

**Mercado
Eléctrico**

<http://www.mercadoelectriconet.com.ar>

<http://www.melectriconet.com.ar>

melectrico@melectrico.com.ar

El presente documento integra
la biblioteca de **Mercado Eléctrico**

TEL/FAX: (54-11) 4489-1031/1055/1058 - Argentina

Arturo Franicevich

Director Técnico de Gas - IAPG (Argentina)

- Voy a referir básicamente a la interacción entre el mercado del gas y la energía eléctrica.

En primer lugar, me gustaría que hagamos un repaso de las condiciones en las que opera en Argentina, (porque el objeto de esta charla es discutir las condiciones de mercados maduros tanto eléctricos como gasíferos, en las condiciones argentinas) la producción de gas.

Debemos olvidar que se trata de una actividad petrolera. Cuando digo una actividad petrolera me refiero a que en la mente del petrolero siempre está el riesgo de la maduración a largo plazo, es decir, conceptos que son enteramente distintos a los del mercado eléctrico.

Por otra parte, el petrolero argentino hoy en día, ya ha dejado de mirar el gas como un estorbo, cosa que sucedía algunos años atrás, para considerarlo un bien interesante, transable. Pero, que aún así, tiene dificultades, que no tiene el líquido que es su objetivo principal, el petróleo. ¿Por qué? Porque el gas debe ser captado y movilizado a los mercados, transportado. Y si no lo es debe ser reinyectado a la formación o venteado, o utilizado en el yacimiento, como fuente de energía. Pero las restricciones que están apareciendo a nivel nacional y provincial, especialmente, en materia de venteos de gas hacen cada vez más difícil para el productor disponer libremente del gas que, asociado al petróleo, emerge de la tierra. Por lo tanto, el productor debe mirar seriamente la posibilidad de comercializar ese gas. Después vamos a ver las restricciones que tiene en términos geográficos para hacer eso.

En general, el gas está regido a nivel mundial por la restricción geográfica, es decir, ni los yacimientos están situados en los lugares ubicados, generalmente están muy alejados de los centros de consumo, y por lo tanto, los trayectos a recorrer son grandes, las inversiones son enormes y si bien, el gas natural licuado está apareciendo como una solución novedosa, aún así, es costosa y no siempre aplicable.

El petrolero como es natural, estima esas reservas de gas que ha descubierto, las valora, puesto que son parte de su patrimonio. Pero, si su patrimonio está enterrado y no tiene destino, se convierte en la que se llama 'reservas sin destino', reservas alejadas del mercado. Entonces, su preocupación básica es la monetización de esa reserva, cómo hace para convertir esas reservas, que son simplemente volúmenes físicos, en un bien que pueda ser usado como por ejemplo, como garantía contra bancos para inversiones, etc. De ahí viene la preocupación del contrato a largo plazo, en la cuál el petrolero trata de mostrar que sus reservas físicas se han monetizado, en cierta medida como para poder justificar ante sus accionistas de que esas reservas tienen un destino cierto.

Luego hablemos de las modalidades de la demanda. La demanda argentina de gas es una demanda madura - no olviden que la Argentina ostenta uno de los índices más altos de penetración del gas en la matriz energética del mundo y eso es consecuencia de una decisión tomada hace 40 años de gasificar el país, lisa y llanamente-. Pero esa demanda, justamente por ser madura, tiene características muy especiales. Es decir, hay una demanda para la generación eléctrica, una demanda industrial importante y una demanda comercial y residencial también importante. Y en un país templado o frío, en

la Patagonia, esa demanda residencial juega un papel importantísimo en lo que llamamos 'modulación de la demanda anual'.

