



Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro

Melissa Cristina Mathias y José Cesário Cecchi¹

1. Introducción

La industria de gas natural en Brasil ha presentado importante crecimiento en los últimos años. De hecho, ha crecido a partir de las importaciones desde Bolivia y del aumento de la producción nacional. Este artículo presenta la evolución de la industria brasileña de gas natural, destacando los elementos históricos y regulatorios que permitieron el desarrollo de la industria durante la última década. De esta manera el texto está dividido en tres secciones además de esta introducción y de la sección conclusiva.

La sección siguiente presenta la evolución de la industria de gas natural en Brasil, destacando las reformas institucionales de la década pasada y el desarrollo de la oferta y la demanda de gas natural en Brasil. A seguir es presentado el panorama de la industria brasileña de gas natural, con destaque para el balance entre la oferta y la demanda y para las subastas de corto plazo de gas natural. Después son discutidas las perspectivas sobre la oferta y la demanda de gas natural. Finalmente son presentadas las conclusiones del trabajo.

2. Evolución de la Industria de Gas Natural en Brasil

2.1. Reformas Institucionales y Regulación de la Industria

Muchos países de Latinoamérica han pasado por reformas en los sectores de infraestructura durante las décadas de 1980 y 1990. La industria de gas natural en Brasil

¹ Respectivamente Experta en Regulación y Superintendente de Comercialización y Movimiento de Petróleo, sus Productos y Gas Natural de ANP.

ha sido una de esas experiencias de reforma que, de manera general, buscaron introducir competencia en las actividades concurrenciales y establecer la regulación en las actividades monopólicas. Para eso, fueron criados ente reguladores, con el objetivo de garantizar la operación eficiente de las actividades monopólicas de las cadenas, defendiendo los intereses de los consumidores.

Los primeros cambios de la reforma de la industria del gas natural en Brasil fueran dos Emendas Constitucionales, en 1995. La primera de ellas, la Emenda Constitucional no. 05/95, determinó el término del monopolio de Petrobras sobre las actividades de producción y transporte de hidrocarburos en el país. No hubo cambios sobre la propiedad de las reservas (que continuaran a pertenecer al Estado Nacional), pero Petrobras no sería más la única empresa con derechos de ejercer dichas actividades.

La Emenda Constitucional no. 09/95 determinó que los derechos sobre la exploración de la distribución de gas canalizado pertenecían a las Provincias (Estados) y al Gobierno Federal. De esta manera, cada uno de los veinte seis Estados de Brasil podría crear compañías de distribución u otorgar los derechos de distribuir gas natural a compañías públicas o privadas.

En 1997 fue publicado el marco principal de las reformas del sector de hidrocarburos del país: la Ley 9.478/97, denominada por el mercado como “Ley del Petróleo”. Esta Ley estableció cambios profundos en los sectores de petróleo y gas natural que, hasta la fecha, poseía solamente una empresa²: Petrobras.

La Ley creó el Conselho Nacional de Política Energética (*Consejo Nacional de Política Energética* - CNPE), con el objetivo de proponer al Presidente de la República las políticas nacionales para el sector de energía. La Ley también estableció la creación de la Agência Nacional do Petróleo (Agencia Nacional del Petróleo – ANP, que posteriormente pasó a llamarse Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles), que es el ente regulador de la industria de petróleo, gas natural y biocombustibles del país.

La reforma del sector de hidrocarburos en Brasil, mientras tanto, fue peculiar, pues no hubo privatización o segmentación de la empresa estatal (Petrobras). De hecho, la Ley del Petróleo determinó que Petrobras creara de una empresa independiente para operar como transportista (separación jurídica), pero no exigió la separación societaria. Así es que, Petrobras creó una empresa llamada Transpetro, que construye y opera sus ductos, pero dicha empresa pertenece exclusivamente a Petrobras.

De esta manera, la regulación del gas natural en Brasil fue dividida entre las esferas federal (desde la producción hasta los *city-gates*), y estadual (desde los *city-gates* hasta los consumidores finales). ANP regula las actividades de producción, tratamiento, transporte, importación, exportación y calidad del gas natural mientras los Estados, por

² Las actividades de distribución de petróleo y de gas natural no eran monopólicas, siendo ejercidas por muchas empresas.

medio de sus agencias reguladoras estatales, regulan la distribución de gas canalizado.

La Ley 9.478/97 establecía tratamientos similares para las industrias de petróleo y de gas natural. Mientras tanto, son dos industrias con lógica de operación distintas y la industria de gas posee segmentos de monopolio natural. De esta manera los agentes de la industria han notado las dificultades de aplicar la Ley del Petróleo a algunas situaciones en la industria del gas natural. Por eso, diversos agentes le solicitaron al gobierno la publicación de una nueva legislación, específica para la industria del gas.

