

El gas natural en el escenario regional

*Leila Mokrani**

Resumen

El hoy develado desequilibrio en la oferta mundial de petróleo –reflejado en una marcada tendencia de crecimiento en su cotización, desde el año 2004, y cuyas causas son aún objeto de debate– parecen configurar un nuevo escenario energético, donde el gas natural tiene grandes posibilidades de consolidarse como sustituto por excelencia.

Esta oportunidad histórica para países productores, que trastoca las condiciones imperantes en la década de los noventa con precios deprimidos y fuertes competencias por la captura de mercados, implica también importantes desafíos donde los tiempos de actuación son un reto mayor.

En este marco, sin pretender anticipar las condiciones que regirán en la escena energética internacional, en un horizonte de mediano plazo, el presente documento expone datos relacionados con las características de comercialización del gas natural. Las condiciones específicas que hacen a la realización de mercado de este combustible, se consideran centrales para evaluar este desafío y, en consecuencia, para la necesaria construcción de una mirada estratégica a nivel regional que, en el caso boliviano, pasa además por la superación de su condición de país primario exportador, a partir del propio gas.

Introducción

Como destacan Giraux y Boy de la Tour en su libro “La Geopolítica del Petróleo y del Gas” (1990), el razonamiento económico se revela singularmente

* Economista graduada en la Universidad Autónoma de México, especialista en aspectos fiscales, tributarios y comerciales del sector hidrocarburífero (upstream) y post Masterado en Gestión Pública, con cursos de especialidad internacional en Gestión Económica en el sector de Hidrocarburos. Actualmente docente investigadora del CIDES-UMSA.

insuficiente para explicar los fenómenos observados en la escena internacional, simplemente porque algunos factores fuera de esta lógica adoptan un carácter dominante. Además de los geográficos, que indudablemente generan posiciones estratégicas, estos factores se refieren también a posiciones de fuerza financieras, tecnológicas y políticas, que pueden tener un carácter decisivo.

Esta apreciación adquiere particular relevancia para el caso de los recursos energéticos fósiles, que han posibilitado y sustentado el modo de vida y de producción modernos y han configurado, a la vez, un escenario geopolítico no exento de tensiones. Este escenario ha ido marcando un incremento sostenido de la dependencia de las principales economías hacia fuentes de abastecimiento externas, en muchos casos de regiones denominadas “de riesgo”, que ha provocado vulnerabilidad y preocupación en el tema de seguridad energética.

Reforzado por la posibilidad de un proceso de agotamiento de las reservas de petróleo -carburante de mayor consumo a nivel mundial- este tema vuelve a formar parte central de la agenda pública internacional y motiva la profundización de las políticas de diversificación de la matriz energética, iniciada en los últimos años, además de poner en mesa de discusión la necesidad de un acceso equitativo a estas fuentes.

El gas natural emerge, en este ámbito, con posibilidades de consolidarse como el combustible alternativo por excelencia. Con él, además, se presentan grandes oportunidades y desafíos para los países productores que hoy, después de dos décadas de precios deprimidos y de fuerte competencia por la captura de mercados, cuentan con condiciones históricas favorables no sólo en términos de realización del producto, sino también de cotización y renta.

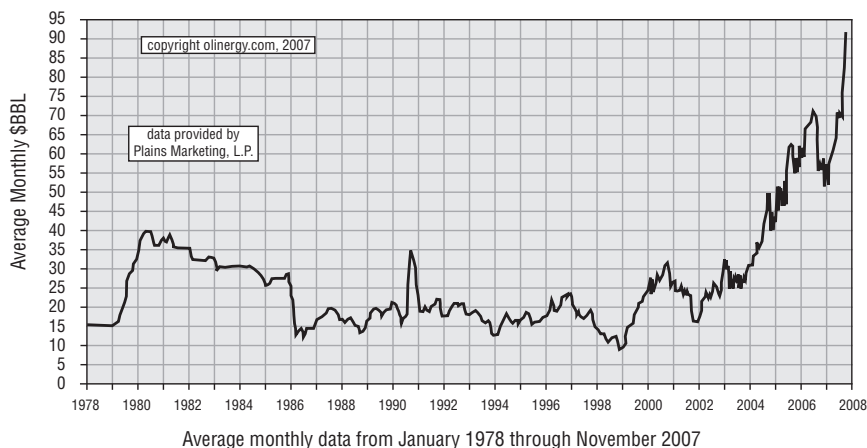
En este marco, el presente artículo no pretende anticipar las condiciones objetivas que caracterizarán al mercado mundial de energía en la próxima década, que depende de correlaciones de fuerzas dinámicas y factores económicos, técnicos y financieros poco previsibles y en proceso de configuración; sino más bien destacar los elementos que en la actualidad no pueden dejar de ser evaluados en la construcción de una visión estratégica de largo plazo para países productores como el nuestro, en la que los tiempos de actuación son el reto mayor.

