

Los precios del gas y la electricidad en la región

Por Daniel Ridelener, Transportadora de Gas del Norte, S.A.

Más allá de las crisis hoy vigentes en algunos de los países del Cono Sur, existe un potencial genuino para el desarrollo del abastecimiento de gas a los mercados de la región.

La presentación en el panel “Los precios del gas y de la electricidad en la región. Nuevos mercados y complementariedad energética” que tuvo lugar en el 3º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad a cargo de Daniel Ridelener (TGN) analizó, a la luz de la crisis actual, dónde estábamos parados hace seis meses, hacia dónde íbamos y cómo se podría seguir en este tema. La que sigue es una adaptación y síntesis de su exposición.

Al plantearnos, hace algunos años, el desafío de la integración, había un concepto implícito en esta idea: “la interdependencia”. Es decir, si a uno de los países que conforman esta región le sucede algo es difícil que pase inadvertido para los demás. Es también cierto que si este proceso estuviese más avanzado, sería más difícil que uno de los países transite por situaciones muy diferentes a los demás.

Pero, estamos en un punto incipiente en cuanto a la integración y hoy uno de los países de la región vive una situación muy particular que no puede ser soslayada cuando queremos hacer un análisis de mediano plazo.



Daniel Ridelener

Cuando uno pasa por un proceso de *shock*, después de la conmoción inicial trata de recordar en un primer momento en dónde estaba parado antes del *shock*.

De ahí que mi primer planteo para analizar el tema que nos convoca y a la luz de las circunstancias fue recordar en qué punto estábamos como industria del gas y de la electricidad hace no más de seis meses. Después, a partir de esa situación intenté recordar hacia dónde íbamos y por último traté de pensar cómo podríamos seguir.

Entrando un poco más en detalle podemos decir que estábamos en un claro encuadre regional (figura 1) con una

cancha de juego bien definida y con una participación creciente del gas natural en la Argentina, Brasil, Bolivia, Chile y Uruguay.

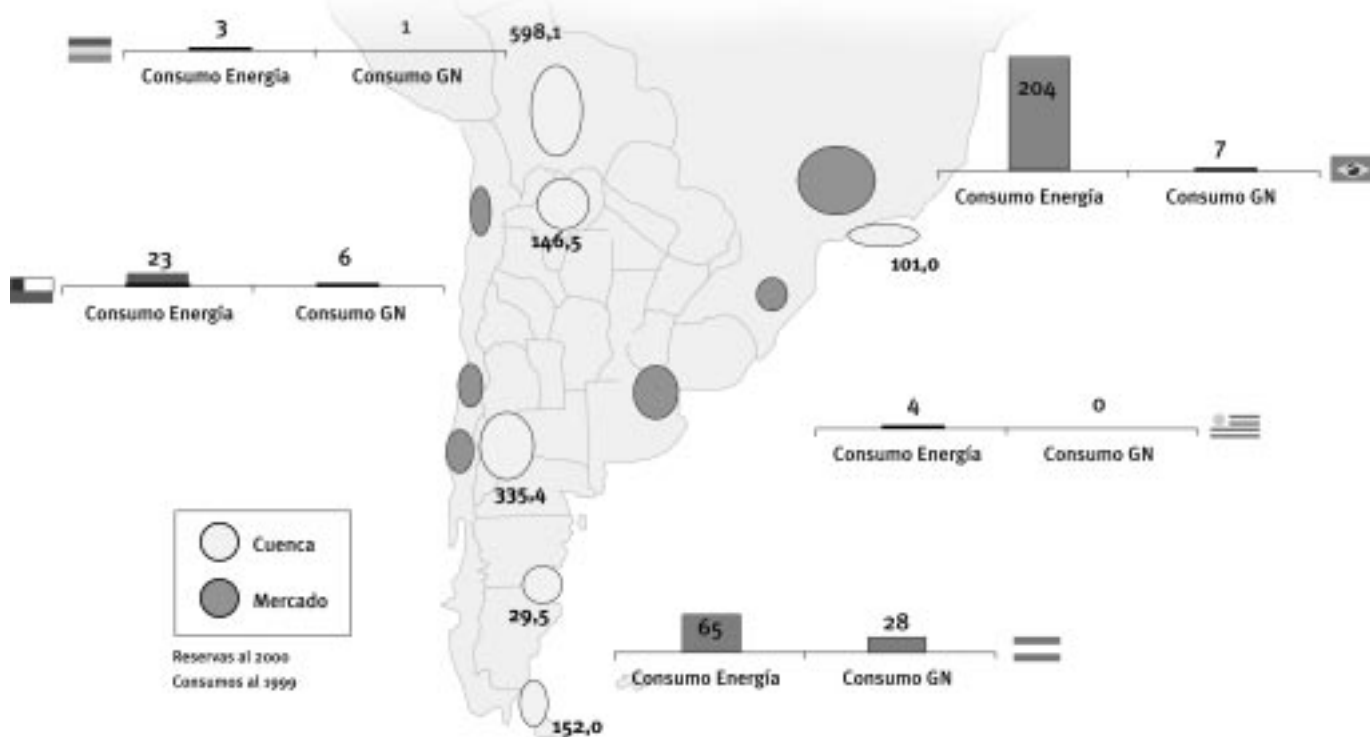
Disponíamos de una infraestructura bastante desarrollada (figura 2) que permitía tener flujos comerciales significativos tanto sea de gas como de electricidad.