En el año 2005 el Senado ha propuesto un Proyecto de Ley para tratar del tema. Un año después fue propuesto un Proyecto de Ley por la Cámara de los Diputados. Los dos Proyectos han tramitado en el Congreso y en marzo pasado ha sido publicada la Ley 11.909/09, o “Ley del Gas”.

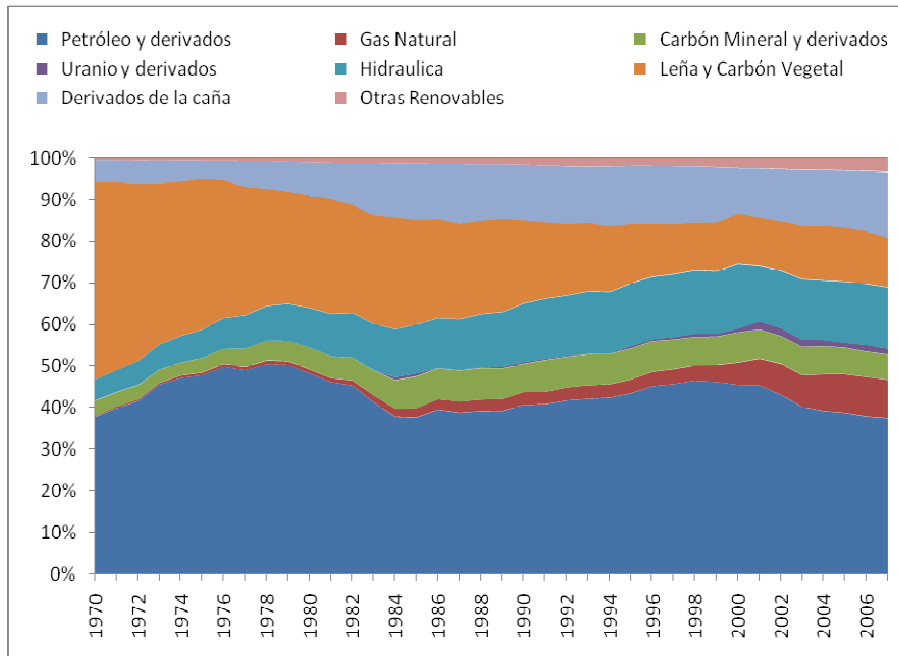
2.2. Evolución de la Oferta

El ingreso del gas natural en la matriz energética brasileña es un fenómeno relativamente reciente. Sin embargo, su participación ha presentado un importante crecimiento durante los últimos años.

El uso tardío del gas natural en Brasil se explica por la abundancia de otras fuentes de energía primaria, utilizadas para la generación de electricidad, con destaque para los recursos hidráulicos. Durante el período de fuerte crecimiento económico del país, en la década de 1970, hubo muchas inversiones en usinas hidroeléctricas, para generar electricidad no apenas para las habitaciones, pero también para las actividades industriales.

La figura 1, abajo, presenta la evolución de la participación del gas natural en oferta interna de energía del país.

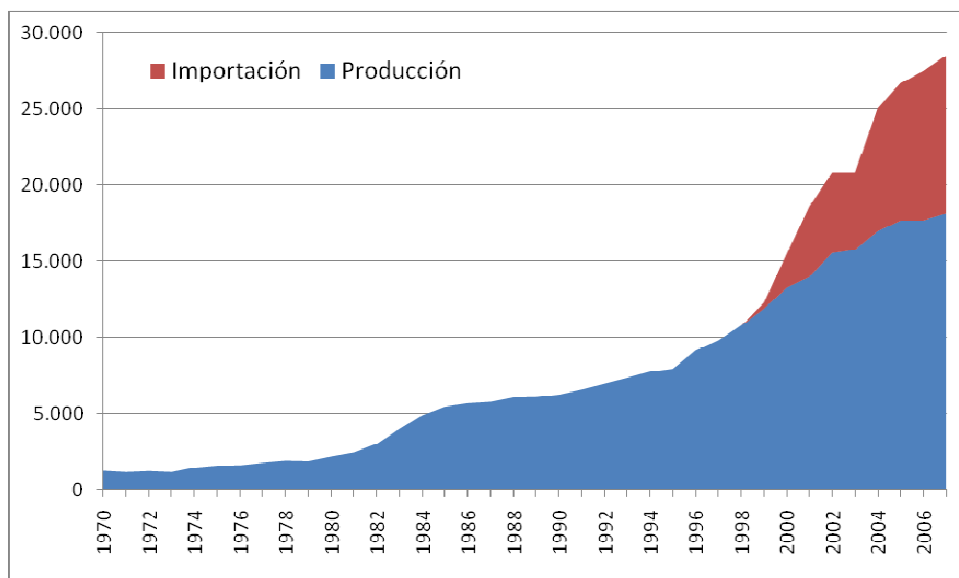
Figura 1 - Participación de las Fuentes de Energía en la Oferta Interna de Energía del País (1970-2007)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2008)

Los últimos diez años han presentado crecimiento tanto en la oferta nacional de gas natural, por el aumento de la producción de Petrobras, como de las importaciones del hidrocarburo, principalmente a partir de Bolivia. La figura 2 presenta los datos de producción e importación de gas natural en Brasil.