Así, en un intento de contribuir en esta tarea, el presente documento expone datos y hechos que marcan, en nuestros días, la escena internacional, con énfasis en aquellos que caracterizan las condiciones de comercialización y de mercado del gas natural. En la parte final, a objeto de coadyuvar en la construcción de “visión estructurada” de los retos que nos tocan asumir, esta mirada es complementada con una aproximación a la problemática regional, y como parte de ésta, al caso boliviano.

Consideraciones iniciales y antecedentes

Después una década –de 1986 a 1996– en que el precio internacional del petróleo mostró niveles relativamente estables, de alrededor de 20 \$us/Bbl, en el año 2000 se inició un período de incremento en su cotización que estará seguido por una elevada y continua tendencia alcista, a partir del 2004. En ese año, como puede apreciarse en el siguiente gráfico, se produjo un punto de inflexión que marcó un nuevo escenario en la valoración de este *commodity* y que parece desechar iniciales explicaciones que atribuían este incremento a factores fundamentalmente especulativos.

Gráfico 1
Plains Marketing, L.P.'s WTI Crude - Posted Price



A la fecha, se evidencia como causa principal de esta alza inusual de precios, el desequilibrio entre la oferta y demanda de petróleo, principal fuente de energía primaria en el mundo y producto marcador de precios internacionales. El crecimiento económico de la China y la India, así como la reactivación económica de los Estados Unidos y el Japón, han provocado un déficit de abastecimiento explicada entre otros factores por la incapacidad técnica de ajuste en la oferta (Secretaría de Energía, 2006).

Esta explicación, sin embargo, obliga a una mayor indagación e investigación técnica y científica que permitan esclarecer si este desequilibrio responde a causales de carácter estructural o podrá ser resuelto con mayores niveles de inversión. Este aspecto, central para el diseño de políticas energéticas y de seguridad de abastecimiento –más aún si se considera el aumento de consumo de energía per cápita y la dependencia de fuentes de abastecimiento externa de las principales economías a nivel mundial– es parte de un debate que presenta posiciones divergentes.

¿El logro de mayores inversiones en exploración, explotación y refinación permitirá alcanzar los niveles de oferta necesarios para atender la creciente demanda de este energético a nivel internacional? ¿Se lograrán factores de reposición de reservas que permitan una seguridad de abastecimiento en un horizonte de largo plazo? o ¿Estamos ante un irreversible proceso de declinación de las reservas mundiales de petróleo? Esas son algunas de las cuestiones no esclarecidas y de mayor preocupación en la agenda política mundial.

Aún cuando nos encontrásemos frente al escenario más optimista -niveles de inversión más agresivos para resolver el desequilibrio- el problema no es menor. Si bien las actuales condiciones de cotización de petróleo son favorables para emprendimientos en el *upstream* (exploración y explotación), el logro de reemplazo de reservas y la adaptación técnica para su acondicionamiento, tratamiento y comercialización exigen por lo general varios años. En este marco, será necesaria la estructuración de proyectos que permitan una convergencia de acuerdos entre inversores y los países anfitriones, movilización financiera y tecnológica y avales de mercado. En consecuencia, no podríamos esperar en el horizonte próximo una reversión del entorno de precios altos de los energéticos.

De encontrarnos ante una eminente declinación de la producción mundial de petróleo por agotamiento de reservas y al no existir, hoy por hoy, estudios probados de fuentes alternativas que permitan sustituir los crecientes requerimientos de demanda, podríamos suponer estar en riesgo de enfrentarnos, en un plazo no muy lejano, a una crítica situación con imprevisibles consecuencias económicas, sociales y de tensión geopolítica. Frente a estas consideraciones, resulta ilustrativa la opinión de Dietmar Dirmoser (2007: 12)

“La posibilidad de que la oferta se amplíe al ritmo de la demanda creciente no se verá frustrada –por ahora– por falta de disponibilidad de reservas. Pero el problema del pico de extracción merece ser considerado, ya que es sabido que ya no queda demasiado tiempo. De acuerdo con cálculos realizados por la consultora de Washington PFC Energy, el sector petrolero podría alcanzar su meseta entre 2015 y 2020, con una producción diaria de entre 95 y 100 millones de barriles (2005: 82 millones bpd), y esto incluso si se logra poner en valor otros recursos fósiles no convencionales tales como el fuel oil, las arenas de petróleo y la pizarra bituminosa, entre otros...”