Es importante resaltar un concepto expresado por Jorge Karacsonyi relacionado a la diferencia existente entre países con flujos comerciales de energía y países energéticamente integrados. En este aspecto, está claro que hoy estamos transitando el paso desde el primero de los escenarios hacia el segundo.

Los motores del crecimiento regional estaban sustentados en distintos *drivers* de crecimiento de gas: el sudeste de Brasil, cuyo PBI, a niveles de 2001, era equivalente al de la Argentina; el sur de Brasil ídem al de Chile; Chile Centro, tal vez el mercado con mayor grado de integración con la Argentina y con ratios importantes de crecimiento para los próximos años.

Además, se producía una expansión de la oferta regional como por ejemplo el caso del gas de Bolivia (con reservas de 50 Tcf P+P); Neuquén, la cuenca con mayor grado de desarrollo y capacidad de respuesta para dar inicio a nuevos proyectos, en términos de gas y de transporte; el Sur, cuya expansión es marginal por los altos costos de transporte y por las distancias a los centro de

Figura 1 • ¿Dónde estábamos? Oferta y demanda en MMTOE



Fuente: Energy International Administration, OLADE

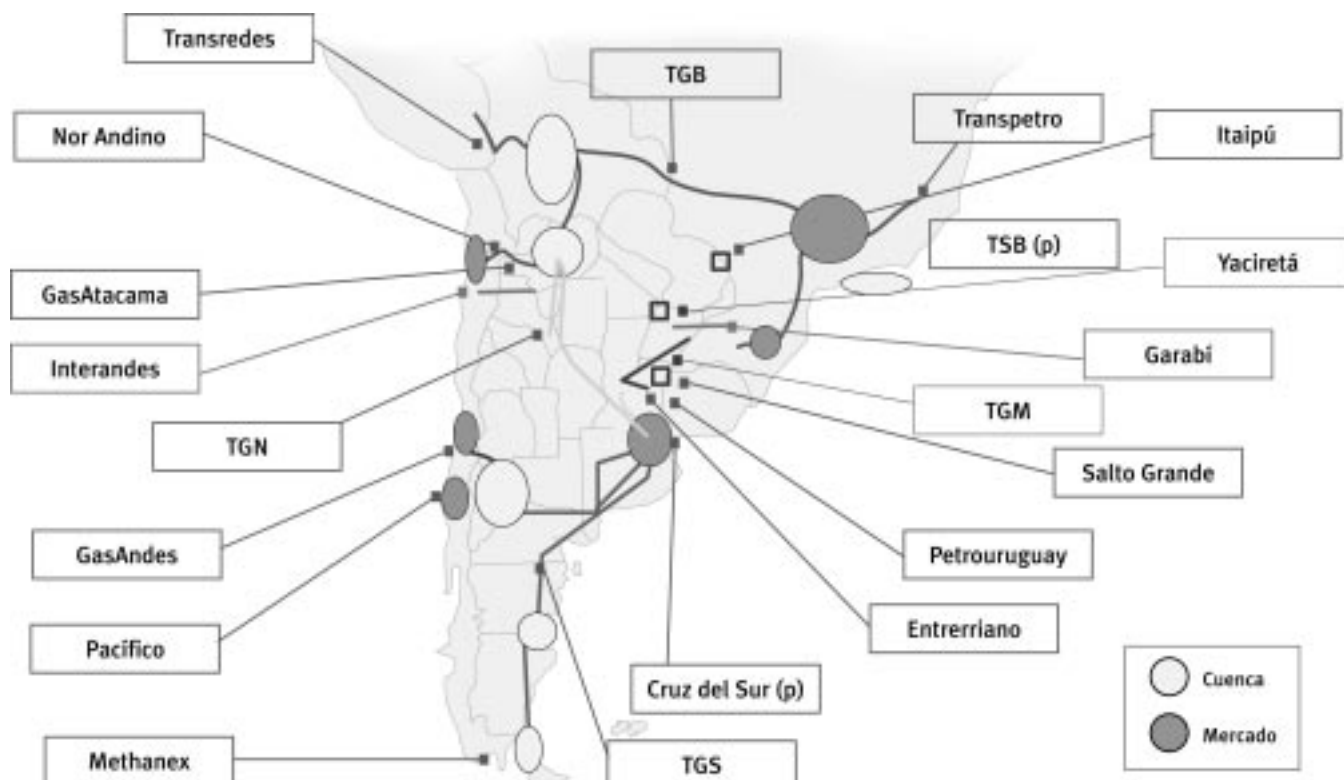
consumo; el NOA condicionado a la existencia de una masa crítica de demanda que permita desarrollar nueva infraestructura de transporte desde esa