Figura 2 – Producción e Importación de Gas Natural en Brasil (1970-2007) (en millones de m³/día)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2008)

Sobre la producción nacional dos periodos de crecimiento se destacan: la primera mitad de la década de 1980 y el final de la década de 1990. El primer periodo se refiere al incremento de la producción de gas natural en la Cuenca de Campos. Es una producción *offshore* en aguas profundas.³ El segundo representa el aumento de producción después de la apertura del mercado brasileño de hidrocarburos.

Los datos también muestran que la importación de gas natural en Brasil ha empezado en 1999. En julio del 1999 el Gasoducto Bolivia-Brasil entró en operación y las importaciones han iniciado. Desde entonces, las importaciones han sido crecientes, excepto al final del año 2008, por efecto de la crisis internacional, como se verá adelante.

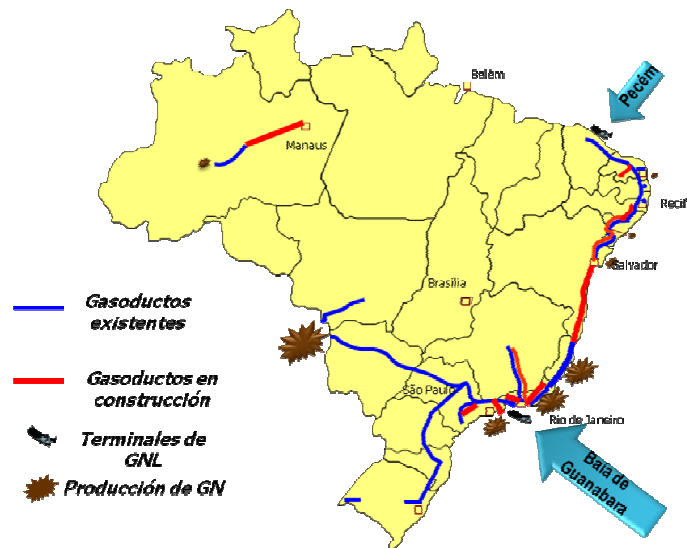
En realidad, existen dos gasoductos que conectan Bolivia a Brasil. El Gasoducto Bolivia-Brasil, que tiene capacidad de transportar 30 millones de m³/día de gas natural y suministra cinco estados del país (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul) y el Gasoducto Lateral-Cuiabá, que sale de Bolivia y llega al estado de Mato Grosso, para suministrar prioritariamente una usina termoeléctrica.

³ Cerca de 75% de la producción de gas natural en Brasil es asociada al petróleo. De esta manera, cuando da producción de petróleo crece, la producción de gas natural también presenta aumento.

Es segundo proyecto es uno de los pocos proyectos de gas natural en el país en que no hay participación de Petrobras.

Hay también una red de transporte de gas natural que conecta Brasil a Argentina: el Gasoducto Uruguaiana-Porto Alegre (que debería conectarse al Gasoducto Bolivia-Brasil). Mientras tanto, dicho ducto no ha sido totalmente construido y hay solamente dos (de los tres) tramos listos. Uno de ellos conecta Argentina a una usina termoeléctrica cerca de la frontera entre los dos países. La infra-estructura de transporte de gas natural en Brasil es presentada en la figura 3, abajo.

