de clientes. Una implicancia es que el costo por Btu distribuida varía entre clientes de distintas manzanas e, incluso, dentro de la misma manzana. En efecto, todo lo demás constante, el costo por millón de Btu de llegar con el gas a una dirección determinada aumenta con el largo del frente del predio (se necesitan más metros de red terciaria); cae con el volumen de consumo (las mismas inversiones se prorratean en más Btus); cae con la penetración (mientras mayor sea el porcentaje de direcciones conectadas en una misma manzana o calle, menor el costo por Btu distribuida); y aumenta con el costo de la conversión. La consecuencia es que el costo marginal de largo plazo de distribuir gas por red es creciente y, por lo tanto, las economías de escala se agotan.

¿A qué escala se agotan las economías? Metrogas estimó, en cada una de 47.390 manzanas de Santiago, el costo por millón de Btus distribuida. Ordenando las manzanas desde la con menor hasta mayor costo por millón de Btus distribuidas obtuvo la curvas de costo marginal y medio de largo plazo[4]. El resultado es que en Santiago las economías de escala del gas por red se agotan al distribuir entre 5 y 10 billones de Btu anuales. Más aun, a escalas entre 8 y 15 billones de Btus anuales el costo marginal de largo plazo de distribuir gas por red es similar al costo medio y

[4] Véase la sección 3 de este trabajo.

marginal de distribuir gas licuado en balones de 45 kg[5]. Por lo tanto, no es sorprendente que de las 31,3 billones de Btus anuales de gas por red y gas licuado que se consumen en Santiago, sólo 12,2 billones se distribuyen por red y que la red llegue solamente a 11.496 de sus 47.390 manzanas.

También encontramos que la supuesta ventaja irremontable del gas por red en las manzanas por donde pasa no es tal. Los datos de Metrogas muestran que aun con penetración de 100%, son numerosas las manzanas donde el costo por MMBtu distribuida supera los US$13,9/MMBtu del gas licuado distribuido en balones de 45kg. Más interesante aun, son numerosas las manzanas en que aumentar la penetración a 100% *aumentaría* el costo de distribución por MMBtu porque algunos clientes son caros de conectar y es mejor no hacerlo aun si la red pasa por delante de la dirección. Seguramente, en esos casos el gas licuado u otros sustitutos compiten con ventaja. Por lo tanto, en las manzanas por donde pasa la red compiten empresas que tienen costos distintos pero de orden de magnitud similar. El resultado es mismo que en la gran mayoría de los mercados: en equilibrio varios competidores conviven.

Más generalmente, es dudoso que la "ventaja irremontable" en la que creen algunos analistas se materialice en el futuro cercano porque en las ciudades de Chile el ingreso de buena parte de los hogares es bajo y, con la excepción de Magallanes, el clima es templado y se puede vivir buena parte del año sin calefacción. Esto implica consumos relativamente bajos de Btus. El primer factor ha ido cambiando en el tiempo, a medida que el ingreso ha ido aumentando. El segundo factor es permanente. Como sea, volúmenes de consumo bajos por cliente implican que, por bastante tiempo, la tecnología divisible con que se distribuye gas licuado continuará siendo más eficiente para servir a la gran mayoría de ellos.

El monopolio natural que no es Existe un monopolio natural cuando es más barato producir toda la cantidad demandada en el mercado relevante en una sola empresa —técnicamente, cuando la función de costos es subaditiva. Así, existiría un monopolio natural en Santiago, Valparaíso y Concepción si en cada ciudad fuese más barato distribuir todas las Btus consumidas por los hogares para cocinar, calefaccionar y calentar agua en una sola empresa. No es más barato que una sola empresa distribuya los 31,3 billones de Btus consumidas anualmente en Santiago por una sola red. Tampoco es más barato que una sola empresa distribuya los 13,9 Billones de Btus consumidas anualmente en las 11.496 manzanas servidas por la red de gas. Por eso, la función de costos de distribución de Btus no es subaditiva y la distribución de gas por red no es un monopolio natural.

¿Cuál es el error de quienes creen que la distribución de gas por red es un monopolio natural? Quienes lo afirman apuntan que si distribuyen más Btus por la misma red, el costo de distribución por Btu cae; y, también, que si se construyeran dos redes paralelas se desaprovecharían economías de escala. Estas afirmaciones, si bien correctas, no son relevantes económicamente en Santiago,

[5] Metrogas estimó que el costo de distribución de gas licuado en balones de 45 kg. es US$13,9/MMBtu, sin incluir el combustible.

Valparaíso y Concepción y equivocan el blanco.

En efecto, es correcto que si por cada tubo de la red de gas de Santiago pasaran 10 veces más Btus cada año (tal como ocurre en las ciudades de Magallanes) el costo por millón de Btus sería alrededor de la décima parte —eso es, técnicamente, una economía de escala—. Sin embargo, para materializar esta economía de escala sería necesario subsidiar el precio del gas natural en la misma medida que en Magallanes y sustituir el clima templado de Santiago, Valparaíso y Concepción por el clima de estepa fría de Punta Arenas para que sea conveniente calefaccionar incluso durante enero.

También es correcto que si Metrogas u otra empresa construyeran otra red paralela y repartieran el volumen distribuido entre las dos, aumentaría el costo medio por millón de Btus distribuida —eso es, técnicamente, una deseconomía de escala. Pero es incorrecto concluir que tal cosa implica que la función de costos sea subaditiva, tal como sería incorrecto concluir que la función de costos de la distribución de gas licuado es subaditiva porque el costo de distribución por millón de Btus se duplicaría si en un arranque de irracionalidad los distribuidores duplicasen el número de balones de 45 kg. para distribuir el mismo numero de Btus.

El monopolio natural chileno La excepción que pone a prueba la regla en Chile son las tres ciudades de Magallanes, Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Según una estimación de Gasco Magallanes, en estas tres ciudades la red de gas cubre unas 2.000 hectáreas, y en 2013 se distribuyeron por ella 9,3 billones de Btus, o 4.650 millones de Btus por hectárea. En Santiago, por contraste, la red terciaría cubre unas 25,000 hectáreas, pero en 2013 se distribuyeron apenas un tercio más de Btus que en Magallanes, 12 billones. Por lo mismo, el consumo por hectárea es un décimo, o 480 millones de Btus por hectárea. No es sorprendente que en Magallanes el costo de distribución sea US$1,4 MMBtu, alrededor de un décimo del costo que Metrogas estima para su red de Santiago. El costo de construcción de una red entre Santiago y Magallanes es del mismo orden; el consumo por cliente, por contraste, es un orden de magnitud mayor en Magallanes. Y si bien distribuir gas licuado también es más barato en Magallanes (el volumen de consumo haría conveniente hacerlo en estanques a granel y costaría entre US$5 y US$6 por MMBtu, alrededor de un tercio del costo de distribuir gas licuado en balones de 45 kg. en Santiago), el costo de distribuir todas las Btus por una red es menor aun —la distribución de gas por red es un monopolio natural. Por supuesto, el que se aprovechen economías de escala en Magallanes cargando los tubos unas 10 veces más que en Santiago no obedece a la sagacidad de los magallánicos; es consecuencia de los subsidios y del clima de estepa fria.

1.3. Las implicancias de la economía básica

Equilibrio en un mercado competitivo El Gráfico 1.1 dibuja esquemáticamente el equilibrio del mercado relevante donde se vende el gas por red. Por el lado de la oferta, el costo marginal de

largo plazo de vender un poco más de gas por red, que en este caso incluye el costo del combustible, es creciente, porque hay que conectar a clientes progresivamente más caros de servir por millón de Btus distribuido. Por el lado de la demanda, el gas por red y el sustituto cumplen la misma función y son sustitutos económicos que se venden a precios similares—eso define al mercado relevante. El Gráfico 1.1 también supone que el costo marginal de largo plazo del sustituto, c^s, que incluye el combustible, es constante, y que el mercado relevante es competitivo.

Tal como se aprecia en el gráfico, $p^{\text{gr}} = p^s = c^s$: en equilibrio el precio por millón de Btu distribuida por red, p^{gr}, es igual al precio del sustituto, p^s, que a su vez es igual al costo marginal de largo plazo del sustituto. A ese precio se consumen Q^{gr} Btus de gas por red y Q^T Btus en total; el consumo del sustituto es, por tanto, $Q^t - Q^{\text{gr}}$, la cobertura del gas por red es parcial y el distribuidor de gas por red es un vendedor inframarginal. El gráfico también muestra que si ambos combustibles conviven y compiten en el mismo mercado relevante el precio del gas por red sigue al del sustituto (no es un precio-límite).

El gráfico muestra que si el precio del gas licuado y del gas por red se igualan en equilibrio, el distribuidor conectará clientes hasta que el costo marginal de largo plazo de vender una Btu de gas por red sea igual al precio del sustituto. Por eso, si el mercado es competitivo el costo marginal de vender un poco más de gas por red será igual al ahorro neto de recursos por sustituir consumo del sustituto —la sustitución es eficiente en el margen—. De esto se sigue que una tarifa lineal por el gas por red igual al costo marginal de largo plazo es eficiente.

La mayor eficiencia alcanzada al distribuir Q^{gr} Btus mediante una red de distribución ahorra recursos iguales al triángulo grillado. Ese triángulo es, técnicamente, una renta ricardiana cuyo origen es la capacidad de un productor de distribuir más Btus por unidad de recursos que los productores marginales. Por lo tanto, esta renta económica inframarginal nada tiene que ver con ejercicio de poder de mercado, el que se ejerce en el margen; tampoco desaparece en el largo plazo, aun si el mercado es competitivo.

Competencia imperfecta El Gráfico 1.2 dibuja esquemáticamente el equilibrio de un mercado relevante imperfectamente competitivo. La competencia imperfecta implica el tradicional margen precio-costo marginal. Así, en equilibrio

$$p^{\text{gr}} = p^s = \theta^s c^s,$$

con $\theta^s > 1$. Así, en competencia imperfecta los consumidores pagan un precio más alto ($p^s = \theta^s c^s > c^s$); la cantidad total consumida cae ($Q^T(\theta^s c^s) < Q^T(c^s)$); surge una pérdida social (en el gráfico, el triángulo sombreado); y las empresas obtienen una renta del poder de mercado (en el gráfico el rectángulo con líneas). Más aun, en la medida que la renta del poder de mercado induzca entrada

excesiva, a la pérdida social se le sumaría la renta del poder de mercado, disipada por esa entrada[6]. Sin embargo, estas consecuencias no son distintas a las que ocurren en cualquier otro mercado y el eventual remedio lo deben recetar las autoridades de libre competencia, no un regulador sectorial. Más aun, todo lo demás constante, el precio de equilibrio debe ser menor con gas por red: la relación concentración precio dice que, todo lo demás contante, el precio de equilibrio debería ser menor con una firma más. Por último, vale la pena mencionar que en competencia imperfecta el distribuidor de gas por red seguiría obteniendo una renta ricardiana, la que nada tiene que ver con el ejercicio de poder de mercado.

Se suele afirmar que la participación de una o más empresas distribuidoras del sustituto en la propiedad del distribuidor de gas por red (tal como ocurre en Santiago y Concepción, mas no en Valparaíso) aumenta el poder de mercado. Sin embargo, en el peor de los casos el distribuidor gas por red sería tratado como una planta, y la intensidad de la competencia no sería distinta a la que se obtendría sólo con las empresas que distribuyen el sustituto. En otras palabras, la propiedad conjunta podría anular a la empresa de gas por red, pero difícilmente atenuar la competencia en precios.

2. La industria del gas por red en Chile

2.1. El gas natural

Qué es Con algunas excepciones, en las redes de gas chilenas se distribuye gas natural. Se le llama "gas natural" a un conjunto de gases de origen fósil, principalmente metano, que se encuentra en el subsuelo continental o marino en estado líquido o gaseoso. En su forma más pura el gas natural es casi solo metano, una molécula compuesta por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno designada por la fórmula CH_4. El gas natural también contiene propano y otros hidrocarburos más pesados (véase el Cuadro 2.1). Se considera que el gas natural es "seco" cuando es metano casi puro, sin la presencia de los otros hidrocarburos comúnmente asociados. Cuando otros hidrocarburos están presentes, se dice que el gas natural es "húmedo".

Muchas veces el gas se acumula entre las porosidades de las rocas subterráneas, pero cuando queda atrapado entre rocas, se forma un yacimiento que se puede explotar. Cuando el gas se extrae de yacimientos que contienen hidrocarburos únicamente en forma gaseosa se dice que está en estado "no asociado". Cuando el gas se extrae en conjunto con petróleo se dice que se explota en estado "asociado". Una vez extraído, el gas natural se trata para quitarle impurezas tales como agua, otros gases, arena y otros compuestos. Algunos hidrocarburos como el propano y el butano se separan y se venden por separado. Otras impurezas también dan origen a productos comercializables. Por ejemplo, la refinación del ácido sulfhídrico produce azufre.

[6] La competencia imperfecta podría, también, estimular la expansión excesiva o insuficiente de la red de gas. Esto no se muestra en el gráfico pero se discute en la sección 3.

Transporte y distribución El gas natural se transporta por gasoductos, generalmente un tubo de entre 24 y 30 pulgadas de diámetro a una presión de hasta 99 bares, y luego se distribuye por redes. La red de distribución se compone de la red primaria, la secundaria y la terciaria. Finalmente, para prestar el servicio, a veces es necesario convertir las instalaciones de cada consumidor.

La red primaria se ocupa para trasladar gas desde el gasoducto hacia los puntos locales de distribución. La tubería es generalmente de acero de 16 pulgadas y la presión de 35 bar (alta presión). La red secundaria traslada gas desde la red primaria a los puntos de distribución locales. La tubería es generalmente de acero de 10 pulgadas y la presión de 10 bar (presión media). Finalmente, la red terciaria lleva el gas desde los nodos hacia los consumidores finales. La tubería es de polietileno y la presión es de cuatro bares (baja presión).

El Cuadro 2.2 muestra el costo de la red de distribución de Metrogas, valorado a valor nuevo de reemplazo en Unidades de Fomento (UF). La red terciaria es cerca de la mitad del costo; las conversiones un tercio. Por contraste, la red primaria es apenas el 7,2% del costo, la red secundaria, sólo el 1,9%, y los empalmes y los medidores un 5,5%.

Una de las características más importantes de una red de distribución es que buena parte de la red primaria se despliega al principio del proyecto. Por contraste, la red secundaria y terciaria se va extendiendo gradualmente, a medida que se van sumando clientes con volúmenes de consumo suficientemente grandes como para justificar las inversiones incrementales. También, al conectarse los clientes, se incurre el costo de convertirlos. Esta expansión de la red depende de las circunstancias de tiempo y lugar.

Medición y equivalencias La cantidad de gas natural se puede medir de varias maneras. Como gas se mide en metros cúbicos a 15°C de temperatura y a una atmósfera de presión. Esta es la así llamada "condición estándar" de temperatura y presión necesaria para llenar un m^3 de volumen. Las compañías que producen o distribuyen gas miden su volumen en miles, millones o miles de millones o billones de metros cúbicos.

La cantidad de gas natural también se puede medir en unidades de energía, en kilocalorías (la cantidad de energía necesaria para calentar en un grado Celcius un gramo de agua a presión ambiente y al nivel de mar) o en *British thermal units* o Btu (la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales). Tal como se puede ver en el Cuadro 2.3, un metro cúbico de gas natural contiene cerca de 9.300.000 calorías o 9.300 kilo calorías y 36.880 Btus.

El Cuadro 2.3 muestra las equivalencias entre distintos combustibles sustitutos del gas natural. Tal como se puede apreciar en la columna 2, para lograr la misma energía que la entregada por un metro cúbico de gas natural se necesitan, por ejemplo, 0,8 kg. de gas licuado, 10,8 kWh de electricidad o 1,1 litros de kerosene.

2.2. Cobertura y uso de gas natural en Chile

Consumo y clientes Tal como se puede apreciar en el Gráfico 2.1, entre 1996 y 2004 el consumo de gas natural se cuadruplicó, desde 1.655 millones de m^3 hasta 8.588 millones de m^3. Claramente, el gran aumento del consumo ocurrió apenas llegado el gas de Argentina y durante los siguientes cinco años. A partir de 2001, el crecimiento del consumo fue más lento. A partir de 2004, año del comienzo de los cortes de gas desde Argentina, el consumo comenzó a disminuir cayendo hasta 2.635 millones de m^3 en 2008. A partir de 2009, con la llegada del gas natural licuado, el consumo se ha ido recuperando hasta alcanzar niveles cercanos a 5.000 millones de m^3.

El Gráfico 2.2 muestra el número de clientes que consumen gas por red. Tal como la cantidad consumida, el número de clientes creció muy rápido entre 1996 y 2001, en este caso multiplicándose casi por siete desde 38.852 hasta 282.429. Sin embargo, mientras que entre 2001 y 2004 el consumo crecía apenas $18,5\%$, el número de clientes continuó creciendo de manera apreciable, llegando a 406.787 en 2004.

¿Cómo es posible que entre 2001 y 2004 el número de clientes haya aumentado en 44%, mientras que el consumo crecía apenas $18,5\%$? La razón es simple: casi todos los nuevos consumidores que se sumaron después de 2001 son residenciales. Y ocurre que en 2013 más del 97% de los clientes de gas por red eran residenciales, pero consumían menos del 30% del total del gas natural. Es decir, el consumo residencial es una fracción pequeña del total.

Nótese además que las cuatro distribuidoras de gas más grandes (Metrogas, Gasvalpo, Gassur y Gasco Magallanes) tienen 639.636 clientes residenciales. Sin embargo, en Chile existen alrededor de cuatro millones de hogares. Esto implica que el gas natural no es el combustible mayoritario con que los hogares cocinan, calientan agua y se calefaccionan.

Composición del consumo agregado El Cuadro 2.4 da una visión panorámica de la composición del consumo en 2013, separándolo por regiones (filas) y tipos de usuarios (columnas). En cada caso se muestra el consumo diario en millones de m^3 y, entre paréntesis, la participación de la categoría como porcentaje del consumo diario total; $9,9$ millones de m^3. Así, por ejemplo, de la intersección de la fila "Centro" y la columna "Industrial" se deduce que el consumo industrial en esa región alcanza a $1,45$ millones de m^3 diarios, equivalentes al $14,7\%$ del consumo total de gas natural.

El Cuadro 2.4 también permite apreciar las enormes diferencias de tamaño entre consumidores de gas natural. El $62,3\%$ del gas lo consumen generadores eléctricos y casi todo ese consumo corresponde a generación en la zona Centro. Por contraste, como ya se dijo, el consumo residencial es una fracción pequeña del consumo total, $16,4\%$.

En realidad, desde la perspectiva de la distribución de gas por red, uno bien podría preguntarse qué sentido tiene agrupar a los consumidores residenciales junto con los industriales y eléctricos. La respuesta es que casi ninguna, salvo por el hecho crucial de que el gas natural que

consumen llega de las mismas fuentes y, en gran medida, por las mismas redes. Como se verá líneas abajo, el hecho que consumos tan diversos compartan activos tiene gran importancia, porque implica que la función de costos de un distribuidor de gas natural tiene características un tanto inesperadas. Y, por supuesto, implica también que es equívoco comparar precios por metro cúbico entre consumidores cuyo volumen es muy distinto[7].

Empresas distribuidoras y sus consumidores En Chile seis empresas distribuyen gas por red en ciudades de siete regiones: Metrogas en Santiago y Rancagua[8]; Gasvalpo principalmente en el Gran Valparaíso; Gassur en el Gran Concepción y Los Ángeles; Gasco Magallanes en Punta Arenas y Puerto Natales; Lipigas en Calama; e Intergas en Chillán y Los Ángeles.

Las distribuidoras son muy diversas. El Cuadro 2.5 muestra que Metrogas es, por lejos, la más grande en número de clientes en cada una de las tres categorías, residenciales, comerciales e industriales. En efecto, en 2013 atendía a 483.669 clientes. Por contraste, Gassur, la distribuidora más pequeña, tenía apenas 29.610 clientes, y ninguno de ellos era industrial. Entre estas dos distribuidoras están Gasvalpo y Gasco Magallanes con 87.512 y 52.372 clientes respectivamente[9].

La tercera parte del Cuadro 2.5 revela diferencias adicionales entre distribuidoras. Nótese que en Santiago un cliente residencial promedio consume $46,1$ m^3 cada mes —el equivalente a un balón de gas licuado de 45 kg. En la V Región el consumo es un poco más de la mitad, alrededor de 25 m^3. Magallanes, por contrate, es un lugar distinto: cada hogar consume, en promedio $332,5$ m^3 al mes, el equivalente a unos seis balones de gas de 45 kg.

Por supuesto, las medias esconden variaciones entre consumidores y épocas del año. En términos gruesos, el consumo mensual es alrededor del doble durante el invierno y existen diferencias importantes entre consumidores. Pero la distribución de clientes residenciales ordenados por el tamaño de sus consumos confirma a los promedios.

El Cuadro 2.6 muestra la distribución de clientes residenciales según el tamaño de sus consumos en un mes dado. Nótese que una fracción no despreciable de clientes, entre 18% y 36% dependiendo de la compañía, consume 5 m^3 al mes o menos. Es interesante notar que la mayoría de los clientes conectados – 65% en el caso de Metrogas, 70% en el caso de Gasvalpo y 73% en el caso de Gassur– consumen menos de 25 m^3 al mes o menos (menos de la mitad de un balón de gas de 45 kg.). Muchos de estos clientes usan gas para cocinar y calentar agua. Para esos usos la energía eléctrica es un sustituto relevante, así como también el gas licuado con medidor[10].

[7] Por supuesto que el volumen agregado de todos estos sectores es el que permitió desarrollar terminales y comprar el gas natural licuado con contratos competitivos en el mercado internacional.

[8] En Rancagua, el 2013 Metrogas solo distribuía gas para el sector industrial; el 2014 comenzó con las ventas al sector comercio; y el 2015 pretende distribuir gas para consumo residencial.

[9] No tenemos datos de Lipigas ni de Intergas.

[10] Los clientes de gas licuado por medidor son abastecidos por una red pequeña y local desde un estanque que el distribuidor de gas licuado llena periódicamente. Sin embargo, cada cliente recibe una cuenta separada dependiendo de su consumo medido por un medidor instalado en su hogar

Por último, en cada caso una fracción muy pequeña de clientes consume más de 60 m^3 al mes—los clientes que se parecen al cliente típico de Magallanes son muy pocos. La mayor parte de estos clientes tienen la opción de comprar gas licuado en estanques. Unos pocos, fundamentalmente edificios que tienen centrales térmicas, consumen más de 800 m^3 al mes y generalmente tienen la opción de usar gas licuado y diésel.

Nótese que, tal como se aprecia en el Cuadro 2.5, la red terciaria de Gasco Magallanes es un quinto de la longitud de la red de Metrogas en Santiago. Sin embargo, la cantidad de gas distribuido en Magallanes es cerca de la mitad que la distribuida en Santiago. Eso muestra que el costo medio por metro cúbico de gas natural distribuido es mucho menor en la región de Magallanes, lo que deja fuera al gas licuado como sustituto. No es muy sorprendente, entonces, que líneas abajo en la sección 5 se concluya que la distribución de gas natural por redes es un monopolio natural en Magallanes, mas no en el resto de Chile.

2.3. Precios

Quizás el punto más discutido sobre el gas natural es qué tan competitivos son los precios que pagan los clientes. Algunos argumentan que los distribuidores se "cuelgan" del precio de los sustitutos. Esto, se afirma, sería indicio de ejercicio de poder de mercado. Una de las conclusiones de este estudio es que las tarifas del gas natural efectivamente siguen en cada caso al precio del sustituto relevante. En la sección 4 argumentamos que eso es indicio de que el gas natural compite con cada sustituto. A continuación describimos las tarifas del gas natural y su evolución.

Regulación: la ley del gas Con la excepción de la región de Magallanes, las empresas distribuidoras de gas por red son libres para elegir las tarifas que cobran. Sin embargo, el artículo N° 31 de la ley del gas[11] faculta al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia para que le solicite al Ministerio de Energía que regule las tarifas pagadas por aquellos usuarios que consumen menos de 100 Gigajoules, si durante un año dado la rentabilidad de una distribuidora supera en más de cinco puntos a su tasa de costo de capital y el Tribunal estima que la causa es ejercicio de poder de mercado[12]. Por último, la ley obliga a que todos los consumidores de características similares paguen el mismo precio. En la práctica, esto se ha traducido en tarifas tales que el precio es función de la cantidad consumida.

Los precios del gas natural: clientes residenciales y comerciales El Gráfico 2.3a muestra los precios marginales que cada una de las distribuidoras le cobraba a sus clientes residenciales y comerciales en diciembre de 2014 por consumos de hasta 170 m^3/mes (poco más de tres balones de

[11] Decreto N° 323 de 1931 del Ministerio de Minería, modificada por la ley 18.856 de 1989.
[12] 100 Gigajoules son equivalentes a 2.570 m^3 de gas natural.

gas licuado de 45 kg.)[13]. En todos los casos el precio del metro cúbico marginal (es decir, el precio del *siguiente* m^3) varía en escalones con el monto consumido. Consideremos, por ejemplo, el caso de Metrogas, cuya tarifa se muestra con la línea roja y continua. Cada uno de los primeros cinco m^3 costaba \$998; el precio de cada uno de los siguientes cinco m^3 caía a \$790; y entre 11 y 25 m^3 el precio marginal es \$789. Así, un cliente de Metrogas que consumió 25 m^3 en diciembre de 2014 pagó

$$5 \times \$998 + (10 - 5) \times \$790 + (25 - 10) \times \$789 = \$20.775.$$

La forma de la tarifa marginal podría llamar la atención porque el precio marginal no es uniformemente decreciente. Esto, que ya es aparente en el Gráfico 2.3a, lo es más aun en el Gráfico 2.3b, que muestra las mismas tarifas, pero extiende el rango de consumo hasta 1.000 m^3/mes. Definitivamente, las tarifas marginales no responden a la lógica de los descuentos por volumen uniformemente decreciente. ¿Cuál será entonces?

Para entender la lógica detrás de las tarifas, conviene mirar el Gráfico 2.4, que muestra el precio medio de cada metro cúbico que resulta de aplicar en cada caso las tarifas marginales que aparecen en el Gráfico 2.3b. Nótese que el precio medio siempre cae con el volumen consumido, aun cuando difiere entre distribuidoras. Esto ocurre porque en cada caso, las distribuidoras tratan de seguir al precio del sustituto más cercano para el nivel de consumo del cliente.

Consideremos el caso de Metrogas, que sirve a la ciudad de Santiago. En términos gruesos, entre 0 y 5 m^3 el sustituto del gas por red es la energía eléctrica—hogares que cocinan con gas por red y tienen un calefón pero que también pueden usar un horno o calentador de agua eléctricos. Entre 5 y 25 m^3 más o menos, un fuerte sustituto es el gas licuado por medidor. De ahí en adelante y hasta alrededor de 150 m^3/mes, el sustituto más relevante es el gas licuado en balones de 45 kg. Para consumos más grandes hay clientes que optan por un estanque de gas licuado a granel. Finalmente, a partir de más o menos 700 m^3/mes el gas natural compite con el diésel que se usa para hacer funcionar centrales térmicas.

Evolución del precio relativo Como ya se dijo, existen distintos precios medios del gas natural dependiendo del volumen consumido. Sin embargo, la Comisión Nacional de Energía publica series que permiten comparar el costo de un balón de gas licuado de 45 kg. con el costo de 58 m^3 de gas natural. Así, el Gráfico 2.5 muestra el precio de 58 m^3 de gas natural relativo al precio de un balón de gas licuado de 45 kg. para las tres distribuidoras. Si, como se suele afirmar, el precio del gas natural se "cuelga" al precio del gas licuado, la razón debería ser igual a $1,0$.

Del gráfico se aprecia que la política de precios de Metrogas pasa por tres periodos. Hasta diciembre de 2007, el precio del gas por red se mantiene sistemáticamente por debajo del precio del gas licuado. En promedio, y tal como se puede apreciar en el Cuadro 2.7, columna 1, el precio

[13] La elección de diciembre de 2014 es discrecional. Su único propósito es ilustrar la forma típica de las tarifas.

del gas por red es igual a 0,86 veces el precio del gas licuado (la mediana es 0,87). Sin embargo, y como se analiza con más detalle líneas abajo en la sección 4, el precio del gas por red sigue a las variaciones del precio del gas licuado, aunque con cierto rezago. Una consecuencia, visible en el Cuadro 2.7, es que la desviación estándar del precio relativo es apenas 0,07[14].

En enero de 2008, y coincidiendo con el fin de las importaciones de gas natural argentino y con la sustitución del gas natural por propano aire (el mismo combustible que el gas licuado en estado gaseoso), Metrogas cambió su política comercial y comenzó a cobrar lo mismo que el gas licuado. De hecho, entre enero de 2008 y septiembre de 2012 el precio relativo promedio es exactamente 1 (la mediana es 1,01) y la desviación estándar del precio relativo cae a 0,04. Por último, una vez que entra en funcionamiento el terminal de Quintero y comienzan las importaciones de GNL, el precio relativo cae: entre octubre de 2012 y enero de 2014 el precio relativo promedio es 0,75 (la mediana es 0,76).

Tal como se aprecia en el Gráfico 2.5, hasta fines de 2007 la política comercial de Gasvalpo fue muy parecida a la de Metrogas —los precios son muy similares. De hecho, tal como se aprecia en el Cuadro 2.7, columna 1, los estadísticos de la distribución de precios son casi idénticos a los de Metrogas. Una vez que se acaba el gas natural argentino, sin embargo, las políticas comerciales ya no son parecidas. El precio relativo de Gasvalpo aumenta por encima de 1,3, luego cae y sigue fluctuando bastante por encima del precio relativo de Metrogas.

Por último, hasta diciembre de 2007, la política comercial de Gassur es distinta a la de Gasvalpo y Metrogas —el precio relativo es más alto (la media es 0,97; la mediana es 0,95) y más volátil. A partir de 2008 el precio relativo de Gassur se parece al de Gasvalpo, al menos visualmente, aunque postergamos el análisis estadístico hasta la sección 4.

3. La economía básica de la distribución de gas por red

En esta sección desarrollamos un modelo simple que explica la economía básica de la distribución de gas por red. El hecho más importante es que tanto en la teoría como en la práctica el costo marginal de largo plazo por metro cúbico o Btu distribuida es creciente.

3.1. El modelo

Para distribuir gas natural es necesario invertir en una red de distribución. Como ya se vio líneas arriba, la red de distribución se divide en tres partes, red primaria, secundaria y terciaria. Tanto el transporte y la red primaria de distribución son inversiones fijas y hundidas y su dimensión no varía con el consumo de los clientes de la empresa de gas natural. Esto obedece a que cada una de estas inversiones se planifica para horizontes de tiempo muy largos y las indivisibilidades fuerzan a

[14] El cálculo de la desviación estándar es correcto en la medida que la serie de tiempo sea estacionaria.

invertir casi todo al principio. El monto de estas inversiones se denota, con T por transporte y P por red primaria.

Por contraste, en la práctica la decisión de desplegar la red secundaria y, sobre todo, terciaria, es más flexible. Al hacerlo, la distribuidora decide secuencialmente si acaso le conviene conectar a un grupo de consumo determinado. El punto importante es que estas inversiones se evitan si la empresa no despliega la red y por eso no es necesario invertir todo al principio.

Al modelar supondremos que existe un continuo de grupos de consumidores, indizados por la letra $m \in [0, M]$ y $f(m)$ grupos de consumidores con característica m. Así, el número total de grupos de consumidores es igual a $F(M) = \int_0^M f(m)dm$. Un "grupo" de consumo podría ser un condominio de casas; un edificio, o los posibles consumidores residenciales y comerciales en una manzana de algún barrio. En los datos que analizaremos líneas abajo, un grupo de consumo es una manzana.

A cada grupo lo caracterizan varios parámetros. Para conectar al grupo m, la compañía debe invertir s_m en la red secundaria, t_m en la red terciaria y r_m en las conversiones necesarias para conectar al grupo de consumo.

Al mismo tiempo, la cantidad de energía demandada por el grupo m al precio p es

$$x_m(p) = A_m D(p^*). \tag{3.1}$$

La función D es la demanda por energía del grupo m, con $D' < 0$. Sea $\eta \equiv -\frac{pD'}{D}$ la elasticidad de D. Para simplificar, suponemos que η es creciente en p^*, es decir $\frac{d\eta}{dp} \geq 0$[15], que $\lim_{p\to 0} \eta(p) = 0$ y que $\lim_{p\to\infty} \eta(p) = \infty$. El parámetro A_m, por su parte, indica la magnitud de la demanda del grupo: mientras mayor es A_m, mayor es la cantidad demandada de energía a cada precio.

En lo que sigue será útil trabajar con la demanda total por energía. Al precio p la cantidad demandada total es

$$X(p) = D(p) \cdot \int_0^M A_m f(m)dm.$$

El supuesto sustantivo es que el costo de conectar a un grupo más es "pequeño" si se le compara con el costo del resto de la red y asegurar el abastecimiento de gas.

En segundo lugar, nótese que (3.1) es la demanda del grupo por *energía*, no por gas por red. En realidad, estamos suponiendo que cada consumidor tiene un mejor sustituto disponible al precio p y que, en equilibrio, el precio del gas natural y el mejor sustituto son idénticos. Por supuesto, en la práctica distintos consumidores tienen distintos mejores sustitutos. Por eso, tal como se vio líneas arriba, el precio por unidad de energía difiere entre tipos de consumidores. El

[15] Para que ello sea cierto debe cumplirse que para todo p,

$$D(D''p + D') - (D')^2 p < 0.$$

supuesto sustantivo es que no hay arbitraje entre tipos de consumidores: por ejemplo, un cliente industrial no le puede revender a hogares.

Para simplificar la exposición aun más, supondremos que sólo hay un sustituto y mercado relevante. Desde luego, este supuesto no es realista. Por el lado de la demanda no es infrecuente que incluso el mismo consumidor enfrente sustitutos distintos para distintos usos de la energía. Por ejemplo, dentro de una cocina el sustituto del gas natural seguramente es un horno microondas y un calentador de agua eléctrico. Pero en ese mismo hogar los competidores del gas natural podrían ser el gas licuado o el diésel cuando se trata de calefaccionar o calentar agua.