Ahora bien, aún cuando este debate no está resuelto, lo cierto es que este escenario de desequilibrio ha generado una preocupación sobre la seguridad de suministro del petróleo, que motiva un esfuerzo de política sectorial en el seno de muchas naciones, hacia medidas de profundización para el cambio de sus matrices energéticas. Estas políticas están centradas en una mayor participación de combustibles alternativos o de energéticos no fósiles (Mix energético), donde el gas natural parece tener grandes perspectivas de consolidación.

Características y perspectivas del mercado de gas natural

Panorama general

Si bien el petróleo continúa teniendo primacía en el consumo mundial, el gas natural ha emergido como la principal fuente energética alternativa mostrando, en el último decenio, como puede observarse en los datos siguientes, tasas medias de crecimiento anual de consumo superiores al promedio de incremento

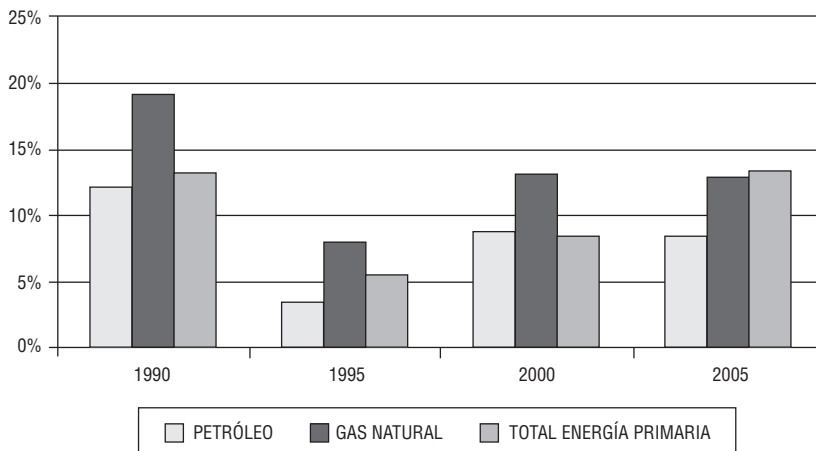
registrado en la energía primaria total. Por sus ventajas de tipo ambiental, eficiencia térmica y competitividad de precios respecto a sus sustitutos, el gas natural ha registrado en el 2005 una tasa de crecimiento de casi el 13 % respecto al año 2000, mientras que en el caso del petróleo este incremento ha sido del orden del 8.5%, para similar período (BP Statistical, 2006).

Cuadro 1
Consumo mundial de energía primaria, 1990-2005

Billion TOE's (109 T)	1985	1990	1995	2000	2005
Petróleo	2,8012	3,1445	3,2524	3,5372	3,8368
Carbón	2,0716	2,2337	2,2819	2,3609	2,9298
Gas Natural	1,5046	1,7935	1,9377	2,1919	2,4747
Nuclear	0,3353	0,4532	0,5261	0,5845	0,6272
Hidro	0,4535	0,4953	0,5703	0,6105	0,6687
Total	7,1662	8,1202	8,5684	9,285	10,5372

Elaboración con base a Datos Fuente: BP Statistical Review of World

Gráfico 2
Consumo mundial de petróleo y gas natural por quinquenio
(variación porcentual)



Fuente: Elaboración propia, con base a datos del BP Statistical , 2006

Las dificultades de ajuste de oferta del petróleo antes referidas, parecen indicar el inicio de nueva era para el gas natural y con ella, oportunidades y desafíos para los países productores.

En este sentido, es importante notar que la consolidación del gas natural, como principal energético de consumo alternativo al petróleo y con tasas de crecimiento superiores de demanda frente a las otras fuentes primarias, tiene bases sólidas de constituirse en una realidad en las próximas décadas. Esto no únicamente por las políticas de reducción de la dependencia del petróleo aplicadas principalmente en los países de la OCDE, sino también por las siguientes razones:

- El reforzamiento de políticas ambientales, principalmente relacionadas con la problemática de calentamiento global, favorecen la utilización de gas natural por la menor emisión de dióxido de carbono respecto al petróleo.
- Los avances tecnológicos han permitido una reducción de los costos de transporte del gas natural, desde los campos productores hasta los centros de consumo. Aspecto que en las pasadas décadas se constituía en una de las principales limitantes para su comercialización y su competitividad frente a sustitutos.
- El escenario de precios de venta notablemente mayores a los registrados en la década de los noventa, influenciada por la tendencia alcista de la cotización de petróleo marcador de precios internacionales, viabilizan inversiones en esta área. Los actuales precios de realización del gas natural favorecen en este sentido no sólo nuevas inversiones, sino también las requeridas en yacimientos que por su escala o localización geográfica no podían ser explotados en condiciones económicas (explotación comercial) a los precios vigentes en la década pasada.