Figura 3 – Redes de Gasoductos de Transporte de Gas Natural en Brasil



Fuente: ANP

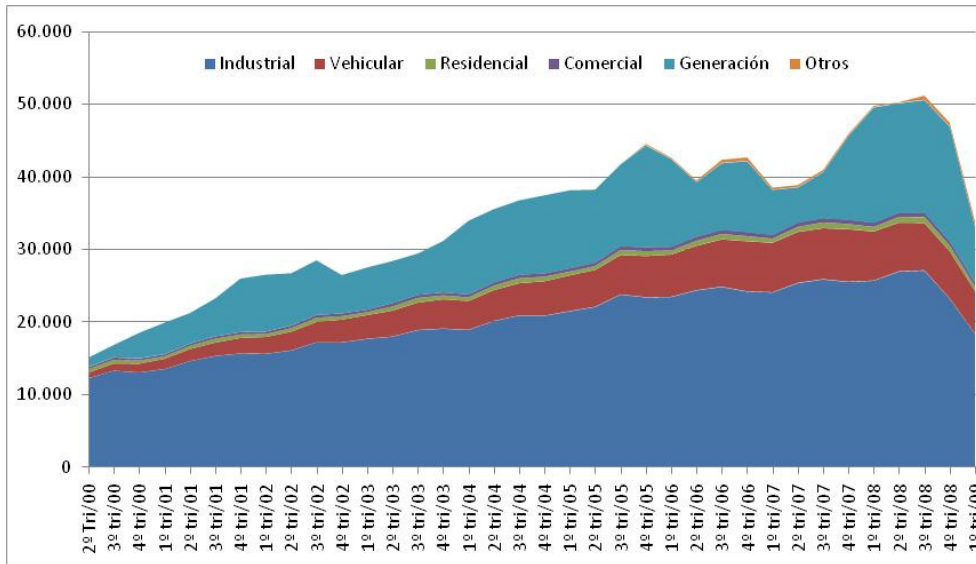
2.3. Evolución de la Demanda

El consumo de gas natural en Brasil ha presentado un importante crecimiento durante la última década. Antes del proceso de reforma solamente las dos más grandes ciudades del país (São Paulo y Río de Janeiro) tenían redes de distribución de gas natural.

Con la construcción del GASBOL había sobras de capacidad de transporte de gas natural y del producto en el país vecino. Para promover el uso del gas natural en Brasil el Gobierno propuso el Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), por medio del Decreto n° 3.371/00 en febrero del 2000. El objetivo era el uso de gas natural para generación eléctrica, como ancora para el consumo en los demás segmentos.

La grafica a seguir presenta el consumo de gas natural en el país entre los años 2000 y 2009.

Figura 4 – Evolución del Consumo de Gas Natural en Brasil (2000-2009)



Fuente: ABEGÁS

En el año 2001 Brasil ha pasado por una crisis en el sector eléctrico, que ha resultando en la necesidad de promover un racionamiento de electricidad en diferentes regiones del país. El resultado de este proceso fue una disminución en el consumo de electricidad de 24%, y la baja de la curva de carga del sistema, aún después del final del racionamiento. De esta manera, hubo una reducción en la necesidad de generación y una baja en el consumo a gas natural para esta finalidad.

Así, hubo sobra de gas natural en el país pues el gas natural ya estaba contractado junto a Bolivia. De esta manera Petrobras creó, en el año 2004, el Plan de Masificación del Uso de Gas Natural, con el objetivo de encontrar mercados para el gas natural.

Dicho Plan también propiciaba reducir la dependencia energética, y de la necesidad de importación, de combustibles como el GLP y el óleo combustible (principalmente en la industria). En su búsqueda por nuevos consumidores para el gas natural Petrobras presentaba las ventajas ambientales y de logística de transporte del gas natural ante sus combustibles sustitutos, y les ofreció precios subsidiados por el producto. Así hubo un cambio en el foco de la compañía, que pasó a priorizar el suministro para el sector industrial en y no más el termoeléctrico.

3. Panorama Actual del Mercado de Gas Natural

3.1. Balance entre la oferta y la demanda

El promedio de producción de gas natural en 2008 fue de 59,2 millones de m³/día. De ese total 71% fue producido *offshore* y 29% producido *onshore*. Del volumen total producido en 2008 solamente 29 millones de m³/día llegaron al mercado, una vez que parte de la producción fue consumida en la plataforma durante el proceso productivo (7,9 millones de m³/día), parte utilizada durante el proceso de tratamiento de gas natural (3,5 millones de m³/día), parte reinyectada en los pozos productores (10,7 millones de m³/día), y parte consumida durante el transporte (2,1 millones de m³/día).

La oferta de gas natural importado en 2008 fue de 30,9 millones de m³/día. Las importaciones desde Bolivia sumaron 30,5 millones de m³/día y el restante, o sea, 0,4 millones de m³/día, fue importado de Argentina (entre los meses de enero y agosto). Del total importado 1,2 millones de m³/día fueron consumidos durante el proceso de transporte.

Por lo tanto, la oferta total del gas natural al mercado brasileño fue de 58,7 millones de m³/día. Para las compañías distribuidoras de gas natural fueron suministrados 49,6 millones de m³/día, y el restante fue entregado a refinerías (7,5 millones de m³/día) y para el consumo térmico directo del productor (1,6 millones de m³/día).

Los Estados de Rio de Janeiro y São Paulo son los principales consumidores de gas natural del país. En el año 2008 ellos representaron 35,4% y 32,4% del consumo nacional de gas natural respectivamente. En términos de compañía, Comgás (la compañía distribuidora de la región metropolitana de la ciudad de São Paulo) fue la que presentó mayores ventas, correspondiendo a 28,7% de las ventas de gas natural de país. La tabla siguiente presenta las ventas de las distribuidoras de gas natural de Brasil en el año 2008.