Por el lado de la oferta, la red secundaria y terciaria se comparte entre grupos de consumo que enfrentan sustitutos relevantes distintos. Más aun, la conexión de un grupo de consumo residencial podría depender de si cerca de ellos hay o no un consumidor cuyo volumen sea suficientemente grande como para justificar una extensión de la red secundaria. Si bien es posible modelar estas complicaciones siguiendo a Faulharber (1975), el retorno de tal esfuerzo en términos de mejor comprensión del problema sería magro. La simplificación, sin embargo, envuelve potencialmente un riesgo, a saber que el lector quede con la impresión de que decidir cuál es la cobertura óptima de la red es un problema abstracto y "de escritorio". En la práctica es todo lo contrario. La cobertura óptima depende de las circunstancias de tiempo (qué consumidores ya se han conectado); lugar (cuáles son los costos de desplegar la red en una zona dada y qué otros consumidores hay cerca); y de las expectativas (¿cuánto consumirán los clientes que se conectan hoy en el futuro? ¿cuál será el precio del gas necesario para servir ese consumo?).

3.2. El costo marginal de largo plazo de una distribuidora de gas por red

Toda industria tiene un par de particularidades determinantes. En este caso es que casi todos los costos de distribuir gas por red, incluyendo las conversiones dentro de la propiedad de cada cliente, son inversiones hundidas antes de que el consumidor reciba gas. Con todo, a continuación mostraremos que cuando el costo de conexión varía entre clientes y, más importante, varía el volumen consumido por cada grupo de consumo al mismo precio, es como si existiera una curva de oferta creciente de gas por red.

3.2.1. El costo marginal de largo plazo por Btu distribuida: teoría

Supóngase que el precio de equilibrio es p^* (líneas abajo discutiremos sobre cómo se determina). Se sigue que el costo marginal de inversión por millón de Btus al agregar al grupo de consumo m es

$$c_m(p^*) = \frac{s_m + t_m + r_m}{\lambda_m A_m D(p^*)} \equiv \frac{\phi_m}{A_m D(p^*)}. \tag{3.2}$$

Como no todos los clientes que podrían servirse con la red terciaria desplegada se conectan, el parámetro $\lambda_m \in [0, 1]$ indica la penetración del gas por red dentro del grupo m. Esta expresión

indica que el costo incremental por unidad de servir al grupo de consumidores m crece con las inversiones necesarias para darles servicio y cae con el volumen demandado por ese grupo al precio p^*. Sin pérdida de generalidad suponemos que para todo par m y m', $\phi_m > \phi_{m'}$ si y sólo si $m > m'$. Vale decir, a medida que crece m, ϕ_m y el costo marginal de inversión aumenta.

La expresión (3.2) dice que el costo de las inversiones incrementales necesarias para prestarle servicio al grupo de consumidores m es fijo y no varía con la cantidad de gas que compra. Por lo tanto, el costo por unidad cae con el volumen vendido. Ese volumen depende de las características del grupo de consumo m, capturadas por el parámetro A_m, y también del precio—mientras más alto, menos unidades se venden y más alto es el costo por unidad. Todo esto es bastante obvio.

No es obvio, sin embargo, que (3.2) también es parte del costo *marginal* de largo plazo de la empresa de distribución de gas natural. Para apreciarlo, nótese que si se conectan todos los grupos de consumidores hasta m y el precio es p^*, la cantidad total consumida de gas natural es

$$X^N(m;p^*) = D(p^*) \cdot \int_0^m \lambda_{m'} A_{m'} f(m') dm'.$$

Al mismo tiempo, el costo total al conectar hasta el grupo de consumo m es

$$\mathrm{CT}(m) = \int_0^m (s_{m'} + t_{m'} + r_{m'}) f(m') dm'.$$

Así, el incremento del costo total invertido para distribuir "un" millón de Btus más de gas—el costo marginal de inversión—es

$$\mathrm{cmg}(m) \equiv \frac{d\mathrm{CT}}{dm} \frac{dm}{dX^N}\bigg|_{p^*} = \frac{(s_m + t_m + r_m) f(m)}{\lambda_m A_m f(m) D(p^*)} \equiv \frac{\phi_m}{A_m D(p^*)}. \tag{3.3}$$

La expresión (3.3) podría sorprender. Después de todo, estamos acostumbrados a que el costo marginal de una empresa dependa únicamente de la cantidad que produce y no del precio de equilibrio. ¿Qué ocurre? Para vender Btus adicionales mediante una red es necesario conectar a nuevos grupos de consumidores, lo cual implica inversiones adicionales iguales a $s_m + t_m + r_m$. De un lado, estas inversiones no dependen del número de Btus vendidas. Por eso, mientras menor es el precio, más unidades se le venden al grupo m y menor es el costo incremental de vender "una" unidad más. Del otro lado, y esta es la observación clave, $s_m + t_m + r_m$ es "pequeño" si se le compara con las inversiones fijas en contratos de transporte y red primaria. Por eso que tiene sentido hablar de costo "marginal" de largo plazo inversión (es decir, el costo de distribuir "un millón de Btus más). La expresión (3.3) se puede usar para deducir una función estándar de costo marginal, es decir, aquella que entrega el costo marginal como función de los millones de Btus distribuidos.

En efecto, nótese que existe una relación uno a uno entre m y X^N. Por lo tanto, existe una función inversa $(X^N)^{-1}$ tal que para todo X^N existe un $m = \widetilde{m}(X^N)$ con $\widetilde{m} \equiv (X^N)^{-1}$.

Reemplazando en (3.3), se obtiene que

$$\text{cmg}(\widetilde{m}(X^N); p^*) = \frac{\phi_{\widetilde{m}(X^N)}}{A_{\widetilde{m}(X^N)} D(p^*)}, \tag{3.4}$$

una relación entre la cantidad total distribuida y el costo marginal. Ésta es la tradicional curva de costo marginal, con la única particularidad que el precio de equilibrio, p^*, es un parámetro.

3.2.2. El costo marginal de largo plazo por Btu distribuida: práctica

Supóngase que todas las Btus que hoy se consumen en cada ciudad de Chile para cocinar, calentar agua y calefaccionar se distribuyeran por una red de gas. ¿Cuál sería la distribución de costos marginales de largo plazo de grupos de consumidores? ¿Y cuál es la distribución de costos marginales de largo plazo de los clientes actualmente conectados al gas por red?

Para formarse una idea de la magnitud de la dispersión de costos marginales de largo plazo y de la forma de la curvas que dibujan la expresión (3.3) y la expresión (3.4), le pedimos a Metrogas que estimara, para cada una de 47.390 manzanas de Santiago, el costo de la red secundaria, terciaria, las conversiones y el consumo de Btus de gas por red y gas licuado[16]. Definiendo a cada manzana como un grupo de consumo, esta información permite calcular, manzana por manzana, el costo marginal de largo plazo por millón de Btus distribuida. Además, si a cada manzana se le asocia el consumo total de respectivo y se ordenan de menor a mayor costo marginal, el resultado es la curva de costo marginal de largo plazo, (3.4). Por último, dependiendo si costos y consumo se calculan con todas las Btu consumidas en la manzana ($\lambda_m = 100\%$), o bien solamente con el consumo de los clientes conectados hoy (cobertura efectiva, menor que 100% en 9.046 manzanas de las 11.496 conectadas a la red), se obtienen dos curvas análogas a (3.4): la primera estima el costo marginal de largo plazo de una distribuidora única que distribuye todas las Btus de Santiago; la segunda estima el costo marginal de largo plazo de la distribuidora real[17].

El Plano 3.1 muestra la distribución del costo marginal de largo plazo —la expresión (3.3)— en 47.390 manzanas de Santiago suponiendo que la penetración del gas por red es 100%[18]. En verde

[16] Idealmente, un ejercicio como este incluiría a todas las Btus que se ocupan para cocinar, calentar agua y calefaccionar. Sin embargo, con la información disponible, sólo es posible estimar con cierta precisión las Btus consumidas en gas por red y gas licuado. Quedan fuera de la estimación las Btus para cocinar, calentar agua y calefaccionar con electicidad, y las Btus para calefaccionar con parafina o leña.

[17] En las 11.496 manzanas por donde pasa la red, el consumo estimado es igual al consumo real de los 498.978 clientes residenciales y comerciales en 2013. En cada una de las 38.591 manzanas en las que se consume gas licuado, el consumo de 1.210.512 clientes que hoy no están conectados a la red de gas se estimó en base al consumo medio de la cartera Metrogas de acuerdo con el grupo socioeconómico del censo 2002, separando por tipo de vivienda casa o departamento. Para las comunas sin datos suficientes para extrapolar, se supuso un consumo medio similar a las comunas colindantes que tuvieran clientes.

[18] Metrogas estimó el valor nuevo de reemplazo de la red en 2013 a los precios vigentes ese año. La vida útil de la red se supuso igual a 60 años; la vida útil de las reconversiones se supuso igual a 30 años. La tasa de descuento es igual a 11% real.

se muestran aquellas manzanas tales que el costo marginal es US$15/MMBtu o menos. En tres gradaciones de rojo se muestran aquellas manzanas tales que el costo marginal de largo plazo es mayor que US$15/MMBtu: en naranjo, hasta US$28/MMBtu; en rojo claro, hasta US$35/MMBtu; y en rojo oscuro, más que US$35/MMBtu.

El plano muestra que el costo marginal de largo plazo de distribuir gas por red varía y es creciente. Más aun. Si se considera que, según Metrogas, el costo de distribuir gas licuado en balones de 45 kg. es del orden de US$13,9/MMBtu, la red de Metrogas debería coincidir, en términos gruesos, con las manzanas coloreadas de verde. El Plano 3.2, que le superpone al Plano 3.1 la red de Metrogas, confirma que la red se ha expandido donde es eficiente hacerlo (en la práctica la decisión también debe incluir el costo del combustible; véase la sección 3.2.3).

El Gráfico 3.1, por su parte, grafica las curvas de costo marginal definidas por (3.4) y de costo medio. En azul (líneas continuas) se muestran las curvas de las manzanas por donde pasa la red de Metrogas construidas con la penetración real. En rojo (líneas punteadas) se muestran las curvas de costo medio y marginal de una distribuidora que cubre todo Santiago con penetración de 100%. En el gráfico también se incluye, en negro, el costo de distribución del gas licuado en balones de 45 kg., US$13,9/MMBtus[19]. En el eje horizontal se grafica la cantidad de Btus consumidas. De acuerdo con la estimación de Metrogas, en 2013 se consumieron en Santiago 31,3 billones de Btus en total y alrededor de 12 billones se distribuyeron por red; el resto se distribuyó en balones de gas licuado o en camiones de granel.

El gráfico muestra que el costo marginal de largo plazo de distribuir gas por red es creciente. Más aun, las economías de escala se agotan al distribuir entre 5 y 10 billones de Btu, volumen considerablemente menor que los 31,3 billones de Btus distribuidos en Santiago. El gráfico también muestra que la penetración afecta el costo marginal y medio de distribuir gas por red: las curvas estimadas de costo de la distribuidora real están a la izquierda de las curvas de costo de una distribuidora que cubra todo Santiago con penetración de 100%. Esto ocurre porque la penetración en las manzanas cubiertas actualmente por la red es 66,6% en promedio (la mediana es 76%).

3.2.3. El costo marginal del combustible

Al costo marginal de la inversión hay que sumarle el costo del gas. ¿Cuál es ese costo? Si el combustible se comprase en un mercado *spot*, tal cual como ocurre, por ejemplo, con el gas licuado o los combustibles líquidos derivados del petróleo, el costo marginal variable sería poco más que el precio *spot*. Sin embargo, una de las particularidades del gas natural es que se compra mediante contratos *take-or-pay* que fijan no sólo un precio sino también una cantidad mínima. Por eso, el precio unitario que aparece en el contrato es las más de las veces muy distinto al verdadero

[19] Para calcular el margen se tomó el precio semanal promedio del balón de 45 kg a público entre el la primera semana de enero de 2014 y la última semana de agosto de 2014, descontándole el costo del propano. El margen medio es igual a US$13,88/MMBtu; la desviación estándar es US$0,24/MMBtu y el coeficiente de variación es 0,017.

costo marginal. ¿Cuál es, entonces, el costo de oportunidad de un metro cúbico adicional de gas natural? Al comienzo de los contratos es muy probable que haya sido cercano al precio de reventa en el mercado *spot* argentino. De un lado, las distribuidoras no eran capaces de vender todo el gas contratado y del otro, el mercado del gas natural argentino era suficientemente profundo como para vender los remanentes sin mayores problemas.

En condiciones normales todo eso seguramente hubiera cambiado con el paso del tiempo. A medida que el consumo de gas natural fuera creciendo, en algún momento los metros cúbicos de gas marginales se hubieran convertido en evitables. Cuando los argentinos cortaron el gas pero continuaron enviando algo, el costo marginal pasó a ser el valor marginal de la unidad restringida.

Con la llegada del GNL las circunstancias cambiaron, mas no la economía. El costo marginal del gas no es el precio que aparece en el contrato *take-or-pay*, sino que la mejor alternativa de uso del gas, la que incluye la posibilidad de recolocar el gas contratado en otro mercado si el precio que se pague en él es más conveniente.

Como sea, en lo que sigue supondremos que el costo de un metro cúbico adicional de gas es c^{gr}, y que éste es constante. Así, el costo marginal de venderlo es

$$c^{\mathrm{gr}} + \frac{\phi_m}{A_m D(p)}, \tag{3.5}$$

la suma del costo de un metro cúbico más de gas y del costo marginal de la inversión necesaria para vender un metro cúbico más.

3.3. Tarifas a costo marginal de largo plazo y gas por red

3.3.1. Tarificación a costo marginal de largo plazo

Gran parte de los costos de una empresa distribuidora de gas por red son hundidos. En el caso de la red se trata de un hecho físico; en el caso del combustible, la distribuidora de gas natural generalmente tiene que comprar gas aun si no lo usa (aunque, como se dijo, siempre lo puede revender a un costo). De estos hechos algunos analistas han concluido que la tarificación a costo marginal del gas implica necesariamente cobrar un precio marginal cercano a cero. Y cuando el precio marginal es bajo, la única manera de recuperar los costos sería cobrando un cargo fijo.

Examinaremos la economía de las tarifas en dos partes en la sección 6. Por el momento, conviene mencionar que la expresión (3.5) es un costo marginal, pero de largo plazo: es el costo de entregarle un flujo permanente de gas por red a un grupo de consumo adicional, el cual incluye el costo del gas y de las inversiones incrementales. En este caso, además, una tarifa lineal igual al costo marginal de largo plazo (3.5) autofinancia a la empresa porque, como se vio, las economías de escala se agotan relativamente rápido. Tal como lo afirma Boiteaux (1960) en el artículo clásico de tarificación a costo marginal:

> The view held by supporters of the marginal theory is that rates must be fixed in such a way that any increase in the production level (or flow) will be exactly matched by a corresponding increase in the level (or flow) of sales.

Es evidente que, hechas las inversiones, el costo de distribuir "un metro cúbico más" es muy bajo — es igual al costo de oportunidad de ese metro cúbico de gas. Sin embargo, de acuerdo con Boiteaux (1960):

> The very concept of a "tariff" implies a flow. A price list is drawn up not simply to dispose of stocks which come casually onto the market but to strike a permanent balance between the flow of demand and the flow of production. This equilibrium will be determined according to the flow of expenditure and receipts which it occasions.

3.3.2. Tarificación a costo marginal y rentas ricardianas

Si el costo marginal de largo plazo es creciente y la tarifa lineal es igual a ese costo, la distribuidora de gas por red obtendrá una renta económica. Algunos atribuyen esta renta al ejercicio de poder de mercado. Sin embargo, se puede descartar que esta renta remunere poder de mercado porque se trata de una renta ricardiana. Noll (2005) explica el origen de las rentas ricardianas:

> Ricardian rent arises from differential productivity or costs per unit among factors of production. The core idea is that if a group of substitute inputs all are acquired at the minimum expenditure that is needed to induce them into the market, the resulting output per dollar of input differs among them. For example, some land may be more productive than other land in growing a particular crop; some mineral deposits may be nearer the surface than others, and so easier to extract; some workers may be endowed with more skill than others, and so produce more output per time period from a given amount of effort; and workers with the same skill may nevertheless differ in their willingness to work, and so differ in the lowest wage (or reservation wage) that would just be sufficient to induce their participation in the labor force.

En este caso el origen de la renta ricardiana es que los grupos de consumo y las penetraciones son heterogéneas —los costos de conexión y los consumos por unidad invertida varían entre grupos. El que la renta de un distribuidor de gas por red que tarifica a costo marginal de largo plazo no sea indicio de poder de mercado no debería sorprender: el poder de mercado se ejerce en el margen y cuando se tarifica a costo marginal de largo plazo el margen es cero.

4. Gas por red y competencia

4.1. Competencia y gas por red: práctica

4.1.1. Cobertura y penetración

Quizás una de las creencias más difundidas sobre la distribución de gas por red es que la cobertura en zonas por donde pasa la red es cercana a 100%. Por ejemplo, en palabras de un analista:

> Lo que trasunta de [mi] análisis es que la competencia sustitutiva entre GN y GLP no existe o se da sólo en la periferia de las redes de distribución de GN. En todo el resto de los territorios urbanos que cuentan con distribución de GN, ambas opciones corren solas en las áreas en que una tiene una ventaja relativa de costos frente a la otra. Por lo tanto, no es efectivo que en una misma zona la demanda se satisface a menor costo con dos proveedores en lugar de uno[20].

En otras palabras, el "hecho" (la cobertura igual o cercana a 100%) obedecería a que el gas por red tendría una ventaja de costos irremontable en aquellas zonas por donde pasa la red. ¿Será correcto lo que cree el analista?

El Plano 4.1 muestra, en azul, por dónde pasa la red terciaria de distribución de gas. El Plano 4.2 muestra, manzana por manzana, la penetración del gas por red en Santiago. En rojo se muestran aquellas manzanas tales que más del 90% de las direcciones está conectada al gas por red; en las manzanas coloreadas con naranja la proporción varía entre 60,1% y 90%; en aquellas coloreadas en amarillo, varía entre 30,1% y 60%; y en las manzanas coloreadas con verde, varía entre 0,1% y 30%. Finalmente, en gris se muestran aquellas manzanas en que no hay direcciones conectadas al gas por red.

La predominancia del gris, que refleja la cobertura limitada de la red, y el escaso rojo, muestran que la penetración del gas por red en Santiago es baja. Medido por el número de direcciones, en Santiago hay 1.709.490 clientes potenciales, pero sólo 498.978 están conectados (29% o uno de cada tres). La cobertura limitada de la red implica que la red de gas actual podría conectar solamente a 767.568 clientes (45% o uno de cada dos direcciones). Sin embargo, de los 767.568 clientes potenciales en manzanas con acceso a la red, solamente 498.978 están conectados (65% o dos de cada tres)[21]. Y, tal como se aprecia en el Plano 4.2, la penetración del gas por red varía entre manzanas: si bien la media es 65%, la desviación estándar es 33%, la mediana es 73% y en el 20%

[20] Bitrán (2011, p. 475)

[21] Los datos de penetración y cobertura suelen reportarse en términos de "predios" o "direcciones". Un predio puede ser una casa, un sitio, un edificio o un centro comercial. Una dirección puede ser una casa, un sitio, un departamento u oficina dentro de un edificio o un local dentro de un centro comercial. En algunas zonas de Santiago donde hay muchas oficinas, la penetración del gas por red, a nivel de dirección, es baja porque las oficinas no tienen conexión al gas.

de las manzanas la penetración es menor que 25%. Así, ocurre que, de dos clientes similares y vecinos, sólo uno elige conectarse.

La cobertura limitada se repite en Gassur. En las comunas por donde tiene red hay 108.163 clientes potenciales, pero sólo 30.922 están conectados (29% o uno de cada tres)[22]. La cobertura limitada de la red implica que la red de gas actual podría conectar solamente a 66.115 clientes (61% o uno de cada dos direcciones). Sin embargo, de los 66.115 clientes potenciales en manzanas con acceso a la red, solamente 30.922 están conectados (47% o uno de cada dos).[23]

4.1.2. Costos: no hay ventaja irremontable

Como se dijo, la premisa de quienes creen que la cobertura de gas por red es cercana a 100% es que el gas por red tendría una ventaja de costos irremontable. Si la premisa fuese correcta, costo de distribución por red por millón de Btu debería ser considerablemente menor que el costo de distribución en balón de 45kg o a granel en aquellas manzanas por donde pasa la red de gas.

Ahora bien, como se dijo, Metrogas estima que el costo de distribución de un balón de 45kg de gas licuado es alrededor de US$13,9/MMBtu, tal como se muestra en el Gráfico 4.1. Al mismo tiempo, según estimaciones de Metrogas, el costo de distribución de gas por red es mayor que US$13,9/MMBtu en 9.084 manzanas de las 11.496 por donde está desplegada la red terciaria. En la curva de costo marginal de largo plazo esto se refleja en el hecho que el costo de distribución de alrededor de ocho de los 12 billones de Btus distribuidos por Metrogas es mayor que US$13,9/MMBtu. Esto sugiere que en la mayoría de las manzanas por donde pasa la red la ventaja irremontable no existe[24]. Por lo tanto, la cobertura parcial del gas por red se debe meramente a que el costo de distribución del sustituto no es muy distinto[25].

Una afirmación un tanto distinta, la que a veces se escucha, es que la cobertura parcial es reflejo de altos márgenes y "entrada excesiva". En otras palabras, el gas por red tendría una ventaja de costos, pero los márgenes altos le permitirían coexistir a los sustitutos. Sin embargo, si así fuera, se debería observar que el costo de distribución de una empresa que alcanzase penetración de 100% en aquellas zonas por donde pasa la red debería ser considerablemente más bajo que el costo materializado de distribución y también más bajo que el costo de distribuir el sustituto. ¿Qué dicen los datos?

[22] Gassur tiene red en San Pedro, Chiguayante, Concepción, Talcahuano y Los Angeles.

[23] No obtuvimos datos de Gasvalpo.

[24] Los datos sugieren que la red podría estar sobreextendida al valor nuevo de reemplazo de 2013. Esto no significa que la empresa haya tomado decisiones equivocadas. Una razón es que, en la práctica, el costo de desplegar una red ha ido aumentando en el tiempo, en parte por el mayor costo de los permisos municipales, y en parte por el aumento del costo de cosntrucción en Chile. También es cierto que, al momento de construirse la red, el diferencial de precio entre el gas natural y el gas licuado y el resto de los sustitutos era mayor que en la actualidad. Por último, la dispersión de costos y de tasas de penetración entre manzanas resalta que el gas por red invirtió a riesgo.

[25] Nótese que en aquellas manzanas donde los clientes consumen volúmenes más grandes el GLP se distribuye en camiones y estanques a granel, en parte porque el costo por MMBtu distribuida es menor, y en parte porque para volúmenes de consumo más grandes es más cómodo que los balones de 45kg.

El Gráfico 4.2 vuelve a mostrar el costo de distribuir gas por red en las manzanas de Santiago por donde pasa la red. En el eje horizontal se grafica el costo de distribución materializado por Metrogas en la manzana respectiva; en el eje vertical se grafica el costo el costo de distribución que Metrogas materializaría si su penetración fuese 100% en la manzana respectiva. Los puntos sobre la diagonal de 45° son aquellas manzanas donde la penetración es 100%. Cuando el punto está por debajo de la diagonal, por contraste, el costo con penetración de 100% es menor (el gráfico trunca el costo en US$40/MMBtu y, por lo tanto, incluye alrededor del 75% de las 11.496 manzanas por donde pasa la red). Así por ejemplo, el costo materializado de la manzana que se señala con un diamante es US$37,4/MMBtu, pero caería a US$7,5/MMBtu si la penetración fuese 100%. Por contraste, puntos por sobre la diagonal señalan manzanas donde el costo de distribución con la penetración materializadas es *menor* que si la penetración fuese 100%. Así por ejemplo, el costo materializado de la manzana que se señala con un triángulo es US$19,6/MMBtu, pero *aumentaría* a US$35,9/MMBtu si la penetración fuese 100%.

Nótese que aun con penetración de 100%, son numerosas las manzanas donde el costo por MMBtu distribuida supera los US$13,9/MMBtu del gas licuado distribuido en balones de 45kg. Más interesante aun, son numerosas las manzanas en que aumentar la penetración a 100% *aumentaría* el costo de distribución por MMBtu. Esto podría sorprender, pero la explicación es directa: algunos clientes son caros de conectar al gas por red. Seguramente, en esos casos el gas licuado u otros sustitutos compiten con ventaja.

Como sea, si existiese una ventaja irremontable y "entrada excesiva" gatillada por márgenes altos, el Gráfico 4.2 debería verse distinto: los puntos deberían caer por debajo de la diagonal (el costo de distribución del gas por red debería ser menor que el costo materializado cuando la penetración es 100%) y; además, el costo de distribución de gas por red con penetraciones de 100% debería ser menor que el costo de distribución del gas licuado, unos US$13,9/MMBtu.

4.1.3. El gas por red y sus sustitutos

Como vimos, muchos consumidores potenciales han elegido no conectarse al gas por red. Eso implica que, en los hechos, la sustitución del gas por red por otro combustible es palmaria—esos comercios y hogares no dejan de cocinar, calefaccionar o calentar agua. Cuando se trata de pequeños comercios y hogares el sustituto más directo es el gas licuado en balón o estanque a granel. La sustitución física es simple y casi perfecta, porque el gas licuado sirve para cocinar, calefaccionar y calentar agua en los mismos aparatos que usan gas por red. Este hecho debe ser reconocido por cualquier análisis económico serio de esta industria.

La sustitución económica es un tanto más imperfecta, porque para cambiarse es necesario convertir los aparatos, revisar las redes interiores y certificar que las instalaciones y los aparatos cumplan con la normativa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Además, cuando se trata de gas por red o gas licuado a granel son necesarias inversiones adicionales. Por

último, la sustitución requiere la atención y acción del consumidor por algún tiempo, lo que seguramente es un tanto molesto, tal como lo son tantos otros apuros de la vida diaria de la gente común y corriente. En los hechos la rotación de clientes residenciales y comerciales es baja. Por ejemplo, entre 2004 y 2013 Metrogas perdió en promedio el 1,3% de sus clientes cada año, sumando poco más de 54.000 en 10 años (el total de clientes residenciales y comerciales en diciembre de 2013 era igual a poco más de 489.000)[26]. Con todo, las consecuencias competitivas de los costos de cambio se suelen exagerar.

En primer lugar, las empresas asumen buena parte de los costos de cambio: los distribuidores de gas por red invierten para conectar y, cuando se trata de gas licuado a granel, la empresa instala el estanque[27]. Además, en ambos casos las empresas reconvierten y asumen la responsabilidad de que las instalaciones dentro de la propiedad del cliente cumplan con las normas que impone la SEC.

En segundo lugar, en la medida que los costos de cambio no sean prohibitivos, sólo atenúan la intensidad de la competencia en precios pero no la anulan. La consecuencia son márgenes más altos que los perfectamente competitivos, pero así ocurre en la mayoría de las industrias.

Por último, y más importante, cuando un distribuidor de gas por red elige su política de precios enfrenta restricciones. Una es que debe comprometerse creíblemente a mantener sus precios cercanos al precio de los sustitutos, precisamente porque existen costos de cambio. En efecto, si el distribuidor se hace de una reputación de explotar los costos de cambio para cobrar mucho más que el sustituto, se arriesga a perder clientes y, seguramente, no le será fácil atraerlos de vuelta. Y, por lo mismo, si se comporta de manera oportunista, seguramente le costará atraer clientes nuevos. Por eso, si bien se ha dicho que al distribuidor le conviene explotar los costos de cambio mientras pueda, cuando se trata de empresas que han hundido redes de distribución cuya duración y periodos de repago se miden en décadas, tal oportunismo suena torpe y en cualquier caso no tiene sentido económico. Es indicio de que la política de precios ha sido creíble que el número de clientes residenciales y comerciales ha crecido desde 321.000 a fines de 2004 hasta 489.000 en diciembre de 2013.

La segunda restricción es que la ley obliga a los distribuidores de gas por red a no discriminar precios. Por eso, si el distribuidor aspira a captar clientes adicionales, debe cobrarle tarifas similares a los clientes ya conectados. Al mismo tiempo, los proveedores de sustitutos pueden discriminar precios. Se puede demostrar que, en general, si un proveedor está forzado a cobrar precios uniformes mientras otros pueden discriminar, el forzado a cobrar precios uniformes cobra menos .

Dependiendo del uso y de la región, los sustitutos del gas por red también incluyen a la parafina y el diésel (calefacción), la leña (calefacción) y la electricidad (calefacción, cocinar, calentar agua). Estos combustibles son físicamente distintos, pero son sustitutos a pesar de todo

[26] Se incluyen los clientes que retiran su medidor y aquellos que dejan de consumir por más de 12 meses.

[27] En términos un poco más preciso la incidencia del costo recae en gran medida en las distribuidoras. Una vez desplegada la red frente a un hogar la oferta es inelástica, en cambio, los consumidores pueden elegir entre sustitutos y la demanda es elástica.

porque la demanda por combustibles es una demanda por energía derivada de los usos —los consumidores demanda Btus. Si bien casi ningún consumidor pequeño calcula el costo por Btu, "la cuenta" necesaria para cocinar, calefaccionar o calentar agua informa sobre el costo relativo de las alternativas.

En realidad, como lo dijo Abba Lerner en 1934 cuando creó (y agotó) la teoría moderna del monopolio, el concepto clave es "sustitución en el margen":

> [...] if one pound of coal gives me the same heating power as four pounds of wood [...] both of these items cost the same on the market, and I am indifferent as to which I have, then one pound of coal and four pounds of wood represent the same number of units of the same commodity.

Por supuesto, algunas características de los combustibles o de los aparatos que los usan también influyen la decisión de un consumidor y afectan los costos relativos de una y otra alternativa. Por ejemplo, calefaccionar con parafina cuesta menos por Btu que hacerlo con gas por red o gas licuado a granel, pero el olor no es agradable y comprar combustible en estaciones de servicio y almacenarlo en bidones es un tanto más incómodo. Pero esta diferencia no siempre favorece al gas por red. Por ejemplo, los equipos que funcionan con sustitutos muchas veces permiten mayor flexibilidad y movilidad. Es el caso de las estufas a gas licuado o eléctricas que permiten segmentar mejor los ambientes que se quieren calefaccionar, y las mismas estufas se pueden usar para calefaccionar distintos ambientes aunque no al mismo tiempo. Del mismo modo, la mayoría de los grandes edificios de oficinas climatizadas no se conectan al gas por red porque instalan equipos de aire acondicionado eléctricos. Y una vez que se invierte en equipos de aire acondicionado eléctricos, éstos se pueden usar en invierno para calefaccionar, haciendo innecesario el gas.

4.2. Competencia y gas por red: teoría

4.2.1. El sustituto

Para modelar a los proveedores del sustituto supondremos que el costo marginal de largo plazo de una unidad más del sustituto relevante es constante e igual a c^s. Tratándose de los sustitutos del gas por red este supuesto es apropiado. De un lado, en Chile conviven tres empresas que distribuyen gas licuado. Del otro lado, el mercado de combustibles líquidos tales como el diésel o el *fuel oil* es competitivo, tal como lo sugiere el libro editado por Soledad Arellano y Salvador Valdés (2006). En todo caso, también admitiremos la posibilidad de que, a pesar de todo, no sean perfectamente competitivos. Por último, para simplificar, agregaremos dos supuestos más:

Supuesto 1. *La tarifa del gas natural y del sustituto son lineales.*

Supuesto 2. *En equilibrio el distribuidor de gas natural y los distribuidores del sustituto cobran el mismo precio.*

Tal como se vio en la sección 2, los distribuidores cobran tarifas tales que el precio marginal del gas natural varía con el volumen, mientras que por razones comerciales algunos distribuidores han decidido cobrar algo por debajo del precio del sustituto. Sin embargo, también se vio en la sección 2 que la finalidad de la tarifa no lineal es que el precio medio siga al del sustituto relevante en cada tramo de consumo. Al suponer que sólo hay un sustituto, es innecesario modelar tarifas que cambian con el volumen consumido. Al mismo tiempo, la idea fundamental es que las variaciones del precio del gas natural siguen a las del sustituto, no que ambos son exactamente iguales.

4.2.2. Equilibrio sin gas por red

Supóngase, para comenzar, que no hay gas por red y que en el mercado relevante hay n proveedores del sustituto. Sea η la elasticidad de la demanda y $\tau \in [0, \infty]$ la intensidad de la competencia en precio (véase Sutton, 1991 y Symeonidis, 2002)[28]. En ese caso, en equilibrio

$$p^s = \theta^s(n, 0; \eta, \tau) \cdot c^s$$

donde $\theta^s(n, 0; \eta, \tau) > 1$ es el margen de equilibrio y el '0' denota que no hay gas por red.

Tal como dice la tradicional relación entre concentración y precio, este margen es más pequeño mientras mayor sea el número de empresas activas, n ($\theta^s_n < 0$) y cae si la competencia en precios, parametrizada por $\tau \in [0, \infty]$, es más intensa. Así, $\theta^s_\tau < 0$ y

$$\lim_{\tau \to 0} \theta^s(n, 0; \eta, \tau) = \theta^s(1, 0; \eta, \tau) = \frac{\eta(\overline{p}_c)}{\eta(\overline{p}_c) - 1},$$

donde $\overline{p}_c$ es el precio que cobraría un monopolio cuyo costo marginal es c y $\eta(\overline{p}_c)$ es la elasticidad de la demanda evaluada en $\overline{p}_c$; y

$$\lim_{\tau \to \infty} \theta^s(n, 0; \eta, \tau) = 1$$

es el margen bajo competencia perfecta.

4.2.3. Equilibrio cuando hay gas por red

Si además de los productores del sustituto se agrega el distribuidor de gas natural y en equilibrio hay un solo precio, p^*, entonces el precio de equilibrio es igual a

$$p^* = \theta^s(n, 1; \eta, \tau) \cdot c^s, \tag{4.1}$$

[28] La observación de Sutton (1991) es que *dado* n en un mercado el precio de equilibrio puede ser más alto o más bajo dependiendo de cuan intensa sea la competencia en precios. En otras palabras, la intensidad de la competencia puede variar por razones distintas al número de firmas en el mercado. Para una introducción más breve se puede consultar a Galetovic (2007) y Symeonidis (2002, cap. 4).

donde '1' denota que hay un distribuidor de gas por red. Además, si θ^{gr} es el margen del distribuidor de gas por red,

$$p^* = \theta^{\text{gr}}(n, 1; \eta, \tau) \cdot [c^{\text{gr}} + \text{cmg}(\widetilde{m}(X^N(m^*; p^*)); p^*)], \tag{4.2}$$

donde $X^N(m^*; p^*)$ es la cantidad total de gas por red distribuido óptimamente por la distribuidora cuando la cobertura de equilibrio es m^* y el precio de equilibrio es p^*. Las ecuaciones (4.1) y (4.2) son condiciones de equilibrio reducidas tales que cada empresa maximiza utilidades y no le conviene desviarse unilateralmente. Así, en equilibrio

$$p^* = \theta^s(n, 1; \eta, \tau) \cdot c^s = \theta^{\text{gr}}(n, 1; \eta, \tau) \cdot [c^{\text{gr}} + \text{cmg}(\widetilde{m}(X^N(m^*; p^*)); p^*)], \tag{4.3}$$

Márgenes y el distribuidor de gas por red ¿Qué efecto debería tener el distribuidor de gas por red en precios y márgenes? En general, se debería esperar que

$$\theta^s(n, 1; \eta, \tau) \leq \theta^s(n, 0; \eta, \tau), \tag{4.4}$$

vale decir, el margen de los sustitutos del gas por red debería caer si hay una distribuidora. ¿Cuál es la mecánica de esta relación? Un distribuidor de gas por red afecta a la industria por dos canales. Uno es que sustituye capacidad inframarginal de distribución de Btus. El otro es que un competidor más quiere cobrar menos o aumentar la producción para ganar participación en el margen—ésta es la operación de la relación concentración-precios estándar.