cuenca y la hidro en Brasil donde el mayor potencial está alejado de los grandes centros de demanda.

En términos de precios, la figura 3

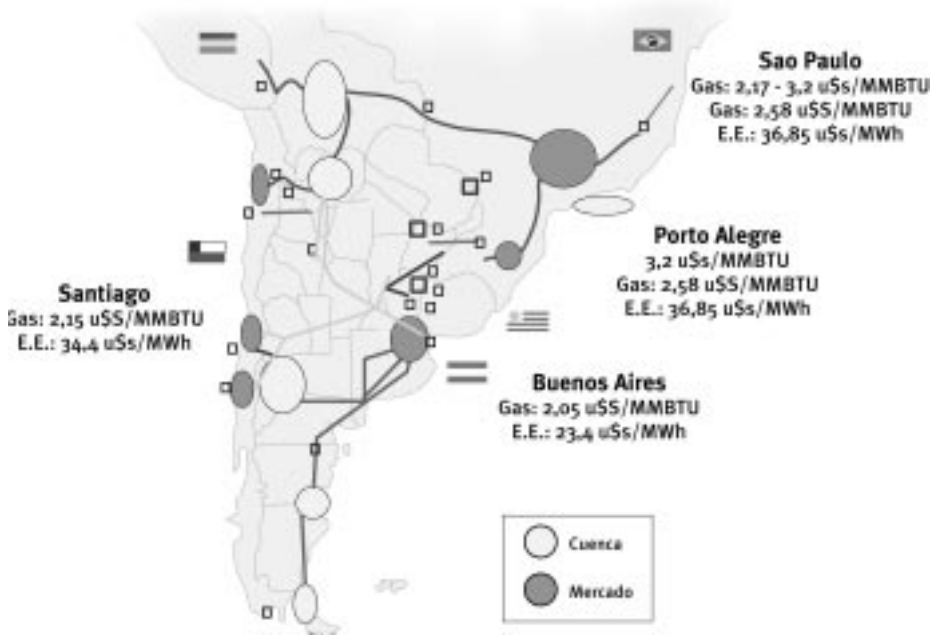
muestra la realidad que teníamos, la cual, salvo para la Argentina, no ha cambiado demasiado. Cada uno de estos precios actúa como una señal al mercado. Así por ejemplo, el precio del gas en Santiago actúa como una señal para el sector eléctrico y a su vez el precio de nudo da una señal a los mercados de gas.

Figura 2 • ¿Dónde estábamos? Infraestructura



(p) proyectado

Figura 3 • ¿Dónde estábamos? Los precios de la energía



* Precios de Argentina a diciembre-10.
TC: 1\$=1u\$S

Precios de E. elec:
Chile: Precio de nudo
Brasil: VN
Argentina: Real 2001

¿Cómo seguimos?

Para ver cómo seguimos será importante que repasemos algunos temas por separado. Por ejemplo, podremos discutir si el petróleo es o no formador de precios para el gas y la electricidad, pero queda muy claro que es un techo que debemos tener en cuenta. La figura 5 muestra tres niveles de información. El primero de ellos permite observar cuál es el costo de los derivados que se utilizan en la generación térmica (fuel oil y gas oil) a partir de un crudo de 20 U\$S/bbl. El segundo nivel nos muestra, a partir de los valores de referencia que dan los distintos mercados eléctricos, los precios de gas equivalente. Y el tercero, los precios de cada una de las cuencas gasíferas.