Tabla 1 – Ventas de Gas Natural de las Distribuidoras en 2008

Estado	Empresa	Vendas de gas natural de las distribuidoras - promedio en 2008 (mil m ³ /día)	Participación porcentual
AL	Algás	497,3	1,00%
AM	Cigás	1,3	0,00%
BA	Bahiagás	3.469,4	6,98%
CE	Cegás	509,9	1,03%
DF	CEBGás	3,3	0,01%
ES	BR	1.837,6	3,70%
GO	Goiasgás	1,6	0,00%
MG	Gasmig	2.409,8	4,85%
MS	MS Gás	277,1	0,56%
MT	Mtgas	34,8	0,07%
PB	PBGás	376,0	0,76%
PE	Copergás	1.153,2	2,32%
PI	Gaspisa	2,0	0,00%
PR	Compagás	1.377,8	2,77%
RJ	CEG	8.462,3	17,03%
RJ	CEGRIO	9.144,3	18,41%
RN	Potigás	400,8	0,81%
RS	Sulgás	1.763,8	3,55%
SC	SCGas	1.567,6	3,16%
SE	Emsergás	283,0	0,57%
SP	Comgás	14.281,0	28,75%
SP	Gas Natural	1.362,8	2,74%
SP	Gas Brasileiro	488,1	0,98%
Brasil		49.679,1	100,00%

Fonte: Abegás

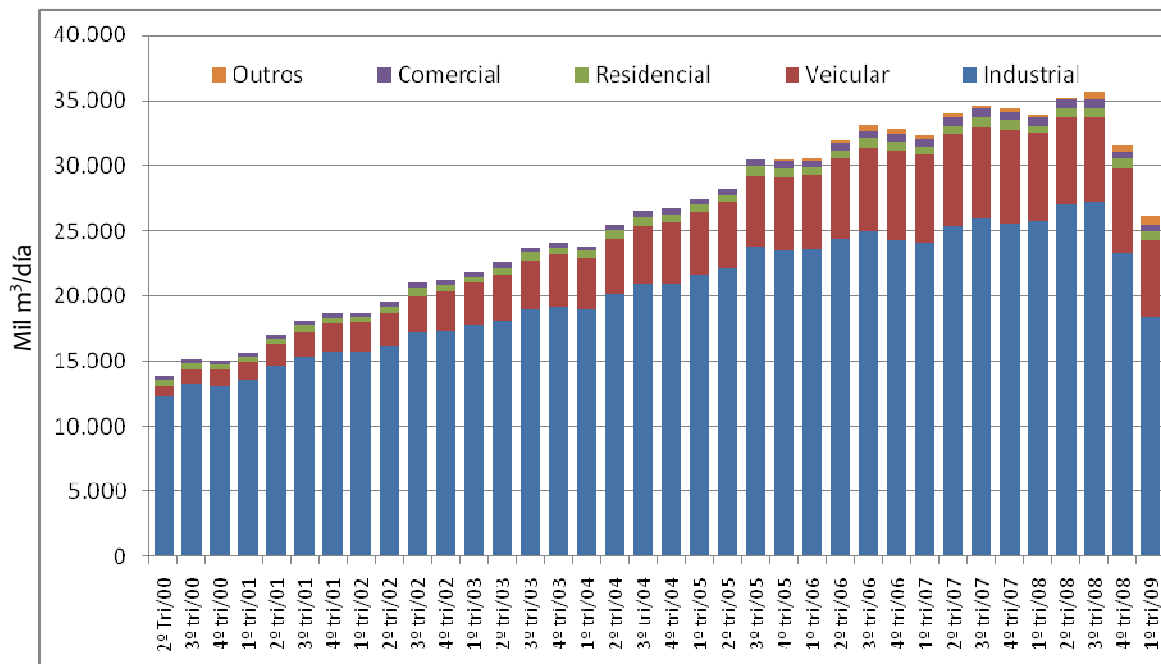
El consumo de gas natural en Brasil ha presentado crecimiento continuo. Mientras tanto, hubo un período de ruptura en el crecimiento por la crisis internacional. El último trimestre de 2008 y el primer de 2009 fueron momentos de caída en el consumo, derivada de la desaceleración de la actividad económica del país. Durante los últimos tres meses del 2008 el consumo ha bajado 7,3% en relación al trimestre anterior y los primeros tres meses del 2009, presentaron una disminución de 28,8% cuando comparado a los tres meses finales de 2008.

