

24^a Conferencia Mundial del Gas

La industria del gas natural desde adentro

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

24ª Conferencia Mundial del Gas	4
• <i>Avances en las tecnologías de extracción de fuentes no convencionales</i>	6
• <i>Surgimiento del floating LNG y expansión las turbinas de ciclo combinado de gas</i>	7
• <i>Gazprom, entre geopolítica y profits</i>	9
• <i>Proveedores y consumidores ante la depresión de los precios del gas natural</i>	12
• <i>¿Gas del pre-sal brasileño para la integración energética regional?</i>	14
<u>Análisis:</u> Escenarios de crecimiento para la industria global del gas natural al 2030	15
• <i>Mercados frame-breaking</i>	18
Análisis contextual de la participación del GNL en Chile	22
• <i>Estimaciones de precios del gas natural licuado por la CNE</i>	25
• <i>Ingreso del GNL, abandono del diesel, ampliación del carbón</i>	27
• <i>Masificación del uso de gas natural vehicular</i>	31
➤ Mercado chileno de combustibles	31
➤ Mercado chileno de lubricantes	32
Perspectivas en Bolivia: ¿Incremento de 30 millones de pies cúbicos de gas?	33





24th World Gas Conference

ARGENTINA | 2009

5-9 October



La **Conferencia Mundial del Gas** es uno de esos eventos que rompen las suposiciones, donde se presentan los avances e innovaciones que realiza la industria durante tres años y se intercambian conocimientos e ideas. Es por esto que especialistas del sector energético del mundo entero desembarcaron en Buenos Aires para discutir el futuro de la industria del gas, más de 3.200

delegados representando a 81 países y 270 compañías participantes. Con un nutrido programa, más de 300 exposiciones técnicas que se enfocaron en exploración, desarrollo y producción, reservas, temas de gas natural, HSE (health, safety and environment), seguridad, recursos humanos, desafíos sociales y temas relacionados con el project management integrado.

Realizada por primera vez en un país de América Latina, la conferencia, que se lleva a cabo desde 1931, estuvo basada en tres pautas estratégicas: el desafío energético global con vistas al 2030; la contribución de la industria del gas natural en términos de garantía del suministro, seguridad y medio ambiente; y la integración regional de los mercados de gas como factor clave del impulso para el crecimiento económico sustentable.

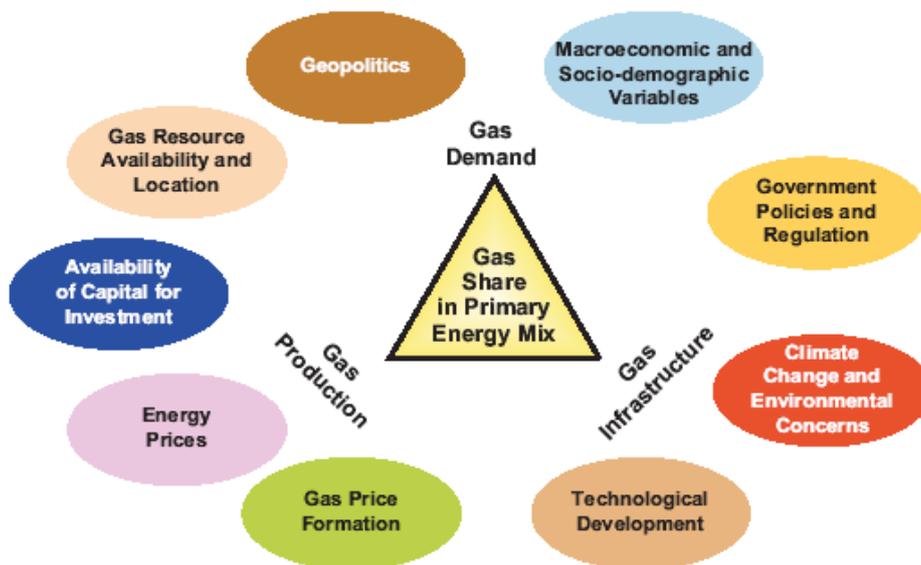
Una de las conclusiones principales, nodal, es que el gas natural mantendrá su rol primordial, abasteciendo la demanda de energía mundial durante muchas décadas. La demanda en segmentos tradicionales (generación eléctrica, calefacción/refrigeración, materia prima, etc.) aumentará, contribuyendo a mejorar el medio ambiente a través de sus eficiencias y menores emisiones de carbono. Asimismo, el gas natural ocupará nuevos roles como combustibles complementarios a las fuentes renovables de energía, permitiendo la instalación y el desarrollo de las mismas, que son de generación intermitente.