Otra de las señales que debemos tener en cuenta es la referida a los costos relevantes en cuanto a infraestructura y capital ya que estos dos factores, tienen una enorme incidencia en la determinación final de precios y de tarifas. En cuanto a la infraestructura (desarrollo de yacimientos, gasoductos, plantas compresoras, centrales de ciclo combinado, etc.) las inversiones tienen un alto grado de incidencia del componente dólar en su estructura de costos, inde-

Repasemos ahora, después de analizar dónde estábamos, hacia dónde íbamos. La figura 4 nos permite observar la demanda de gas en la región y ver que la misma es creciente tanto para el 2005 como para el 2010. Esta situación de mercados en crecimiento permite pensar en proyectos importantes desde el punto de vista de la infraestructura como por ejemplo el TSB y un nuevo gasoducto desde el Norte.

Por otra parte, de la misma forma en que los precios actuales dan señales, existen diversos factores que las dan para la formación de nuevos precios.

Figura 4 • A dónde íbamos. Demanda de gas

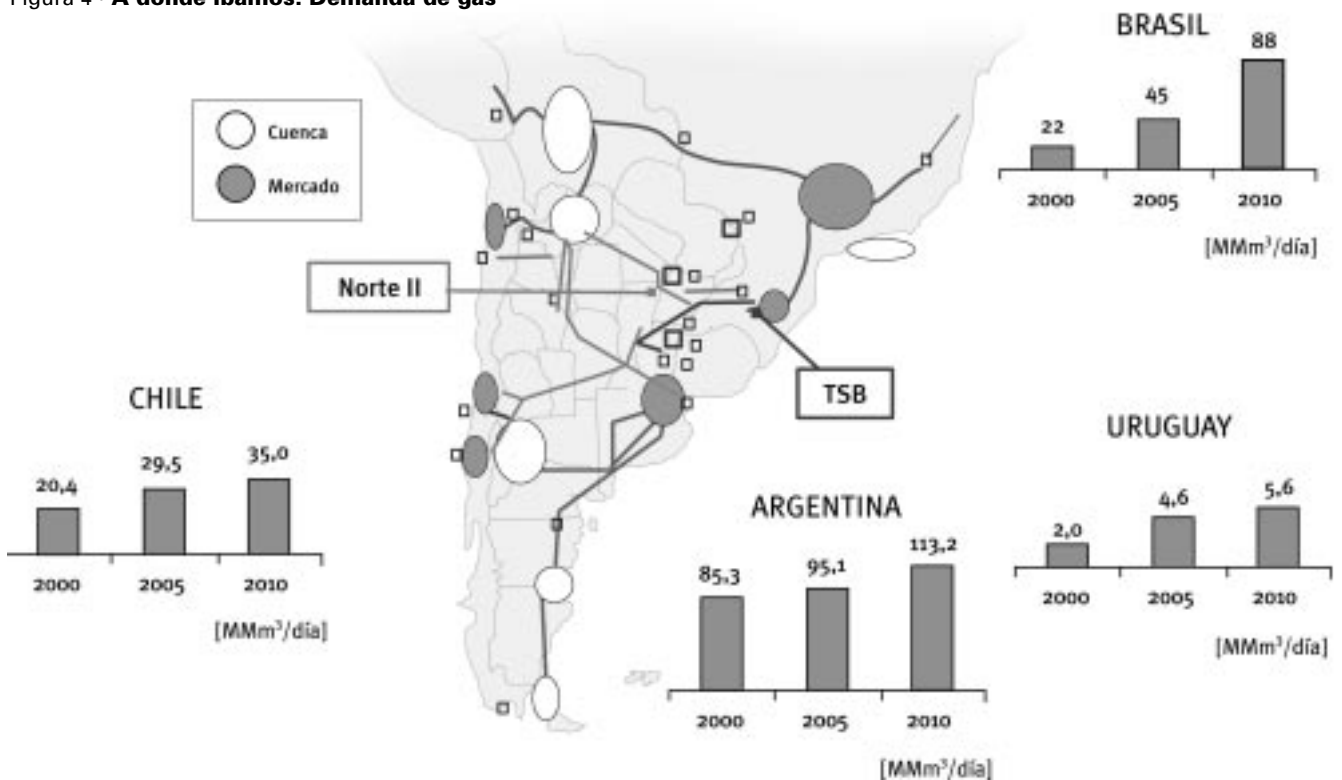
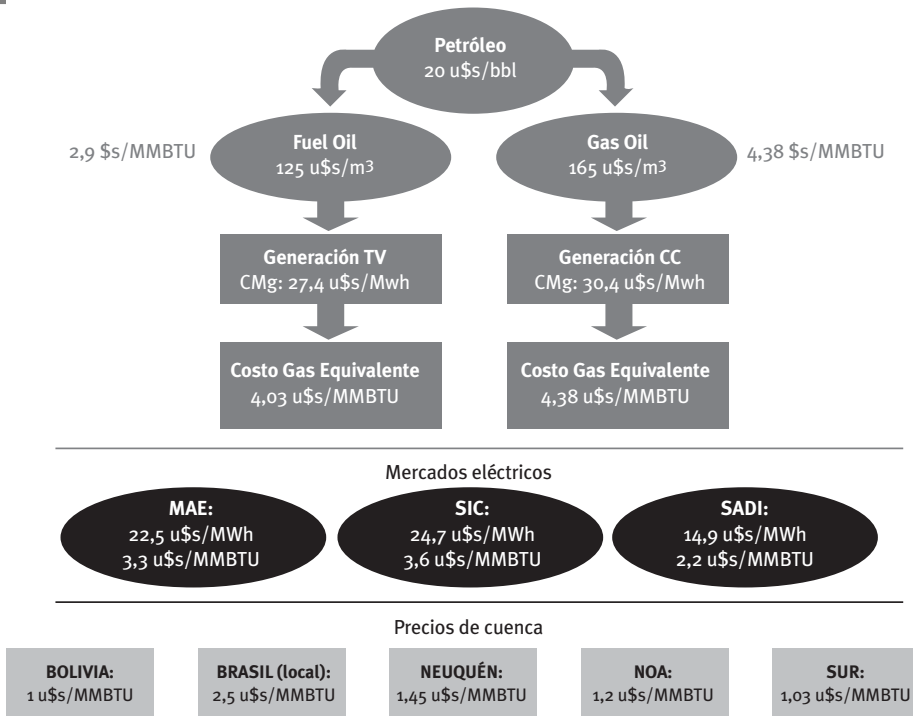