Con todo, la caída del margen podría ser menor si, como ocurre hoy en Santiago o las ciudades del sur, los distribuidores del sustituto y la distribuidora de gas por red tienen relaciones de propiedad. Sin embargo, el peor de los casos las relaciones de propiedad podrían eliminar el incentivo a competir por ganar participación, en cuyo caso

$$\theta^s(n, 1; \eta, \tau) = \theta^s(n, 0; \eta, \tau);$$

pero el margen θ^s difícilmente podría aumentar. En efecto, en ese caso extremo el distribuidor de gas por red actuaría como una suerte de planta inframarginal y no afectaría la relación entre concentración y precio.

Competencia perfecta Como sea, nótese que si el mercado del sustituto es perfectamente competitivo, $\theta^s(n, 1; \eta, \tau) = \theta^s(n, 0; \eta, \tau) = 1$ y

$$p^* = c^s = [c^{\text{gr}} + \text{cmg}(\widetilde{m}(X^N(m^*; p^*)); p^*)].$$

Vale decir, el costo marginal de vender el último metro cúbico de gas natural se iguala con el precio del sustituto, que coincide con su costo social. De esto se sigue uno de los resultados más

importantes de este trabajo: si el mercado de los sustitutos es perfectamente competitivo entonces el gas natural se expande hasta que el costo de conectar al grupo de consumo marginal es igual al ahorro de recursos por sustitución del combustible sustituto. De esta forma, cuando el precio del gas natural sigue al precio del combustible relevante alternativo, lo sustituye en la medida de que el costo del combustible ahorrado sea mayor que el costo de agregar a un nuevo grupo de consumidores. En ese sentido, la igualación de precios da una señal eficiente. Más aun, nótese que la sustitución es mayor mientras mayor es el costo del sustituto.

Competencia imperfecta En competencia imperfecta

$$\theta^s(n, 1; \eta, \tau) \cdot c^s = \theta^{\mathrm{gr}}(n, 1; \eta, \tau) \cdot [c^{\mathrm{gr}} + \mathrm{cmg}(\widetilde{m}(X^N(m^*; p^*)); p^*)]$$

La competencia imperfecta crea dos distorsiones. Una es la tradicional diferencia entre costo marginal (en este caso de largo plazo) y precio. La otra es que, en general, la cobertura de la red de gas podría ser mayor o menor que la eficiente. De un lado, todo lo demás constante, el precio de equilibrio más alto reduce el consumo de gas por red de cada grupo de consumo que se conecta, y con ello aumenta el costo marginal de largo plazo de conectar grupos de consumo. Del otro lado, el mayor margen estimula la expansión de la red. El resultado final es ambiguo.

Implicancia Aunque en el modelo el precio de equilibrio del gas natural y del sustituto son iguales, en la práctica los precios no son idénticos por razones de política comercial de cada empresa. Sin embargo, si el mercado relevante del combustible es uno solo, entonces el precio del gas natural varía sistemáticamente con el precio del sustituto. Así, si el precio del gas natural sigue los movimientos del sustituto, tal cosa es indicio de que los combustibles compiten en el mismo mercado relevante. Líneas abajo testeamos esta implicancia.

Precios límite (*limit pricing*) Antes de seguir, conviene aclarar una confusión. A veces se dice que cuando el precio del gas por red y de los sustitutos se igualan o se mueven juntos es indicio de precios límite —el distribuidor de gas por red estaría cobrando justo algo por debajo del precio del sustituto y suficiente para excluir a los competidores. Sin embargo, es sencillo distinguir entre competencia y precios límite: cuando se compite, el gas por red y sus sustitutos conviven. Por el contrario, si hay precios límite, el gas por red alcanza penetraciones de 100% en cada grupo de consumo servido. Ello no ocurre en la práctica.

4.2.4. Rentabilidad y rentas ricardianas

Finalmente, estudiamos la decisión de inversión de la distribuidora de gas natural. Nótese que en este caso el distribuidor recaudará ingresos netos por

$$\begin{aligned} y\left[p^*, m(p^*)\right] &\equiv (p^* - c^{\mathrm{gr}}) \cdot X(p^*) - \int_0^{m(p^*)} (s_m + t_m + r_m) f(m) dm \\ &= \int_0^{m(p^*)} \left[(p^* - c^{\mathrm{gr}}) D(p^s) A_m - s_m - t_m - r_m\right] f(m) dm. \end{aligned} \tag{4.5}$$

Ahora bien, ¿le convendrá invertir al distribuidor de gas natural? Sólo si

$$y\left[p^*, m(p^*)\right] \geq T + P, \tag{4.6}$$

Vale decir, la condición (4.6) indica que las ventas de gas generan una renta ricardiana $y\left[p^*, m(p^*)\right]$ cuyo fin es remunerar a las inversiones. Los retornos decrecientes (en este caso, los volúmenes decrecientes de los grupos de consumo) generan una renta ricardiana y ésta remunera en equilibrio a las inversiones hundidas.

Por cierto, la condición (4.6) es una simplificación, pues el modelo ignora que la decisión de invertir es riesgosa. En efecto, de un lado se comprometen activos por décadas mientras que la mayor parte de los desembolsos ocurre durante los primeros años de vida del proyecto. Del otro lado, la magnitud de esta cuasirenta depende del precio que alcance el sustituto, del costo variable del gas y del nivel de la demanda, variables inciertas cuyo nivel varía durante la vida del proyecto.

4.3. Sobre el mercado relevante

La discusión precedente indica que si gas por red y sustitutos coexisten, los dos precios se mueven juntos (y en el modelo son iguales). A continuación mostraremos que cuando los dos precios están ligados; en ese caso el mercado relevante es uno solo.

La Federal Trade Comission define así al mercado relevante:

> [...] un producto, o grupo de productos y un área geográfica en que es producido o vendido tal que una hipotética firma maximizadora, cuyo precio no es regulado, que fuese el único productor o vendedor presente o futuro de esos productos en ese área probablemente impondría a lo menos un 'pequeño pero significativo aumento permanente' del precio, suponiendo que los términos de venta del resto de los productos se mantienen constantes. [...]
>
> Para determinar si un monopolista hipotético podría encontrarse en posición de ejercer poder de mercado, es necesario evaluar las probables respuestas de la demanda de los consumidores ya sea que se cambien a productos sustitutos o al mismo producto producido por firmas en otros lugares. La naturaleza y magnitud de esos dos tipos

de respuestas de la demanda determinan la extensión del mercado del producto y del mercado geográfico"[29].

Ahora bien, si el precio del gas natural es igual al precio de los sustitutos, entonces a un distribuidor no le conviene imponer un 'pequeño pero significativo aumento permanente' del precio. Por el contrario, si el monopolista hipotético fuese el único vendedor de gas natural y del sustituto, entonces le convendría imponer el pequeño aumento. Así, si las variaciones del precio del gas natural siguen a las variaciones del precio del sustituto, entonces ambos forman parte del mismo mercado relevante.

La misma lógica permite concluir que hay tantos mercados relevantes como sustitutos del gas natural. Por ejemplo, el gas natural compite con el gas licuado en un mercado distinto al del diésel, a pesar de que físicamente es el mismo combustible en ambos mercados. En efecto, un monopolista hipotético de gas natural y diésel impondría un pequeño pero significativo aumento permanente del precio aun sin incluir al gas licuado. Y lo mismo ocurriría con un monopolista hipotético de gas natural y gas licuado—no es necesario agregar el diésel—.

4.4. El mercado relevante: evidencia

4.4.1. Introducción

El Gráfico 4.3 muestra el precio del balón de gas licuado de 45 kg y el precio por el mismo número de Btus del gas por red cobrado por Metrogas a clientes equivalentes entre enero de 2000 y diciembre de 2013 a intervalos de dos semanas[30]. El precio del gas licuado fluctúa; por el contrario, hasta 2007 el precio del gas por red se mantiene por periodos de más de un año. Con todo, al menos visualmente, el precio del gas por red sigue al precio del gas licuado.

El Gráfico 4.4 (a) muestra la diferencia entre el precio del gas por red y el precio gas licuado. Tal como el Gráfico 4.3, el Gráfico 4.4 (a) sugiere tres periodos. Hasta diciembre de 2007 el gas por red siempre es más barato que el gas licuado y la diferencia media de precios es −$3.000 (la mediana es −$2.500). Entre diciembre de 2007 y agosto de 2012 la diferencia media cae a −$300 e, incluso, con cierta frecuencia el gas por red es algo más caro que el gas licuado (de hecho, la mediana es $250 —el gas por red cuesta un poco más que el gas licuado durante más de la mitad de las quincenas). Por último, a partir de agosto de 2012 la diferencia aumenta nuevamente y el gas por red siempre es a lo menos $5.000 más barato.

El cambio de la política de precios de Metrogas a fines de 2007 coincide con la progresiva caída de las exportaciones argentinas de gas natural. De hecho, a mediados de 2007 Metrogas comenzó a inyectarle propano-aire a sus cañerías, el mismo combustible que se envasa en balones de gas licuado. Como sea, nótese que, tanto antes como después del cambio de la política, la diferencia

[29] Véase Federal Trade Commission (1992, sección 1.0). La traducción es nuestra.
[30] Los precios se describen en el Apéndice A

fluctúa mes a mes, pero no diverge. Esto sugiere que cuando el precio del gas licuado se aleja, el precio del gas por red eventualmente lo sigue. Y, como vimos líneas arriba, cuando el gas por red compite, su precio sigue al precio del sustituto. Por lo tanto, un gráfico como 4.4 (a) sugiere que el gas por red y el gas licuado compiten.

El Gráfico 4.4 (b) muestra la misma diferencia, pero en Gasvalpo. Tal como ocurría con Metrogas, hasta octubre de 2008 el gas por red casi siempre es más barato que el gas licuado; la diferencia media es −$3.590 y la mediana es −$3.550. En octubre de 2008, sin embargo, la diferencia cambia de signo. Por un par de meses el gas por red es hasta $10.000 más caro que el gas licuado. Sin embargo, entre diciembre de 2009 y los primeros meses de 2014 la diferencia, aunque volátil, pereciera desaparecer: la media es casi exactamente $0 y la mediana apenas −$24.

Por último, el Gráfico 4.4 (c) muestra la diferencia en Gassur. Al contrario de lo que ocurrió con Metrogas y Gasvalpo, hasta noviembre de 2008 la diferencia, aunque volátil, es apenas $238 (la mediana es $58). En noviembre de 2008, sin embargo, la diferencia aumenta y por un par de meses el gas por red es casi $10.000 más caro que el gas licuado. Sin embargo, entre noviembre de 2008 y los primeros meses de 2014 el gas por red es más caro que el gas licuado: la media de la diferencia es $3.376 y la mediana $3.265.

Por supuesto, las inferencias a partir del gráfico de una serie de tiempo son riesgosas y frecuentemente equivocadas. De manera similar, calcular medias de una serie de tiempo es equivocado a menos que se trate de series estacionarias. A continuación analizamos de manera rigurosa las propiedades de las series de diferencias del precio del gas licuado y el gas por red de Metrogas, Gasvalpo y Gassur[31]. En cada caso, se trata de testear si cuando el precio del gas licuado se aleja, el precio del gas por red lo sigue, quizás con algún rezago. Si así fuera, sería indicio de que el gas por red y el gas licuado compiten en el mismo mercado relevante.

4.4.2. Teoría

El test para discriminar entre hipótesis Sea

$$\delta_t \equiv p_t^{\mathrm{gr}} - p_t^s$$

la diferencia de precios entre el gas por red y el gas licuado, y la secuencia (δ_t) su respectivo proceso estocástico. Si el precio del gas por red sigue al precio del gas licuado, entonces (δ_t) es un proceso estocástico estacionario en el sentido débil, vale decir

$$\mathsf{E}\left[\delta_t\right] = \overline{\delta},$$

[31] Esta sección fue escrita con Cristián Hernández.

la esperanza incondicional es constante en el tiempo. En términos económicos, $\overline{\delta}$ es la diferencia de equilibrio entre los dos precios. Si esta diferencia esperada o de equilibrio es constante, la diferencia tiende a volver a su valor de equilibrio constante cada vez que el precio del gas licuado se aleja o se acerca al precio del gas por red[32]. Entonces el precio del gas por red sigue al precio del gas licuado y se concluye que los dos combustibles compiten en el mismo mercado relevante.

Por el contrario, si la serie (δ_t) no es estacionaria, entonces $\mathsf{E}[\delta_t]$ no es constante. Cada vez que el precio del gas licuado se aleja del precio del gas por red la diferencia permanece y no vuelve a su nivel anterior. Entonces el precio del gas por red no sigue al precio del gas licuado y se concluye que los dos combustibles no compiten porque no están en el mismo mercado relevante.

De lo anterior se deducen nuestras hipótesis a testear. La hipótesis nula es que (δ_t) no es estacionaria; la hipótesis alternativa es que (δ_t) es estacionaria. Si se acepta la hipótesis nula, concluimos que los dos combustibles no están en el mismo mercado relevante. Por el contrario, si se *rechaza* la hipótesis nula, se acepta la hipótesis alternativa y concluimos que los dos combustibles están en el mismo mercado relevante.

El ajuste al equilibrio y sus propiedades Supóngase que el gas por red y el gas licuado compiten en el mismo mercado relevante. Si bien el precio del gas por red seguirá al precio del gas licuado, normalmente tardará un tiempo en ajustarse. Formalmente, esto implica lo siguiente. Supóngase que cuando la diferencia δ_t se desvía de $\overline{\delta}$ en valor esperado, tarda τ periodos en volver al valor de equilibrio $\overline{\delta}$. Además, sea $\mathcal{F}_t \equiv (\delta_t, \delta_{t-1}, \delta_{t-2}, ...)$ la historia de las diferencias de precio hasta t. Entonces, para todo τ e $i = 0, 1, 2, ...$

$$\mathsf{E}[\delta_{t+\tau+i}|\mathcal{F}_t] = \bar{\delta}. \tag{4.7}$$

La condición (4.7) dice que si se ha de proyectar la diferencia de precios en τ o más periodos la mejor predicción es que será igual a su nivel de equilibrio, $\bar{\delta}$. Esto es consecuencia de que la serie sea estacionaria.

Ahora bien, nótese que para $j = 1, 2, ..., \tau - 1$, en general

$$\mathsf{E}[\delta_{t+j}|\mathcal{F}_t] \neq \bar{\delta},$$

a pesar de que

$$\mathsf{E}[\delta_{t+j}] = \bar{\delta}.$$

Vale decir, conocer la historia $\mathcal{F}_t$ permite afinar la predicción en t del valor que tomará δ_{t+j} durante

[32] La media $\mathsf{E}[\delta_t]$ podría variar en el tiempo. Por ejemplo, podría ser una función con tendencia o puede ocurrir un cambio estructural la haga variar por una vez en un monto discreto. Cuando la diferencia tiene tendencia, la serie (δ_t) es estacionaria en torno a una tendencia en el sentido débil si al controlar por la tendencia la media es constante. De manera similar, cuando ocurre un cambio estructural, la serie (δ_t) es estacionaria en el sentido débil si la serie tiene media constante aunque distinta antes y después del cambio estructural.

cada uno de los siguientes $\tau-1$ periodos. Por lo mismo, las materializaciones de la diferencia entre $t+1$ y $\tau-1$, $(\delta_{t+1}, \delta_{t+2}, ..., \delta_{t+\tau-1})$ se pueden usar para afinar la predicción de $\delta_{t+\tau}$ en $t+\tau-1$. Y, por eso, quizás la predicción de $\mathsf{E}\left[\delta_{t+\tau+i}|\mathcal{F}_t\right]$ podría afinarse proyectando primero $\mathsf{E}\left[\delta_{t+\tau+i}|\mathcal{F}_{t+k-1}\right]$ con cada una de las historias $\mathcal{F}_{t+\tau-1}$ posibles hasta $t+\tau-1$, luego condicionando en la historia conocida $\mathcal{F}_t$ y, finalmente, calculando

$$\mathsf{E}\left[\mathsf{E}\left[\delta_{t+\tau+i}|\mathcal{F}_{t+\tau-1}\right]|\mathcal{F}_t\right]$$

Sin embargo, tal cálculo es innecesario porque según la ley de esperanza iterada también se cumple que para todo τ e $i = 0, 1, 2, ...$

$$\mathsf{E}\left[\delta_{t+\tau+i}|\mathcal{F}_t\right] = \mathsf{E}\left[\mathsf{E}\left[\delta_{t+\tau+i}|\mathcal{F}_{t+\tau-1}\right]|\mathcal{F}_t\right] = \bar{\delta};$$

es decir, para todo τ e $i = 0, 1, 2, ...$ la esperanza de $\delta_{t+\tau+i}$ condicional a las materializaciones de la diferencia hasta $t+\tau-1$ $(\mathcal{F}_{t+\tau-1})$ no depende de la historia de la diferencia hasta t $(\mathcal{F}_t)$.

De la teoría a la estimación Ahora bien, si para todo τ la esperanza de $\delta_{t+\tau}$ condicional en $\mathcal{F}_{t+\tau-1}$ es sólo función de $(\delta_{t+\tau-1}, \delta_{t+\tau-2}, ..., \delta_{t+1})$, entonces

$$\mathsf{E}\left[\delta_{t+\tau}|\mathcal{F}_{t+\tau-1}\right] = g\left(\delta_{t+\tau-1}, \delta_{t+\tau-2}, ..., \delta_{t+1}\right).$$

Esto se cumple para todo t y τ. En particular, si $\tau = 0$,

$$\mathsf{E}\left[\delta_t|\mathcal{F}_{t-1}\right] = g\left(\delta_{t-1}, \delta_{t-2}, ..., \delta_{t-(\tau-1)}\right). \tag{4.8}$$

De esto se sigue que existe un modelo autorregresivo

$$\delta_t = g(\delta_{t-1}, \delta_{t-2}, ..., \delta_{t-(\tau-1)}) + e_t,$$

con $\mathsf{E}\left[e_t|\mathcal{F}_{t-1}\right] = 0$[33]. La forma funcional de g es desconocida y, por eso, correspondería estimarla con métodos no paramétricos. Sin embargo, nuestra muestra no es suficientemente grande y por

[33] **Demostración:** Nótes que

$$\mathsf{E}\left[\delta_t|\mathcal{F}_{t-1}\right] = g(\delta_{t-1}, \delta_{t-2}, ..., \delta_{t-\tau+1}) + \mathsf{E}e\left[_t|\mathcal{F}_{t-1}\right]. \tag{4.9}$$

Así, de (4.8) y (4.9)

$$g\left(\delta_{t-1}, \delta_{t-2}, ..., \delta_{t-\tau+1}\right) \equiv g(\delta_{t-1}, \delta_{t-2}, ..., \delta_{t-\tau+1}) + \mathsf{E}e\left[_t|\mathcal{F}_{t-1}\right],$$

de donde se concluye que $\mathsf{E}\left[e_t|\mathcal{F}_{t-1}\right] = 0$.

eso conviene usar la función lineal

$$\delta_t = \beta_0 + \sum_{k=1}^{\tau-1} \beta_k \delta_{t-k} + u_t$$

Esta función es el mejor predictor lineal de δ_t. Por lo tanto, u_t es el error del modelo de proyección con $\mathsf{E}(u_t) = 0$[34]. Para simplificar la notación, definimos

$$\boldsymbol{\delta}_t(\tau) \equiv (1, \delta_{t-1}, \delta_{t-2}, ..., \delta_{t-\tau+1})'$$

y

$$\boldsymbol{\beta}(\tau) \equiv (\beta_0, \beta_1, ..., \beta_{\tau-1})'.$$

Así

$$\delta_t = \boldsymbol{\delta}_t(\tau)'\boldsymbol{\beta}(\tau) + u_t, \tag{4.10}$$

con $\mathsf{E}\left[\boldsymbol{\delta}_t(\tau) \cdot u_t\right] = 0$[35]. Esto implica que

$$\bar{\delta} = \mathsf{E}\left[\delta_t\right] = \beta_0 + \sum_{k=1}^{\tau-1} \beta_k \mathsf{E}\left[\delta_{t-k}\right] = \beta_0 + \sum_{k=1}^{\tau-1} \beta_k \bar{\delta}.$$

Despejando, se obtiene

$$\bar{\delta} = \beta_0 \left(1 - \sum_{k=1}^{\tau-1} \beta_k\right)^{-1}. \tag{4.11}$$

Por lo tanto, la diferencia de equilibrio $\bar{\delta}$ se puede estimar una vez estimado $\boldsymbol{\beta}$.

4.4.3. Estimación

La ecuación a estimar El modelo (4.11) se puede estimar en forma consistente con mínimos cuadrados ordinarios (MCO). Luego, el estimador $\widehat{\boldsymbol{\beta}}(\tau)$ de $\boldsymbol{\beta}(\tau)$ es

$$\widehat{\boldsymbol{\beta}}(\tau) = \left(\sum_{t=1}^{T-(\tau-1)} \boldsymbol{\delta}_t(\tau)\boldsymbol{\delta}_t(\tau)'\right)^{-1} \left(\sum_{t=1}^{T-(\tau-1)} \boldsymbol{\delta}_t(\tau)\delta_t\right),$$

donde T es el número de observaciones.

La diferencia de precios es una serie de tiempo y la matriz de covarianzas de los parámetros se debe estimar con un estimador consistente y robusto a la autocorrelación y la heteroscedasticidad. Por eso usamos el estimador de Newey-West (1987).

[34] Uno de los componentes de $\boldsymbol{\delta}_t(\tau)$ es una constante. Por lo tanto, $\mathsf{E}(u_t) = 0$ para todo t.por construcción.

[35] La propiedad $\mathsf{E}\left[\boldsymbol{\delta}_t(\tau)u_t\right] = 0$ es una implicancia de que el coeficiente $\boldsymbol{\beta}(\tau)$ es el mejor predictor lineal de δ_t, es decir,

$$\boldsymbol{\beta}(\tau) = \mathsf{E}\left[\boldsymbol{\delta}_t(\tau)\boldsymbol{\delta}_t(\tau)'\right]^{-1} \mathsf{E}\left[\boldsymbol{\delta}_t(\tau)y_t\right].$$

Rezagos En el Apéndice A.2 estimamos τ, el largo del ajuste. Encontramos que es igual a tres quincenas ($\tau = 3$) en las series de Metrogas y Gassur, e igual a dos quincenas ($\tau = 2$) en la serie de Gasvalpo. El ajuste, bastante rápido, quizás podría sorprender porque, tal como lo muestra el Gráfico 4.3, hasta 2007 Metrogas mantuvo su precio constante por periodos largos varias veces; cosa similar ocurrió con Gasvalpo. ¿Cómo es posible que largos periodos con un precio fijo convivan con ajustes rápidos?

La explicación es que cuando los dos combustibles compiten, importa cómo se comporta la diferencia y no cada combustible por separado. Es una tautología que si el precio del gas licuado aumenta y el precio del gas por red permanece constante, la diferencia aumenta. Sin embargo, durante muchas quincenas el precio del gas licuado también bajó, disminuyendo la diferencia. Por lo tanto, la rapidez de los ajustes sugiere que las distribuidoras reaccionaban rápidamente ante cambios permanentes del precio de los sustitutos, pero que no cambiaban su precio cuando los cambios eran transitorios.

Conviene mencionar que, tal como se explica en el Apéndice A.2, el número de rezagos sólo se puede estimar con una submuestra estacionaria. Esto podría parecer limitativo, pero no lo es. En efecto, si no es posible encontrar una submuestra estacionaria entonces la diferencia de precios no sería estacionaria y se concluiría de inmediato que los dos combustibles no compiten en el mismo mercado relevante.

Cambio estructural En el Apéndice A.3 mostramos que las series de la diferencia de precios de Metrogas, Gasvalpo y Gassur contienen un cambio estructural, las que se señalan en el Gráfico 4.4 (a), (b) y (c) con línea punteada. Nuestra estimación puntual es que cambio estructural de la serie de Metrogas ocurre el 5 de diciembre de 2007. El intervalo de confianza de 90% de cobertura asintótica de Bai (1997) va desde el 16 de agosto de 2007 al 31 de marzo de 2008; el intervalo de confianza de 95% de cobertura asintótica va desde el 4 de julio de 2007 al 7 de mayo de 2008 (nótese que mientras más amplio el intervalo, más probable es que se incluya la fecha del cambio, pero más impreciso es el intervalo).

De manera similar, la estimación puntual de la fecha del cambio estructural de la serie de Gasvalpo es el 24 de septiembre de 2008. En este caso, el intervalo de confianza de 90% de cobertura asintótica propuesto por Bai (1997) indica que el cambio estructural ocurrió entre el 27 de agosto de 2008 y el 22 de octubre de 2008; el intervalo de confianza de 95% de cobertura asintótica va desde el 13 de agosto de 2008 al 5 de noviembre de 2008.

Por último, la fecha estimada del cambio estructural de Gassur es el 18 de noviembre de 2008. El intervalo de confianza de 90% de cobertura asintótica va desde el 8 de octubre de 2008 al 30 de diciembre de 2008; el intervalo de confianza de 95% de cobertura asintótica va desde el 24 de septiembre de 2008 al 13 de enero de 2009.

El cambio estructural fuerza a distinguir entre periodos. Como discutimos en el Apéndice A.3, conviene estimar una variante de la ecuación (4.10) que permite estimar una sola ecuación.

Supóngase que t_1 es la fecha del cambio estructural y sea $\mathcal{I}$ la función indicador con

$$\mathcal{I}(t < t_1) = \begin{cases} 1 & \forall t < t_1 \\ 0 & \forall t \geq t_1, \end{cases}$$

y

$$\mathcal{I}(t \geq t_1) = \begin{cases} 0 & \forall t < t_1 \\ 1 & \forall t \geq t_1, \end{cases}$$

Entonces estimaremos

$$\delta_t = \boldsymbol{\delta}_t' \boldsymbol{\beta}_1 \mathcal{I}(t < t_1) + \boldsymbol{\delta}_t' \boldsymbol{\beta}_2 \mathcal{I}(t \geq t_1) + u_t \tag{4.12}$$

con $\mathsf{E}\left[\boldsymbol{\delta}_t u_t\right] = 0$.

Es conveniente notar que para estimar la ecuación de Metrogas truncamos la serie a partir del 23 de Agosto de 2012. En esa fecha cambió la política de precios de Metrogas cuando entró en vigencia el contrato de largo plazo de compra de GNL, y no es necesario testear el cambio estructural (en cualquier caso, la serie que comienza después del primer cambio estructural es muy corta a esa fecha, lo que impide testear).

También es conveniente notar que las series podrían contener una tendencia lineal γt. En ese caso se estima

$$\delta_t = \left(\gamma_1 t + \boldsymbol{\delta}_t' \boldsymbol{\beta}_1\right) \mathcal{I}(t < t_1) + \left(\gamma_2 t + \boldsymbol{\delta}_t' \boldsymbol{\beta}_2\right) \mathcal{I}(t \geq t_1) + u_t. \tag{4.13}$$

4.4.4. Resultados

El testeo de la hipótesis nula Estimados los rezagos y la fecha del cambio estructural se puede testear la hipótesis nula de que las series resultantes tienen raíces unitarias antes y después de t_1 —es decir, que no son estacionarias. Si la hipótesis nula no se pudiese rechazar, sería evidencia directa y concluyente de que el gas por red y el gas licuado no compiten en el mismo mercado relevante. Para testear esta hipótesis nula, usamos la prueba Dickey-Fuller aumentada de raíz unitaria con seis rezagos[36].

En el caso de Metrogas el valor p del estadístico es $0,0093$ antes del cambio estructural y $0,0002$ después. Por lo tanto, rechazamos la hipótesis nula de que la serie tenga raíz unitaria al 1% —el gas por red y el gas licuado compiten en el mismo mercado relevante.

En la serie de Gasvalpo incluímos una tendencia. El valor p del estadístico es $0,0157$ antes del cambio estructural y $0,0018$ después. Por lo tanto, también rechazamos la hipótesis nula de que la serie tenga raíz unitaria, esta vez al 2%.

Por último, para Gassur se realizó la prueba de Dickey-Fuller aumentada con seis rezagos y tendencia a la serie del diferencial de precios para antes y después del 18 de noviembre de 2008.

[36] Estos seis rezagos no son los mismos que τ. La explicación está en el Apéndice A.4.

En la serie de Gassur, también incluimos una tendencia. El valor p del estadístico es $0,0197$ antes del cambio estructural y rechazamos la hipótesis nula de que la serie tenga raíz unitaria antes del cambio estructural, esta vez al 2%. Después del cambio estructural, sin embargo, el valor p del estadístico es $0,0567$. Por lo tanto, se rechaza la hipótesis nula de que la serie es estacionaria alrededor de la tendencia al 10%, mas no al 5% —la evidencia de que la diferencia de precios del gas por red y el gas licuado es estacionaria es un tanto menos fuerte. Volveremos sobre esto líneas abajo.

La diferencia de equilibrio antes del cambio estructural La estimación de la ecuación (4.12) de Metrogas, Gasvalpo y Gassur se reporta en el Cuadro 4.1. El error estándar estimado se muestra entre paréntesis debajo del coeficiente; el valor p se muestra entre corchetes; y el intervalo de confianza al 95% también se muestra entre corchetes. En cada caso, la primera columna muestra los coeficientes estimados antes del cambio estructural y la segunda columna muestra los coeficientes estimados después del cambio estructural.

La columna (1.1) muestra que hasta el 5 de diciembre de 2007 el gas por red fue unos \$3.000 más bajo que el precio del gas licuado:

$$\widehat{\overline{\delta}} = \frac{-544}{1-(0,89+0,13-0,21)} = -2.863.$$

En el caso de Gasvalpo estimamos con una tendencia. Sin embargo, antes del cambio estructural, y como se puede apreciar en la columna (2.1) del Cuadro 4.1, el coeficiente estimado es económicamente insignificante y, en cualquier caso, aceptamos la hipótesis nula de que el coeficiente es cero con holgura. Por eso, la diferencia de equilibrio estimada antes del cambio estructural es

$$\widehat{\overline{\delta}} = \frac{-715}{1-(0,91-0,17)} = -2.750,$$

parecida a la de Metrogas.

En el caso de Gassur también estimamos con una tendencia. Tal como en el caso de Gasvalpo, y como se puede apreciar en la columna (3.1) del Cuadro 4.1, antes del cambio estructural el coeficiente estimado es económicamente insignificante y, en cualquier caso, aceptamos la hipótesis nula de que el coeficiente es cero con holgura. Más aun. Como se puede apreciar en la columna (3.1), la hipótesis nula que $\beta_0 = 0$ se acepta con holgura y, por lo tanto, $\overline{\delta} = 0$ —Gassur no solo siguió al precio del gas licuado sino que cobró el mismo precio.

En conclusión, caben pocas dudas que el gas por red y el gas licuado compiten en el mismo mercado relevante. Más aun. Mientras Metrogas y Gasvalpo vendieron gas argentino y pagaron precios similares, cobraron precios muy parecidos a clientes finales —poco menos que \$3.000 menos que el gas licuado—. Esto sugiere políticas de precios similares, a pesar de que la propiedad de Metrogas está en manos de distribuidores de gas licuado (Gasco, Abastible y, en menor medida,

Lipigas), mientras que ningún distribuidor de gas licuado participa en la propiedad de Gasvalpo —evidencia de que la estructura de propiedad no afecta el comportamiento de los distribuidores de gas por red.

La diferencia de equilibrio después del cambio estructural Después del cambio estructural, Metrogas cobró lo mismo que el gas licuado. En efecto, como se puede apreciar en la columna (1.2) del Cuadro 4.1, ahora la hipótesis nula que $\beta_0 = 0$ se acepta con holgura y en ese caso $\overline{\delta} = 0$. Nuevamente, el precio del gas por red sigue al precio del gas licuado.

El comportamiento de la diferencia de precio es un tanto distinto en el caso de Gasvalpo y Gassur. Aunque las series también son estacionarias, lo son alrededor de una tendencia, estadísticamente significativa al 1%, tal que la diferencia cae en alrededor de $70 cada dos semanas[37]. Si las regresiones estuviesen capturando un hecho, sería difícil interpretarlo económicamente. Pero aritméticamente, el resultado de la regresión no es difícil de entender mirando los Gráficos 4.4 (b) y (c).

Consideremos primero a Gasvalpo. Cuando ocurrió el cambio estructural en octubre de 2008, aumentó su precio y la diferencia saltó desde $0 hasta casi $15.000 (cuando un balón de 45 kg. se vendía en poco más de $30.000). Sin embargo, la diferencia cae rápidamente durante todo 2009 y luego fluctúa bastante, pero alrededor de $0. Por eso, la tendencia que captura la regresión seguramente es espuria: un par de meses al comienzo de la serie con diferencias muy grandes con una caída rápida y fuerte que la regresión promedia entre 2009 y 2013. Reconocido esto, los datos parecieran estar contando una historia distinta: durante unos meses el precio del gas por red aumentó muy por encima del precio del gas licuado, pero Gasvalpo se vio obligado a reducir la diferencia.

En el caso de Gassur la aritmética seguramente recoge la caída bastante grande de la diferencia durante los meses finales del periodo. En ambos casos, sin embargo, no se pueden testear cambios estructurales, porque con muestras tan pequeñas los tests son inútiles.