Inversiones. Las dudas que existen sobre las reservas y la falta de inversiones en general, en todos los países, y se imponen el desafío de desarrollar conocimientos para que el gas cumpla su papel presente y futuro en el mundo. Aunque primó el optimismo del lado de las oil majors. "*El proyecto Gorgon, que costará 37 miles de millones de dólares, producirá suficiente gas natural para impulsar una ciudad de 1 millón de personas durante 800 años*", dijo **George Kirkland**, vicepresidente de Chevron. "*Este es un motor de crecimiento a largo plazo con un acceso*

principal al mercado de Asia-Pacífico", dijo. "Tengo confianza en la capacidad de Chevron para seguir invirtiendo a largo plazo", aseguró el ejecutivo.

Otro de los temas claves desarrollados en varias de las conferencias fue sobre la importancia de un petróleo indexado puede comenzar a disminuir donde la competencia *gas-on-gas* y el desarrollo de mercados negociados y los contratos existentes presentan oportunidades para el cambio, según afirma el "Natural Gas Industry Study to 2030", realizado International Gas Union. "El cambio del sector energético escenario mundial exige investigaciones y metas de largo plazo para que haya certeza de que no faltará gas. Esa seguridad sólo es posible mediante investigaciones y desarrollo de tecnologías de forma constante y permanente", reza el estudio.

Main Drivers Influencing Gas Market Development



Daniel Yergin, de la **IHS CERA**, que moderó algunos paneles, precisó que las reservas de gas no convencional en la franja inferior de Estados Unidos llegan a 4.000 trillones de metros cúbicos, mientras que en la superior son de 16.000 trillones de metros cúbicos, lo que calificó como *“un enorme potencial”*.

Hayward no escondió el hecho de que los precios de comercialización del gas no convencional son bajos, un dato que podría retrasar las decisiones de inversión en este sector. Sin embargo, aseguró que *“lo que es sorprendente es que, a pesar de los precios, el gas no convencional es mucho más interesante que el gas convencional”* para las empresas *“Habrá enormes volúmenes disponibles a precios moderados”*, soslayó. Además, a lo largo de las exposiciones técnicas se resaltaron las probabilidades de hallar nuevas fuentes de gas no convencional en áreas como Europa central, Medio Oriente y el sudeste asiático, sitios donde hay grandes bases sedimentarias aunque en el consenso se descartó ver el desarrollo de grandes proyectos offshore por los altos costos de inversión.

Surgimiento del floating LNG y expansión las turbinas de ciclo combinado de gas



“Atrás quedó lo peor de la crisis”, diagnosticó el presidente del grupo español **Respol, Antonio Brufau**. Agregando el vaticinio de *“buenas perspectivas para la industria del GNL a nivel mundial por la creciente demanda de este combustible limpio para su uso en la generación de electricidad, en reemplazo del carbón y de los combustibles líquidos, como el fuel oil”*. Dio a entender que el futuro del gas está en los

desarrollos no convencionales, como el que proviene de arenas compactas "tight" y de reservorios caracterizados como "shale", una roca sedimentaria con particularidades que hacen mucho más costosa su extracción.

El GNL es vital para países de fuerte consumo aislados de los centros de producción, como China. Brufau consideró que el equilibrio de los precios de este producto dependerá de los costos de la explotación del gas no convencional: Tight, shale y coalbed methane, que hace 20 años que en Estados Unidos tiene un enorme potencial. Brufau dijo que el desarrollo de estas fuentes gasíferas tiene además dependencia de la demanda que exista y de los precios que el mercado pueda llegar a pagar. *“La caída abrupta del consumo, particularmente en Europa, se compensará en tres años”*, dijo **Bernhard Reutersberg**, director general de la alemana **E.ON Ruhrgas**.

“La crisis financiera global y la desaceleración económica probablemente van a resultar en una contracción del consumo del gas natural este año, el primer declive en 50 años”, dijo el ejecutivo de la petrolera estatal malaya **Petronas, Hassan Marican**, durante su exposición. Al mismo tiempo que subrayó que los cortes en la inversión por parte de las compañías de gas natural y petróleo podrán atrasar los proyectos de más de 30 millones de metros cúbicos de gas. *“Las preocupaciones ambientales y la escasez de crédito resultaron en la eliminación de muchos proyectos”*, afirmó. Petronas, que emitió un bono global en agosto, obtuvo más capital de lo planificado y la compañía no tiene ningún proyecto más para emitir deuda, dijo Marican. El gigante estatal malayo no contempla ninguna adquisición en este momento.