Esta caída en el consumo de gas natural se explica por la reducción de la actividad industrial de 14,3% entre el cuarto y el tercer trimestres de 2008 y de 20,8% en el primer trimestre de 2009 en relación al trimestre anterior. La fuerte disminución del consumo

en el primer trimestre del 2009 también se explica por la reducción del consumo de gas natural para generación de electricidad, que fue de 51,7%, en función de los elevados niveles de lluvias en el país en el principio del año.

La figura a seguir presenta el consumo de gas natural en los segmentos no termoeléctricos desde el inicio de la década hasta el primer trimestre del 2009.

Figura 5 – Consumo de Gas Natural en los Segmentos no Termoeléctricos (2000-2009)



Fuente: Abegás

En Brasil no hay control de los precios de venta del gas a las distribuidoras. Por lo tanto, los precios del gas natural entregado en los *city-gates* son libres y negociados directamente entre los agentes. No obstante, los precios a los consumidores finales pueden ser regulados por los entes reguladores estatales, ya que la actividad de distribución de gas natural es un rol de los Estados y no del Gobierno Federal.

La tabla abajo presenta los precios del gas natural (*commodity* + tarifa de transporte) producido en el país y del gas natural importado.

Tabla 2 – Precios del Gas Natural en el City-gate (US\$* /MMBTU)

Año	Trimestre	Nacional	Importado
2009	Primer	7,74	7,33
2008	Cuarto	8,37	9,06
2008	Tercer	10,06	8,19
2008	Segundo	9,31	7,24
2008	Primer	8,43	6,80
2007	Cuarto	7,43	6,00
2007	Tercer	6,46	5,51
2007	Segundo	5,72	5,14
2007	Primer	4,72	5,28
2006	Cuarto	4,62	5,48
2006	Tercer	4,58	5,41
2006	Segundo	4,55	5,15
2006	Primer	4,53	4,89
2005	Cuarto	4,35	4,29
2005	Tercer	3,88	3,71
2005	Segundo	3,58	3,56
2005	Primer	3,33	3,56
2004	Cuarto	3,19	3,39
2004	Tercer	2,98	3,39
2004	Segundo	2,92	3,39
2004	Primer	3,01	3,39
2003	Cuarto	2,89	3,38
2003	Tercer	2,86	3,38
2003	Segundo	2,81	3,38
2003	Primer	2,40	3,38
2002	Cuarto	2,29	3,03
2002	Tercer	2,06	3,01
2002	Segundo	1,79	3,16
2002	Primer	1,73	3,31

* Dólar comercial promedio mensual de venta

Fuente: Petrobras

3.2. Subastas de corto plazo de gas natural

Delante de la caída en el consumo de gas natural derivada de la crisis internacional y de la imposibilidad de reducción de la oferta por parte de Petrobras, sea del gas natural boliviano (ya que Petrobras se obliga a comprar 24 millones de m³/día de gas natural, por las cláusulas de *take-or-pay*), sea del gas producido en el país (una vez que 75% de la

producción nacional es de gas asociado al petróleo), Petrobras buscó crear mecanismos para incentivar el consumo del hidrocarburo y reequilibrar el mercado. Así, estableció las subastas de corto plazo de gas natural, a partir del abril de 2009.

Dichas subastas, de venta de gas natural a las compañías distribuidoras, son subastas de descuento, en las cuales las compañías compran volúmenes ya incluidos en sus contratos de largo plazo, pero con un descuento en relación a los precios establecidos en dichos contratos.

Ese mecanismo beneficia al suministrador (Petrobras), pues a pesar de la reducción en el precio hay el aumento en el volumen consumido; y a las compañías de distribución, pues ellas adquieren el gas natural a precios más bajos que el originalmente contratado. Los volúmenes vendidos en las subastas de corto plazo están presentados en la tabla siguiente.

Tabla 3 – Resultados de las Subastas de Corto Plazo de Gas Natural

	Mayo/09	Junio/09	Julio/09	Agosto/09	Septiembre/09
Volumen ofertado (mil m³/día)	10.093	10.010	7.510	11.843	10.302
Volumen vendido (mil m³/día)	3.630	4.067	4.525	5.528	5.852
Precio promedio (US\$/MMBTU)	4,20	4,26	4,27	4,66	4,63

Petrobras ha realizado una subasta al mes a partir de abril del 2009. Como se puede notar, los volúmenes vendidos en las subastas han crecido a cada mes, lo que muestra la recuperación de los volúmenes consumidos de gas natural por las distribuidoras.