A efecto de comprender los elementos que caracterizan la comercialización del gas natural y que se constituyen en variables centrales para la toma de decisiones tanto de inversión como de políticas sectoriales, conviene detenerse y hacer un repaso de los dos últimos puntos señalados.

Características de la comercialización del gas natural-suministro

El gas natural ha sido y es comercializado en gran proporción (alrededor del 75%) a través de gasoductos, característica que ha significado una limitante tanto para la diversificación de mercados como en términos de costos. Los proyectos de transacciones de gas vía gasoductos están fuertemente condicionados a la localización geográfica y distancia, por lo que su viabilidad financiera y consolidación exige la convergencia de varios factores, entre ellos: demandas y mercados regionales cercanos, acuerdos bilaterales para la construcción de gasoductos, derechos de vías y permisos ambientales, tamaños de descubrimientos (economías a escala) y costos por distancias de transporte que garanticen flujos de ingresos para la recuperación de inversiones, así como sistemas fiscales que hagan factibles estos emprendimientos.

Por las razones señaladas, estos proyectos requieren el establecimiento de acuerdos comerciales de largo plazo (alrededor de 20 años), con garantías de suministro y recepción, y fórmulas pactadas de precios, como aval para los entes financiadores e inversores. En este entendido, y al establecerse mercados y fuentes cautivas, las condiciones de comercialización de gas natural –por esta modalidad– han respondido a las características específicas de cada proyecto y a largas negociaciones entre partes que involucran tanto a los gobiernos concernidos como a los inversores.

Las limitantes antes señaladas propiciaron una preferencia por el petróleo con grandes ventajas comparativas en materia de facilidades de transporte y almacenaje y que, adicionalmente, cuenta con referencias de mercado internacional. En la actualidad, esta dificultad está en buena medida atenuada por la obtención de mejores precios del gas, en boca de pozo (disminución de costos unitarios de transporte, dadas economías a escala por incremento de demanda y mejora de precios de venta).

Adicionalmente, la mayor participación de gas natural en la matriz energética mundial ha estado favorecida por la comercialización del Gas Natural Licuado (LNG), que ha mostrado importantes niveles de penetración de mercado: según datos publicados por la revista “Petróleo y Gas”,

del año 2000 al 2006 el consumo mundial de LNG a nivel internacional ha registrado un tasa de crecimiento alrededor de 51%, pasando de 382.7 a 578.3 MMm³d (CBH, 2007: 36).

La tecnología asociada al LNG fue implementada en proyectos comerciales a partir de los años 60, permitiendo, a través de un proceso de refrigeración a una temperatura de -160°C, la licuefacción del gas natural a presión atmosférica. El proceso permite, además, una contracción en volumen de 600 veces, que facilita su transporte para su posterior regasificación en los mercados de destino.

Esta innovación ha posibilitado el transporte intercontinental de gas vía barcos metaneros y su participación en mercados spot, introduciendo características de comercialización que permiten categorizar al gas natural como un “*semi commodity*”.

En un inicio, la comercialización de este producto a gran escala estuvo limitada por los altos costos asociados. Sin embargo, los costos unitarios han mostrado un importante abaratamiento entre otros factores, según informe del IEA (International Energy Agency), por el desarrollo tecnológico, la mejora de técnicas de refrigeración y licuefacción, economías a escala que permiten compartir infraestructura y almacenaje (menor costo de un segundo tren) e integración entre terminales y plantas de generación. Según el IEA, el costo total unitario cayó de 700 a 500 \$us/Ton, de mediados de los años 90 al 2004, y se proyecta que estará en el orden de 400 y 300 \$us/Ton para el 2010 y 2030, respectivamente.

La modificación en la estructura de costos, así como las políticas de mix energético, permitirán sin duda el crecimiento de emprendimientos de LNG con consecuentes desafíos en la competencia por mercados y la formación de precios.