"Los productores estadounidenses aumentaron la producción después que las formaciones shale de gas entraran en línea, desviando o cancelando las cargas de GNL que habían sido destinadas a Estados Unidos", sostuvo Brufau. Esos envíos de GNL probablemente desembarquen en Europa o en la Cuenca del Pacífico, dijo.

Marican, que es miembro del Directorio del Banco Central de Malasia, citó a tecnologías entre las que destacó el floating LNG y las turbinas de ciclo combinado de gas (CCGT, por sus siglas en inglés) como forma de mejorar el atractivo del gas natural. También advirtió contra los recursos gubernamentales "a medidas populistas" en reacción a presiones sociales y políticas, citando el peligro a la limitación de las exportaciones de gas o el establecimiento de precios límites domésticos y llamó "a acercamientos de colaboración en todas las regiones" que forjen la integración y funcionamiento de mercado de gas.



Marican remarcó que sus comentarios son concordantes con el informe realizado por IGU para el Panel Estratégico: "Natural Gas and the Sustainability Question: How Many Answers Can We Provide?", presentado por **Trude Sundset**, vicepresidenta de medioambiente y clima para **StatoilHydro**, quien postuló el dilema actual por las necesidades encontradas de asegurar una provisión de energía económica, y la reducción de los efectos sobre el cambio climático, sabiendo que

casi el 70% de las emisiones de CO₂ están relacionadas con la generación de energía.

El propósito del informe es el de explicar como el gas natural –aún siendo un combustible del grupo de los hidrocarburos –se ha transformado también en una parte importante para la solución del problema del cambio climático, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, reemplazando en el mercado a otros combustibles con mayores emisiones de CO₂, y a través del uso de tecnologías mucho más eficientes (como turbinas a gas o celdas de combustible). Dependiendo de la calidad del combustible, la combustión del gas natural puede emitir hasta un 25-30% menos de CO₂ que el petróleo y por lo menos hasta un 40-50% menos que el carbón.

En la actualidad, un 41% de las emisiones se deben a la generación eléctrica. Sundset explicó que el cambio de las centrales eléctricas a carbón por CCGT cortaría las emisiones de CO₂ globales en 20%, citando también la potencial combinación del gas natural con las renovables como el bio-metano y el hidrógeno, como la experiencia Europa de NaturalHy y el rol de liderazgo de la industria en el desarrollo de la tecnología de captura y almacenaje de carbono.

Históricamente el carbón ha sido una opción de las utilities. En **Estados Unidos**, representa el 50% de la generación eléctrica pero es responsable por el 80% de las emisiones. Y Hayward repitió en la conferencia que la tecnología de captura y almacenaje de CO₂ será comercialmente viable "en al menos 10 años y será cara". Hayward dijo que la industria está en medio de una evolución, no una revolución, en el aseguramiento del futuro mix energético. Hayward también mostró argumentos en referencia a que podamos pasar a una economía baja en emisiones de carbono de forma rápida, ha señalado que "pese al rápido incremento del uso de las energías solares y eólicas, así como de los biocombustibles, estas fuentes de energía aún no alcanzan el 2% del total de la producción energética global, por lo que continuaremos dependiendo durante un largo periodo de tiempo del carbón y los combustibles fósiles que están en rápido crecimiento".

El gas tiene también el mérito de depender de tecnología probada, dijo. Las alternativas desempeñarán un rol, pero resta ser definido este. *"Tenemos que dar forma a ese evolución, construir un road map para la diversificación del suministro"*, dijo, *"este programa varía por país y por sector (...) El mundo necesitará un suministro más diverso para la seguridad de energía y dirigir las políticas de cambio climático"*. Mientras para **Coby van der Linde**, catedrática y directora del **Clingendael International Energy Programme**, *"habrá un crecimiento en el uso del gas a medida que los países actualicen sus agendas respecto al cambio climático"*.