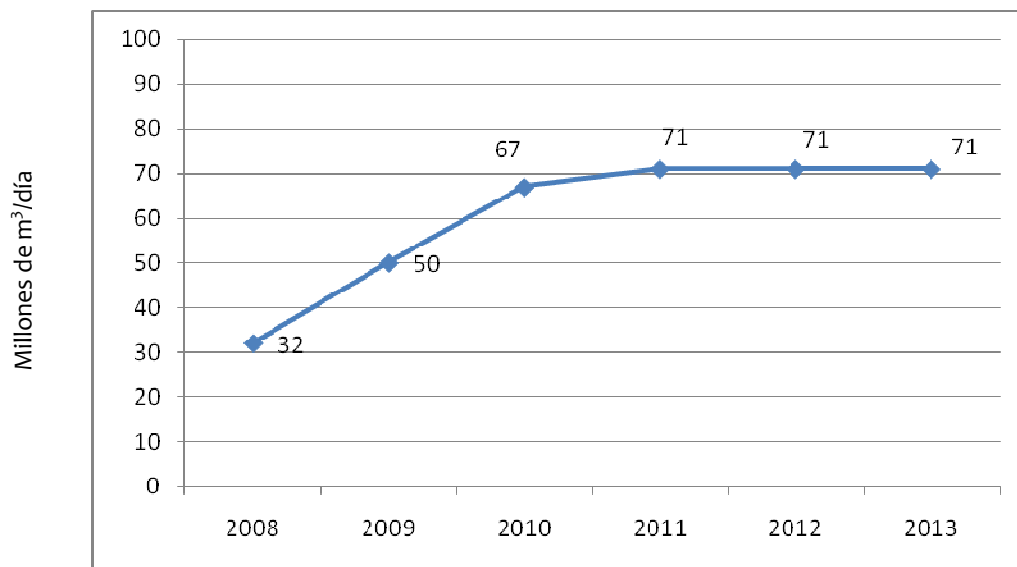
4. Perspectivas para el Desarrollo del Mercado Gasífero

4.1. Perspectivas de crecimiento de la oferta

Ante el descubrimiento de nuevas reservas de gas natural, el crecimiento del consumo energético y la elevada dependencia de las importaciones bolivianas Petrobras ha anunciado, en 2006, el Plan de Anticipación de la Producción de Gas Natural (Plangás). En realidad, las inversiones previstas en el Plangás son destinadas no solamente a la actividad de producción, pero también a la ampliación de las instalaciones de transporte y tratamiento de gas natural.

La meta es el aumento de la producción de gas de origen nacional. En la región sureste (donde están ubicados los estados de Rio de Janeiro y São Paulo), por ejemplo, el nivel de la producción pasaría de los actuales 40 millones de m³/día (promedio de 2008) para 55 millones de m³/día en 2010. Para lograr este objetivo Petrobras anunció inversiones de US\$ 92 mil millones entre los años de 2009 y 2013. La producción de gas natural en el país alcanzaría 71 millones de m³/día. La gráfica siguiente muestra las proyecciones sobre la producción de gas natural.

Figura 6 – Proyecciones de Oferta de Gas Natural en Brasil



Fuente: Plan de Negocios 2009-2013 - Petrobras

Las principales regiones productoras de gas natural incluidas en Plangás son los Campos de Uruguá-Tambaú (en la Cuenca de Santos), cuyo gas natural no es asociado al petróleo y con capacidad de producción de 8 millones de m³/día, y Mexilhão, también en la Cuenca de Santos, con capacidad estimada de producción de hasta 15 millones de m³/día. Esta producción se ubica próxima a los mercados de São Paulo y Rio de Janeiro. Pero hay también otras regiones productoras de gas natural, en sitios más lejanos (en la Selva Amazónica), como los campos de Juruá y Aracanga.

Las inversiones de Plangás en la actividad de transporte serán responsables por un crecimiento de 1.292 km de ductos, con previsión de capacidad de transporte de 121,8 millones de m³/día de gas natural.

No obstante el aumento de la producción nacional, el crecimiento de la demanda exigirá el mantenimiento de las importaciones de Bolivia y la importación de volúmenes

adicionales de gas natural, por medio de los terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL).

4.2. Perspectivas sobre la importación de gas natural

Conforme presentado, la importación de gas natural de Bolivia correspondió a cerca de 50% del total del gas natural suministrado a Brasil en 2008, por medio del Gasoducto Bolivia-Brasil (GASBOL), y del Gasoducto Lateral-Cuiabá.

El movimiento de gas natural en GASBOL ha sido creciente desde el principio de su operación, en 1999, presentando estagnación en 2007, cuando el movimiento alcanzó la capacidad máxima del ducto. Al final del año de 2008 hubo una ruptura en el transporte de gas natural en GASBOL como resultado de la baja del consumo derivado de la crisis internacional que alcanzó la industria de Brasil. Mientras tanto, ya se puede observar una recuperación de los volúmenes consumidos (y por lo tanto, transportados) en el segundo trimestre de 2009, sea por la modesta recuperación de la industria, sea por los volúmenes consumidos como resultado de las subastas de corto plazo de gas natural promovidas por Petrobras.