5. Sobre monopolios naturales e instalaciones esenciales

Hemos visto que los precios del gas por red y el gas licuado están ligados y la cobertura y penetración del gas natural son parciales; eso indica que ambos compiten y que el gas por red no es un monopolio natural. Con todo, el lector podría confundirse, porque se ha dicho que la distribución de gas natural está sujeta a economías de escala y se trata de una red. Sin embargo, hemos mostrado que el distribuidor de gas por red no tienen una ventaja irremontable de costos, aun en aquellas zonas por donde ha desplegado red terciaria y que las economías de escala se agotan a niveles de distribución menores que el del mercado. Más aun, desde hace tiempo se sabe que las economías de

[37] El álgebra de este cálculo se presenta en el Apéndice A.5.

escala no son necesarias ni suficientes para que exista un monopolio natural, y tampoco una red no es suficiente para que exista un monopolio natural. En realidad, el origen de la confusión pareciera estar en que muchos analistas parecieran desconocer que la condición necesaria y suficiente del monopolio natural es que la función de costos sea subaditiva en el rango relevante. En esta sección explicamos y aplicamos el test directo de monopolio natural y luego discutimos si acaso la red de distribución de gas es una instalación esencial.

5.1. Monopolio natural y subaditividad

5.1.1. Fundamentos: subaditividad y coexistencia

Se dice que existe un *monopolio natural* si la función de costos es estrictamente subaditiva sobre el rango completo de *outputs* relevantes[38]. Técnicamente, subaditividad significa lo siguiente:

Definición 1 (Panzar [1989, p. 23]). *Sea C una función de costos y $\mathbf{x}$ un vector de productos. C es estrictamente subaditiva en $\mathbf{x}$ si para cualquier y todos los vectores $\mathbf{x}^1, \mathbf{x}^2, ...\mathbf{x}^k$, $\mathbf{x}^i \neq \mathbf{x}$, $i = 1, 2, ..., k$ tal que $\sum \mathbf{x}^i = \mathbf{x}$, ocurre que $\sum C(\mathbf{x}^i) > C(\mathbf{x})$.*

Es decir, una función de costos es subaditiva para un nivel de producción $\mathbf{x}$ si es más barato producir el vector $\mathbf{x}$ en una sola planta o empresa. Ahora bien, si el rango relevante de producción son todos los vectores $\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x}^j \leq \mathbf{x}$, la industria es un monopolio natural si la función de costos C es subaditiva para cada $\mathbf{x}^j \in [\underline{\mathbf{x}}, \mathbf{x}]$.

Ahora bien, para aplicarle la Definición 1 al caso que nos ocupa, es necesario tener en cuenta que la función de costos del distribuidor de gas por red es distinta a la función de costos de las empresas que proveen el sustituto; y que los costos de distribuir gas por red se incurren a nivel de grupos de consumo. Así, supóngase que quienes pertenecen a un grupo de consumo indizado por m consumen x_m unidades. Se trata, entonces, de averiguar el mínimo costo de entregar el consumo de gas natural de todos los grupos $(x_m)_0^M$ con cualquier combinación posible del gas natural y el sustituto.

Para hacerlo, nótese que el costo de proveer a los clientes del grupo m con el sustituto es $c^s \cdot x_m$. Así, el costo agregado de proveer a los grupos de consumo $m \subset [\underline{m}, \overline{m}]$ con el sustituto es

$$C_s((x_m)_{\underline{m}}^{\overline{m}}) \equiv c^s \cdot \int_{\underline{m}}^{\overline{m}} x_m f(m) dm,$$

donde $(x_m)_{\underline{m}}^{\overline{m}}$ es un vector que resume el consumo de cada grupo en $[\underline{m}, \overline{m}]$[39].

[38] Véase Panzar (1989, p. 24)

[39] La completa generalidad se alcanza considerando subconjuntos arbitrarios de grupos de consumo que no son necesariamente intervalos continuos $[\underline{m}, \overline{m}] \subset [0, M]$. Tal generalidad, sin embargo, no agregaría mucho al análisis.

Por otro lado, el costo de entregar x_m unidades de gas natural al grupo m es

$$s_m + t_m + r_m + c^{\text{gr}} \cdot x_m$$

Además, para proveer estas unidades se requieren inversiones por $T + P$. Así, el costo de servir $(x_m)_{\underline{m}}^{\overline{m}}$ es

$$C_{\text{gr}}((x_m)_{\underline{m}}^{\overline{m}}) = (T + P) + \int_{\underline{m}}^{\overline{m}} (s_m + t_m + r_m + c^{\text{gr}} \cdot x_m) f(m) dm.$$

Nótese que la red de distribución se beneficia de un tipo de economías de escala, porque para todo $\rho > 1$

$$C_{\text{gr}}((\rho x_m)_{\underline{m}}^{\overline{m}}) < \rho \cdot C_{\text{gr}}((x_m)_{\underline{m}}^{\overline{m}}); \tag{5.2}$$

Esto es simple consecuencia de que parte de los costos (en este caso, buena parte de los costos) no varían con la cantidad distribuida de gas. Sin embargo, esto no implica que la función de costos para servir al mercado relevante sea subaditiva, porque, como veremos líneas abajo al comparar Santiago con Magallanes, se trata de una economía de escala técnica pero económicamente irrelevante.

Para apreciar por qué, considérese ahora el vector de consumo de equilibrio, $(x_m(p^s))_0^M$. El costo total de proveer este vector de consumo con gas por red sería

$$C_{\text{gr}}((x_m(p^s))_0^M) = (T + P) + \int_0^M [s_m + t_m + c^{\text{gr}} \cdot x_m(p^s)] f(m) dm.$$

Sin embargo, el costo mínimo de proveer $(x_m(p^s))_0^M$ (es decir, el valor de la función de costos agregada evaluada en $(x_m(p^s))_0^M$) se alcanzaría sirviendo a los grupos de consumo $m \in [0, \overline{m}(c)]$ con gas por red y a los grupos de consumo $m \in (\overline{m}(c^s), M]$ con el sustituto, porque

$$\int_{\overline{m}(c^s)}^M [s_m + t_m + r_m + c^{\text{gr}} \cdot x_m(p^s)] f(m) dm > c^s \cdot \int_{\overline{m}(c^s)}^M x_m(p^s) f(m) dm.$$

Así,

$$\begin{aligned} C_{\text{gr}}((x_m(p^s))_0^M) &= T + P + \int_0^M [s_m + t_m + r_m + c^{\text{gr}} \cdot x_m(p^s)] f(m) dm \\ &> T + P + \int_0^{\overline{m}(c)} [s_m + t_m + r_m + c^{\text{gr}} \cdot x_m(p^s)] f(m) dm + c^s \cdot \int_{\overline{m}(c)}^M x_m(p^s) f(m) dm, \\ &= C_{\text{gn}}((x_m(p^s))_0^{\overline{m}(c)}) + C_s((x_m(p^s))_{\overline{m}(c)}^M). \end{aligned}$$

Así, se puede concluir que la función de costos para servir al mercado relevante no es subaditiva en el rango pertinente. Por lo tanto si el gas por red convive con el sustituto en equilibrio el distribuidor no es un monopolio natural.

Para demostrar que la función de costos pertinente cuando se trata de servir al mercado relevante no es subaditiva elegimos un $(x_m)_0^M$ particular y mostramos que, para ese *output*, la función de costo no lo era. Esto es suficiente para demostrar la afirmación pues basta con encontrar un solo nivel de producción para demostrar que la función de costos no es subaditiva en el rango relevante.

Pero el punto económico es a la vez simple y fundamental: clientes que compran volúmenes pequeños, incluso dentro de una manzana por donde ya pasa la red, no justifican las inversiones adicionales necesarias para venderles gas natural. Por eso, concentrar todas las ventas en una sola empresa distribuidora de gas natural no minimiza el costo total de servir al mercado relevante. Así, el resultado indica que cuando los combustibles coexisten en el mismo mercado relevante la distribución de gas natural no es un monopolio natural—se ahorran costos sirviendo a parte del mercado con una tecnología divisible—. Y con ello se va la principal justificación de la posible regulación de la distribución de gas por redes.

5.1.2. Evidencia: el test del monopolio natural en Santiago

Un monopolio natural tiene una ventaja de costos irremontable para cualquier sustituto a la escala de la demanda del mercado relevante. En este caso, la industria sería un monopolio natural si conducir y distribuir Btus por red fuese considerablemente más barato que hacerlo por balón o estanques.

Según la estimación de Metrogas, y tal como se muestra en el Cuadro 5.1, en 2013 los hogares y comercios de Santiago consumieron 12 billones de Btus de gas natural distribuido por red. La anualidad de la inversión de la distribución por red (que no incluye al combustible) suma US$186,5 millones y el costo de distribución por millón de Btus (MMBtu) es igual a US$15,6[40,41,42]. Al mismo tiempo, en 2013 los hogares y comercios de Santiago consumieron 19,3 billones de Btus de gas licuado distribuidos en balón o a granel: 1,9 billones de Btus en zonas por donde pasa la red de Metrogas (columna 2, "gas licuado, densificación") y 17,4 billones de Btus en zonas por donde no pasa la red[43]. El costo total de distribución, si todo se hubiese distribuido en balones de 45kg, hubiese sido US$268,2 millones ($= 26,4 + 241,9$)[44]. En promedio, cada millón de Btus distribuido hubiese costado US$13,9. En conclusión, distribuir hoy los 31,3 billones de Btus combinando gas

[40] El costo de distribuir el gas licuado es algo menor, porque una parte se vende a granel. Por eso, seguramente el cálculo sobreestima el costo de distribuir gas licuado.

[41] Recuérdese que alrededor de un tercio de la anualidad es el costo anualizado de conectar consumidores a la red de gas, reconvertir sus aparatos para que puedan consumir gas por red y certificarlos ante la SEC.

[42] Los activos de la red de distribución, incluyendo las reconversiones, se valoran a valor nuevo de reemplazo a precios de mercado de 2013. La tasa de descuento se supuso igual a 11%.

[43] Se trata de una estimación; no tuvimos acceso a los datos de ventas de distribuidores de GLP en Santiago.

[44] Como ya se dijo líneas arriba, el costo de distribución del gas licuado en balones de 45 kg se estimó restándole al precio de venta a consumidores el costo del gas licuado. Los precios se recolectaron semanalmente entre enero y agosto de este año. El costo promedio resultó ser US$13,9 MMBtu; el coeficiente de variación es igual a 1,7%.

por red y gas en balón o estanque mediante camiones cuesta US$454,7 millones de dólares o US$14,5 MMBtu . Esto implica que si la distribución de Btus por red fuese un monopolio natural, el costo total y por Btu debería ser menor.

¿Qué dice el test del monopolio natural? El panel B del Cuadro 5.1 muestra que agregar a los clientes que no consumen gas por red a pesar de estar en manzanas por donde la red pasa (columna 2, "gas por red, densificación") costaría US$18,1 MMBtu, más que los US$13,9 MMBtus que cuesta distribuirlos por balón. Y en aquellas zonas por donde no pasa la red (columna 4, "gas licuado sin red"), el costo es aun mayor, US$21 MMBtu. En total, el costo de la anualidad de la inversión necesaria para distribuir los 19,3 billones de Btus por red sería US$439,4 millones, 64% más (columna 4, "total"). Así, el costo total de distribuir los 31,3 billones de Btus por red sería US$626 millones de dólares, 38% más que el costo de distribución actual. Por supuesto, este cálculo no es completamente exacto; sin embargo, la magnitud de la diferencia es suficientemente grande para concluir que el costo total de distribución por red es mayor que la situación actual—la distribución de Btus en Santiago no es monopolio natural.[45]

¿Por qué aumentarían los costos de distribución si se eliminase el gas licuado? Como se vio líneas arriba en la sección 3, el costo incremental de extender la red terciaria es creciente. Por el contrario, el costo de distribuir gas en balón o a granel requiere inversiones divisibles y varía menos entre clientes. Por eso, la función de costos de distribución del gas por balón o a granel exhibe retornos constantes a escala, hecho aparente de la baja variación del costo de distribución entre ciudades de Chile. La combinación de costos marginales y medios de largo plazo constantes de distribuir gas licuado y de costos incrementales crecientes de distribuir gas por red implica que en el óptimo ambas forma de distribuir Btus conviven, dentro de Santiago como, incluso, dentro de una misma manzana.

¿Qué tan grandes es esta variación de costos relativos? El Plano 5.1 muestra el costo de distribuir Btus por red relativo al costo de distribuirlas en balones de 45 kg. En verde oscuro se pintan las manzanas tales que el costo por millón de Btu de distribuir por una red es no más que la mitad del costo de distribución por balón de 45 kg. En verde claro se pintan las manzanas tales que la razón varía entre 0,5 y 1. En naranjo, aparecen las manzanas tales que el costo de distribuir gas por red es entre una y dos veces el costo de distribuirlas por balón de 45 kg. Por último, en rojo aparecen las manzanas tales que la razón es dos veces o más. Si la distribución de gas por red fuese monopolio natural, todo el plano sería de color verde oscuro. Por el contrario, en el plano predomina el naranjo y hay más hectáreas cubiertas de rojo que de verde.

El Plano 5.2 le superpone la red de distribución de gas al Plano 5.1. Se puede apreciar que la red terciara tiende a estar desplegada sobre las manzanas verdes. Más interesante aun, cuando hay red terciaria fuera del cono oriente de Santiago, ésta aparece en manzanas donde es más barato

[45] Los supuestos para estimar el consumo y la inversión para conectar a quienes no son clientes de Metrogas están en el Apéndice B.

distribuir gas por red que en balón. Y el que la penetración del gas por red no sea 100% en buena parte de las manzanas por donde pasa la red tampoco debería sorprender, pues predominan los verdes claro — nuevamente, esto confirma que la ventaja de costos de distribuir gas por red, si bien existe en determinadas zonas, no es irremontable.

5.1.3. El monopolio natural chileno

Es interesante contrastar la región de Magallanes, donde la cobertura de gas natural es completa y el gas licuado es casi inexistente, con Santiago, Concepción y la región costera de Valparaíso, ciudades donde el gas natural coexiste con el gas licuado. Al contrario de lo que ocurre en esas ciudades, en Magallanes el precio del gas natural residencial se regula; pero ahí se cumplen las condiciones tales que a la distribución de gas natural es un monopolio natural.

Para apreciar por qué, denotaremos por p_r al precio regulado. De la cobertura completa de gas natural se puede deducir que $p_r < c^s$ y que la cantidad demandada por cada grupo de consumo es $x_m(p_r) = A_m D(p_r)$. La irrelevancia del sustituto sugiere que para todo $m \in [0, M]$

$$\int_m^M \left[s_{m'} + t_{m'} + r_{m'} + c^{\mathrm{gr}} \cdot x_{m'}(p^r)\right] f(m')dm' < c^s \cdot \int_m^M \lambda_{m'} A_{m'} D(p^r) f(m')dm',$$

es decir, el costo directo de servir a los clientes de alto costo por unidad vendida es mayor con el sustituto que con gas natural. Por lo tanto,

$$\begin{aligned} C_{\mathrm{gr}}((x_m(p^r))_0^M) &= T + P + \int_0^M \left[s_{m'} + t_{m'} + r_{m'} + c^{\mathrm{gr}} \cdot x_{m'}(p^r)\right] f(m')dm' \\ &< T + P + \int_0^m \left[s_{m'} + t_{m'} + r_{m'} + c^{\mathrm{gr}} \cdot x_{m'}(p^r)\right] f(m')dm' + c^s \cdot \int_m^M x_{m'} f(m')dm' \\ &= C_{\mathrm{gr}}((x_m)_0^m) + C_s((x_m)_m^M) \end{aligned}$$

para todo $m \in [0, M]$. Es decir, la función de costos es subaditiva en $(x_m(p^r))_0^M$ y seguramente los es para el rango relevante de M[46].

Gasco Magallanes estima que el costo de distribución del gas por red en Magallanes (Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir) es US$1,4/MMBtu, mientras que distribuir las mismas Btus mediante gas a granel costaría entre US$5 y US$6 por MMBtu. El contraste con Santiago es interesante: el costo medio de distribuir gas por red es US$15,6/MMBtu y el costo de distribuir gas licuado en balones de 45 kg es US$13,9 MMBtu. De esto se deduce que el gas por red es un

[46] La definición estricta de monopolio natural indica que lo es si la función de costos C_{gn} es subaditiva para todo $m < M$. Claramente, si en Punta Arenas el número de grupos de consumo fuese muy pequeño, no habría valido la pena hundir una red para distribuir gas natural y hacer las inversiones resumidas aquí con los términos $T + P$. Pero se puede decir con cierta confianza que seguramente la función de costos es subaditiva para el rango relevante de M, con lo cual la calificación de monopolio natural es apropiada.

monopolio natural en Magallanes, pero no en Santiago, y que distribuir gas de esta manera es más barato en Magallanes que en Santiago ¿Por qué? En ambos casos la razón es el mayor consumo por cliente en Magallanes, el que permite aprovechar la economía de escala que señalamos en (5.2)[47].

Para apreciar cómo opera la economía de escala (5.2) nótese que las tres ciudades de Magallanes la red de gas cubre unas 2.000 hectáreas, y en 2013 se distribuyeron por ella 9,3 billones de Btus, o 4.650 millones de Btus por hectárea. En Santiago, por contraste, la red terciaría cubre unas 25,000 hectáreas, pero en 2013 se distribuyeron apenas un tercio más de Btus que en Magallanes, 12 billones. Por lo mismo, el consumo por hectárea es un décimo, o 480 millones de Btus por hectárea. No es sorprendente que en Magallanes el costo de distribución sea US$1,4 MMBtu, alrededor de un décimo del costo que Metrogas estima para su red. El costo de construcción de una red entre Santiago y Magallanes es del mismo orden; el consumo por cliente, por contraste, es un orden de magnitud mayor en Magallanes.

¿Por qué no se aprovechan las economías de escala en Santiago? Una razón es que en Magallanes el gas natural se subsidia, lo cual aumenta la cantidad demandada. Pero más relevante es que las temperaturas en Magallanes son mucho más bajas que las de Santiago durante todo el año. Por eso, aprovechar una economía de escala como (5.2) no depende de las decisiones del distribuidor —se trata de una economía de escala económicamente exógena e irrelevante para tomar decisiones.

Nótese que el costo de distribuir gas licuado en Magallanes también sería más bajo que en Santiago. A los volúmenes de consumo por cliente de Magallanes es más barato distribuir gas a granel gestionado centralmente desde la compañía de gas, que hacerlo por balón a través de una red de distribuidores minoristas independientes, como se hace en Santiago. Esta vez se materializa una economía de escala a nivel casi de cada cliente —con gas a granel se paga más por capital pero se ahorran costos de operación y se disminuye la molestia del cliente por cambiar balones con frecuencia. Pero si se puede o no aprovechar esta economía depende de las características de los consumos, no es una decisión de la distribuidora más allá de minimizar costos.

5.2. Redes de distribución: ¿instalaciones esenciales?

Una segunda afirmación que se escucha con cierta frecuencia es que la red de distribución de gas natural sería una instalación esencial, porque no convendría invertir en una segunda red para distribuirlo. De ahí se deduciría que el distribuidor tendría una obligación de darle acceso abierto a tarifas reguladas a quienes se interesen en distribuir gas natural.

Sin embargo, en la medida que los precios del gas natural y de los sustitutos estén ligados y se muevan en conjunto, la red de distribución no es una instalación esencial. En efecto, para que la doctrina de la instalación esencial sea aplicable se deben cumplir tres condiciones: (i) el

[47] En el caso del gas distribuido por camión y almacenado en el sitio del cliente en un estanque, la economía de escala ocurre porque con balones de 45 kg se ahorra capital pero se pagan mayores los costos de operación. Económicamente, estos costos de operación incluyen la molestia del cliente por cambiar balones con frecuencia.

acceso debe ser realmente esencial para participar en el mercado relevante, no sólo "conveniente" o "más barato"[48]; (ii) el competidor no puede replicar la instalación, porque no sería económico hacerlo; (iii) la instalación debe tener suficiente capacidad para acomodar al competidor. En esas condiciones, se acepta en general que el dueño de la instalación esencial debiera otorgarle acceso abierto a los competidores, siempre y cuando éstos paguen completamente los costos económicos de proveer ese acceso.

Ahora bien, en el caso de las redes de distribución de gas natural seguramente se cumplen (ii) y (iii). Pero es un punto central el que (i) no se cumple: el mercado relevante incluye, en cada caso al combustible sustituto. Luego, para participar en ese mercado y competir con el gas natural el acceso a la red de distribución no es esencial y por lo tanto no cabe dar acceso abierto. Por eso, si el gas natural convive con el sustituto en equilibrio, entonces el distribuidor no es una instalación esencial.

6. Gas por red: ¿regularlo a pesar de que no es monopolio natural?

6.1. El argumento

Descartadas las razones tradicionales que justifican regular cabe preguntarse si existe algún otro motivo. Tal vez el único argumento sea que p^s es, en general, mayor que el costo marginal de los metros cúbicos adicionales de gas natural c^{gr} (al menos en condiciones normales de abastecimiento). Por eso, algunos podrían argumentar que los clientes del distribuidor de gas natural consumen "muy poco" y que sería conveniente fijar el precio del gas natural por debajo del precio del sustituto e igual a costo medio.

El argumento es muy sencillo y se puede apreciar con la ayuda del Gráfico 6.1. En general $p^s > c^{\text{gr}}$ en equilibrio. Por eso, un consumidor de gas natural consume sólo $x_m(p^s)$ metros cúbicos de gas natural, cantidad menor que la eficiente, $x_m(c^{\text{gr}})$. Sujeto a que se cumpla la restricción de autofinanciamiento, sigue el argumento, el regulador debiera fijar un precio menor que p^s.

6.2. Si el distribuidor cobrase cargos fijos el problema desaparece

Conviene partir observando que si el mundo fuera como el modelo simple presentado líneas arriba, el óptimo privado del distribuidor de gas se alcanzaría cobrando $p_{\text{gr}} = c^{\text{gr}}$ por cada unidad adicional de gas natural vendida más un cargo fijo. Si existiera completa libertad para fijarlos, el distribuidor le cobraría

$$A_{m'} \int_{c^{\text{gr}}}^{p^s} D(p)dp$$

[48] Whish (2001, p. 621) apunta que en Europa se le exige además que no le sea económico replicar la instalación a competidores de escala similar a los que tienen acceso.

a los consumidores del grupo de consumo m'. Es decir, a cada grupo de consumo le sacaría todo el excedente adicional que se crea cuando consumen $A_{m'}D(c^{\text{gr}})$ unidades de gas natural. El "precio" medio por unidad sería, entonces,

$$\frac{A_{m'}\int_{c^{\text{gr}}}^{p^s} D(p)dp}{A_{m'}D(c^{\text{gr}})} = \frac{\int_{c^{\text{gr}}}^{p^s} D(p)dp}{D(c^{\text{gr}})}.$$

Así, todos los consumidores pagarían un monto similar por metro cúbico consumido. ¿Sería anticompetitivo tarificar de esa forma?

Supóngase que $p^* = c^s$. Nótese que el distribuidor conectaría grupos de consumo hasta que

$$A_{\widetilde{m}} \int_{c^{\text{gr}}}^{c^s} D(p)dp = s_{\widetilde{m}} + t_{\widetilde{m}} + r_{\widetilde{m}}.$$

Esta condición dice que el distribuidor iguala el beneficio marginal que obtienen los consumidores al aumentar la cobertura del gas natural con su costo marginal—exactamente la misma condición que en un mercado competitivo. Por eso, no es muy sorprendente que, tal como se muestra en el Apéndice C, si el mercado relevante es perfectamente competitivo y $p^s = c^s$, el distribuidor elegiría exactamente la misma cobertura que un planificador social.

Se podría argumentar que el distribuidor se quedaría con todo el excedente que crea el gas distribuido por red si es libre de fijar los cargos fijos, y que eso es lo mismo que hace un monopolista que puede discriminar en primer grado. Sin embargo, la analogía es incorrecta porque un monopolista le vende a consumidores que no tienen otra opción. Por el contrario, los consumidores de gas por red tienen otra opción, y ésta limita cuánto puede cobrar el distribuidor de gas por red—tal cual ocurre en un mercado competitivo, donde una firma más eficiente cobra el precio de mercado, no más—. Así, nada habría de anticompetitivo si el distribuidor de gas por red obtuviese utilidades económicas porque, como se dijo, éstas serían rentas ricardianas, las mismas que obtienen las firmas más eficientes en un mercado perfectamente competitivo. En efecto, se trata de una renta ricardiana porque la utilidad económica del distribuidor no proviene de su poder de mercado sino de su menor costo de producir y vender en el mercado relevante (véase la discusión de Roger Noll en el Apéndice D).

6.3. Tarifa lineal: la tensión entre cobertura y consumo

¿Qué ocurre cuando el planificador no puede cobrar cargos fijos? Las características tecnológicas de la distribución de gas implican que, una vez conectado un usuario, el costo marginal de vender unidades adicionales es bajo. Ese margen se distorsiona cuando $p_{\text{gr}} = c^s$ y la consecuencia es que los consumidores conectados al gas natural consumen "muy poco". Esta es la tensión que enfrentaría el planificador cuando sólo puede fijar una tarifa lineal: de un lado, con el precio más bajo el excedente de quienes se conectan al gas por red es mayor; del otro lado, sin embargo, la cobertura del gas

por red es muy baja—se sustituye muy poco al combustible alternativo. Por eso, la tensión que enfrentaría un planificador es entre sustitución del combustible alternativo y excedente de quienes se conectan a la red de distribución de gas.

¿Cómo resolvería esta tensión un el planificador? En el Apéndice C mostramos que le gustaría disminuir p_{gr} algo por debajo de p^s. Al principio, la pérdida por menor cobertura es más que compensada por la ganancia de excedente de los que se conectan al gas por red[49]. Pero en algún momento la pérdida por menor cobertura es suficientemente grande y eso le pone un piso a p_{gr}.

Este problema es muy distinto al que tradicionalmente se resuelve cuando se regula a un monopolio natural. En efecto, cuando se regula a un monopolio natural la tarifa de Ramsey minimiza la distorsión que crearía el ejercicio de poder de mercado, sujeto a que la empresa regulada se autofinancie. Por eso, el planificador no enfrenta tensión alguna; quiere fijar el precio lo más bajo posible sujeto a la restricción de participación del regulado. Por eso, finalmente fija el precio igual al costo medio del monopolio regulado.

Por contraste, en este caso el problema del planificador no es evitar el ejercicio de poder de mercado—eso lo hace el sustituto—sino optimizar entre mayor consumo de quienes se conectan a la red y la cobertura del gas natural. Por eso, al contrario de lo que ocurre con la regulación tradicional, en este problema el precio más bajo no sólo tiene un beneficio (aumentar la cantidad consumida de gas natural de los clientes que se conectan) sino también un costo, a saber que la cobertura es más baja, lo que implica menos sustitución del combustible alternativo. Se trata de la optimización de un margen, no del control del ejercicio de poder de mercado.

6.4. Extracción de rentas y regulación óptima

¿Qué rol juega la extracción de rentas en el problema que resuelve el regulador? Ninguna porque las rentas ricardianas no crean distorsión alguna. Por contraste, en el problema de Ramsey estándar al regulado se le deja sin utilidades económicas porque éstas se obtienen a costa de ejercicio de poder de mercado.

Lo anterior implica que, en la medida que las inversiones fijas $T + P$ sean "pequeñas" el distribuidor obtendrá utilidades económicas. Por el contrario, si las inversiones fijas $T + P$ son "grandes", entonces el planificador queda obligado a fijar p_{gr} más alto que el precio que resolvería óptimamente la tensión, porque sólo así puede cumplir con la restricción de autofinanciamiento del distribuidor. Esto tiene una implicancia un tanto sorpresiva: la regulación le garantizaría un *piso* a la rentabilidad, al contrario de lo habitual, en que se trata de que ésta no supere un *techo*.

En efecto, si las inversiones fijas $T+P$ son "grandes", entonces el precio se regula por encima del óptimo sin restricción para que los ingresos netos del distribuidor sean suficientes para obtener

[49] La razón técnica es simple: la igualdad del costo de conectar al grupo marginal y el ahorro de recursos por sustitución de combustible implica que inicialmente el efecto sobre la cobertura es de segundo orden, mientras que el aumento de bienestar de los consumidores ya conectados es de primer orden.

una rentabilidad normal. Por el contrario, el precio es independiente del costo medio en la medida que $T + P$ sea suficientemente pequeño, y en ese caso la rentabilidad económica del distribuidor no tiene tope.

6.5. ¿Qué diría Boiteaux?

Dicho todo lo anterior, uno no puede evitar la sensación de haber discutido y resuelto un problema espurio, porque como se vio líneas arriba, una tarifa lineal igual al costo marginal de largo plazo es eficiente. Más aun: los costos de extender la red terciaria son costos "marginales". Por supuesto, quienes defienden la tarifa regulada en dos partes afirman que se necesita para evitar el triángulo de pérdida social. Sin embargo, la preocupación por el triángulo creado por la tarifa lineal recuerda la "paradoja del asiento vacío" que discute Boiteaux (1960) en su artículo clásico de tarificación a costo marginal. En palabras de Boiteaux:

> At the other extreme is the theory of the extra passenger. A train is about to leave, and there is one empty seat; a passenger arrives who is prepared to take that seat, provided he does not have to pay too much for it. The cost of carrying this extra passanger is simply the cost of a few grams of coal needed to haul his weight and the wear and tear of the seat he occupies during his journey. Assuming that this amounts to ten cents [...] our passanger must, in the general interest, be accepted on the train if he is prepared to pay at least ten cents for his journey, since its value to him is at least ten cents, whereas the value of the factors of production which must be used to give him satisfaction does not exceed that amount. The same argument is valid for all the empty seats that there may be in the train. It is only a short step from this to argue that the optimum rate, as understood by the marginal theory, is ten cents. Common sense balks at this. In order to make the theory "reasonable," a compromise is reached: marginal cost must include the so-called partial expenses as opposed to overhead, which will have to be covered in some other way. [...]

Boiteaux también señala que la confusión persiste y aventura la causa:

> Yet, "if there is an empty seat," the marginal cost does not exceed ten cents. These paradoxes are the result of hastily applying to a complex reality the conclusions of a theory which has necessarily been simplified.

Apéndice

A. Econometría

A.1. Los datos

Las regresiones reportadas en la sección 4.4 estudian el comportamiento de la diferencia entre el precio del balón de gas licuado de 45 kg. y el precio residencial que pagan clientes equivalentes por el número de metros cúbicos de gas natural que contiene igual número de Btus. Aquí describimos los datos.

Metrogas Los precios de Metrogas y del gas licuado se registraron cada dos semanas entre el 31 de enero de 2000 y el 27 de enero de 2014, con excepción de dos ocasiones cuando la frecuencia fue de tres semanas. En total hay 365 pares de precios[50]. Los precios no incluyen IVA. El precio del gas licuado es el promedio de una muestra que toma Metrogas.

Entre 2000 y 2013 el precio del gas por red de Metrogas varió entre \$12.171 y \$37.779; la mediana es muy parecida \$23.878. El precio del gas licuado varió entre \$15.649 y \$45.114; la mediana es \$26.220. Por último, la diferencia varió entre \$3.165 y \$17.630; la mediana es \$2.280.

Gasvalpo Los precios de Gasvalpo y del gas licuado también se registraron cada dos semanas, entre el 14 de agosto de 2002 y el 27 de enero de 2014. En total hay 299 pares de precios. La fuente del precio del gas licuado es Lipigas. Los precios no incluyen IVA.

Entre 2002 y 2014 el precio del gas por red de Gasvalpo varió entre \$16.575 y \$42.922; la mediana es \$31.495. El precio del gas licuado varió entre \$16.69 y \$47.941;la mediana es \$30.101. Por último, la diferencia entre el precio del gas licuado y el gas natural varió entre −\$10.387; la mediana es \$1.776.

Gassur Los precios de Gassur y del gas licuado también se registraron cada dos semanas, entre el 12 de marzo de 2003 y el 27 de enero de 2014, En total hay 284 pares de precios.

Entre 2003 y 2014 Gassur cobró entre \$18.448 y \$40.778 por el gas por red; la mediana es \$35.536. El precio del gas licuado varió entre \$19.345 y \$47.395; la mediana \$29.061. La diferencia entre el precio del gas licuado y el gas natural varió entre −\$9.180 y \$6.617; la mediana es −\$1.223.

A.2. El número de rezagos

A.2.1. Método de estimación

El número de rezagos, τ, es desconocido. Para estimarlo se escoge el número de rezagos tal que el modelo minimiza el error cuadrático medio de predicción (*mean-squared forecast error*, o MSFE). Existen varios métodos para hacer esto, y nosotros usamos el *leave-one-out cross validation*. Este método es asintóticamente robusto a la heteroscedasticidad, da la respuesta correcta incluso si la función g no es lineal, y es asintóticamente óptimo incluso si el error es heteroscedástico.

El método se aplica de la siguiente manera. Primero se elige una submuestra estacionaria de, supongamos, largo T, que en todo caso comienza con la primera observación disponible. Luego se elige el número máximo de rezagos a considerar, $\tau^{\max}$ (en nuestro caso 10) y se excluyen las primeras $\tau^{\max}$ observaciones[51]. A continuación se estima el modelo con $\tau = 1$ y la muestra de $T - \tau^{\max}$ observaciones con MCO, pero excluyendo una observación (*leave-one-out*). A esta regresión se le calcula el residuo al cuadrado de la predicción del valor que se excluyó. De manera similar, este procedimiento se repite para cada una de las $T - \tau^{\max}$ observaciones y el resultado son $T - \tau^{\max}$ regresiones, cada una con su respectivo residuo. El promedio de estos residuos al cuadrado es el así llamado "coeficiente de validación cruzada". El procedimiento se repite para cada $\tau = 2, 3, .., \tau^{\max}$. El τ elegido es aquel con el menor coeficiente de validación cruzada.

[50] En general, esto introduce sesgo en los estimadores. Sin embargo, en este caso no es un problema importante porque nada lleva a suponer que el cambio de la frecuencia de muestreo haya sido endógeno y porque son sólo dos observaciones de las 365.

[51] Todos los modelos se tienen que estimar con $T - \tau^{\max}$. De lo contrario se sesgaría el procedimiento en contra de los modelos con más rezagos.

El procedimiento descrito es un tanto engorroso porque para cada $\tau = 1, 2, 3, .., \tau^{\max}$. hay que estimar el modelo $T - \tau^{\max}$ veces[52]. Una alternativa un tanto menos engorrosa es calcular, para cada τ, el coeficiente de validación cruzada con el así llamado coeficiente de *leverage*, viz.

$$h_t(\tau) = \boldsymbol{\delta}_t(\tau)' \left(\sum\nolimits_{t=1}^{T-\tau^{\max}} \boldsymbol{\delta}_t(\tau)\boldsymbol{\delta}_t(\tau)' \right)^{-1} \boldsymbol{\delta}_t(\tau).$$

Si

$$\widetilde{u}_t(\tau) = \delta_t - \boldsymbol{\delta}_t(\tau)'\widehat{\boldsymbol{\beta}}(\tau).$$

es el residuo de la regresión con τ rezagos y $T - \tau^{\max}$ observaciones, se puede demostrar que el coeficiente de validación cruzada es

$$\mathrm{CV}(\tau) = \frac{1}{T - \tau^{\max}} \sum\nolimits_{t=1}^{T-\tau^{\max}} \left[\frac{\widetilde{u}_t(\tau)}{1 - h_t(\tau)} \right]^2.$$

A.2.2. Estimación del número de rezagos

Para estimar el número de rezagos necesitamos una sub-muestra estacionaria. Por eso, truncamos la serie de la diferencia de precios de Metrogas el 19 de diciembre de 2007 porque sospechamos que alrededor de esa fecha ocurrió un cambio estructural.