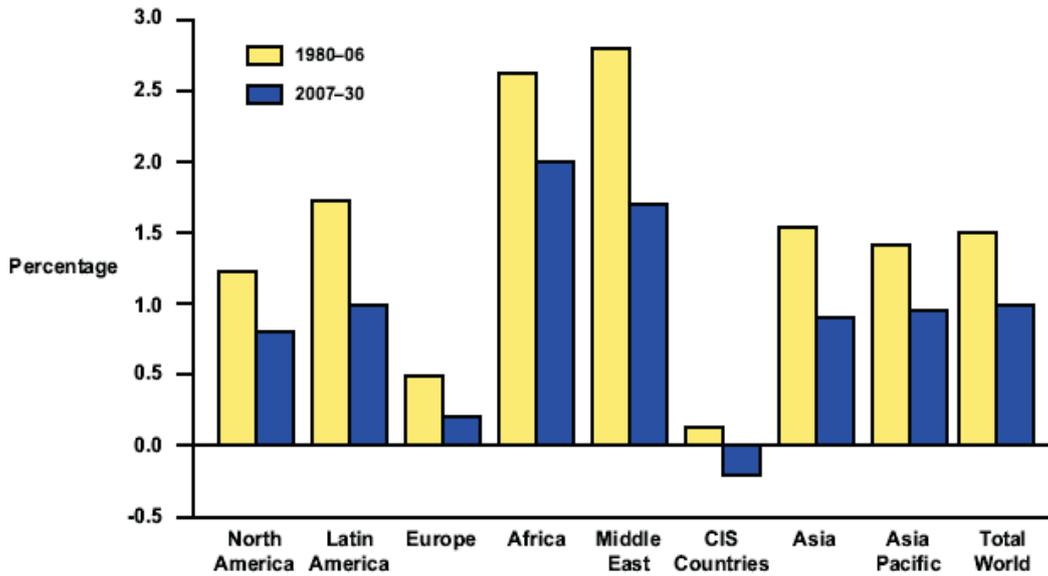
Gazprom, entre geopolítica y profits



Aleksei Miller, director de **Gazprom**, la mayor empresa productora de gas del mundo, fue enfático al afirmar que el desarrollo de la economía sólo es posible gracias a los hidrocarburos, una fuente a su criterio insustituible de momento, mientras aseguró que el gas es la energía más barata y la única que puede garantizar el suministro en momentos de demanda pico. *"Para 2020, la población mundial va a llegar a 8.500 millones de habitantes, con un aumento del consumo de gas per cápita aportando principalmente por China, India, Brasil e Indonesia"*, afirmó el máximo responsable de Gazprom, que provee el 70 por ciento del gas que consume Europa. *"China e India están bajo un impetuoso proceso de industrialización, urbanización y otras movilizaciones (...) la demanda de energía crecerá, pero habrá contribuciones limitadas de petróleo y energía nuclear, mientras las energías alternativas serán insignificantes"*, dijo Miller en su discurso.

Unos días antes, **Brufau** señaló que *"el ingreso per cápita de los países emergentes, que hoy representan dos tercios de la economía mundial, y el hecho de que hay 1.500 millones de personas que aún no tienen acceso a la energía eléctrica permiten asegurar una creciente demanda de gas natural a largo plazo"*. En cuanto a los precios del GNL, que es más costoso que el gas que circula por ductos, Brufau afirmó que *"las reglas serán más complejas de lo que fueron hasta ahora ya que los contratos no estarán tan ligados al precio del crudo y sí más en relación a la generación de electricidad"*.

Past and Projected Population Growth, 1980–2030
(average annual growth rates)



Los temas políticos y geopolíticos pueden amenazar la continuidad del desarrollo económico óptimo de la industria de gas. Los acuerdos y las soluciones internacionales son necesarios para asegurar las inversiones requeridas en lugares claves de la cadena de gas no sean retrasadas o impedidas. El caso de Gazprom destaca el hecho que, tal como la industria petrolera, la geopolítica también juega un papel significativo en los mercados de gas natural. Una disputa entre Rusia y Ucrania vio intermitentes cortes en el suministro de gas natural a los países europeos en los últimos años. Procurando aliviar algunos de aquellos miedos, Miller dijo que Gazprom está comprometido a realizar sus obligaciones de largo plazo "y que es necesario" disipar los prejuicios ideológicos y políticos.

Agregó que Gazprom es la empresa del sector con mayor cantidad de contratos de provisión a largo plazo en el mundo, por un total comprometido de 3 trillones de metros cúbicos hasta 2035. El directivo sostuvo que estos contratos son instrumentos que permiten financiar proyectos de capital en el sector para dar confianza a consumidores y transportadores de gas. "Las inversiones tienen que ser suficiente para garantizar el suministro a largo plazo", afirmó Miller, al precisar que Gazprom invirtió 25.000 millones de dólares.

El directivo comentó que el gigante ruso tiene en marcha un proyecto para poner en funcionamiento en 2011 un gasoducto tendido por debajo del mar Báltico que conectará Rusia con el norte de Europa y otro que llevará a partir de 2015 gas al sur de Europa a través de Bulgaria, Hungría, Grecia y Serbia. Precisó que, además, la compañía trabaja en desarrollar sistemas de almacenaje de gas en el subsuelo para garantizar la provisión en momentos de alta demanda. Asimismo, dijo que Gazprom realiza trabajos de exploración en la península de Yamal (norte de Rusia) y en el yacimiento de Stockman (cerca del Mar de Barents, en el círculo polar ártico).