Figura 5 • ¿Cómo seguimos? Petróleo (formador de precios)



Rendimiento térmico considerado: gas y gasoil (menor) 55% fuel oil y gasoil: 39%
 * Ingreso neto de Costo de Inversión y OyM Brasil est.: VN (36,85 u\$/MWh) - (14,40 u\$/MWh)
 Chile: Precios de nudo 10-2001
 SADI: Real 2001

Figura 6 • Gasoducto nuevo vs. expansión gasoducto existente

Costo Marginal Largo Plazo 1 MMm³/d a 1000 km:	35 MMUS\$
Costo Gasoducto nuevo 20 MMm³/d a 1000 km:	560 MMUS\$ (28 MM\$/MMm³)
↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓	
Costo Gasoducto nuevo 8 MMm³/d a 1000 km:	440 MMUS\$ (55 MM\$/MMm³)
Costo expansión Gasoducto existente 8 MMm³/d a 1000 km:	280 MMUS\$

pendientemente del país, del proyecto que estemos analizando y de sus reglas de juego. Por su parte, el capital, es tal vez el recurso más escaso y muchas veces el más caro.

Además, esta industria capital intensiva no tiene enormes beneficios provenientes de procesos devaluatorios; por el contrario, a veces el impacto es el opuesto por la mayor incertidumbre que esto genera.

También es importante analizar los siguientes esquemas con el fin de mane-

jar más eficientemente los recursos con que contamos: • nuevos gasoductos vs. expansión de gasoductos existentes y líneas eléctricas vs. gasoductos; • las figuras 6 y 7 nos permiten observar cómo funcionan los esquemas mencionados.

Por último debemos comenzar a aprovechar las oportunidades que surgen de utilizar la complementariedad de los mercados. No es el tema central de esta exposición y por ende no será desarrollado, pero debemos poner todos los esfuerzos en ser capaces algún día de “almacenar gas en los embalses brasileños”. Los potenciales beneficios lo merecen.

Conclusiones

- Existe potencial genuino para el desarrollo del abastecimiento de gas a los mercados regionales en crecimiento.
- El potencial de desarrollo desde las cuencas argentinas no puede analizarse a la luz de los precios de la actual coyuntura.
- La complementariedad de las necesidades energéticas de los mercados permitiría lograr economías de escala por optimización conjunta:
 - menor costo de transporte.
 - menor necesidad de generación de respaldo.
- Se requieren mercados flexibles y abiertos
- El desafío que se nos presenta es el de crear esquemas confiables a largo plazo.

Figura 7 • Gasoducto vs. línea de transmisión eléctrica