Formación de precios del gas natural

A diferencia del mercado del petróleo que cuenta con una cotización en el mercado mundial, en el caso del gas natural no podemos referirnos a un mercado internacional consolidado, con lo que el proceso de formación de precios de este energético es algo complejo y dependerá de las

modalidades de comercialización adoptadas, costos o características del mercado de destino. Si bien pueden existir diferentes criterios de valoración y métodos de formación de precios, sus tasas de ajuste están, en gran medida, correlacionadas con las cotizaciones de petróleo, al ser éstos productos sustitutos.

En términos genéricos, los criterios adoptados para la valoración del gas natural, pueden resumirse de acuerdo a la categorización siguiente:

- *Competencia Gas-Sustitutos.*- Al no existir un mercado marcador, a través de esta metodología se busca simular condiciones de competencia del gas natural respecto a sus sustitutos en el mercado de destino. En este caso, se establecerán fórmulas que indexen el precio pactado al inicio del suministro, al sustituto o a una canasta ponderada de combustibles alternativos, de manera que la relación de competencia se mantenga durante la vigencia del acuerdo comercial. Por lo general, estos indexadores están referenciados a productos derivados del petróleo, tales como los óleos combustibles (Fuel Oil), que internalizan la tendencia en el comportamiento de precios del petróleo.
- *Competencia Gas-Gas.*- En este caso, el país exportador se constituye en un tomador del precio del mercado de destino. La aplicación de este criterio exige un mercado desarrollado del gas natural en el país importador y condiciones de comercialización no distorsionadas por estructuras de subsidios o marcadas políticas de regulación.
- *Precios de Mercado.*- Estos precios se establecen en grandes mercados de consumo, donde se presentan estructuras de competencia y que se constituyen en núcleos de recepción, distribución y de fijación de precios “*spot*” y de futuros. En este caso, los países exportadores de gas serán tomadores de precios, que si bien están regidos por las fuerzas de oferta y demanda de los mercados receptores, no dejan de tener relación con la cotización del petróleo, que se constituye en marcador de los combustibles alternativos.
- *Costo de Oportunidad.*- La adopción de este criterio –“coste de la mejor alternativa perdida”– puede darse en casos en que una economía cuente con una oferta exportable excedentaria que favorezca políticas

de captura de mercado, o cuando desde el lado de la demanda no se presenten mejores fuentes alternativas de suministro. Este criterio no sería aplicable, o por lo menos difícilmente aceptable, para emprendimientos de largo plazo y gran envergadura.

Las metodologías de formación de precios a nivel internacional están, en su mayoría, regidas por criterios de “competencia gas-sustitutos” y “precios de mercado”. El primero, ha sido el método utilizado por excelencia a partir de mediados del siglo pasado en Europa donde se desarrolla un consumo masivo de gas natural bajo contratos de largo plazo. A la fecha, éste es el criterio que prima en las negociaciones de compra-venta por gasoducto.

El segundo, emerge en los años 90’s con la maduración de grandes mercados desregulados de gas natural, como es el caso de EEUU e Inglaterra, y es referencia de cotización del LNG en los mercados de importación (precios CIF).

Como se mencionó en el anterior acápite, las transacciones interregionales a grandes escalas, han posibilitado la formación de este segundo tipo de precios. Estas transacciones han introducido variantes en los esquemas de formación de precios que podrían paulatinamente estandarizarse, en caso de una importante penetración del LNG. Por supuesto, esto implicaría para los países productores riesgos de mayor volatilidad y de especulación financiera, propia de los *commodities*, así como una mayor dependencia de las estructuras de oferta y demanda de los países receptores.

Llegados a este punto, conviene destacar que, si bien el proceso de “commoditización” del gas no será alcanzado en el horizonte próximo, es una variable que no puede dejar de ser considerada en la definición de políticas estratégicas para su comercialización. La intensificación del consumo LNG, ya plasmada en los planes energéticos de grandes economías, mostrará efectos no sólo en términos de competencia hacia la captura de mercados, sino también en el establecimiento de precios para nuevos emprendimientos, cuyo destino sean mercados más diversificados en términos de fuentes de suministro.