"En términos de intereses mutuos y la necesidad de financiamiento para ciclos de inversión duraderos, las disposiciones de largo plazo pueden ofrecer una ventaja competitiva traducida en estabilidad (...) Hoy, la cooperación en el sector de energía entre Gazprom y los países consumidores de hidrocarburos está basada en el equilibrio de interés y riesgos de mercados compartidos entre productores y prominentes importadores al por mayor. Tal cooperación es factible debido al sistema existente de contratos a largo plazo", concluyó Miller. Aunque, la seguridad de suministro es uno de los tres pilares en los que se basa la nueva política energética de la Unión Europea, junto con la competitividad y la eficiencia. Las recientes crisis de gas producidas por cortes en el suministro procedente de Rusia han venido a reforzar la importancia de este objetivo. *"La mejora de la seguridad de suministro en Europa pasa por la necesidad de diversificar tanto rutas como suministradores de gas",* afirman off the record desde la compañía española Gas Natural.

Pero la mayoría de los proyectos de nuevos corredores de gas para Europa conllevan sólo la diversificación de rutas alternativas respecto a los actuales países de tránsito de gas procedente de Rusia, ignorando otros proyectos que, además de abrir nuevas rutas, permitirían que gas distinto al ruso llegase hasta el centro de Europa. *"Este es el caso del corredor de gas que, atravesando la Península Ibérica, permitiría que gas procedente del Norte de África y el que llega a través de las plantas de GNL, pudiera alcanzar el centro de Europa",* indican las mismas fuentes de Gas Natural.

Por ahora, el mundo no será capaz de vivir sin combustibles fósiles, y el gas natural es el más *"environmentally-friendly"*, dijo el CEO de Gazprom. El recurso base de la compañía está bajo un continuo desarrollo. *"Realizamos satisfactoriamente, realizamos la exploración geológica durante los últimos cuatro años, agregando reservas de gas",* dijo Miller.



La empresa rusa Gazprom estuvo presente en la Conferencia Mundial del Gas con un stand de 700 m² de diseño imponente que incluyó hasta una pista artificial de patinaje sobre hielo, donde diariamente un grupo de niños patinadores llevó a cabo distintos shows de patinaje artístico. La performance de los niños estuvo a cargo de María Butyrskaya, la primera mujer campeona mundial de patinaje sobre hielo de Rusia.

Proveedores y consumidores ante la depresión de los precios del gas natural

Faisal Al-Suwaidi, presidente ejecutivo de **Qatargas**, expuso que el retraso de los proyectos planificados de GNL generará una escasez de suministros para el 2015. Al Sawaidi durante la presentación titulada "*International LNG Markets: A Global Perspective*", estaba escéptico de que los productores recorten producción debido a la demanda decreciente. "*Como los mercados se hacen apretados, Qatar seguirá entregando GNL donde sea más necesario. Qatar usará los barcos Q-Flex y Q-Max para entregar GNL a todos los mercados globales, ayudando a equilibrar la volátil demanda regional por gas natural*", dijo.

"*Los mercados tradicionales ven una caída en la demanda, pero los nuevos mercados, como China e India generan el equilibrio*", dijo Al-Suwaidi. "*Mi opinión es que este es un negocio a largo plazo. Los precios bajarán, los precios subirán*", dijo. "*Tenemos que aceptar que durante los próximos 30 a 40 años los precios fluctuarán*". Los precios al contado del gas súper-enfriado el verano boreal pasado se desplomaron en Asia desde máximos de más de 22 dólares por millón de BTU a alrededor de 5 dólares por millón de BTU, a causa de que la recesión económica erosionó la demanda.

Al Suwaidi también llamó la atención sobre el encogimiento de cantidad de profesionales de la industria del GNL para proveer de personal a los futuros requerimientos que seguirán a la inminente recuperación de la economía mundial. Notó que en la industria hay mucha gente talentosa y experimentada que se acerca a la edad de jubilación, mientras, al mismo tiempo, las empresas buscan formas de reducir costos y los *capital projects* están siendo aplazados.



Q-MAX:

Length – 345 m

Width – 55 m

Draft – 12 m

Capacity – 263,000 to 266,000 m³

Visit ports in: UK, Japan, USA and Europe

Q-FLEX:

Length – 315 m

Width – 50 m

Draft – 12 m

Capacity – 210,100 to 217,000 m³

Visit ports in: UK, Japan, USA and Europe

These new vessels will have many innovative features to maximize cargo deliveries and to ensure the highest levels of safety and reliability.