Entonces, ¿cuál es la política comercial del productor? El productor estaría feliz habiendo conseguido una cantidad de contratos a largo plazo que además le signifiquen un volumen entregado en forma lo más estable posible, puesto que abrir y cerrar posos no es nada fácil. De manera que, la idea central que él persigue es tener asegurada una demanda estable a largo plazo, que le signifiquen los menores problemas posibles desde el punto de vista de variaciones bruscas o profundas. Todo esto al final se manifiesta en los tipos de contratos que trata de imponer, no solamente al mercado de generación eléctrica sino también al mercado industrial y a los distribuidores. Los tipos de contratos se caracterizan por el plazo lo más largo posible y la modalidad de Copey (?) que es justamente la protección que el productor tiene contra las variaciones fuertes de demanda, impone al cliente penalidades por el hecho de que fluctúe más allá de una banda, los volúmenes diarios requeridos.

Miremos el otro segmento que sigue, el segmento de transporte. El segmento de transporte en Argentina está signado por la ubicación de las cuentas productoras y como dije antes, las cuentas productoras no están en el mejor lugar, están siempre en las fronteras alejadas del gran centro de consumo, que fue Buenos Aires desde un principio y que sigue siéndolo. Esto impuso una configuración radial al sistema gasífero argentino de transporte. Es decir, cabeceras de gasoductos en las cuencas productoras, ustedes saben que son básicamente tres: la noroeste, la neuquina y la sur, y un gran centro, un nodo de consumo en Buenos Aires. Esto ha configurado un sistema nacional de transporte, que curiosamente sigue siendo el mismo, en cuanto a denominación, que el que existía durante la época de Gas del Estado, la empresa monopólica nacional, que manejó este negocio durante 35 años. Esa configuración no ha variado, los gasoductos son los mismos, pero la gran diferencia es que han sido fuertemente potenciados por las dos empresas privadas que hoy en día los operan: TGN y TGS, que han aplicado importantes inversiones para aumentar, casi al límite, la capacidad de transporte.

Otro tema que nos preocupa y que evidentemente forma parte de todo este cuadro es la ausencia de almacenamiento subterráneo. Es decir, en los países gasíferos importantes, en general se ha logrado disponer de almacenamientos subterráneos desarrollados por los transportistas o por compañías independientes con el fin de acumular gas durante el verano para ser usado en los picos de invierno. En una configuración como la nuestra, donde tenemos esa fuerte modulación provocada por el consumo domiciliario, la ausencia de almacenamientos subterráneos provoca crisis o, por lo menos, situaciones comprometidas de abastecimiento en ciertas épocas del invierno. Acabamos de pasar en julio de este año un momento de ese tipo en el cuál durante 10 días hubo condiciones climáticas extremas y aún con toda la industria cortada y todas las centrales cortadas, el abastecimiento fue apenas el necesario para abastecer el consumo comercial y residencial.

Entonces, estamos en presencia de un sistema saturado, de un sistema que en este momento está trabajando al límite, pero, con esa modalidad tan particular de una fuerte baja de su requerimiento en verano. Por lo tanto, automáticamente el transportista trata de cubrir su capacidad disponible para los picos de invierno con demanda firme y utiliza los excedentes de verano, primavera y otoño, para ser reubicados o revendidos a usuarios que sí demandan gas en esa época.

El sistema tarifario también es particular. También, el sistema tarifario argentino fue diseñado, en el caso del gas, con fin de dar un marco de solidez y predictibilidad a lo que iba a ser el marco regulatorio. Porque una de las condiciones de la privatizaciones argentinas, fue justamente, atraer inversores de primera línea a nivel mundial. Para

poder hacerlo, y fíjense que esta es la gran diferencia, con los países que inician en América Latina su proceso de gasificación. Pueden darse el lujo, como ha ocurrido en el caso de Colombia, Perú también, y hasta Brasil, de comenzar su proceso de gasificación privatizando o atrayendo inversiones privadas sin tener colocado en su lugar un marco regulatorio completo. En el caso Argentino, ante un sistema maduro que en un momento dado se privatiza era absolutamente indispensable tener un sistema montado, un marco regulatorio montado que hubiera previsto todas las situaciones posibles inclusive con un esquema tarifario claro, previsible, con revisiones tarifarias que también, se sucedieran en forma periódica pero que no ahuyentaran inversiones.