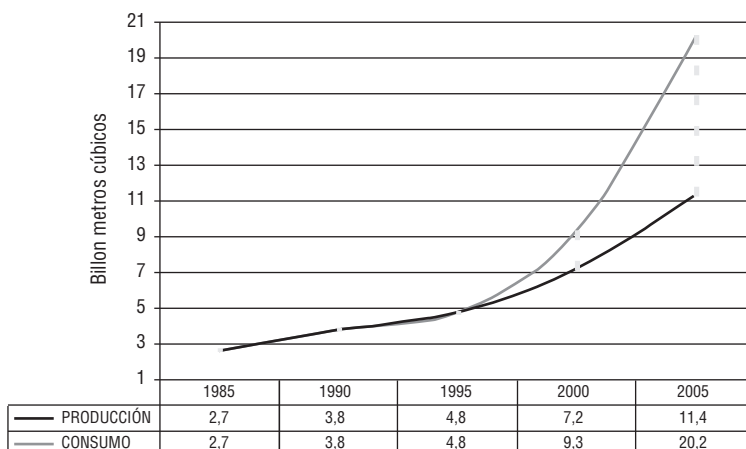
El mercado regional de gas natural: Problemas y desafíos

Caracterización del mercado regional

La penetración de gas natural en la matriz energética regional es hoy una realidad. Las tasas de incremento en el consumo de gas natural en las principales economías de Sudamérica, han sido superiores a las registradas a nivel internacional, permitiendo, en el caso de Brasil, Chile y Argentina, un aumento espectacular de la participación de este combustible en la matriz de energía primaria de consumo interno.

En este contexto, debe destacarse que en Brasil, fruto de un esfuerzo de política de masificación del uso de gas y posibilitado por el contrato de suministro con Bolivia –que en la actualidad abastece en más del 40% su demanda– el gas natural ha pasado a ser el segundo energético primario de mayor consumo interno. El consumo de gas natural en el mercado brasileño ha sido 110% mayor en 2005 con relación al año 2000.

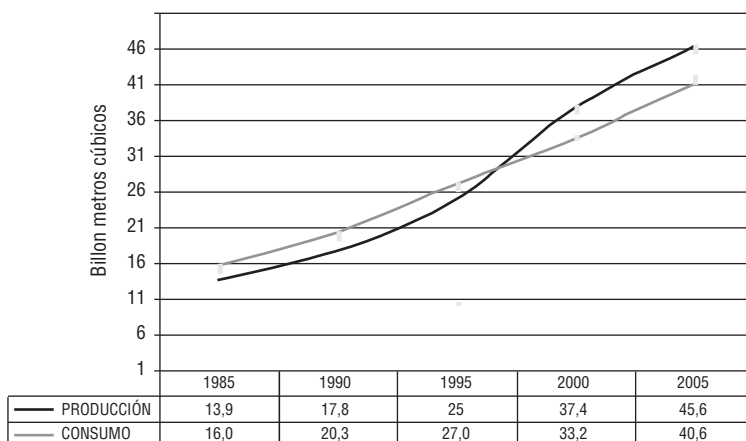
Gráfico 3
Producción y consumo de gas natural - Brasil



Fuente: Elaboración propia, con base a datos del BP Statistical , 2006

El caso argentino, a su vez, es desde hace dos décadas ejemplo de un mercado desarrollado y maduro del gas natural. Desde 1995, el gas natural se constituye en la energía de mayor utilización a nivel interno, con una participación, registrada en 2005, de 55% en su matriz de consumo de energía primaria.¹

Gráfico 4
Producción y consumo de gas natural - Argentina

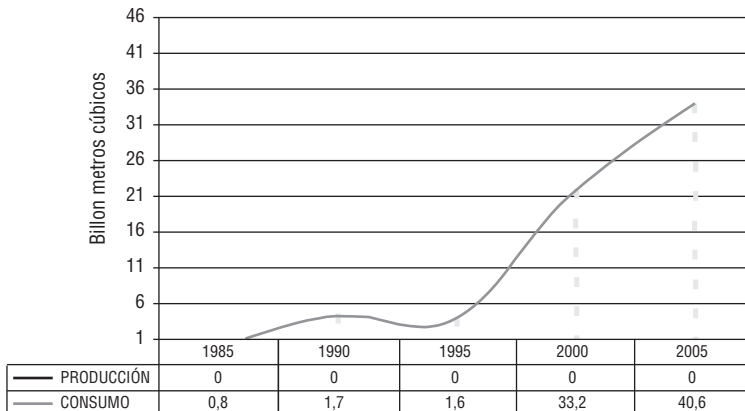


Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Finalmente, Chile, importador de este energético desde la Argentina, abastece con gas natural un 25% de su consumo total de energía, habiendo mostrado un crecimiento de consumo de alrededor de 45% en el último quinquenio.