La demanda europea de gas "es enorme" y no debería por consiguiente suscitar temores por parte de los países proveedores más importantes, dijo el ministro de Energía argelino **Chakib Khelil**, al margen de las exposiciones de la conferencia. "El potencial de la demanda de gas en Europa es inmenso, hay mercados para todo el mundo", indicó Khelil. Las exportaciones argelinas de gas están en el orden de 62 mil millones de m³/año y deberán alcanzar 89 mil millones de m³ en el curso de los próximos tres años.

Del lado de los compradores de gas natural, **Norio Ichino**, presidente de la **Japan Gas Association**, sostuvo que quieren más flexibilidad en los contratos de largo plazo para suministro de GNL. "Hay una carga excesiva sobre los compradores (...) es necesario construir un sistema comercial más flexible". Japón es uno de los principales importadores de GNL, comprando más del 20% de todo el GNL negociado internacionalmente. "Los contratos de largo plazo seguirán siendo básicos para el comercio de GNL en el futuro (...) Mayor flexibilidad en los contratos de GNL ayudará a asegurar que toda la industria siga creciendo y permanezca competitiva en términos de precios.", dijo Ichino.

¿Gas del pre-sal brasileño para la integración energética regional?



Con relación a los nuevos descubrimientos en las cuencas del pre-sal de gas en Brasil, la directora de gas y energía de **Petrobras Maria das Graças Foster** explicó en el panel: "*Natural Gas Trade as a Catalyst for Regional Market Integration*", que primeramente este será distribuido en el mercado interno brasileño, aunque también afirmó que tienen planeado exportarlo y que para eso se está instalando la infraestructura necesaria, "*Una solución no convencional, como una unidad flotante de gas natural licuado, puede ser la solución necesaria para transportar el gas de campos pre-sal a la costa (...) estimamos contar con cuatro unidades flotantes de GNL operando en los campos productores?*".

"*El pre-sal representa una oportunidad para reforzar la integración de energía en Sudamérica (...) dependiendo de los volúmenes de gas que podamos exportar*". Es por eso que el nuevo modelo planteado de integración para América Latina es el GNL, que podría utilizar la costa de Brasil (en el Norte tiene plantas de licuefacción y construye otras en el sur) y las terminales ubicadas en la Argentina y Chile. Petrobras todavía no puede estimar cuanto gas contiene el área pre-sal, dijo Foster. Los campos pueden tener tanto como 100 mil millones de barriles de petróleo equivalente, relevaron fuentes de Petrobras en los pasillos de la exposición.

La producción de gas natural de Brasil ascenderá a más del triple el próximo año pasando de 16 millones de metros cúbicos a 55 millones, dijo Foster. La demanda del país casi se triplicará en 168 millones de metros cúbicos para el 2020, de los 58 millones del año pasado. "*Hoy tenemos gas que podemos exportar, pero vamos a usar ese excedente para mejorar la producción de fertilizantes, para garantizar las necesidades de Brasil*", dijo Graças Foster. Brasil depende mucho actualmente de las importaciones. La estatal brasileña prevé anunciar en diciembre los planes para la construcción de la tercera fábrica de fertilizantes nitrogenados

en Brasil, aprovechando el excedente de oferta de gas natural. La unidad va a producir 1 millón de toneladas por año, prácticamente duplicando la capacidad de producción de fertilizantes de Petrobras.

La compañía trabaja en otro frente para colaborar con la reducción de la dependencia de las importaciones de fertilizantes: la transformación de residuos de la producción de pizarra bituminosa, en Paraná, en un “catalizador” para la producción agrícola. Fruto de la asociación con Embrapa y el Instituto Agronômico do Paraná (Iapar) la tecnología puede reducir en un 40% la necesidad de uso de abonos en el cultivo.

Por último “*Brasil no tiene planes de suspender las importaciones de gas natural de Bolivia*”, sentenció Foster. En el inicio del año, Brasil redujo sus importaciones de gas boliviano por una caída de la demanda y un aumento de la producción local de gas natural. “*No estamos considerando para las importaciones de gas boliviano. El gas es importante para Brasil*”, dijo.