La columna 1 del Cuadro A.1 muestra los coeficientes de validación cruzada de modelos AR(τ) con $\tau = 1, 2, ..., 10$. El menor coeficiente de validación cruzada, 668.504, es del modelo AR(3), magnitud parecida a la del modelo AR(5), 669.756. Sin embargo, los coeficientes del cuarto y quinto rezagos del modelo AR(5) no son estadísticamente significativos. Así, elegimos el modelo AR(3), es decir, $\boldsymbol{\delta}_t \equiv (1, \delta_{t-1}, \delta_{t-2}, \delta_{t-3})'$ y $\boldsymbol{\beta} \equiv (\beta_0, \beta_1, \beta_2, \beta_3)'$.

De manera similar, para Gasvalpo usamos la serie de la diferencia de precios entre 14 de agosto de 2002 y el 8 de octubre de 2008, que es estacionaria. La columna 2 del Cuadro A.1 muestra en negrita que el menor coeficiente de validación cruzada es del modelo AR(2).

Por último, para Gassur usamos la serie de la diferencia de precios entre el 12 de marzo de 2003 y 2 de diciembre de 2008, que es estacionaria[53]. La columna 3 del Cuadro A.1 muestra en negrita que el menor coeficiente de validación cruzada es del modelo AR(3), e igual a 1.558.040.

A.3. El cambio estructural

El Gráfico 4.4 sugiere que la serie de la diferencia de precios de cada una de las tres compañías cambia de media entre 2007 y 2008. En esta sección testeamos la hipótesis de cambio estructural.

A.3.1. Método

Para analizar si hubo un cambio estructural en la serie de las diferencias de precios del gas natural de red y el gas licuado usamos el modelo

$$\delta_t = \boldsymbol{\delta}_t'\boldsymbol{\beta} + u_t$$

con $\mathsf{E}(\boldsymbol{\delta}_t u_t) = 0$. Hay un cambio estructural cuando existe t_1 tal que para todo $t \geq t_1$ se cumple que alguno de los coeficientes del vector $\boldsymbol{\beta}$ cambia permanentemente. Formalmente,

$$\delta_t = \begin{cases} \boldsymbol{\delta}_t'\boldsymbol{\beta}_1 + u_t & \forall t < t_1 \\ \boldsymbol{\delta}_t'\boldsymbol{\beta}_2 + u_t & \forall t \geq t_1, \end{cases}$$

[52] El tamaño de la muestra es $T - (\tau - 1)$ porque se pierden $\tau - 1$ observaciones al incluir los rezagos en la autorregresión.

[53] La serie de Gassur no es estacionaria y no es obvio a simple vista que tenga una submuestra estacionaria. Para seleccionar la submuestra estacionaria de Gassur usamos el test de raíz unitaria de Zivot-Andrews. Tal como con el test de Dickey y Fuller, la hipótesis nula es que la serie tiene raíz unitaria. Sin embargo, la hipótesis alternativa es que la serie es estacionaria alrededor de una tendencia con cambio estructural. Aplicado en este caso, el test rechazó la hipótesis nula al 10%, aunque no al 5%. El test también indicó que el cambio estructural ocurrió en la observación 150. Por último, el test de Dickey y Fuller aumentado de una regresión sin tendencia desde la observación 1 hasta la 149 arroja que el valor p es 0,0197 se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria al 2% —-la submuestra es estacionaria.

con $\mathsf{E}[\boldsymbol{\delta}_t u_t] = 0$ para todo t, donde $\boldsymbol{\beta}_1$ es el vector de parámetros del modelo antes del cambio estructural y $\boldsymbol{\beta}_2$ es el vector de parámetros del modelo después del cambio estructural. En la práctica, también podemos escribir el modelo en una sola ecuación. Sea $\mathcal{I}$ la función indicador. Entonces

$$\delta_t = \boldsymbol{\delta}_t' \boldsymbol{\beta}_1 \mathcal{I}(t < t_1) + \boldsymbol{\delta}_t' \boldsymbol{\beta}_2 \mathcal{I}(t \geq t_1) + u_t \tag{A.1}$$

con $\mathsf{E}[\boldsymbol{\delta}_t u_t] = 0 = 0$, y donde

$$\mathcal{I}(t < t_1) = \begin{cases} 1 & \forall t < t_1 \\ 0 & \forall t \geq t_1, \end{cases}$$

y

$$\mathcal{I}(t \geq t_1) = \begin{cases} 0 & \forall t < t_1 \\ 1 & \forall t \geq t_1, \end{cases}$$

La ecuación (A.1) se puede estimar en forma consistente con MCO y los errores estándares se pueden estimar con la fórmula de Newey-West. La estimación de las ecuaciones de Metrogas, Gasvalpo y Gassur se exhibe en el Cuadro 4.1.

A.3.2. Testeo del cambio estructural

Para testear si hubo cambio estructural usamos el test *sup* de Andrews (1993), basado en el estadístico de Wald. Dado t_1, y si T es el tamaño de la muestra, $\widehat{\boldsymbol{\beta}}_1$ y $\widehat{\boldsymbol{\beta}}_2$ son los estimadores de MCO de la ecuación (A.1), $\hat{V}_1$ es el estimador de Newey-West de la matriz de covarianzas para $\widehat{\boldsymbol{\beta}}_1$ y $\hat{V}_2$ es el estimador de Newey-West de la matriz de covarianzas para $\widehat{\boldsymbol{\beta}}_2$, el estadístico de Wald es

$$W(t_1) = T\left[\widehat{\boldsymbol{\beta}}_1(t_1) - \widehat{\boldsymbol{\beta}}_2(t_1)\right]' \left(\widehat{V}_1 + \widehat{V}_2\right)^{-1} \left[\widehat{\boldsymbol{\beta}}_1(t_1) - \widehat{\boldsymbol{\beta}}_2(t_1)\right].$$

El test de Andrews (1993) consiste en calcular $W(t_1)$ para $t_1 \in [0.15T, 0.85T]$ y computar

$$\sup W = \sup W(t_1),$$

el valor máximo que toma $W(t_1)$ dentro del intervalo $[0.15T, 0.85T]$. Luego, suponiendo que la serie de la diferencia de precios es estacionaria y dado $\sup W$, se calcula el valor p según Hansen (1997). Éste indica el nivel de significancia estadística tal que se rechaza la hipótesis nula $\boldsymbol{\beta}_1 = \boldsymbol{\beta}_2$.

El Gráfico A.1 muestra el valor del estadístico $W(t_1)$ para $t_1 \in [49, 279]$. En este caso $\sup W = 48,12$ y el valor p obtenido con la rutina de Matlab de Hansen (1997) es $0,00000$. Por lo tanto, se rechaza la hipótesis nula que $\boldsymbol{\beta}_1 = \boldsymbol{\beta}_2$ al 1% y se concluye que ocurrió un cambio estructural

De manera similar, la serie de Gasvalpo es tal que $\sup W = 29,93$ y el valor p es $0,00003$. Por lo tanto, se rechaza la hipótesis nula que $\boldsymbol{\beta}_1 = \boldsymbol{\beta}_2$ al 1% y se concluye que ocurrió un cambio estructural .

Finalmente, la serie de Gassur es tal que $\sup W = 30,07$ y el valor p es $0,00044$. Por lo tanto, se rechaza la hipótesis nula que $\boldsymbol{\beta}_1 = \boldsymbol{\beta}_2$ al 1% y se concluye que ocurrió un cambio estructural.

A.3.3. Estimación de la fecha del cambio estructural

Para determinar la fecha en que ocurre el cambio estructural usamos el estimador de mínimos cuadrados de Bai (1997). Se estiman $\boldsymbol{\beta}_1$ y $\boldsymbol{\beta}_2$ con MCO para $t_1 \in [0,15T, 0,85T]$, se calcula el error cuadrático medio $\mathrm{RMSE}(t_1)$ para cada valor de t_1, y se elige $\widehat{t_1}$ para minimizar $\mathrm{RMSE}(t_1)$, es decir,

$$\widehat{t_1} = \arg\min \mathrm{RMSE}(t_1)$$

El Gráfico A.2 muestra el error cuadrático medio de cada valor de t_1 de Metrogas. El valor más bajo del error cuadrático medio se alcanza el 5 de diciembre de 2007; esa es la fecha en que cambia la serie de la diferencia de precios. El intervalo de confianza de 90% de cobertura asintótica de Bai (1997) indica que el cambio estructural ocurrió entre el 16 de agosto de 2007 y el 31 de marzo de 2008. Con un 95% de cobertura asintótica el cambio ocurrió entre el 4 de julio de 2007 y el 7 de mayo de 2008 (nótese que mientras más amplio el intervalo, más probable es que se incluya la fecha del cambio).

De manera similar, la fecha del cambio estructural de la serie de Gasvalpo es el 24 de septiembre de 2008. En este caso, el intervalo de confianza de 90% de cobertura asintótica propuesto por Bai (1997) indica que el cambio

estructural ocurrió entre el 27 de agosto de 2008 y el 22 de octubre de 2008. Con un 95% de cobertura asintótica el cambio ocurrió entre el 13 de agosto de 2008 y el 5 de noviembre de 2008. Para calcularlo también se usó el estimador de Newey-West de la matriz de covarianzas con cinco rezagos.

Finalmente, la fecha estimada del cambio estructural de Gassur es el 18 de noviembre de 2008. El intervalo de confianza de 90% de cobertura asintótica va desde el 8 de octubre de 2008 al 30 de diciembre de 2008; con un 95% de cobertura asintótica, el cambio estructural ocurrió entre el 24 de septiembre de 2008 y el 13 de enero de 2009. Para calcularlo también se usó el estimador de Newey-West de la matriz de covarianzas con cinco rezagos.

A.4. El test de Dickey-Fuller aumentado (ADF)

En este apéndice describimos el test de Dickey-Fuller aumentado[54]. Considere la siguiente autoregresión AR(τ) de la secuencia δ_t

$$\delta_t = \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \alpha_j \delta_{t-j} + e_t. \tag{A.2}$$

Se dice que δ_t tiene una raíz unitaria si

$$\sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \alpha_j = 1.$$

En este caso δ_t es un proceso estocástico no estacionario. Una manera alternativa y conveniente de escribir el modelo es

$$\Delta\delta_t = \rho_0 \delta_{t-1} + \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} + \rho_j \Delta\delta_{t-j} + e_t \tag{A.3}$$

El modelo (A.2) y (A.3) son transformaciones lineales de cada uno. La ventaja del modelo (A.3) es que ρ_0 contiene toda la información de la raíz unitaria porque

$$1 - \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \alpha_j = -\rho_0$$

Por lo tanto, la hipótesis de raíz unitaria es $\mathcal{H}_0 : \rho_0 = 0$. Por otro lado, si la serie es estacionaria, $\rho_0 < 0$ y la hipótesis alternativa es $\mathcal{H}_1 : \rho_0 < 0$. Porque ρ_0 es un parámetro de una regresión lineal, es natural testear $\mathcal{H}_0$ con el estadístico t. El test de hipótesis con este estadístico se llama el test de Dickey-Fuller aumentado (ADF por su sigla en inglés) para raíz unitaria.

Sea $\widehat{\rho}_0$ el estimador de mínimos cuadrados de ρ_0 y $\mathrm{se}(\widehat{\rho}_0)$ el error estándar de $\widehat{\rho}_0$ calculado con la fórmula homoscedástica[55]. El estadístico t de $\widehat{\rho}_0$—el llamado estadístico ADF— es

$$\mathrm{ADF} = \frac{\widehat{\rho}_0}{\mathrm{se}(\widehat{\rho}_0)}$$

Bajo $\mathcal{H}_0$ la serie no es estacionaria y la distribución asintótica del estadístico t no es normal[56]. Más aun, la distribución asintótica del estadístico t bajo $\mathcal{H}_0$ es la distribución de Dickey-Fuller, DF_t. Por lo tanto, para testear la hipótesis nula basta con comparar el estadístico t con los valores críticos de la distribución DF_t. El test ADF rechaza $\mathcal{H}_0$ si $\mathrm{ADF} < c$, donde c es el valor crítico de la distribución DF_t. Si se rechaza $\mathcal{H}_0$ se concluye que la serie es estacionaria y ergódica[57]. Por otro lado, si se acepta $\mathcal{H}_0$ el test no es concluyente (como todo test de hipótesis) y se dice que no es posible concluir que la serie es estacionaria.

El número de rezagos que se incluyen en la prueba ADF es independiente del número de rezagos estimado con *leave-one-out cross validation*. La razón es que el número de rezagos que se incluye en la prueba ADF debe ser lo suficientemente grande para minimizar la correlación serial de los errores e_t, que introduce sesgo en el test. Por otro lado, si se incluyen demasiados rezagos disminuye el poder del test (la probabilidad de rechazar $\mathcal{H}_0$ cuando es falsa). Mientras que la finalidad del test ADF es testear si la serie δ_t es estacionaria, la finalidad del *leave-one-out cross validation* es elegir la mejor representación de la serie δ_t con un modelo autoregresivo.

[54] Basado en los apuntes de clases de Bruce Hansen, disponibles en http://www.ssc.wisc.edu/∼bhansen/econometrics/

[55] El teorema de Dickey-Fuller no supone homoscedasticidad. Por lo tanto, la prueba ADF es robusta a heteroscedasticidad.

[56] El teorema del límite central, que establece la distribución asintótica normal de los parámetros de una regresión lineal, requiere que las series sean estacionarias.

[57] Este es un resultado más fuerte que la estacionariedad débil. Que la serie sea estacionaria y ergódica implica que la serie es estacionaria en el sentido débil.

Note que la ecuación (A.2) no tiene término de tendencia. Sin embargo, es posible que la serie δ_t sea estacionaria en torno a una tendencia lineal. Existe una variante del test ADF para este caso. La lógica es similar, aunque la distribución asintótica del estadístico de prueba es diferente.

A.5. Recuperando la tendencia de la serie desde los coeficientes del modelo AR(τ)

Si una serie δ_t es estacionaria en torno a una tendencia determinística, entonces δ_t se puede descomponer de la siguiente manera

$$\delta_t \equiv T_t + S_t,$$

donde T_t es una tendencia determinística y S_t es la componente estocástica estacionaria con media cero. En particular, si la tendencia es lineal

$$T_t = \gamma_0 + \gamma_1 t$$

y si la secuencia δ_t es un proceso autorregresivo AR(τ), la componente estocástica es

$$S_t = \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \rho_j S_{t-j} + e_t,$$

donde e_t es un error estacionario de media cero.

Note que los coeficientes γ_0 y γ_1 corresponden a los coeficientes de la línea de tendencia de la serie (δ_t).

Ahora bien, con un poco de álgebra podemos recuperar la autoregresión de δ_t en términos de sus rezagos, una tendencia y el error estacionario:

$$\delta_t - \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \rho_j \delta_{t-j} = \left(T_t - \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \rho_j T_{t-j}\right) + \left(S_t - \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \rho_j S_{t-j}\right). \tag{A.4}$$

Nótese que

$$S_t - \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \rho_j S_{t-j} = e_t$$

Luego, reordenando los términos de (A.4) obtenemos

$$\delta_t = \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \rho_j \delta_{t-j} + \left(T_t - \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \rho_j T_{t-j}\right) + e_t \tag{A.5}$$

La expresión$T_t - \sum_{j=1}^{\tau} \rho_j T_{t-j}$ depende exclusivamente de constantes y de t. Por lo tanto, sin pérdida de generalidad podemos escribir

$$T_t - \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \rho_j T_{t-j} \equiv \rho_0 + \rho_{\tau+1} t \tag{A.6}$$

Combinando (A.5) y (A.6) obtenemos la ecuación de un modelo AR(k) con tendencia

$$\delta_t = \rho_0 + \sum\nolimits_{j=1}^{\tau} \rho_j \delta_{t-j} + \rho_{\tau+1} t + e_t$$

Note que los coeficientes de tendencia del Cuadro 4.1 son los estimadores de $\rho_{\tau+1} \neq \alpha_1$. Por lo tanto, para recuperar la tendencia de la serie $T_t = \gamma_0 + \gamma_1 t$ (que en este caso corresponde al diferencial de equilibrio si es que efectivamente tiene tendencia) con un poco de álgebra concluimos que

$$\gamma_1 = \frac{\rho_{\tau+1}}{1 - \sum_{j=1}^{\tau} \rho_j},$$
$$\gamma_0 = \frac{\rho_0 - \beta_1 \sum_{j=1}^{\tau} j \cdot \rho_j}{1 - \sum_{j=1}^{\tau} \rho_j}.$$

Estos dos términos los usamos para calcular el cambio quincenal de la diferencia de las series de Gasvalpo y Gassur después del cambio estructural.

B. Supuestos para estimar el consumo y la inversión para conectar a quienes hoy no son clientes de Metrogas

Universo de no clientes Clientes residenciales (casas y departamentos). Por lejanía de la red o porque no tenían cartografía se excluyeron las comunas periféricas de Santiago: Buin, El Monte, Isla de Maipo, Lo Espejo, Melipilla,

Padre Hurtado, Paine, Peñaflor, San Ramón, Talagante.

Casas: viviendas tipo "casa" según la cartografía oficial de Metrogas. Departamentos: estimados a partir de la Encuesta Casen 2011 y de levantamientos de Metrogas de edificios no clientes.

Tanto las casas como los departamentos fueron separados en dos grupos: (a) Universo de densificación: todos los no clientes a menos de 20 metros de la red, para los cuales sólo se requiere un empalme para conectarlos. (b) Universo de extensión de red: todos aquellos no clientes a más de 20 metros de la red, para los cuales es necesario extender la red, además del empalme.

Consumo medio anual de no clientes En las comunas con clientes Metrogas, se estimó en base al consumo medio de la cartera Metrogas de acuerdo al grupo socioeconómico del censo 2002, separando por tipo de vivienda casa o departamento. Para las comunas sin datos suficientes para extrapolar, se supuso un consumo medio similar a las comunas colindantes que tuvieran clientes.

Metros de extensión de la red terciaria Se estimó en base a la cartografía oficial de Metrogas, midiendo el frente lineal de cada casa. Se supuso que con los metros necesarios para conectar todas las casas se lograba dar cobertura a los edificios residenciales.

Inversiones El VNR con costos vigentes en 2013. Se supuso que el 100% de las extensiones de redes es red terciaria. Para estimar el costo de permisos municipales y reposiciones de las extensiones de red se supuso igual proporción de aceras y calzadas que la observada en la red actual de Metrogas en cada comuna cubierta. Finalmente, la inversión en ingeniería, montaje, materiales, cruces y servidumbre se calculó con datos de VNR de la red actual y sus unidades son [UF/metro de red terciaria].

C. El problema resuelto por el planificador social

C.1. Planteamiento del problema

El excedente social En este Apéndice resolveremos el problema del planificador social. Es conveniente definir el excedente social W. Éste es igual a la suma del excedente neto de los consumidores y los ingresos de quienes venden combustible, menos el costo de producir y distribuir el combustible. Para simplificar la notación supondremos, además, que $c^{\mathrm{gr}} = 0$.

Si p_{gr} es el precio del gas por red, δ_m es el cargo fijo que pagan los clientes del grupo de consumo m y $\boldsymbol{\delta}$ es el vector de cargos fijos, el excedente neto de los consumidores es

$$\begin{aligned}\mathcal{ECN}(m, p_{\mathrm{gr}}, \boldsymbol{\delta}, p^s) &= \int_0^m \left(\int_{p_{\mathrm{gr}}}^{\infty} A_{m'} D(p) dp - \delta_{m'} \right) f(m') dm' \\ &\quad + \int_m^M \left(\int_{p^s}^{\infty} A_{m'} D(p) dp \right) f(m') dm'.\end{aligned}$$

En segundo lugar, los ingresos brutos de las empresas que venden combustible son iguales a

$$\mathcal{I}(m, p_{\mathrm{gr}}, \boldsymbol{\delta}, p^s) = \int_0^m \left[p_{\mathrm{gr}} A_{m'} D(p_{\mathrm{gr}}) \right] f(m') dm' + \int_m^M p^s A_{m'} D(p^s) f(m') dm'.$$

Finalmente, el costo total de servir a todos los grupos de consumo cuando el precio es p^s y todos los grupos de consumo entre 0 y m reciben gas por red:

$$\mathcal{C}(m; p^s) = \int_0^m \left(s_{m'} + t_{m'} + r_{m'} \right) f(m') dm' + c^s \cdot \int_m^M A_{m'} D(p^s) f(m') dm',$$

Por lo tanto, el excedente social total es

$$\mathcal{W}(m, p_{\mathrm{gr}}, \boldsymbol{\delta}, p^s) = \mathcal{ECN}(m; p^s) + \mathcal{I}(m, p_{\mathrm{gr}}, \boldsymbol{\delta}, p^s) - \mathcal{C}(m, p_{\mathrm{gr}}, \boldsymbol{\delta}, p^s). \tag{C.1}$$

La maximización del excedente social Supondremos que el planificador elige m, p_{gr} y $\boldsymbol{\delta}$ para maximizar (C.1) (p^s no lo puede fijar). Las restricciones dependen de los instrumentos con que cuente el planificador, pero siempre

debiera ser el caso que los ingresos netos totales del distribuidor de gas sean a lo menos suficientes para garantizar un monto mínimo de ingresos netos al que llamaremos $\mathcal{R}$. Así,

$$\int_0^m \left[p_{\text{gr}} A_{m'} D(p_{\text{gr}}) + \delta_{m'} - (s_m + t_m + r_m)\right] f(m') dm' \geq \mathcal{R}, \tag{C.2}$$

es la restricción de participación. Además, cada grupo de consumo que compra gas natural tiene que obtener a lo menos el mismo excedente que comprando el sustituto. Así,

$$\int_{p_{\text{gr}}}^{\infty} A_{m'} D(p) dp - \delta_{m'} \geq \int_{p^s}^{\infty} A_{m'} D(p) dp$$

o bien

$$\int_{p_{\text{gr}}}^{p^s} A_{m'} D(p) dp - \delta_{m'} \geq 0 \tag{C.3}$$

para todo $m' \in [0, m]$.

C.2. El distribuidor puede cobrar cargos fijos Φ

Consideramos primero el caso en que el distribuidor puede recaudar mediante cargos fijos. En ese caso, es claro que $p_{\text{gr}} = 0$ es óptimo, con la sola restricción de satisfacer (C.2) y (C.3). En ese caso condición de primer orden con respecto a m es

$$\frac{\partial \mathcal{W}}{\partial m} = A_m \left[\int_0^{p^s} D(p) dp - (p^s - c^s) D(p^s)\right] f(m) - (s_m + t_m + r_m) = 0.$$

Por lo tanto, en el óptimo,

$$A_m \left[\int_0^{p^s} D(p) dp - (p^s - c) D(p^s)\right] = s_m + t_m + r_m.$$

El lado izquierdo muestra los beneficios de traspasar a los grupos de consumo de tipo m hacia el gas natural. El primer término es el aumento del excedente de los consumidores del grupo de consumo marginal, m. A eso hay que restarle la pérdida de rentas de los productores del sustituto; la diferencia es el aumento neto de excedente. Este excedente neto se iguala con el costo de conectar al grupo de consumo marginal. Nótese que para implementar esta solución el planificador debería poder limitar directamente el subconjunto de grupos de consumo conectados.

¿Qué diferencia hay entre un planificador y un distribuidor cuando ambos pueden cobrar cargos fijos? Recuérdese que la condición de óptimo de una distribuidora que puede cobrar cargos fijos es

$$A_{\tilde{m}} \int_0^{p^s} D(p) dp = s_{\tilde{m}} + t_{\tilde{m}} + r_{\tilde{m}},$$

porque $\Phi_{\tilde{m}} = A_{\tilde{m}} \int_0^{p^s} D(p) dp$—en otras palabras, la distribuidora no internaliza la pérdida de rentas de los productores del sustituto—. Sin embargo, cuando el mercado es perfectamente competitivo, se sigue el siguiente resultado:

Resultado C.1. *Si el mercado es perfectamente competitivo $p^s = c^s$ y el distribuidor elige exactamente la misma asignación que el planificador.*

C.3. El distribuidor no puede cobrar cargos fijos

Si no se pueden cobrar cargos fijos, $\Phi = 0$ y el planificador elige p_{gr} y m Sin embargo, en este caso es razonable suponer que el planificador no puede obligar al distribuidor de gas a conectar a un grupo de consumo que genera ingresos adicionales menores que los costos incrementales de servirlo[58]; ni, tampoco, a perder a un grupo de consumo que genera más ingresos que costos adicionales. En ese caso, una vez fijado p_{gr} siempre se cumple que

$$p_{\text{gr}} \cdot D(p_{\text{gr}}) = \phi_m; \tag{C.4}$$

[58] Esta restricción es muy similar a la condición (3') en Faulharber (1975) y es necesaria para que una estructura de precios no incluya subsidios cruzados.

es decir, el distribuidor siempre iguala su ingreso marginal al costo marginal. Nótese que (C.4) permite definir una función implícita m de p_{gr}, con $\frac{dm}{dp_{\text{gr}}} > 0$. Así, mientras menor sea el precio fijado, menor es la cobertura. Al mismo tiempo, un precio más bajo también implica menor recaudación de cada grupo de consumo y por eso existe un único precio, llamémoslo p_{gr}^{-}, tal que la restricción de participación (C.2) se cumple con igualdad:

$$\int_0^{m(p_{\text{gr}}^{-})} p_{\text{gr}}^{-} A_{m'} D(p_{\text{gr}}^{-}) f(m') dm' = \mathcal{R}.$$

Al mismo tiempo, cuando no se pueden cobrar cargos fijos, la restricción (C.3) pasa a ser equivalente a $p_{\text{gr}} \leq p^s$.

Todo lo anterior permite reformular el problema del planificador como uno que consiste en elegir p_{gr} para maximizar el excedente social, sujeto a (C.4) y $p_{\text{gr}} \in [p_{\text{gr}}^{-}, p^s]$. En ese problema la condición de primer orden con respecto a p_{gr} es

$$-\eta(p_{\text{gr}}) X^N(p_{\text{gr}}, m) + \psi(1 - \eta(p_{\text{gr}})) X^N(p_{\text{gr}}, m) - \zeta + \xi = 0, \tag{C.5}$$

donde ψ es el multiplicador de la restricción de participación, ζ es el multiplicador de la restricción $p_{\text{gr}} \leq p^s$ y ξ es el multiplicador de la restricción $p_{\text{gr}} \geq p_{\text{gr}}^{-}$. De manera similar, la condición de primer orden con respecto a m es

$$A_m \left[\int_{p_{\text{gr}}}^{p^s} D(p) dp - (p^s - c^s) D(p^s) \right] f(m) - \psi \frac{d\phi_m}{dm} = 0. \tag{C.6}$$

Nótese que $p_{\text{gr}} < p^s$ (de lo contrario (C.6) no se puede cumplir). Luego, $\zeta = 0$: cuando inicialmente $p_{\text{gr}} = p^s$ y se disminuye el precio del gas natural en dp_{gr}, el grupo de consumo marginal que se traslada desde el gas natural hacia el sustituto no pierde excedente (paga lo mismo que antes). Sin embargo, el aumento de bienestar por mayor consumo de gas natural de aquellos consumidores que siguen consumiendo gas natural es de primer orden. A eso se le suman los excedentes adicionales que obtienen los productores del sustituto. Luego, al planificador le gustaría fijar $p_{\text{gr}} < p^s$.

Ahora bien, con $\mathcal{R}$ suficientemente bajo el planificador seleccionaría $p_{\text{gr}} > p_{\text{gr}}^{-}$, vale decir, el distribuidor obtiene utilidades económicas[59]. En ese caso la condición (C.5) queda como

$$\frac{1+\psi}{\psi} = \frac{1}{\eta(p_{\text{gr}})}$$

El término de la izquierda, $\frac{1+\psi}{\psi}$, es muy parecido al número de Ramsey. Sin embargo, en este caso cumple una función distinta, a saber señalar que al planificador le importa la cobertura, y por eso no quiere fijar $p_{\text{gr}} = 0$. En otras palabras, hay un *tradeoff* entre menor cobertura y disminuir la distorsión debida a que el precio del gas natural es mayor que su costo marginal.

Este resultado es muy importante, porque pone en perspectiva a la extracción de rentas que estamos acostumbrados a esperar en cualquier problema regulatorio. En efecto, en el problema de Ramsey estándar al regulado se le deja sin utilidades económicas porque éstas se obtienen a costa de precios mayores que los costos marginales. Sujeto a la restricción de participación, siempre es conveniente fijar el precio un poco más bajo porque aumenta el consumo. Por contraste, en este problema el precio más bajo no sólo aumenta la cantidad consumida de gas natural de los clientes que continúan conectados sino que disminuye la cobertura. Por eso, no es inconveniente que el distribuidor obtenga rentas económicas.

Por supuesto, al planificador le convendría disminuir el precio del gas natural hasta que la restricción de participación del distribuidor se cumpla con igualdad—es ese caso tendría dos instrumentos para dos objetivos—. Pero es un tanto absurdo pretender que el regulador determine quién se conecta a la red de gas natural y quién no. Una vez reconocido eso, es inconveniente quitarle todas las utilidades económicas al distribuidor.

D. Rentas económicas

Aunque pueda parecer curioso, una de las confusiones más frecuentes en discusiones sobre regulación y libre competencia es la creencia que todas las rentas económicas desaparecen en un mercado competitivo. Por eso, muchos

[59] La demostración es como sigue. El bienestar social es mayor con gas natural cuando al disptribuidor no se le regula el precio a pesar de que $p_{\text{gn}} = p_s$. Al mismo tiempo, si $\mathcal{R} = 0$, la restricción de participación se cumple con igualdad si $p_{\text{gn}} = 0$, pero en ese caso ningún grupo de consumo recibe gas natural. Por eso, para $\mathcal{R}$ suficientemente pequeño la restricción de participación se cumplirá con holgura cuando el planificador elija p_{gn} óptimamente.

analistas creen que una renta económica no puede ser sino indicio de poder de mercado.

El origen de la confusión, seguramente, es que los analistas sólo conocen la categoría "renta económica" ignorando que existen a lo menos tres: rentas ricardianas, cuasirentas y rentas del poder de mercado. En un mercado competitivo sólo desaparecen las rentas del poder de mercado y en el margen. Las rentas ricardianas, por contraste son el resultado natural de la competencia cuando las firmas son heterogéneas, son inframarginales y no desaparecen en mercados competitivos. Noll (2005) explica los tres tipos de renta y conviene citarlo verbatim:

> Rents take three fundamental forms: Ricardian rent, quasi-rent, and monopoly profits. The effects of [monopoly] power are quite different in these three cases. Ricardian rent arises from differential productivity or costs per unit among factors of production. The core idea is that if a group of substitute inputs all are acquired at the minimum expenditure that is needed to induce them into the market, the resulting output per dollar of input differs among them. For example, some land may be more productive than other land in growing a particular crop; some mineral deposits may be nearer the surface than others, and so easier to extract; some workers may be endowed with more skill than others, and so produce more output per time period from a given amount of effort; and workers with the same skill may nevertheless differ in their willingness to work, and so differ in the lowest wage (or reservation wage) that would just be sufficient to induce their participation in the labor force. In these cases, monopsony power can be used to transfer Ricardian rents from more-productive suppliers to the buyer.
>
> Quasi-rents are the difference between a supplier's total revenues and short-run total costs. If a production technology requires some sunk costs (i.e., some inputs must be committed to a specific market for some period of time), then these inputs need not receive any short-run financial return to keep them producing for the market. For example, investments in buildings and machines may be sufficiently specialized that they cannot be shifted from one productive use to another. In this case, a firm need not earn a competitive return on these investments in order to stay in business for awhile. In the long run, however, the firm must earn sufficient quasi-rents to yield a competitive return or its investors will not be willing to replace capital investments as they wear out or become obsolete. In this case, a monopsonist can extract quasi-rents for a while, but only for as long as the remaining useful life of the assets that are committed to supply the market.
>
> [Monopoly] profits are the excess of revenues over long-run total costs of production that are created by the existence and exercise of market power by [sellers].

Referencias

[1] Andrews, D.W.K., "Tests for Parameter Instability and Structural Change with Unknown Change Point", *Econometrica* **61**, 821-856, 1993.

[2] Arellano, S. y S. Valdés, *La industria de los combustibles líquidos en Chile.* Santiago: Ediciones Universidad Católica de Chile, 2006.

[3] Bai, J., "Estimation of a Change Point in Multiple Regression Models", *Review of Economics and Statistics* **79**, 551-563, 1997.

[4] Bitran, G., 2011. "El mercado del gas en Chile: competencia, regulación y desafíos", en A. Butelman et al. (eds.) *La libre competencia en el Chile del bicentenario.* Santiago: Thomson Reuters, 2011.

[5] Boiteaux, M. , "Peak-Load Pricing" *The Journal of Business* **33**, 157-179, 1960.

[6] Faulharber, G., "Cross-Subsidiation: Pricing in Public Enterprises", *American Economic Review* **65**, 966-977, 1975.

[7] Federal Trade Commission, 1992 Horizontal Merger Guidelines (with April 8, 1997 Revisions to Section 4 on Efficiencies). Washington: Federal Trade Commission, 1997. Disponible en http://www.ftc.gov/bc/guidelin.htm.

[8] Galetovic, A., "Competition Policy in Chile", SCID Working Paper N° 333, 2007.

[9] Hansen, B.E. ,"Approximate Asymptotic p-Values for Structural Change Tests", *Journal of Business and Economic Statistics* **15**, 60-67, 1997.

[10] Lerner A., "The Concept of Monopoly and the Measurement of Monopoly Power", *The Review of Economic Studies* **1**, 157-175, 1934.

[11] Noll, R., "'Buyer Power' and Economic Policy", *Anti Trust Law Journal* **72,** 589-624, 2005.

[12] Newey, W. y K. West, "A Simple, Positive Semidefinite, Heteroskedasticity and Autocorrelation Consistent Covariance Matrix", *Econometrica* **55**, 703-708, 1987.

[13] Panzar, J., "Technological determinants of Firm and Industry Structure", en R. Schmalensee y R. Willig (eds.), *Handbook of Industrial Organization.* Amsterdam: North Holland, 1989.