¹ Los datos mostrados en el gráfico no incluyen los compromisos de exportación de la Argentina con destino al mercado de Chile, que en el 2005 alcanzó a 6.5 billones de metros cúbicos por año. Nota: Billón de MC = 109 MC

Gráfico 5
Producción y consumo de gas natural - Chile



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Desde el lado de la oferta, sin embargo, se han presentado ya señales de riesgo (por lo menos en el corto plazo) de niveles de suministro deficitarios para una demanda con importantes tasas de crecimiento, hoy atendida exclusivamente con gas regional a través de gasoductos.

En este sentido, ante la falta de inversiones y descubrimientos exploratorios, la Argentina ha reiniciado desde 2003 importaciones de este combustible y, en la presente gestión, se ha enfrentado a serias dificultades para atender su compromisos de venta a Chile. El Perú a su vez no ha logrado la certificación de reservas necesarias para encarar importantes proyectos de suministro de gas natural, sin poner en riesgo su abastecimiento interno.

En la actualidad, Bolivia, que parece configurarse en este escenario como el país con mejores perspectivas geológicas, muestra niveles de producción de gas cerca al límite de los compromisos de suministro corrientes asumidos, tanto del mercado interno como de exportación.

Frente a la latente posibilidad de un déficit de abastecimiento en el corto plazo y que ya ha derivado en períodos de racionamiento en importantes economías como la chilena y argentina, las medidas de políticas de garantías

de suministro a través de contratos de largo plazo y de diversificación de la matriz energética, no se han hecho esperar. Ambas resultan decisivas para la toma de decisiones y la planificación estratégica de nuestro país.

En este ámbito deben destacarse el inicio de gestiones para la contratación de volúmenes adicionales tanto en proyectos de gasoductos, como para la importación intercontinental.

Por una parte, a finales de 2006 Bolivia y Argentina, representadas respectivamente por las estatales YPFB y ENARSA, suscribieron un importante acuerdo comercial para suministro de gas boliviano por volúmenes incrementales, de 7.7 MMm³/d a partir del 2007 llegando 27.7 MMm³/d del 2011 al 2026.

Por otra parte, a nivel regional se han iniciado gestiones para la importación de LNG, que serían viabilizados a través de la instalación de plantas de regasificación en Argentina (Bahía Blanca), Uruguay (Punta del Tigre), Brasil (Río de Janeiro y Pecem) y Chile (Mejillones y Quinteros) y que en su conjunto permitirían un incremento de suministro de alrededor de 47 MMm³/d (CBH, 2007: 43).

Aproximaciones al caso boliviano

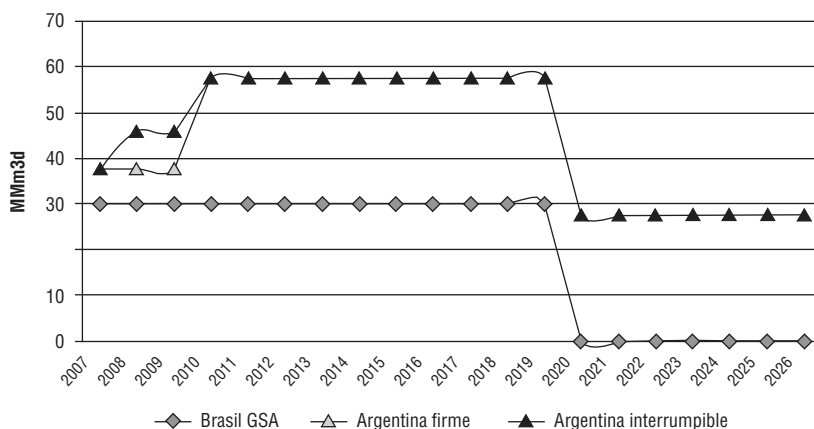
Con el contrato de compra-venta suscrito entre YPFB y ENARSA, se abren para Bolivia posibilidades de incluir en su reciente y dinámica historia de comercializador de gas natural, un tercer ciclo de exportaciones. Además de un nivel importante en volumen contratado, que favorece economías a escala, este acuerdo incluye una fórmula de formación de precios basado en el principio de “competencia gas- sustitutos”, que acompaña la tendencia de precios en el mercado internacional de productos del petróleo.

No puede dejar de notarse, sin embargo, que si bien estas condiciones comerciales están establecidas a nivel formal, el éxito de este emprendimiento requiere, como es usual en proyectos energéticos de gran escala, la convergencia de factores técnicos, económicos y financieros en ambos países. En este sentido, el cumplimiento de los compromisos de suministro y recepción en los plazos contractuales, está condicionado a flujos de inversión en ambos países.