Análisis: Escenarios de crecimiento para la industria global del gas natural al 2030

La producción de gas natural global tendrá que crecer en un 70% si el mundo debe comenzar a reducir las emisiones de dióxido de carbono lo suficientemente rápido para evitar peores efecto en el cambio climático. El mundo necesita más combustible *low-carbon*, como el gas natural, sustituir al carbón y proporcionar respaldos confiables para fuentes de energía renovables como la eólica y la solar que dependen del tiempo. “*La demanda de los sectores tradicionales aumentará...y el gas natural también jugará un nuevo rol como un combustible complementario a las renovables permitiendo el despliegue de un aumento de suministro de energía ante la intermitencia de las tecnologías renovables*”, dijo el **International Gas Union**, cuyos miembros representan aproximadamente el 95% de la producción de gas natural global.

Los resultados cuantitativos totales del Natural Gas Industry Study to 2030 del IGU son:

	Primary Energy Demand	Annual Gas Demand	Gas Share in Primary Energy Demand	CO ₂ Emissions from All Fuels
	¹ Mtoe/yr	Tcm	percentage	² Mt/yr
IGU Experts View Scenario, 2030 (continuation of current policy trends)	16,500	4.3 (153 Tcf)	23	41,600
IGU Green Policy Scenario, 2030 (global agreement, high cost of CO ₂)	15,000	4.8 (168 Tcf)	28	27,200
The World Today (for comparison)	12,000	3.0 (106 Tcf)	21	30,000

Source: IGU

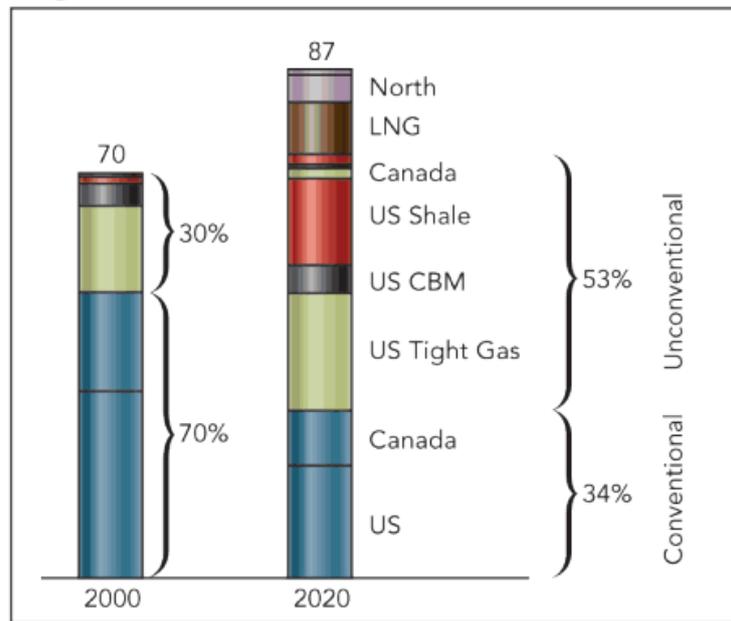
¹Mtoe: Million tons equivalent of oil

²Mt: Million of tons

Las estimaciones actuales de las reservas de gas convencionales sugieren que son más que suficientes para encontrar la gama de necesidades hasta 2030 que son proyectadas en el informe del IGU. Además de las reservas convencionales, los acontecimientos recientes para el explorar gases no convencionales como el shale, el *tight sands* y el *coal-bed methane* (CBM), así como el gas *off-shore* ultra profundo o el gas *sour*, sugiere que existen recursos de gas comercialmente viables que pueden ser significativamente más prolíficos en todo el mundo.

El biogás jugará un papel creciente, pero seguirá siendo un recurso de suministro adicional relativamente pequeño. Finalmente, los hidratos de gas es un recurso de enorme potencial que puede contribuir a suministro de gas en el largo plazo. En general, las posibilidades por nuevas reservas de gas se expandirán. Aunque una gran proporción del gas global siga siendo de los reservorios de gas convencional, hacia 2030 el suministro de gas procederá de una creciente variedad de fuentes. La demanda mundial de gas se elevará a 4.8 trillones de metros cúbicos por años hasta 2030 de los actuales de 2.8 trillones de metros cúbicos.

Fig. 2: North American unconventional gas growth, bcf/d



Source: Ziff Energy Group

Si bien el crecimiento del mercado de gas natural no puede darse por hecho, los escenarios demuestran que los factores económicos, así como los que se relacionan con el medio ambiente, deberían impulsar la demanda. El gas natural es un combustible fósil pero poco contaminante, capaz de sustituir a fuentes dañinas como el carbón a bajos costos, disponible en abundancia suficiente como para no comprometer el crecimiento económico y de más rápida adopción que las energías renovables.