Sobre el futuro, Petrobras declaró que no pretende realizar inversiones en el aumento de la capacidad de importación de gas natural de origen boliviana. De hecho, en febrero de 2006 fue iniciado un proceso para la ampliación de capacidad de GASBOL (de los 30 millones de m³/día para 45 millones de m³/día). Diversos agentes (BG Comércio e Importação Ltda., Pan American Energy do Brasil Ltda., Tucunaré Empreendimentos e Participações Ltda., Repsol/YPF, Total E&P do Brasil Ltda. y Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras) participaban del proceso cuando, en 01 de mayo del mismo año el Gobierno boliviano publicó el Decreto Supremo que nacionalizó la industria de hidrocarburos en el país vecino. Como resultado, el proceso de expansión de GASBOL fue abandonado por los agentes. Desde entonces Petrobras decidió: i) no incrementar las importaciones de gas desde Bolivia, y ii) realizar inversiones en terminales de regasificación para importar GNL.

A partir del año siguiente Petrobras empezó a realizar inversiones en dos terminales de regasificación. Uno en el noreste del país (Pecém) y otro en el sureste (Rio de Janeiro). La diferencia de dichos terminales esta en el hecho de que son terminales flexibles, o sea, son buques metaneros que poseen las instalaciones de regasificación *onboard*, pudiendo almacenar y regasificar el GNL.

El objetivo del GNL es suministrar las usinas termoeléctricas, en períodos de bajas lluvias, y no la creación de mercados firmes de gas natural. El terminal de Pecém posee capacidad de regasificar 7 millones de m³/día de gas natural, y el terminal de Baía de Guanabara (Rio de Janeiro) puede regasificar 14 millones de m³/día de gas natural.

Otra importante diferencia de la importación de GNL cuando comparada a importación de Bolivia está en los contratos. En el caso del contrato de las importaciones bolivianas el plazo es de 20 años, con término para el año de 2019. Este contrato establece los precios y sus mecanismos de reajuste (basado en una cesta de óleos, con reajuste a cada tres meses). En el caso del GNL no hay contratos de largo plazo y las compras ocurren en el mercado *spot*, pues dependen de la necesidad del despacho de las usinas termoeléctricas. De esta manera, Petrobras tiene que someterse a las variaciones en los precios internacionales del gas natural.

5. Conclusiones

El año 2008 ha terminado con una fuerte reversión en la dinámica da economía, por los efectos de la crisis internacional. Brasil ha presentado crecimiento del PIB en 2008 (5,1%), pero ese crecimiento fue más pequeño que en 2007 (de 5,7%). El analice de los períodos permite notar que durante el último trimestre de 2008 el PIB se mantuvo prácticamente estable (con pequeña caída de 0,02%). Mientras tanto, hubo una fuerte desaceleración de la economía en el primer trimestre del 2009 cuando comparado al último del 2008 (caída de 8,4%). El PIB del sector industrial presentó una disminución de 7,9% del tercero para el cuarto trimestre de 2008 y de 18,1% en el primer trimestre de 2009 cuando comparado al trimestre anterior.

En el caso del sector de gas natural, el crecimiento de la producción en 2008 fue de 18,6% en relación a 2007, en función de la producción en nuevas regiones ya incluidas en el Plan de Anticipación de la Producción de Gas natural y de las mejoras de productividad de las regiones productoras. Se espera que la producción de gas natural en Brasil presente aumento en 2009, por la entrada de nuevos campos productores (inversiones de Plangás). Mientras tanto, dicho aumento debe presentar tasas más modestas, en función de la desaceleración de la economía (y, por lo tanto, de la demanda de petróleo y gas natural).

Sobre las importaciones, las estimativas sugieren un mantenimiento de los volúmenes importados de Bolivia, ya que no hay perspectivas de ampliación de la capacidad de GASBOL y tampoco proyectos de construcción de otros ductos que conecten los dos países. Cuanto a las importaciones de GNL no hay previsibilidad, ya que los volúmenes importados dependen de las necesidades del gas natural para generación de electricidad, siendo, por lo tanto, una función del régimen de lluvias.

Finalmente, merece destaque la publicación reciente de una nueva Ley para tratar de la industria de gas natural en Brasil: la Ley 11.909/09, que trata específicamente del transporte de gas natural. Bajo la nueva legislación ANP tendrá más atribuciones, como la determinación de tarifas de transporte de gas natural, la realización de licitación para la construcción de nuevos gasoductos, el establecimiento de reglas para la determinación de capacidad de transporte en gasoductos y la regulación del almacenamiento de gas natural, entre otros roles.