Bolivia, por una parte, requerirá la certificación de reservas, capacidad productiva y la instalación de una planta de extracción de licuables y la Argentina deberá mostrar avances en la financiación y construcción de un gasoducto (GNEA) –desde la frontera con Bolivia hacia las regiones Noreste y Litoral– de 36” para un primer tramo de 100 Km. y de 30” para el segundo tramo.

Conviene ahora detenernos en las perspectivas que se presentan para el país, a partir de las actuales referencias de mercados contratados:

Gráfico 6
Contratos de exportación suscritos por YPF



Como puede apreciarse, los volúmenes contractuales posibilitarían un salto de las exportaciones en casi un 100% hasta el 2020.

Ahora bien, si nos situamos en una visión de largo plazo, este cuadro resulta ilustrativo y nos permite constatar que el desafío de Bolivia no se limita a la consolidación de los actuales proyectos. De no implementarse proyectos alternativos, el año 2020 marcaría un escenario de contracción del mercado a niveles actuales. Si se consideran los plazos de largo aliento que involucran la apertura y consolidación de nuevos mercados y de no lograrse una diversificación productiva que reduzca la dependencia de las finanzas públicas a los ingresos por concepto de venta de gas natural,

resulta evidente que esta situación debe ser ya considerada en la agenda pública nacional.

Aún cuando podría esperarse una ampliación del contrato entre Brasil y Bolivia, dada la infraestructura de transporte instalada y constituyéndose en un mercado natural, éste no es un dato que forme parte de una “agenda formal” y dependerá del logro de certificación de reservas que consoliden al país como proveedor serio, así como de los resultados de la políticas domésticas adoptadas en la República Federativa del Brasil.

En todo caso, este hecho que ha caracterizado condiciones de interdependencia, deberá probablemente enfrentarse en su negociación a nuevas condiciones comerciales que se configuren en el mercado mundial y regional y donde los niveles de penetración que logre el LNG serán una variable central.

En este entendido, resulta imprescindible una definición de políticas estratégicas de mediano alcance que considere los efectos –favorables o críticos- que puedan resultar de las políticas adoptadas por los países vecinos y que sin duda no podrá dejar de tomar en cuenta las nuevas características del mercado del gas natural.

4. Conclusiones

Ninguna receta es aplicable para anticipar las condiciones que deberemos enfrentar en materia energética en las próximas décadas y justamente por ello éste pasa a ser tema central de preocupación, debate, investigación y de política. Más aún, este tema, intrínsecamente ligado a problemas de seguridad de abastecimiento, pasa a ser ya no sólo un aspecto de necesidad momentánea sino vital para el modo de vida contemporáneo.

Sin embargo, aún frente a la poca certidumbre y la complejidad de tramas que están en juego, existen ciertos elementos que se constituyen en datos ineludibles a la hora de definir políticas estratégicas.

En el ámbito de las interrelaciones complejas que caracterizan el actual escenario energético, se abren en paralelo oportunidades históricas sin precedentes para países productores como el nuestro, tanto en términos

de demanda como de precios, que parecen seguir una tendencia alcista de mediano plazo.

Se trata entonces de estar a la altura de los retos y ello implica, como primer paso, evaluar las relaciones de fuerza que se van configurando ante un escenario de alta demanda y luego, con base en este análisis, los tiempos oportunos de actuación y de atracción de capitales.

En el caso nuestro, debemos determinar si estamos favorecidos por una posición de fuerza a nivel regional coyuntural, de mediano o largo alcance, decisiva o relativa. Sin embargo, el reto mayor será, por supuesto, el de superar, a partir del propio gas, nuestra condición de país primario exportador y, fundamentalmente, las condiciones de desigualdad que caracterizan a la sociedad boliviana.

Bibliografía

BP STATISTICAL

2006 Review of World Energy, June.

CBH

2007 Revista Petróleo y Gas No. 51 (trimestre Julio-Septiembre), La Paz.

DIETMAR, Dirmoser

2007 “La Nueva Escasez, el Resurgimiento del Nacionalismo y el Futuro de los Enfoques Multilaterales”. Nueva Sociedad, septiembre, Buenos Aires.

GIRAUD, André y BOY DE LA TOUR, Xavier

1990 “Geopolitique du Pétrole et du Gaz”. Technip, París.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

2006 “Prospectiva del Mercado de Gas Natural”, 1era edición. México.