[14] Sutton, J., *Sunk Costs and Market Structure.* Cambridge: MIT Press, 1991.

[15] Symeonidis, G., T*he Effects of Competition: Cartel Policy and the Evolution of Strategy and Structure in British Industry.* Cambridge: MIT Press, 2002.

[16] Whish, R., *Competition Law.* Cuarta edición. Londres: Butterworths, 2001.

[17] Zivot, E. y K. Andrews, "Further Evidence On The Great Crash, The Oil Price Shock, and The Unit Root Hypothesis", *Journal of Business and Economic Statistics* **10**, 251-270, 1992.

Cuadro 2.1
Composición del gas natural
que llega a Santiago

Hidrocarburo	Composición química	Rango (en %)
Metano	CH_4	97,13
Etano	C_2H_6	2,49
Propano	C_3H_8	0,3
Butano	C_4H_{10}	0,05
Pentano	C_5H_{12}	0,0

Fuente: Asociación de Distribuidores de Gas Natural A.G.

Cuadro 2.2
Costo de la red de Metrogas

	Valor nuevo de reemplazo (en UF)	Composición (%)
Plantas e instalaciones de compresión	768.599	1,8
Red primaria	3.143.077	7,2
Red secundaria	835.174	1,9
Red terciaria	20.644.944	47,4
Estación de regulación y medición	315.533	0,7
Empalmes y medidores	2.392.758	5,5
Conversiones	12.706.890	29,2
Otros bienes	963.400	2,2
Intangibles y capital	1.798.497	4,1
Total	43.568.872	100

Fuente: Metrogas S.A.

Cuadro 2.3
Gas natural y combustibles sustitutos comparados

	(1) Unidad	(2) Unidades = a un m^3 de gas natural (3)/9.300	(3) Kcalorías por unidad	(4) Btus por unidad	(5) Gjoules por unidad
Gas natural	m^3	1,00	9.300	36.880	0,039
Gas de ciudad	m^3	1,77	5.250	65.330	0,069
Gas licuado (11, 15 y 45 kg).	kg	0,78	12.000	28.582	0,030
Gas licuado a granel	litro	1,48	6.288	54.546	0,058
Gas licuado por medidor	m^3	0,41	22.550	15.210	0,016
Electricidad	kWh	10,81	860	398.819	0,422
Kerosene	litro	1,05	8.849	38.760	0,041
Fuel oil N° 5	litro	1,11	10.340	40.937	0,043
Fuel oil N° 6	litro	1,09	10.150	40.199	0,043
Petróleo diésel	litro	1,02	9.156	37.618	0,040
Carbón bituminoso	kilo	0,83	7.760	30.610	0,032
Leña	kilo	0,27	2.492	9.958	0,011

Cuadro 2.4
Consumo diario promedio de gas natural, 2013
(millones de m^3)

	(1) Electricidad	(2) Industrial	(3) Residencial y comercial	(4) Total
Norte	0,84 (8,5%)	0,39 (3,9%)	0,00 (0,0%)	1,23 (12.5%)
Centro	4,30 (43,4%)	1,45 (14,7%)	0,96 (9,7%)	6,71 (67,8%)
Sur	- -	- -	0,07 (0,6%)	0,07 (0,6%)
Magallanes	1,03 (10,4%)	0,25 (2,6%)	0,61 (6,1%)	1,89 (19,1%)
Total	6,17 (62,3%)	2,10 (21,3%)	1,63 (16,4%)	9,90 (100%)

Fuente: *Balance energético 2013* del Ministerio de Energía; *Informe estadístico de combustibles* de la SEC y *Estadísticas de hidrocarburos y electricidad* de la CNE.

Cuadro 2.5
Distribuidores de gas natural en Chile
(en 2013)

	(1) Metrogas[1]	(2) Gasvalpo	(3) Gassur[2]	(5) Gasco Magallanes
Clientes				
Residenciales	476.229	85.840	28.421	49.146
Comerciales	7.155	1.634	1.189	3.086
Industriales	285	38	-	140
Total	483.669	87.512	29.610	52.372
Consumo anual (millones de m^3)				
Residenciales	263,6	25,8	10,9	196,1
Comerciales	70,3	12,6	14,3	57,2
Industriales	443,1	122,0	-	113,0
Total	777,1	160,4	25,2	366,3
Consumo medio mensual (m^3)				
Residenciales	46,1	25,0	31,9	332,5
Comerciales	819,1	642,6	1.022,2	1.544,6
Industriales	129.570,6	267.543,8	-	67.261,9
Red de distribución (km)				
Primaria	239	136	-	264
Secundaria	135	100	48,5	34
Terciaria	4.798	1.380	701,4	1.052

Fuente: las respectivas empresas

Nota: (1) No incluye a los clientes del gas de ciudad. (2) Incluye a los clientes de gas en 5.250 calorías y 9.300 kilocalorías. El consumo total de metros cúbicos de los clientes en 5.250 calorías se ajustó para hacerlo equivalente en términos de energía a los de 9.300 kilocalorías.

Cuadro 2.6
Distribución de clientes residenciales según nivel de consumo, 2013
(en %)

Tramo (en m^3)	(1) Metrogas[1]	(2) Gasvalpo	Tramo (en m^3)	(3) Gassur[2]	Tramo (en m^3)
0-5	36,21	28,50	**0-5**	17,87	**0-5**
5-10	8,52	10,96	**5-10**	55,17	**5-10**
10-25	20,35	30,71	**10-25**		**10-25**
25-40	14,60	17,41	**25-40**	↓	**25-39**
40-60	10,08	8,31	**40-60**	13,73	**39-58**
60-130	7,44	3,34	**60-130**	2,88	**58-66**
130-170	0,71	0,20	**130-170**	6,11	**66-116**
170-700	1,93	0,34	**170-700**	2,22	**116-228**
700-900	0,08	0,02	**700-900**	1,40	**229-811**
900-	0,07	0,20	**900-**	0,62	**811-**
Total	100	100	Total	100	Total

Notas: (1) Clientes que pagan la tarifa BC-01. (2) Sólo se incluyen los clientes en 9.300 kcal/m^3.

Cuadro 2.7
Precio relativo del gas por red
y del gas licuado en balón de 45kg
(marzo 2003 - enero 2014)

Metrogas	(1) Hasta diciembre de 2007	(2) 2008-septiembre 2012	(3) Octubre de 2012 hasta enero de 2014
Media	0,86	1,00	0,75
Desviación	0,06	0,04	0,05
CV	0,07	0,04	0,07
Máximo	1,00	1,06	0,82
Mediana	0,87	1,01	0,76
Mínimo	0,69	0,88	0,61

Gasvalpo	(1) Hasta diciembre de 2007	(2) 2008-enero 2014
Media	0,86	1,05
Desviación	0,05	0,11
CV	0,06	0,11
Máximo	0,99	1,37
Mediana	0,86	1,02
Mínimo	0,69	0,86

Gassur		
Media	1,00	1,10
Desviación	0,09	0,11
CV	0,09	0,10
Máximo	1,35	1,35
Mediana	0,99	1,08
Mínimo	0,81	0,86

Cuadro 4.1: estimación de $\overline{\delta}$

Variable	(1.1) Metrogas	(1.2) Metrogas	(2.1) Gasvalpo	(2.2) Gasvalpo	(3.1) Gassur	(3.2) Gassur	Variable
$\overline{\delta}$	–2.863	0	–2.750	-	0	-	$\overline{\delta}$
β_0	–554	–34	–715	2.761	–56	3.260	β_0
	(147)	(77)	(180)	(766)	(140)	(937)	
	[0,000]	[0,661]	[0,000]	[0,000]	[0,689]	[0,001]	
	[–844,–265]	[–186, 118]	[–1.069, –361]	[1.253, 4.270]	[–332, 219]	[1.415, 5.105]	
Tendencia	-	-	–1,96	–10,58	1,36	–12,53	Tendencia
	-	-	(1,76)	(3,12)	(2,32)	(3,94)	
	-	-	[0,266]	[0,001]	[0,559]	[0,002]	
	-	-	[–5,42, 1,50]	[–16,73, –4,43]	[–3,22, 5,94]	[–20,28, –4,78]	
δ_{t-1}	0,89	0,60	0,91	1,13	0,86	0,99	δ_{t-1}
	(0,11)	(0,08)	(0,09)	(0,09)	(0,09)	(0,10)	
	[0,000]	[0,000]	[0,000]	[0,000]	[0,000]	[0,000]	
	[0,68, 1,11]	[0,44, 0,77]	[0,73, 1,08]	[0,95, 1,29]	[0,67, 1,04]	[0,79, 1,20]	
δ_{t-2}	0,13	–0,01	–0,17	–0,29	0,11	–0,12	δ_{t-2}
	(0,16)	(0,08)	(0,07)	(0,08)	(0,10)	(0,15)	
	[0,392]	[0,859]	[0,013]	[0,001]	[0,265]	[0,420]	
	[–0,17, 0,44]	[–0,17, 0,15]	[–0,30, –0,03]	[–1,50, 5,42]	[–0,09, 0,32]	[–0,41, 0,17]	
δ_{t-3}	–0,21	0,13	-	-	–0,15	–0,04	δ_{t-3}
	(0,10)	(0,06)	-	-	(0,08)	(0,10)	
	[0,028]	[0,043]	-	-	[0,066]	[0,690]	
	[–0,40, –0,02]	[0,00, 0,25]	-	-	[–0,31, 0,01]	[–0,24, 0,16]	
n	324		297		281		*n*
R^2 ajustado	0,92		0,93		0,90		R^2 ajustado

Cuadro 5.1
El costo de distribuir Btus en Santiago
(en 2013)

A) Hoy	(1) Gas por red	(2) Gas licuado (densificación)	(3) Gas licuado (sin red)	(4) Total
Costo total (millones US$)	186,5	26,4	241,9	454,7
US$/ m^3	0,57	0,51	0,51	0,54
US$/ millón de Btus	15,6	13,9	13,9	14,5
Volumen (miles de millones de m^3)	324,8	51,5	472,1	848,4
Volumen (billones de Btus)	12,0	1,9	17,4	31,3

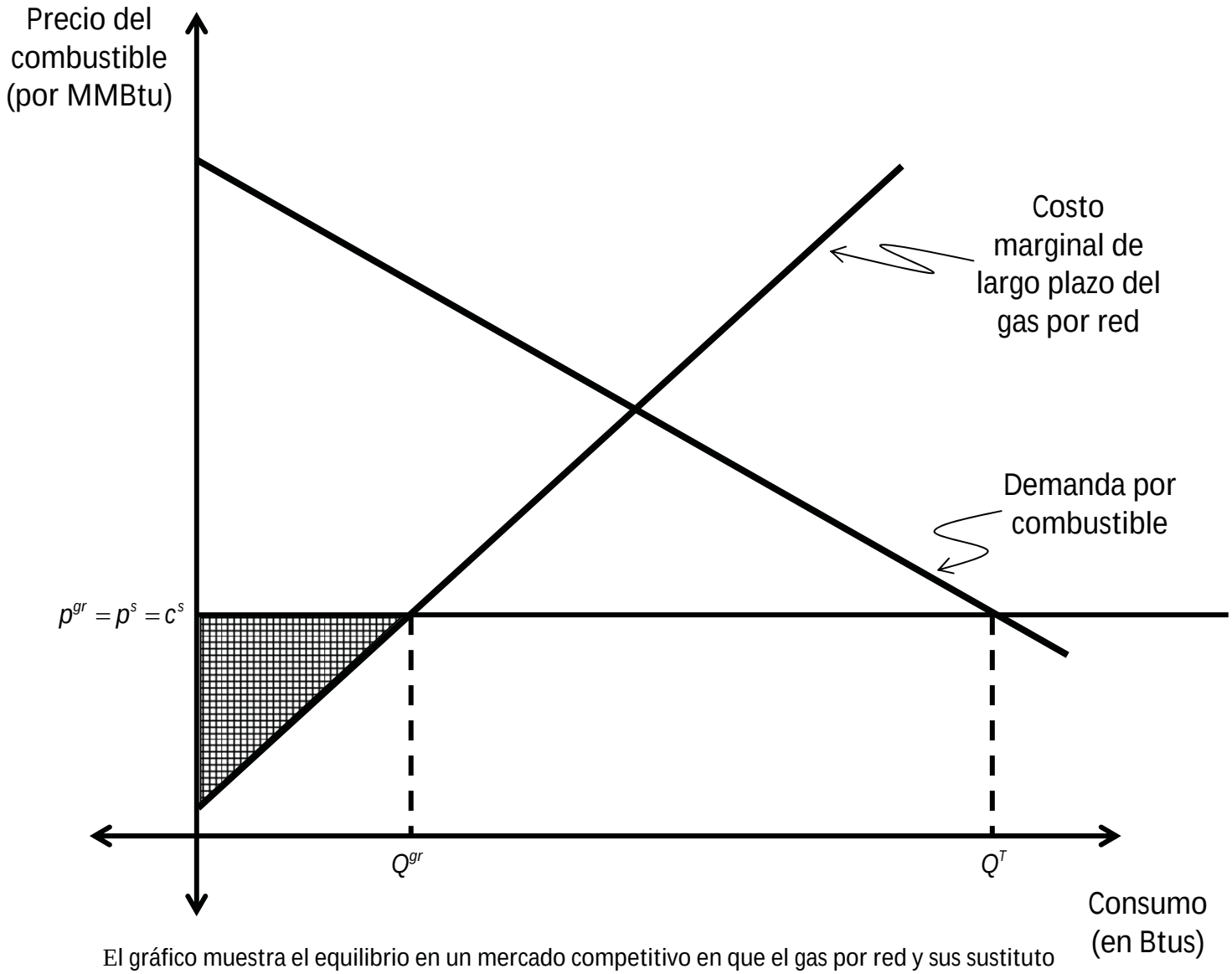
B) Todo distribuido por red	(1) Gas por red	(2) Gas por red (densificación)	(3) Gas por red adicional	(4) Total
Costo total (millones de US$)	186,5	34,3	405,1	626,0
US$/ m^3	0,57	0,67	0,80	0,74
US$/ millón de Btus	15,6	18,1	21,0	20,0
Volumen (miles de millones de m^3)	324,8	51,5	472,1	848,4
Volumen (billones de Btus)	12,0	1,9	17,4	31,3

Fuente: cálculos propios con información proporcionada por Metrogas.

Cuadro A.1
Coeficientes de validación cruzada

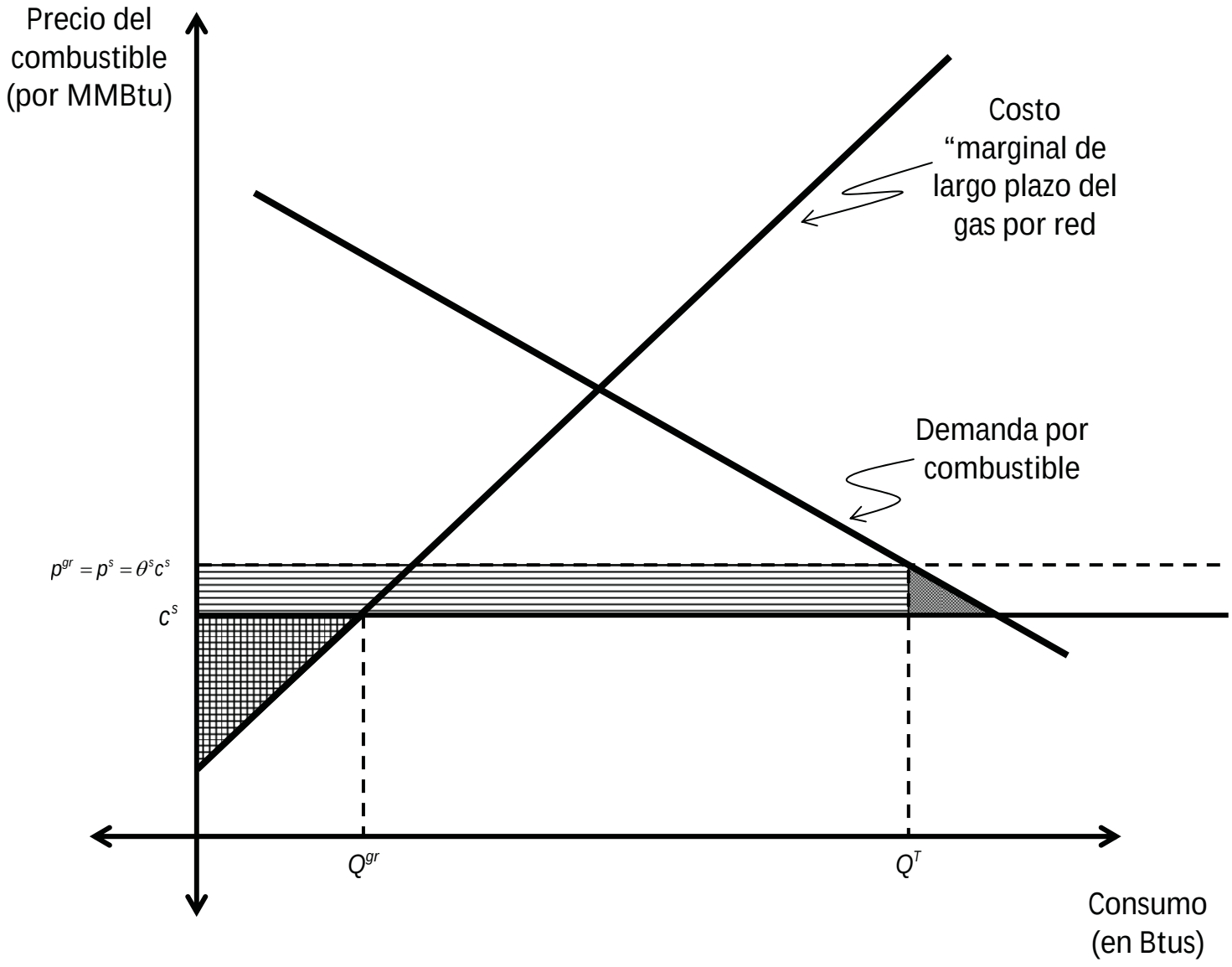
τ	(1) Metrogas	(2) GasValpo	(3) Gassur
1	674.947	942.518	1.562.144
2	690.268	**940.493**	1.587.704
3	**668.504**	950.493	**1.558.040**
4	670.413	964.179	1.575.233
5	669.756	973.038	1.580.998
6	674.210	977.633	1.588.823
7	676.732	985.664	1.605.380
8	676.761	968.660	1.617.940
9	684.609	980.101	1.628.662
10	686.661	979.297	1.635.225

Gráfico 1.1
El precio del gas por red
en un mercado relevante competitivo



El gráfico muestra el equilibrio en un mercado competitivo en que el gas por red y sus sustituto conviven. En equilibrio, si alguien consume una Btu adicional generada con gas por red , algún consumidor deberá dejar de hacerlo y sustituirla por una Btu generada con un sustituto. Por ello, en el margen el costo marginal de una Btu de gas por red es igual al precio de una Btu producida con el sustituto. En ese sentido la sustitución es eficiente. La curva de costo marginal del distribuidor de gas por red es de largo plazo ---incluye el costo de todas las inversiones necesarias para distribuir gas por red y también el costo del combustible. El triángulo enmallado es la renta ricardiana de la distribución de gas por red.

Gráfico 1.2
El precio del gas por red en un mercado relevante imperfectamente competitivo



El gráfico muestra el equilibrio en un mercado imperfectamente competitivo en que el gas por red y sus sustitutos conviven. La competencia imperfecta crea el tradicional triángulo de ineficiencia asignativa y la renta del poder de mercado (el rectángulo con líneas). El distribuidor de gas por red sigue obteniendo una renta ricardiana que no tiene que ver con el poder de mercado.

Gráfico 2.1
Consumo de gas natural en Chile, 1990-2013
(millones de m³)

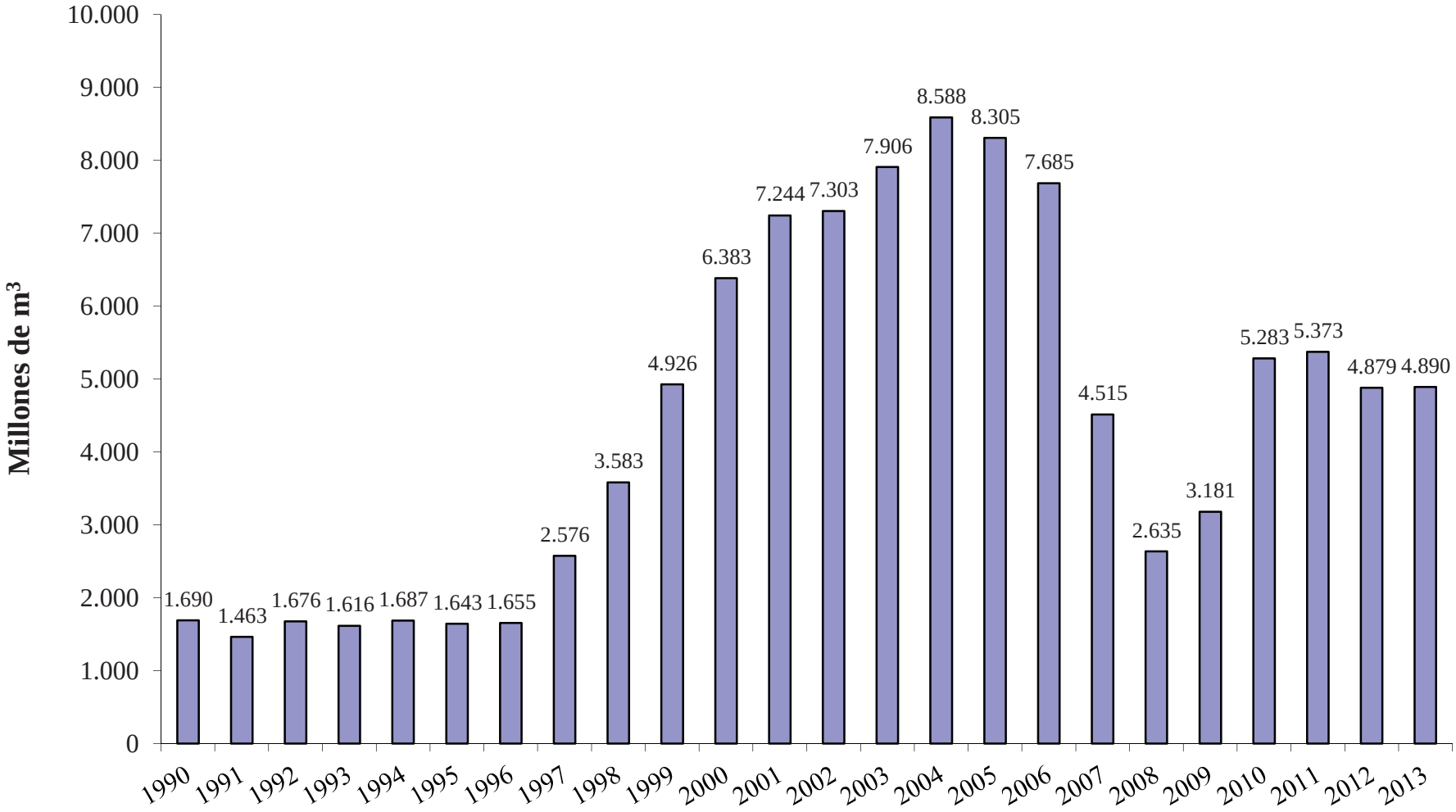


Gráfico 2.2
Clientes de gas natural en Chile, 1995-2008

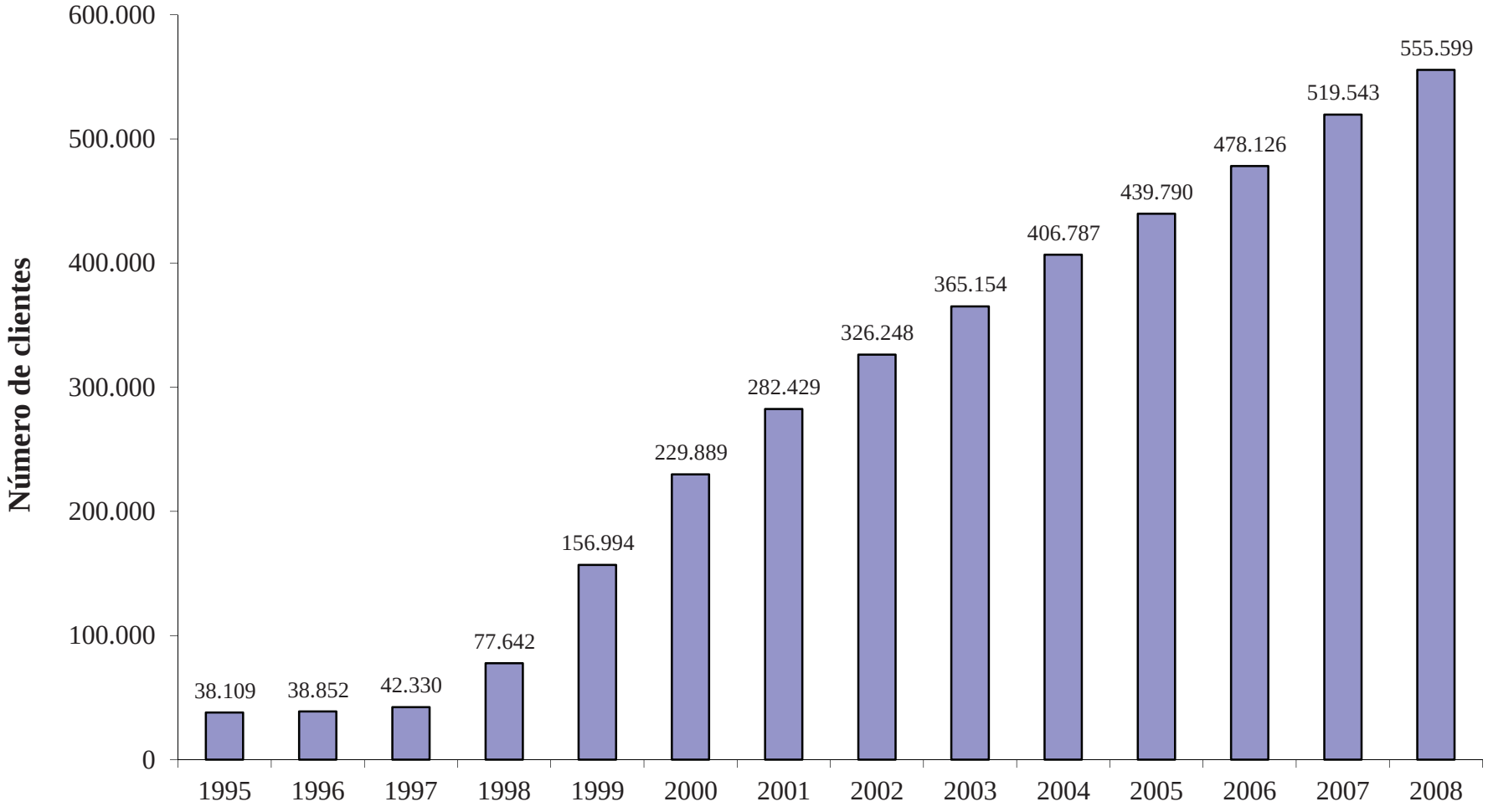


Gráfico 2.3a
Precio marginal, tarifa de bajo consumo
(a diciembre de 2014)

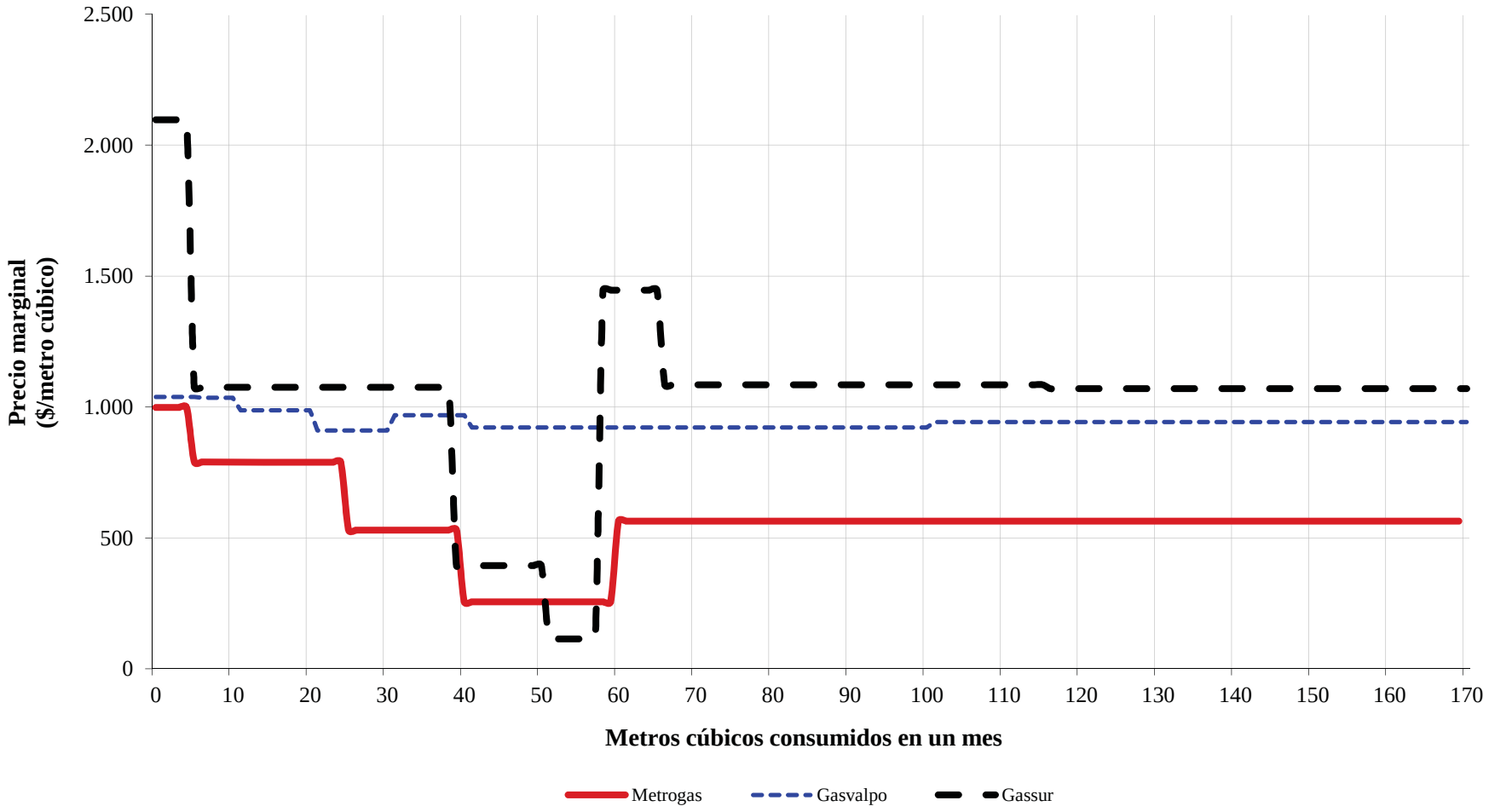


Gráfico 2.3b
Precio marginal, tarifa de bajo consumo
(a diciembre de 2014)

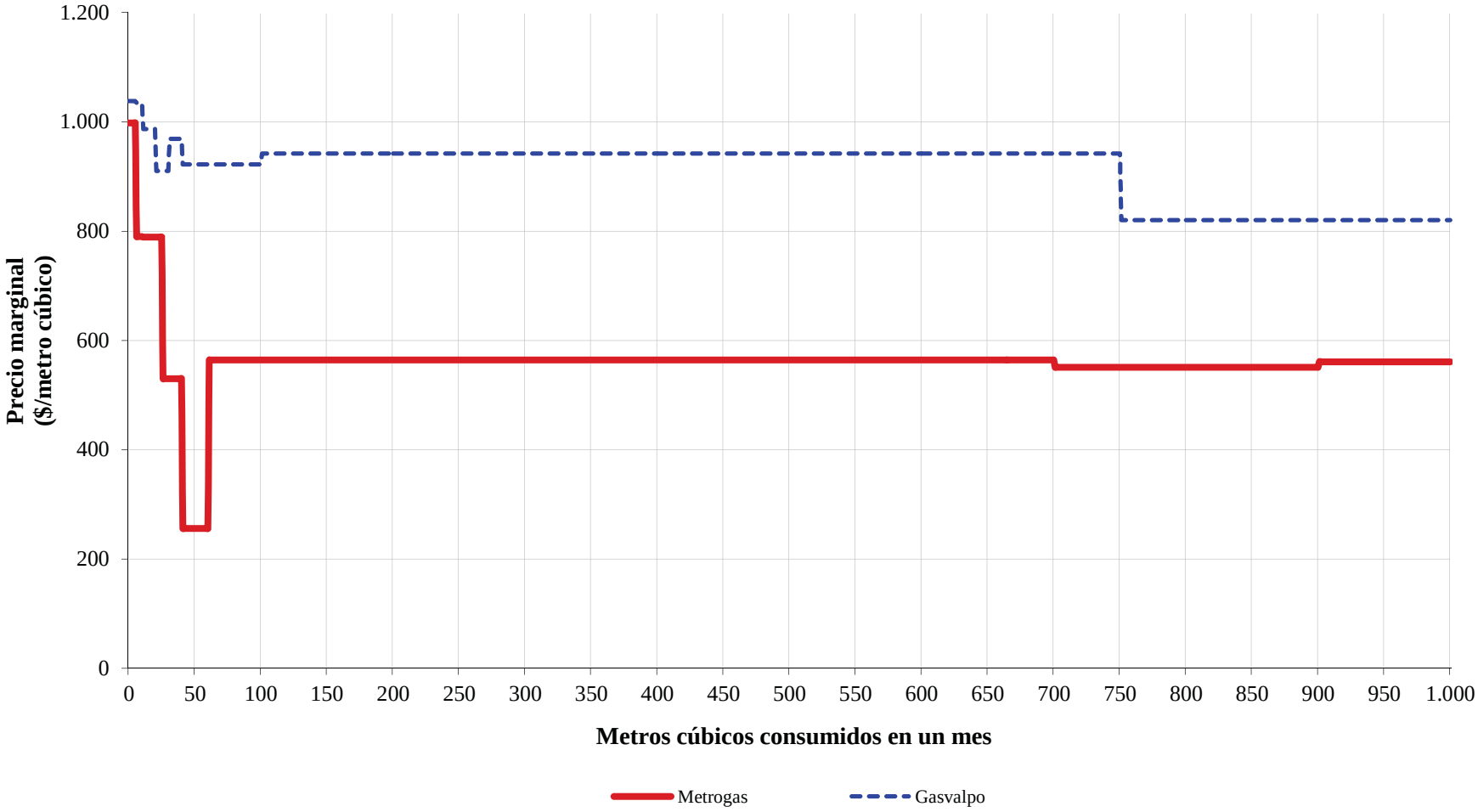


Gráfico 2.4
Precio medio, tarifa de bajo consumo
(a diciembre de 2014)