El esquema tarifario de transporte, ustedes lo conocen, está básicamente basado en distancia y diferencia clara entre el transporte firme y el transporte interrumpible. Ahora estamos frente a la dicotomía o a la diferencia de posición. El productor de gas y el transportista de gas están tratando por todos los medios de que el flujo y el manejo del negocio sea a largo plazo, con la menor cantidad de fluctuaciones posibles, y además, sin asumir demasiado riesgo frente a clientes que, por naturaleza son objeto de fluctuaciones. Y por el otro lado, el generador eléctrico, objeto de una competencia terrible, está buscando desesperadamente formas de reducir sus costos. Y una forma de reducir sus costos es, justamente, apelando al suministro y al transporte interrumpibles. Pero, al hacerlo asume un riesgo, y ese riesgo es el de la interrupción. La interrupción es un mecanismo que, afortunadamente, en la Argentina está razonablemente resuelto mediante un mecanismo que fue consensuado en su momento, por todos los actores del negocio del gas, por el cuál, cuando se producen los picos de invierno y comienza a escasear el gas y el transporte, se procede al corte progresivo de los clientes importantes, o sea de los grandes usuarios, no solamente en forma mandada por un criterio exclusivamente técnico, sino también teniendo en cuenta condiciones económicas, es decir, la gradación se hace en función de los precios de los contratos de tal manera que los contratos más baratos son los que primeros son cortados. Si bien hay críticas al mecanismo de interrupción argentino, en general, en los momentos de crisis son razonablemente aceptados.

Entonces, el generador eléctrico busca desesperadamente el mecanismo de flexibilización que le permita desprenderse del gas o del transporte que ha comprado en un momento dado, y que en un momento dado no necesita. Entonces, previendo esto, ENER GAS, en el año '97, emitió una resolución por la cual instituyó un sistema de reventa de capacidad. Ese sistema, muy bien fundamentado, era demasiado rígido para las comisiones reales del mercado. El sistema se basaba en un mecanismo de licitaciones públicas, ya que estaban puestas en pantalla, por así decirlo, de tal manera que todos los actores del mercado conocían los precios ofrecidos por el cargador entrante frente al deseo del cargador saliente de desprenderse de la capacidad que había comprado. Sin embargo, el mecanismo previa límites de precios superior e inferior, con lo cuál restringía la libertad de fijación de precios que los actores del mercado querían aplicarle en cada momento, sobre todo en los momentos de gran escasez no lo permitía, con la sana idea de preservar lo que había sido la contratación original. Pero eso, unido a la desconfianza que generó el hecho de que los transportistas manejaban el sistema de reventa de capacidad, dio lugar a muy pocas operaciones en la realidad. Estas operaciones han ido creciendo lentamente en los últimos meses, pero aún así el sistema es de aplicación incipiente.

Entonces, clama el generador eléctrico por otra solución, por ejemplo, por un mercado secundario de gas, que sería un punto de transacciones en las cuales, mediante un operador independiente que no sea transportista, se puedan ofrecer y, al mismo tiempo,

comprar volúmenes de gas y de transporte, con una gran libertad y gran rapidez en cuanto a la concreción de las transacciones.