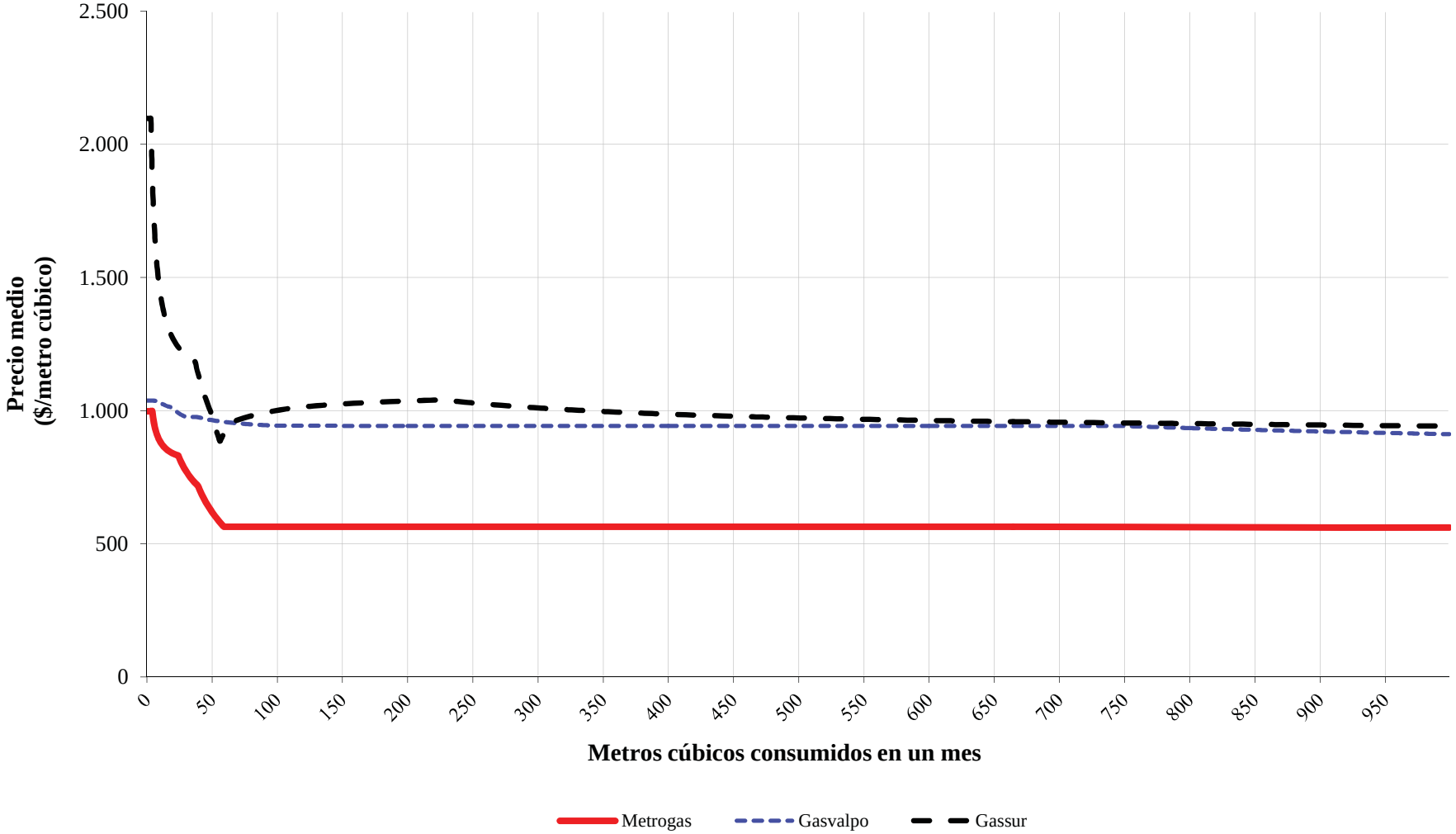


Gráfico 2.5
El precio del gas natural relativo al del gas licuado de 45 kg

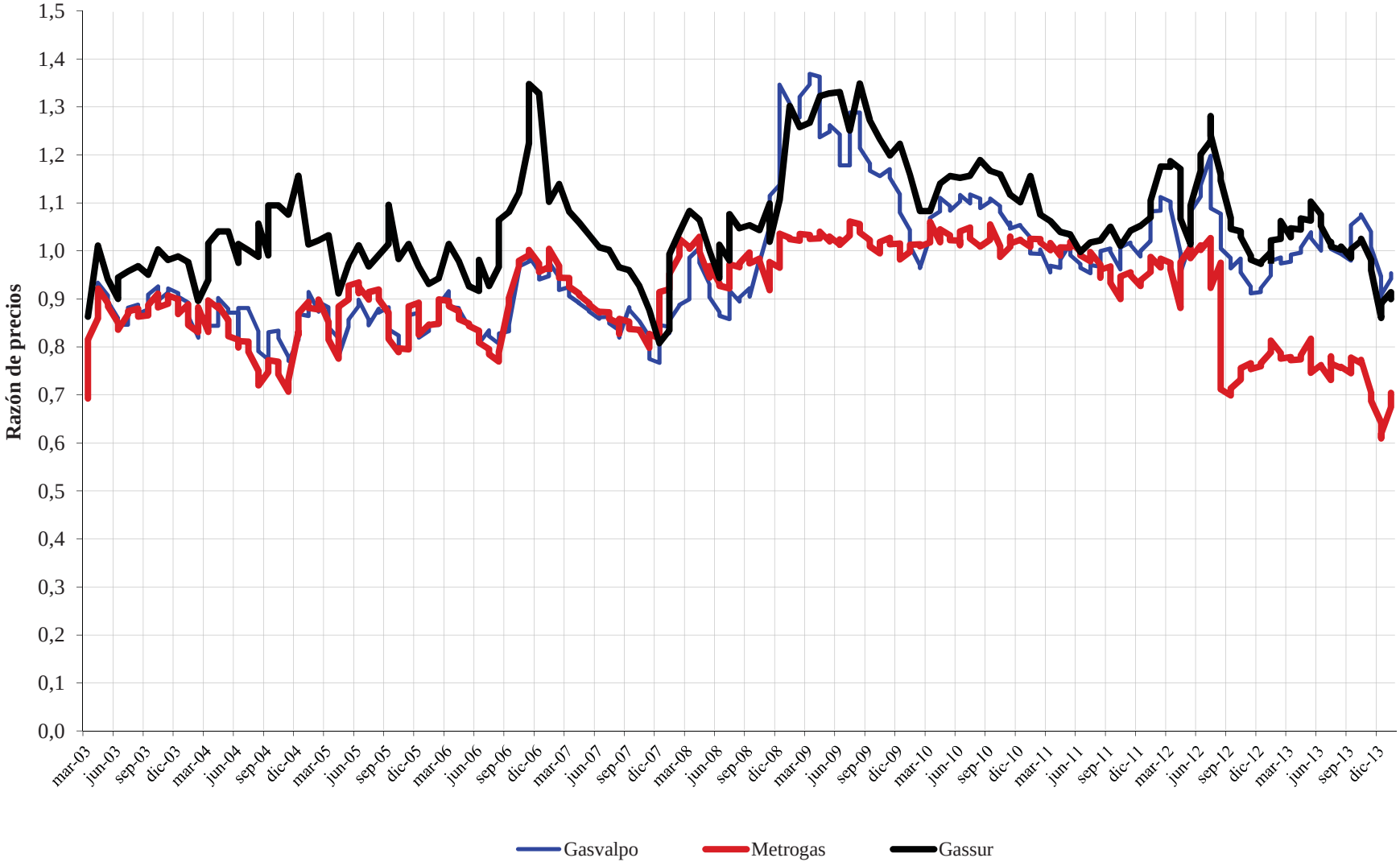


Gráfico 3.1
Costos de distribución del gas por red en Santiago

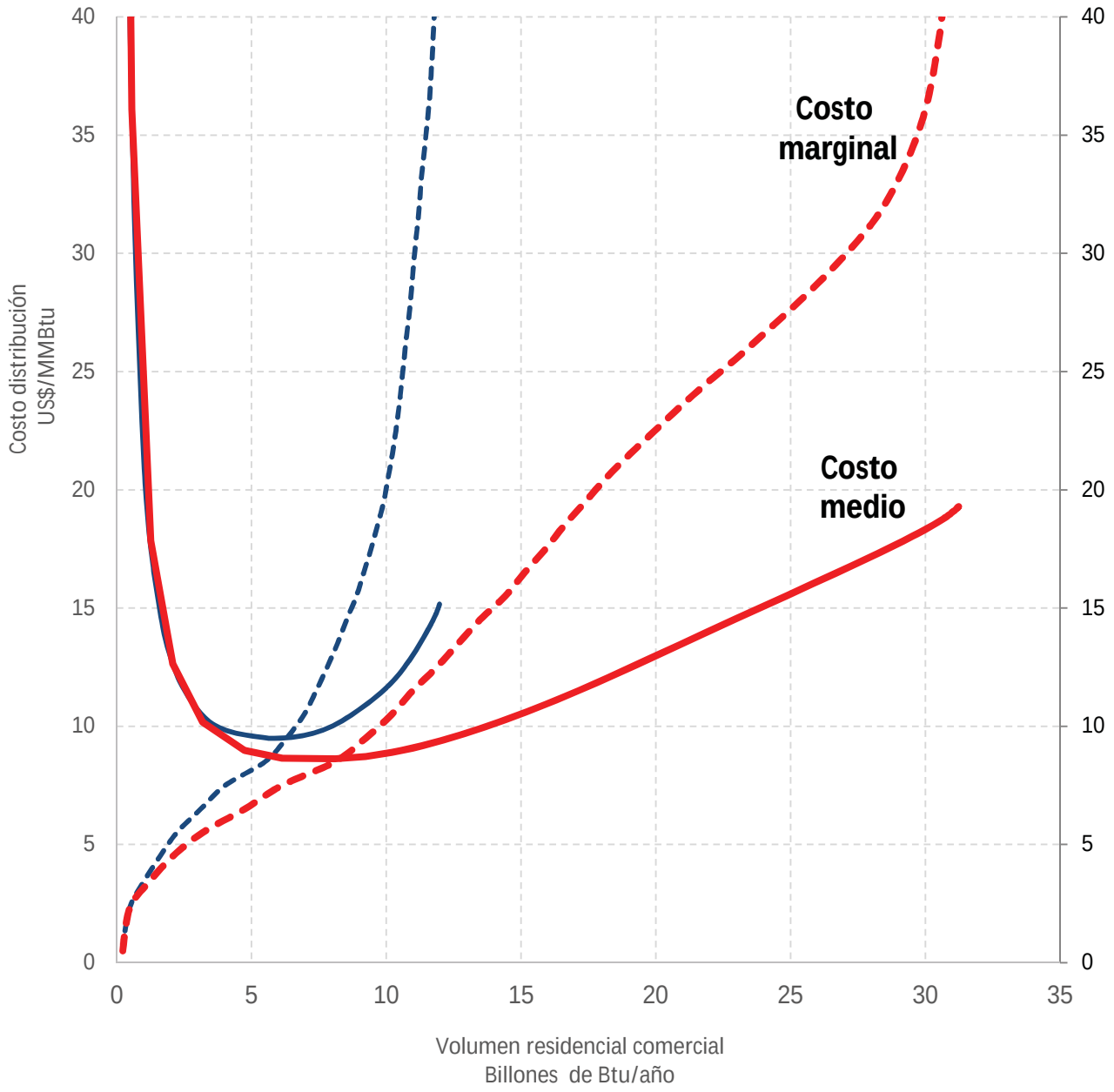


Gráfico 4.1
Costos de distribución en Santiago

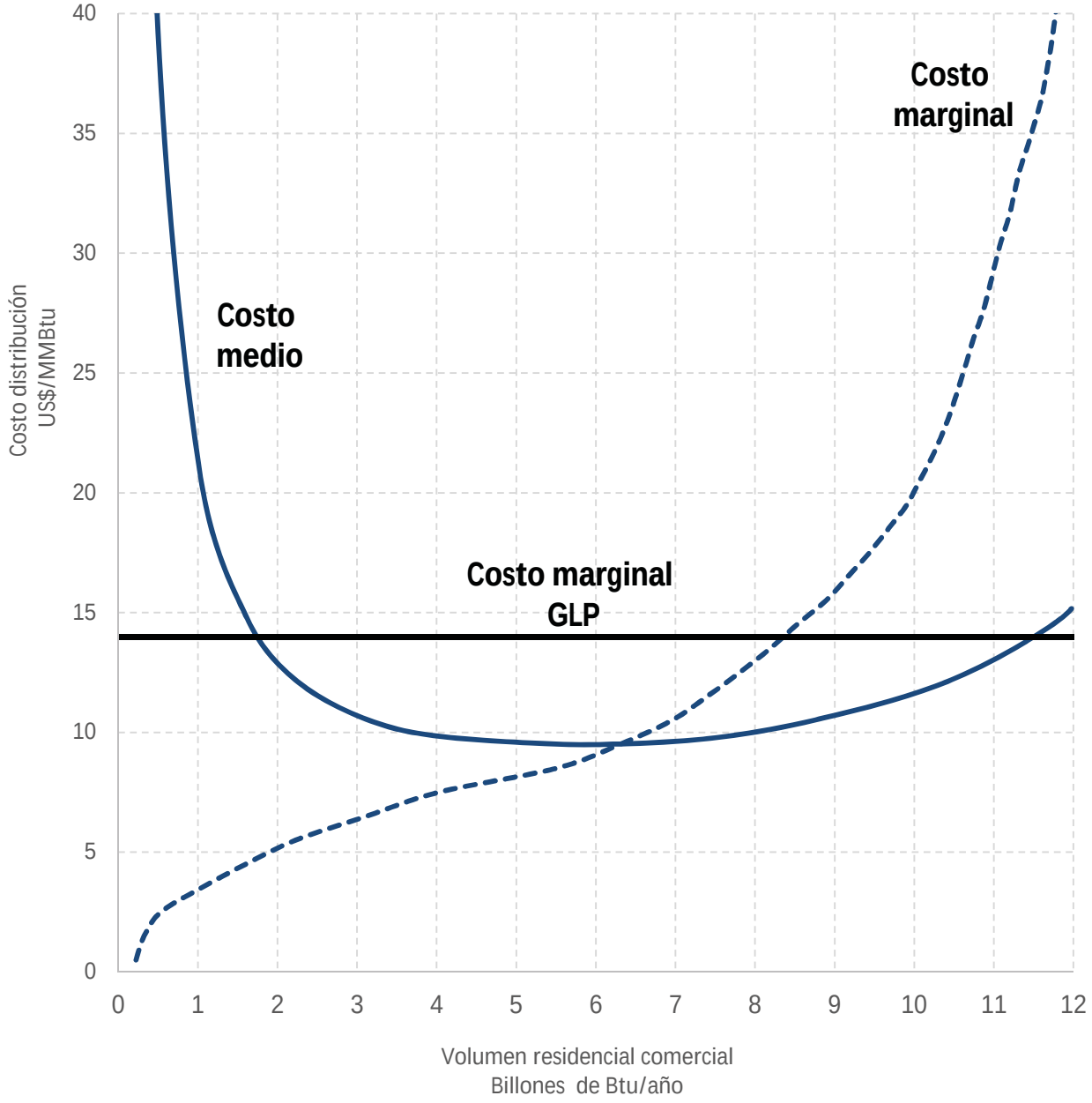


Gráfico 4.2
Costo de distribución del gas por red: penetración del 100% contra materializado (en US$/MMBtu)

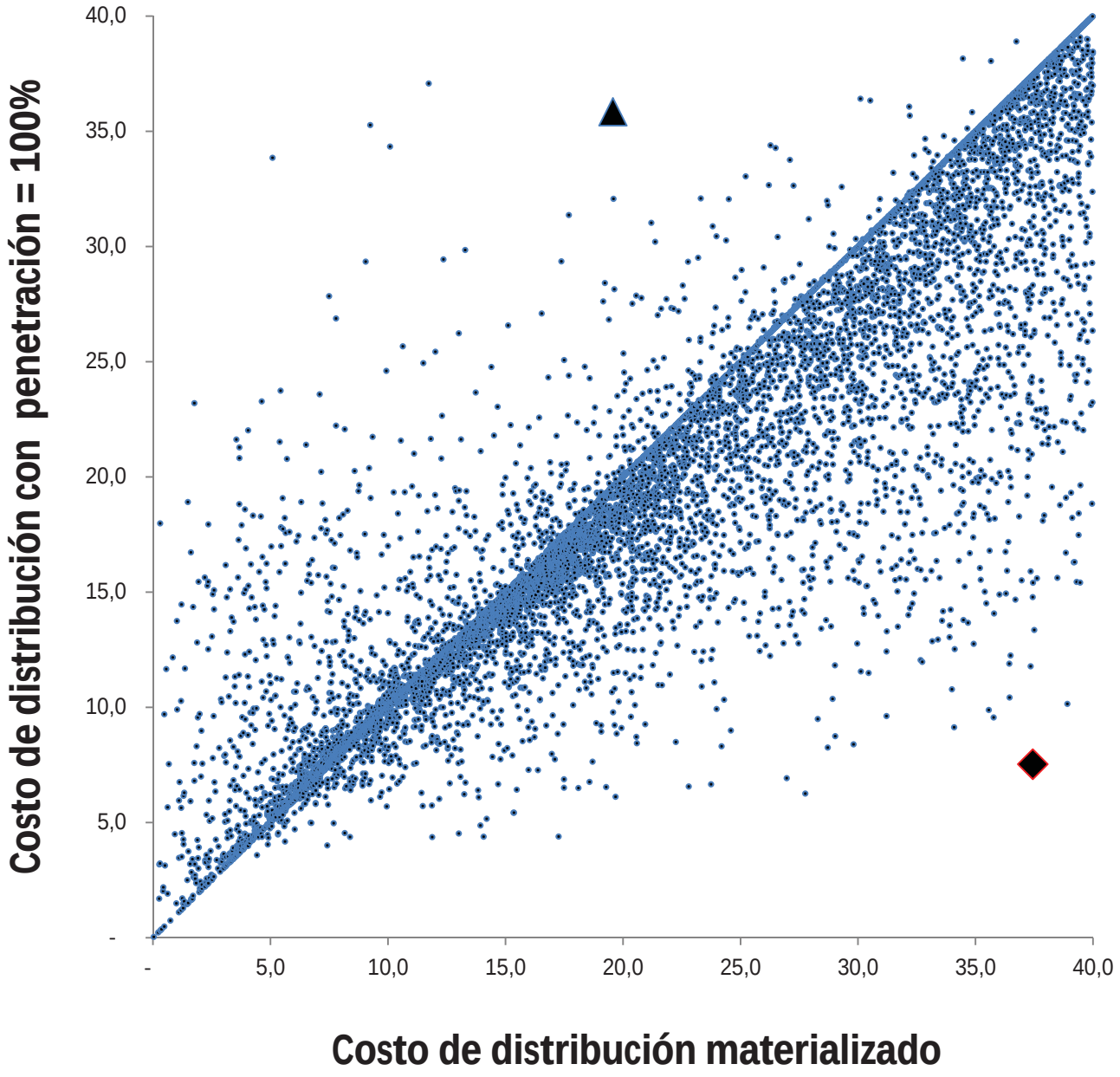


Gráfico 4.3
Precio del gas por red y del gas licuado (45 kg)
(2000-2013, Metrogas, residencial)

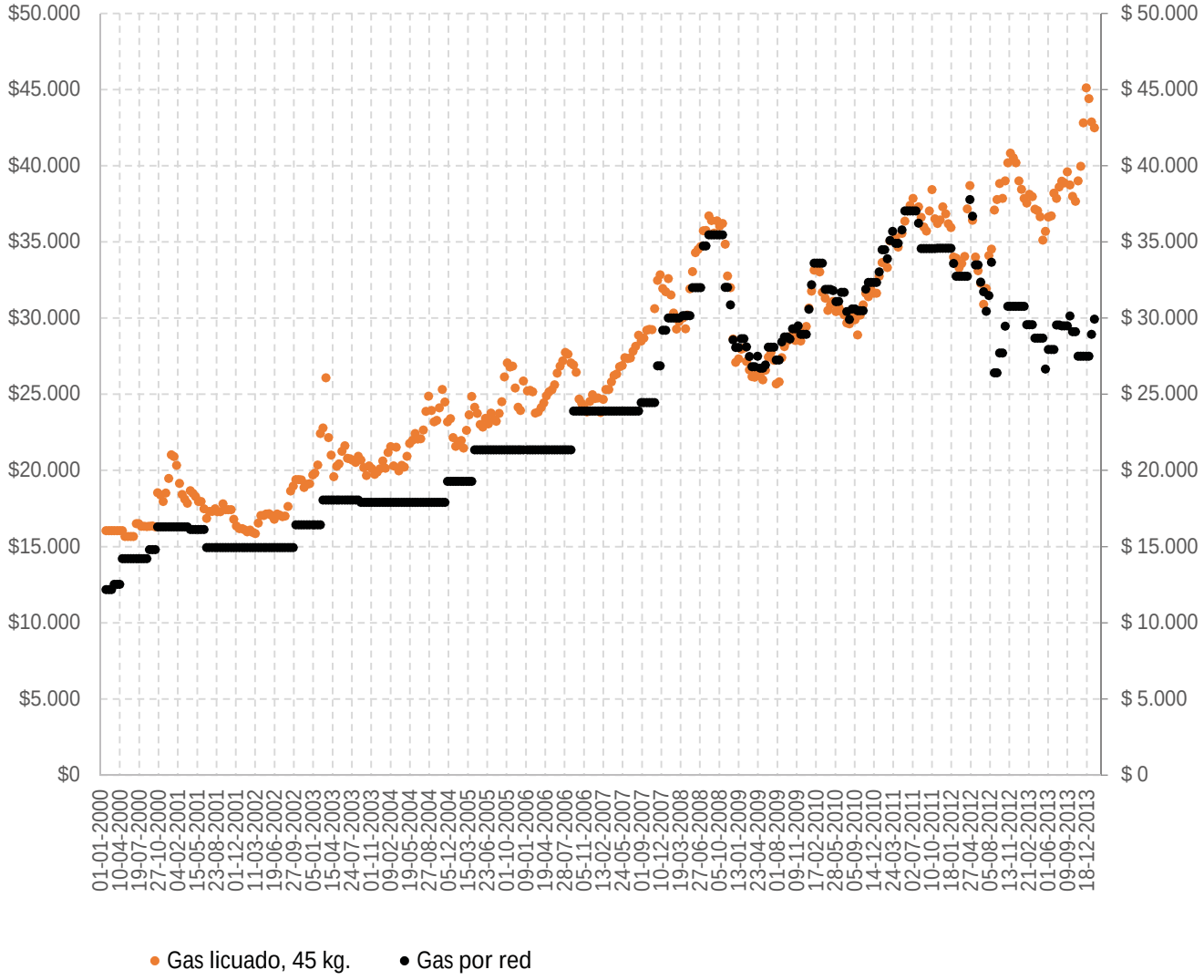


Gráfico 4.4 (a)
Diferencia entre el precio del gas por red y del gas licuado (45 kg)
(2000-2013, Metrogas, residencial)

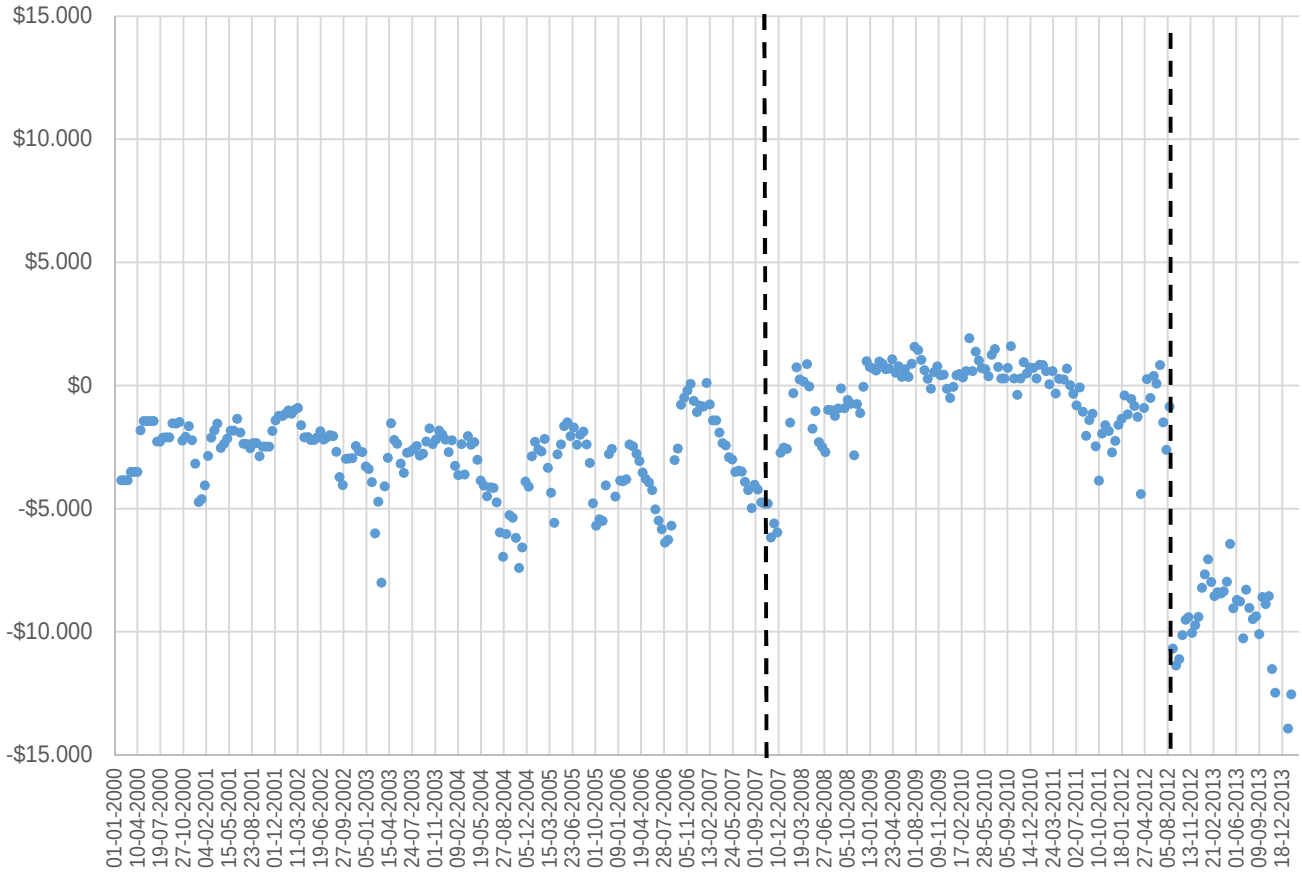


Gráfico 4.4 (b)
Diferencia entre el precio del gas por red y del gas licuado (45 kg)
(2001-2013, Gasvalpo, residencial)

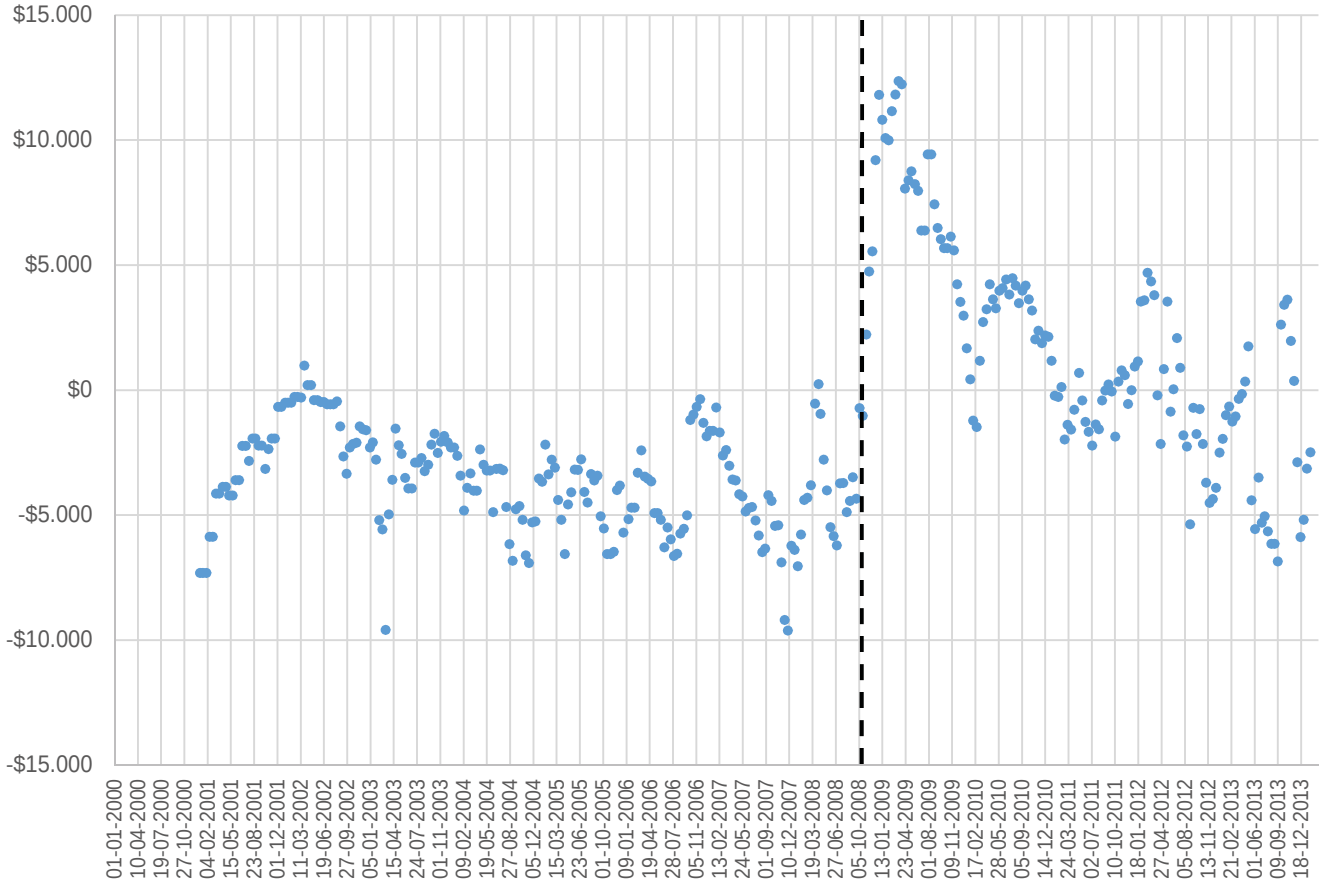


Gráfico 4.4 (c)
Diferencia entre el precio del gas por red y del gas licuado (45 kg)
(2003-2014, Gassur, residencial)

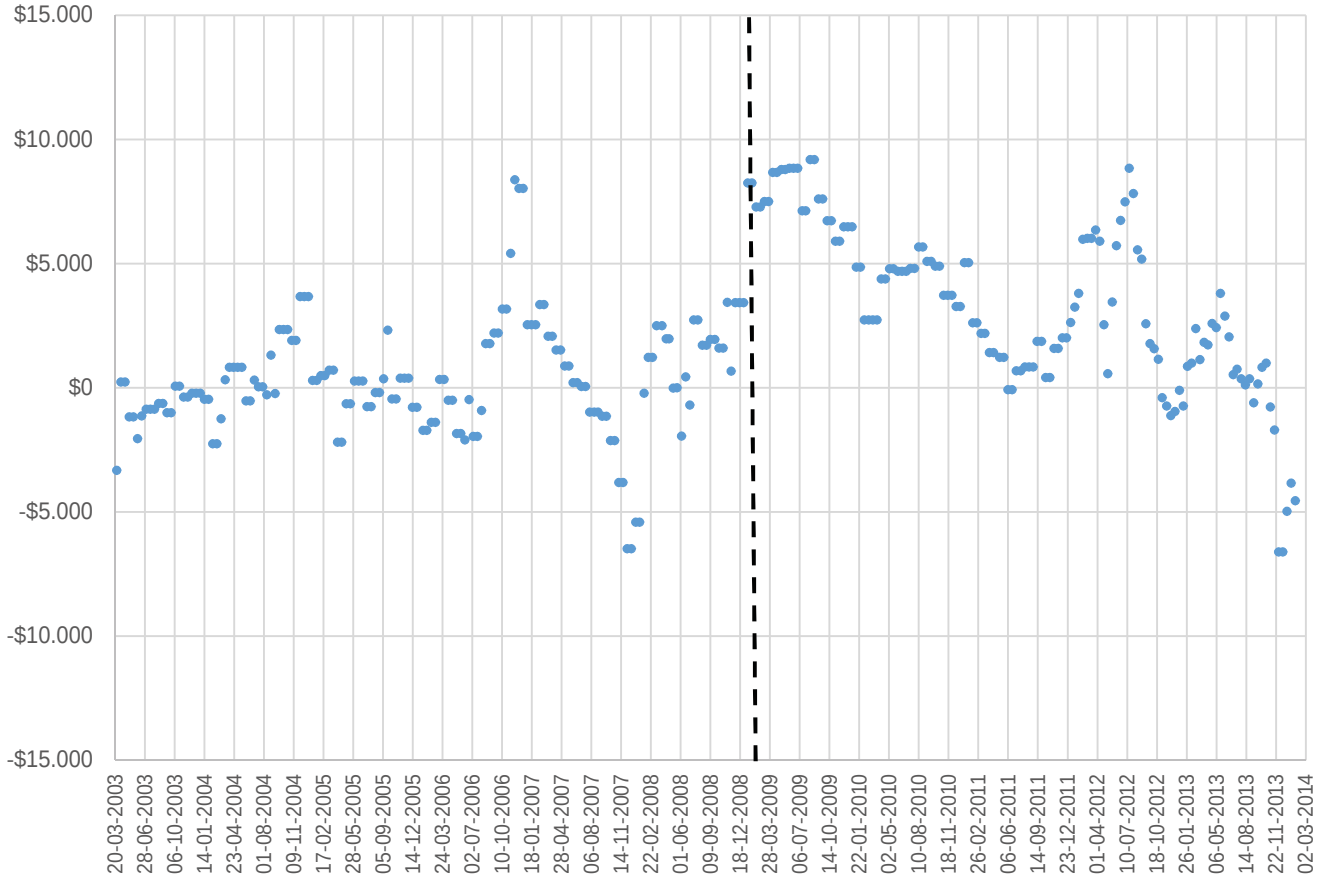


Gráfico 6.1
La ineficiencia de las tarifas lineales

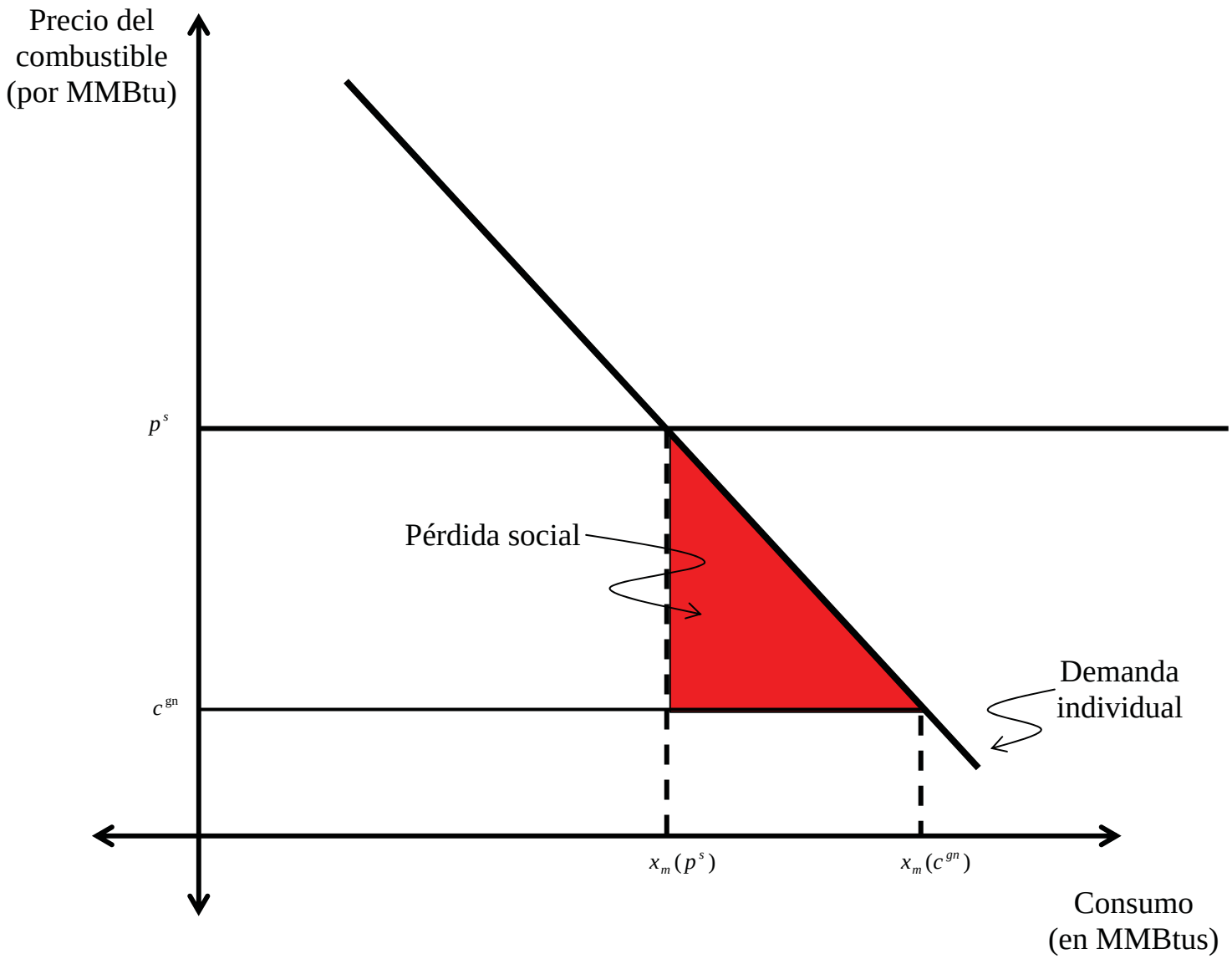


Gráfico A.1
Metrogas: estadístico W(t_1)

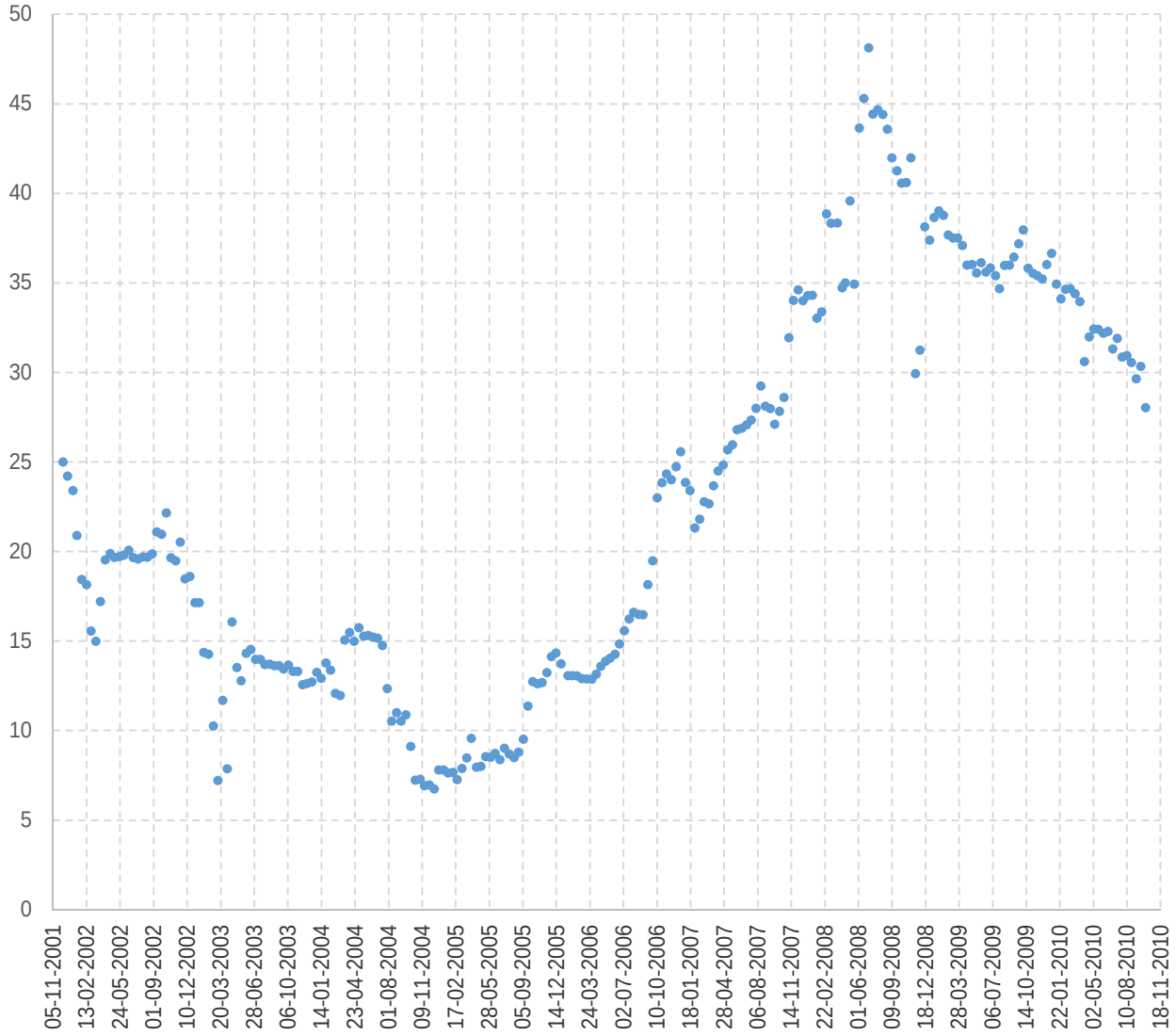
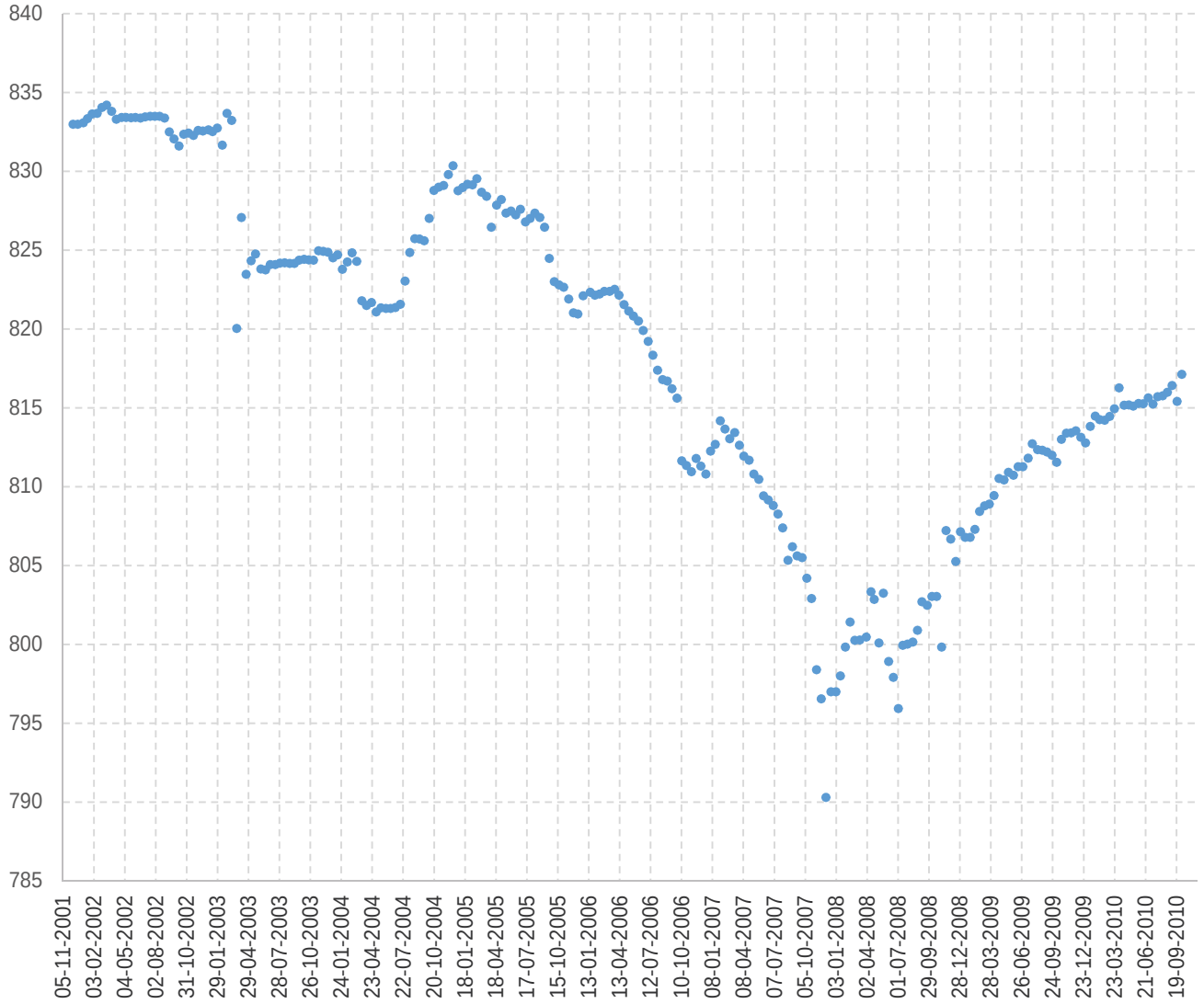
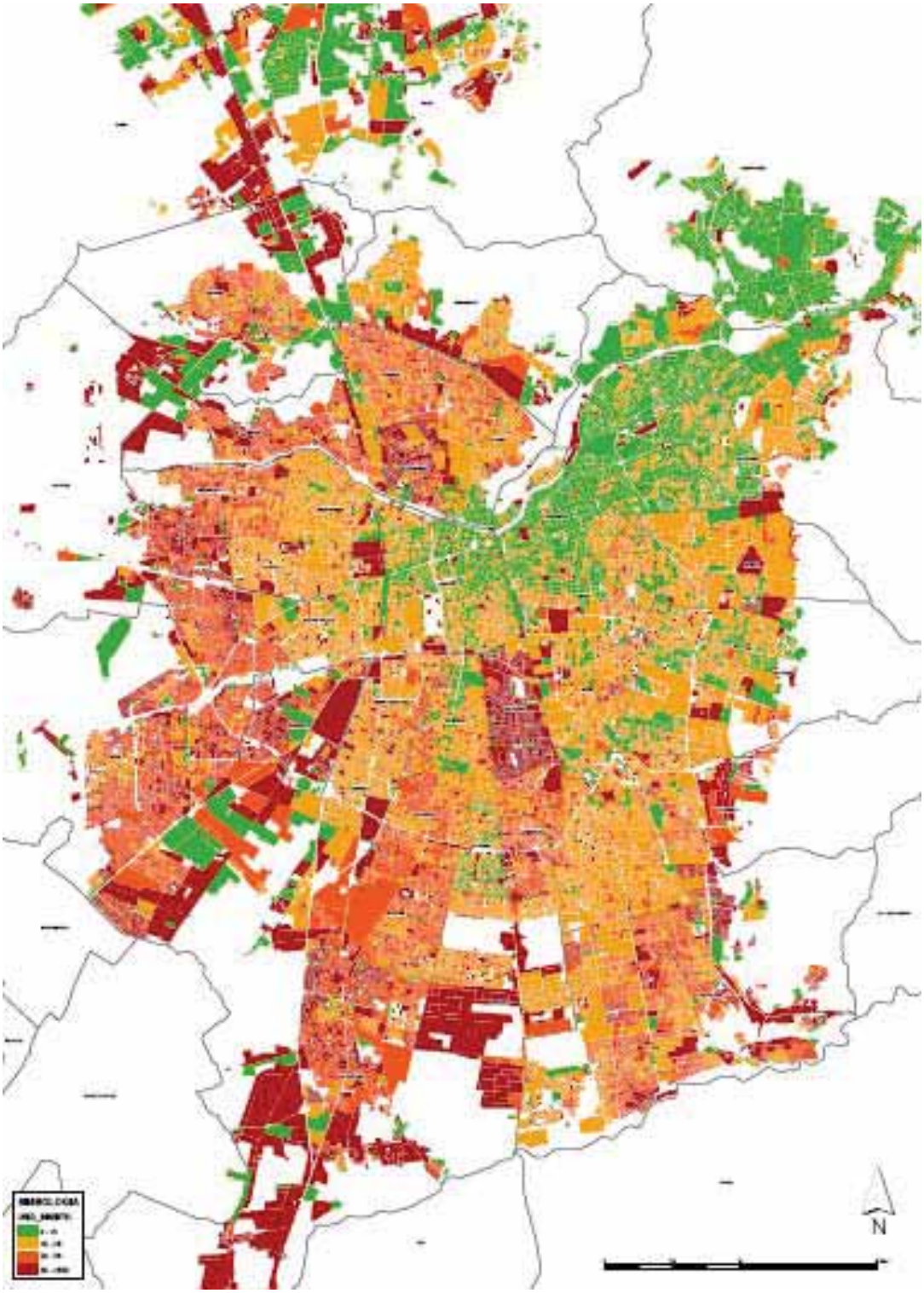


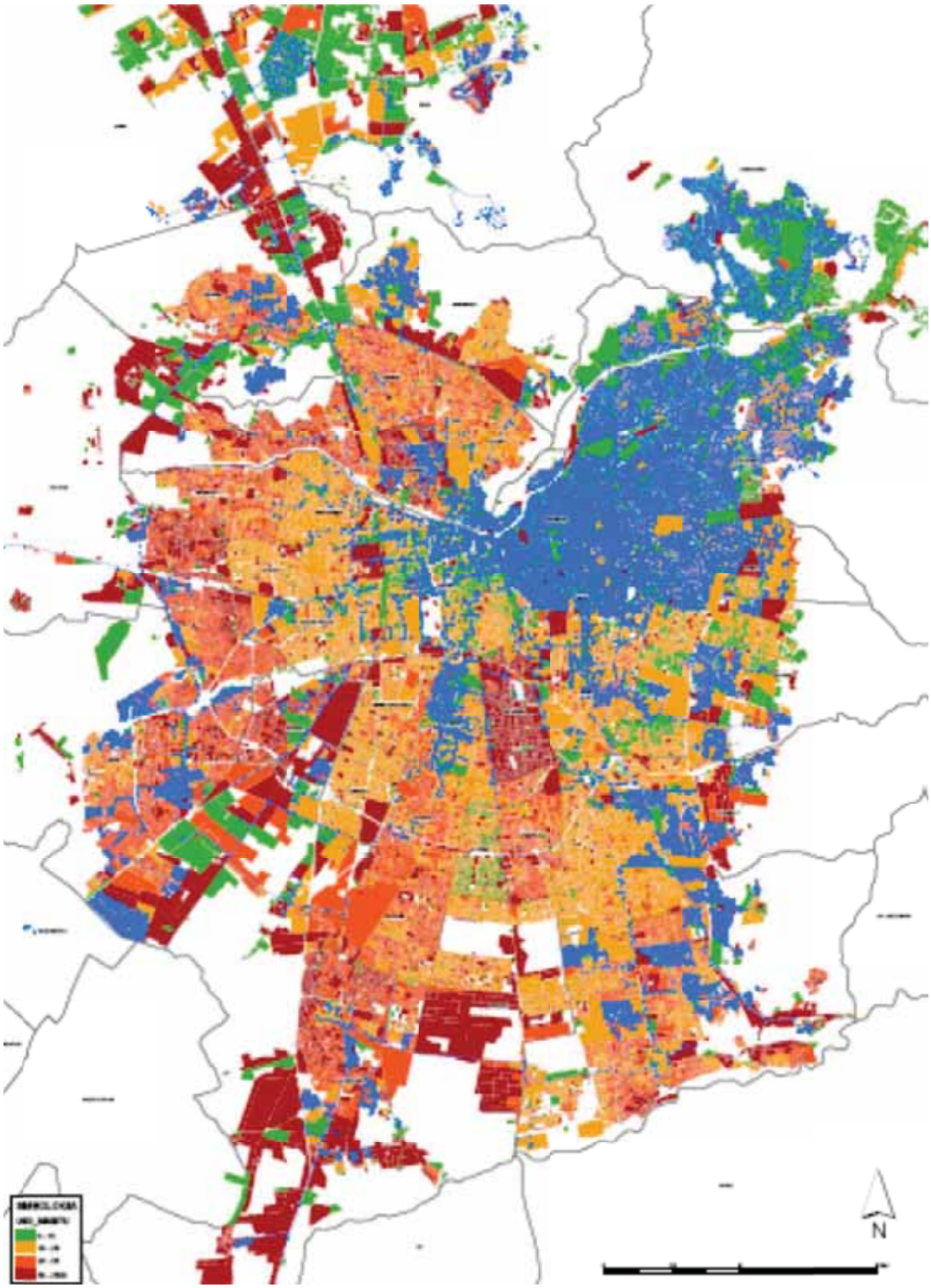
Gráfico A.2
Metrogas: error cuadrático medio RMSE(t_1)



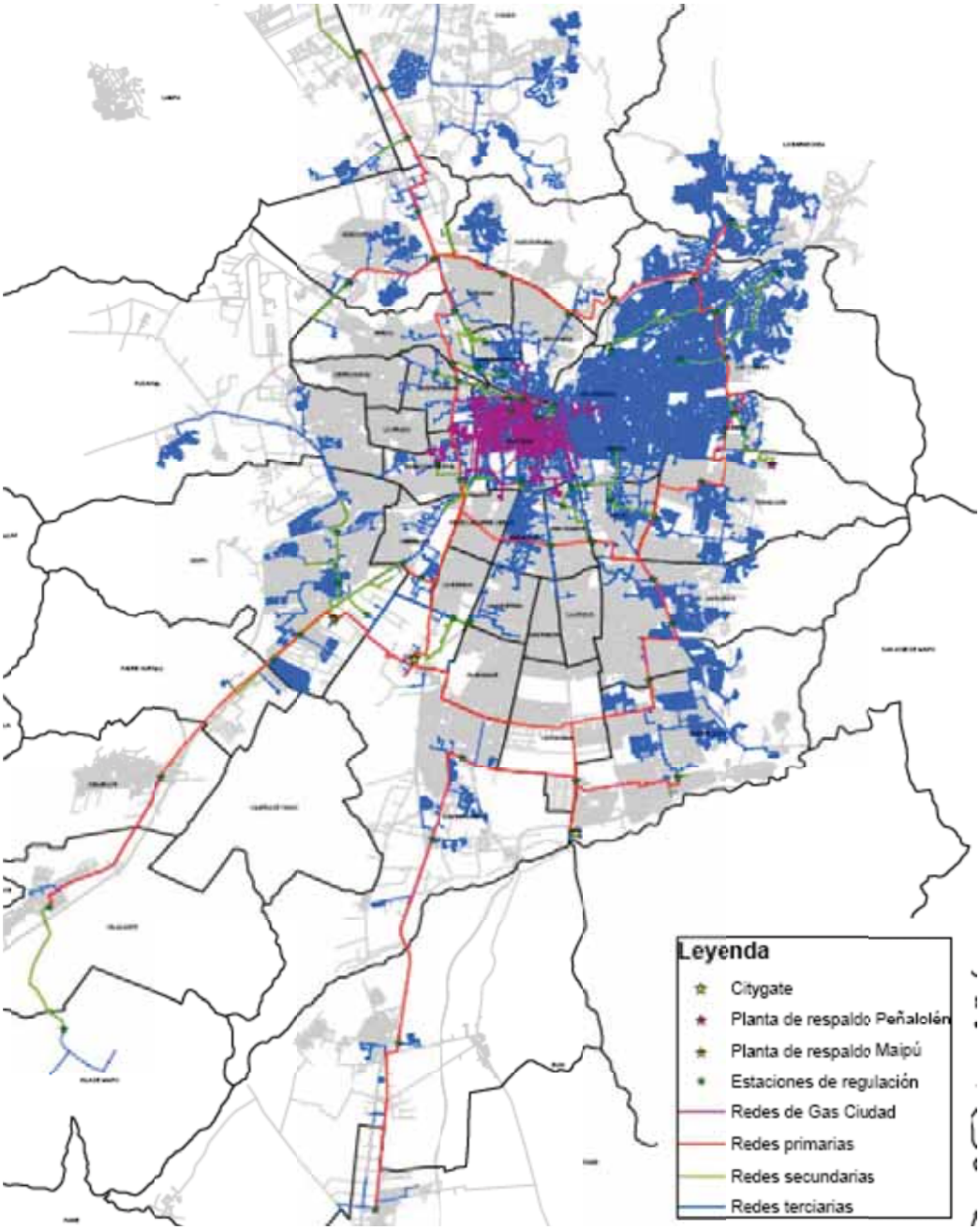
Plano 3.1 Distribución del costo marginal de largo plazo en Santiago (penetración = 100%)



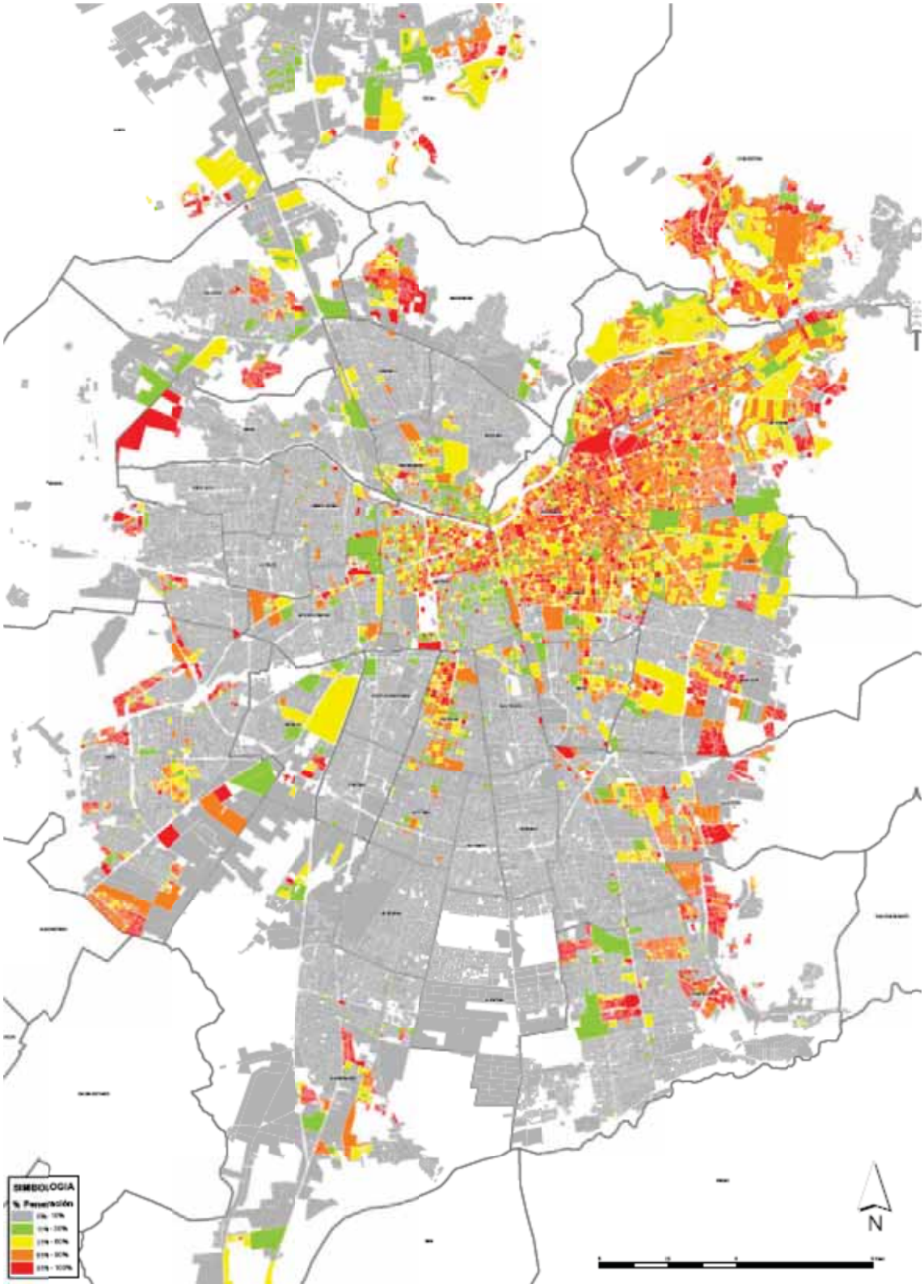
Plano 3.2 Distribución del costo marginal de largo plazo en Santiago (penetración = 100%) y cobertura de la red de Metrogas en Santiago



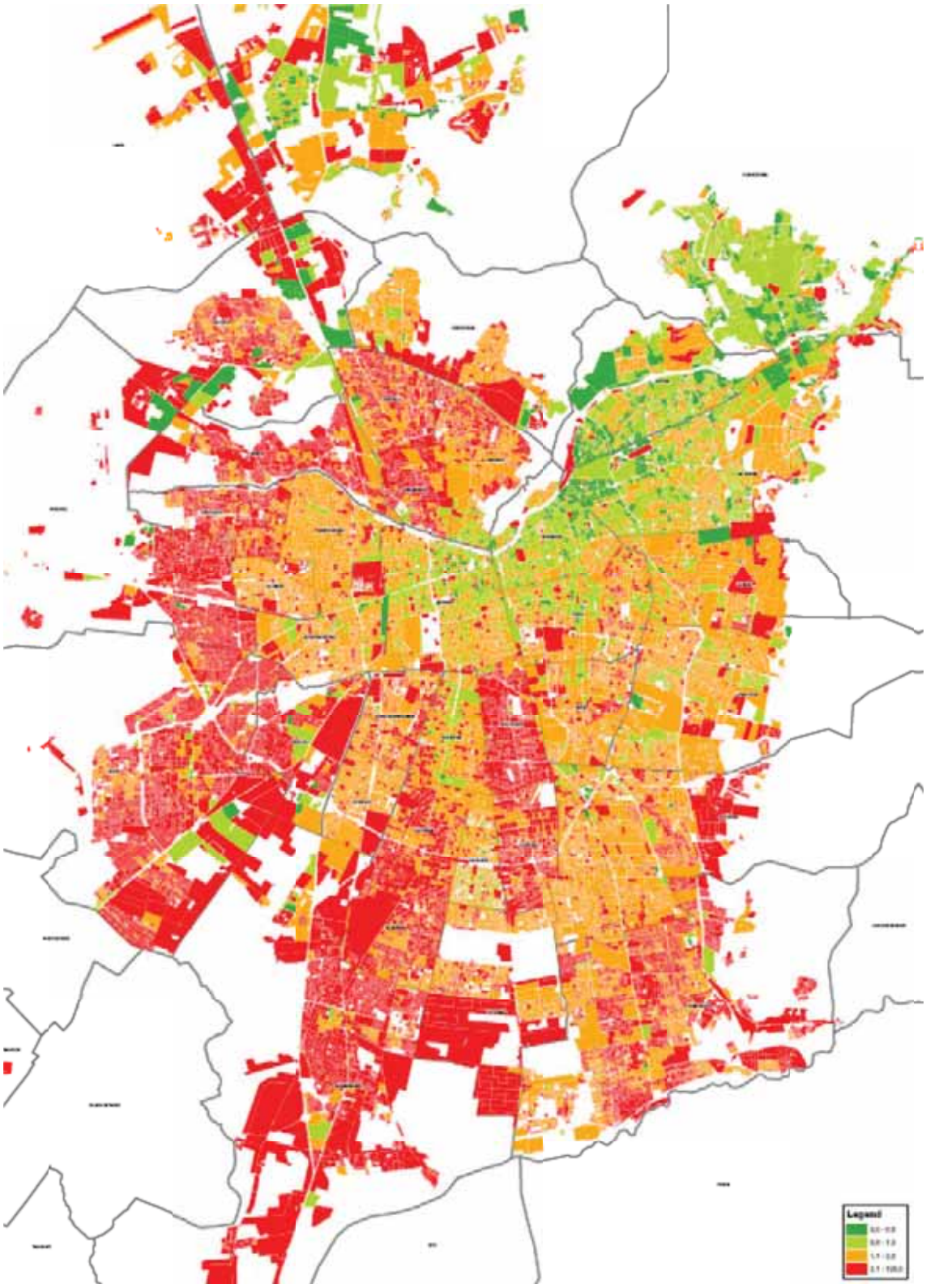
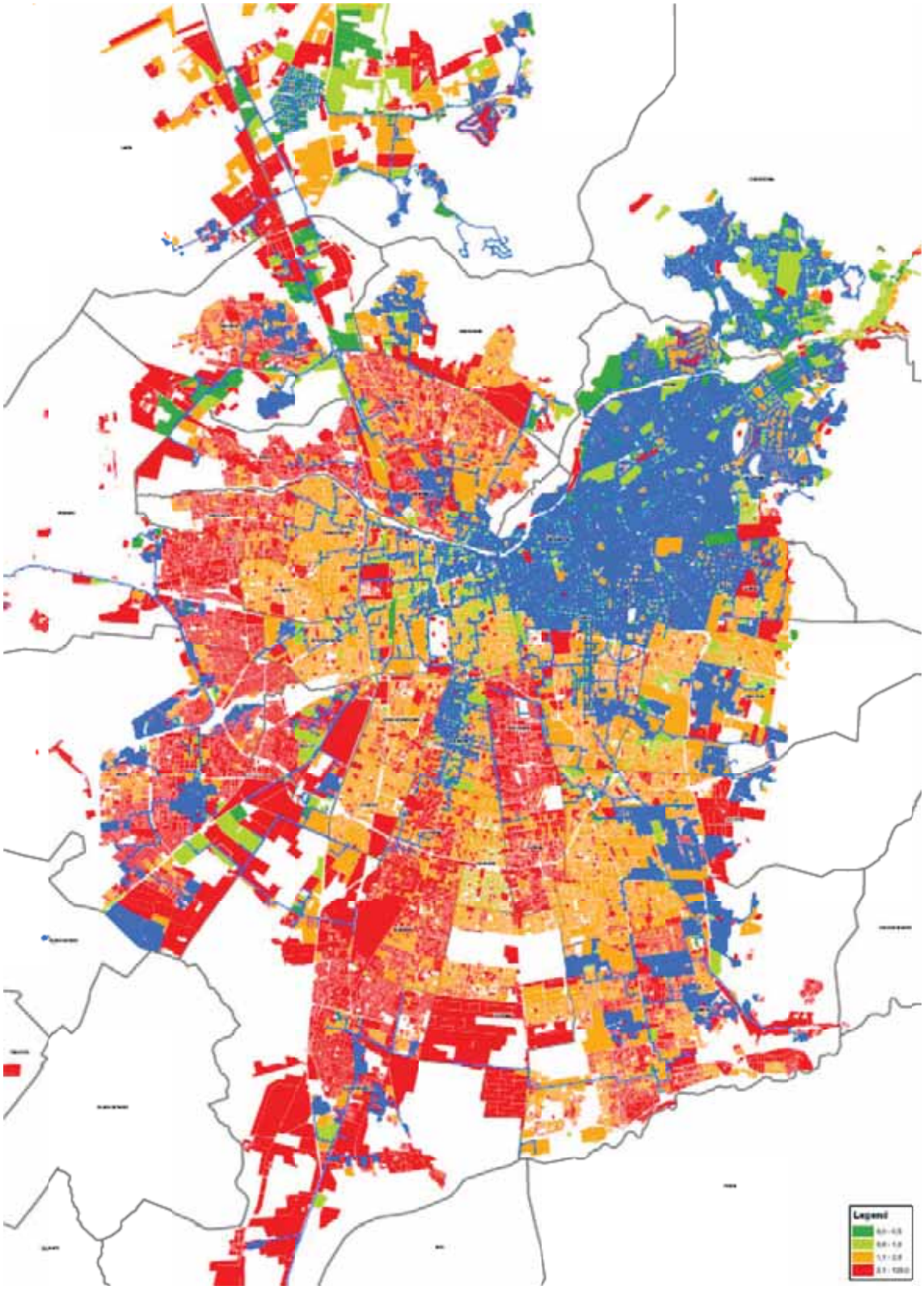
Plano 4.1: Despliegue de la red terciaria de Metrogas en Santiago



Plano 4.2: Penetración del gas por red manzana por manzana en Santiago



Plano 5.1: El costo relativo de distribuir gas por red y gas por balón de 45 kg



Plano 5.2: El costo relativo de distribuir gas por red y gas por balón de 45 kg y la red de distribución