Últimamente ha estado circulando en nuestro medio, un informe que fue generado por el Ingeniero Bastos a quien todos tenemos un tremendo respeto intelectual, en el cuál él está propiciando como una salida a este problema, la adopción de un sistema similar, no enteramente igual, a lo que fue el Network Code Inglés. (El Network Code Inglés es un sistema de balanceo físico que se creó cuando British Gas fue dividida por decisión de gobierno, en dos: la British Gas distribuidora y la BG transportadora, que era la operadora monopólica de todos los gasoductos ingleses. -Cuando digo gasoductos me refiero a que en Inglaterra el gas se produce en el Mar del Norte es transportado por los productores hasta la costa, allí hay estaciones de recepción que lo acondicionan y en ese momento es inyectado en la red de gasoductos y entregado a British Gas para ser distribuido- Ustedes saben, por otra parte, que British Gas está sujeta hoy en día a una creciente competencia de comercializadores privados que están capturándole una parte de sus clientes grandes, porque está avanzando un proceso de desregulación en la distribución en Inglaterra). El sistema funciona como un balanceo físico en una cantidad de nodos pre determinados, donde tanto contratos estables, contratos de largo plazo, como operaciones spot se incorporan diariamente, se balancean diariamente para adecuarlas a la capacidad del sistema y en la capacidad del sistema se tiene en cuenta no solamente, el sistema es muy sofisticado, porque no solamente tiene en cuenta la capacidad estable de transmisión de los gasoductos, sino el poder de recuperación de los gasoductos, ante solicitudes extremas de demanda. Fíjense que en el caso de gas tenemos una situación distinta a la eléctrica, la respuesta no es instantánea, una demanda creciente en un pico de invierno es sostenida con el gas acumulado bajo presión en los gasoductos, hasta que empieza a caer la presión, y los gasoductos no pueden entregar ni siquiera las cantidades nominadas. Entonces, en la Argentina eso se recupera en los fines de semana cuando las fábricas cierran, pero en época de prolongada demanda invernal no hay fábricas que estén recibiendo gas, por lo tanto no hay recuperación de demanda los fines de semana.

El sistema de Network Code fue reformado, exactamente igual que el eléctrico, a fines del '99 instituyéndose el NGTA que es el New Gas T Arrangement que es un mecanismo más perfeccionado en el cuál, basándose en los errores o en las experiencias ganadas con el Network Code se pudo mejorar la operación, básicamente dándole a Transco más capacidad para forzar el balanceo con incentivos, y dando también a los cargadores con incentivos cuando aceptaban el balanceo, para poder rápidamente poner el sistema en estado de régimen.

¿Cuál ha sido la reacción del informe del Ingeniero Bastos en la Argentina? Hay actitudes diversas: algunos lo elogian, otros consideran que es inaplicable por las características de nuestro esquema de producción y transmisión de gas. Sin embargo, tenemos el problema encima y creo que debería haber un verdadero esfuerzo para tratar de resolverlo. Por lo tanto, creo que lo más lógico es que se establezca un diálogo intersectorial para analizar las necesidades de ambos mercados. Pero, aquí los dos actores tienen que bajarse del caballo, es decir, que tiene que entender los problemas del otro y justamente, lo que yo he estado diciendo hasta ahora es para darles a ustedes una idea de cuáles son las limitaciones, las rigideces que tiene el mercado de gas argentino.

Se podría simular la aplicación de mecanismos flexibilizados, esto se ha hecho en varios países, varios países que estaban muy fascinados con la idea de aplicar el Network Code, en sus respectivos ámbitos, probaron primero haciendo simulaciones. Uds. se imaginan que el Network Code se aplica a través de una matriz, es decir un programa de simulación que puede ser simplificado para aplicarlo en tiempo real a las operaciones,

no de verano, porque son cómodas, sino de invierno, es decir, probar cómo funcionaría un sistema de mercado secundario o de un Network Code en condiciones como las que nosotros tenemos que enfrentar. Si, como consecuencia de todo esto, hubiera un atisbo de acuerdo o de consenso, sí podría elaborar propuestas para ser llevadas a la autoridad de aplicación, pero esas propuestas tendrían la gran ventaja de ser propuestas consensuadas por los dos sectores que manejan los respectivos negocios, es decir, no son gritos desesperados de un sector pidiendo auxilio al gobierno, por el hecho de que sus cuentas no cierran.

Mi experiencia es que este diálogo se puede lograr porque se ha hecho antes, es decir, el sector de gas y el sector eléctrico, en un par de oportunidades por otros problemas distintos, pudo dialogar, entenderse y fijar las condiciones en las cuales se podrían encontrar soluciones comunes que generalmente implican cambios regulatorios en uno u otro sector, pero de común acuerdo eso se podría presentar a las autoridades.