Políticas adecuadas podrían impulsar el gas desde el actual 21% de participación en la matriz mundial, al 28% para el año 2030. “*El gas es un combustible flexible, eficiente y de bajas emisiones de carbono, un socio ideal para las tecnologías de energía renovable*”, explicó Colin Lyle, coordinador del estudio efectuado por el IGU.

Según las afirmaciones en la conferencia del vicepresidente de la estadounidense Chevron, George Kirkland, para responder al nivel de demanda previsto para 2030 se necesitarán nada menos que inversiones a razón de 5,5 trillones de dólares o 227.000 millones de dólares por año durante las próximas dos décadas. Las proyecciones refieren un incremento del 50% en la demanda mundial del gas para 2030.

Para el año 2030, el GNL y los gasoductos de largas distancias habrá crecido rápidamente y sostendrán un mercado de gas en el cual las condiciones locales pueden influir en la formación de los precios del gas y negociar flujos en todas las regiones, o aún a través del globo.

Según el estudio se puede esperar:

*El crecimiento de la demanda de gas y el declive de las reservas en los mercados establecidos requerirá de más gasoductos de larga distancia para entregar reservas desde áreas remotas de producción a mercados nuevos y estabilizados. Esto requerirá de una cooperación de largo plazo entre los productores de gas y los consumidores, incluyendo el comercio y el acuerdos de tránsito, acuerdo de protección de inversiones, etc.

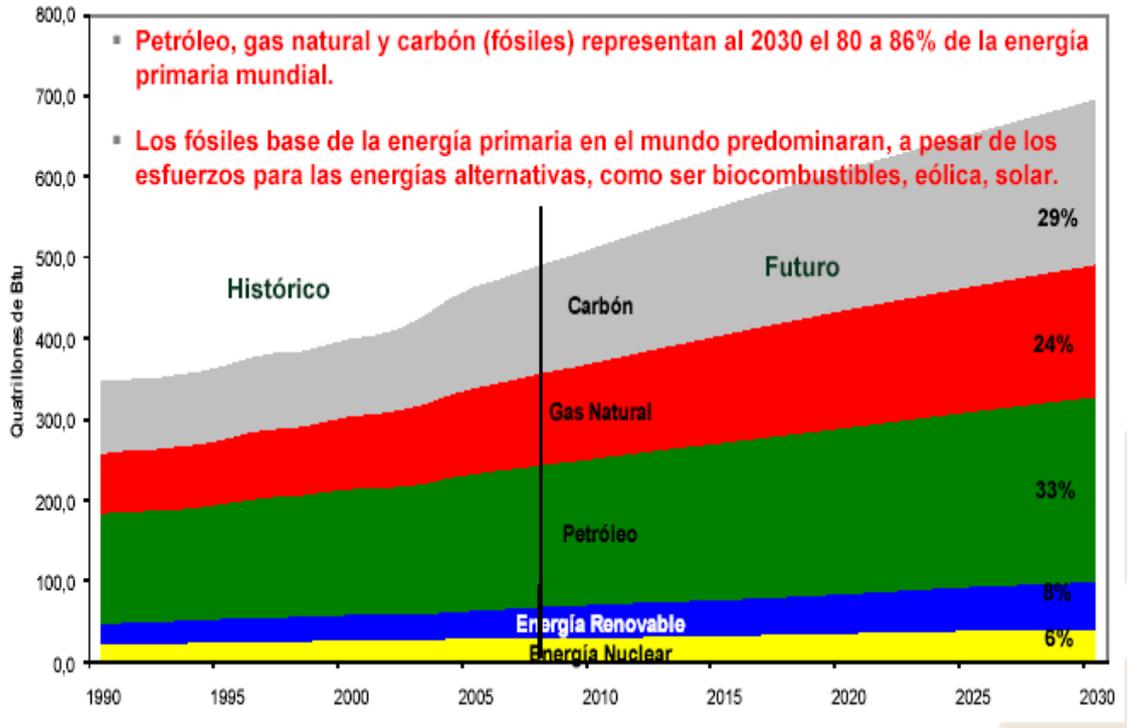
*Las perspectivas de fuerte continuidad para el GNL que conducirán a más comercio entre bloques continentales.

*Interconexiones entre mercados más mercados localizados aumentará mientras los gobiernos y las compañías se esfuercen en una cooperación beneficiosa más cercana y la integración regional.

*Aumento de la transferencia de tecnología entre naciones maximizará la eficiencia.

*Este desarrollo en el comercio global requerirá gradualmente una construcción de la relación bilateral y multilateral de los gobiernos para asegurar que el crecimiento de la interdependencia no añada preocupaciones como la seguridad de suministro y la seguridad de la demanda.

Consumo mundial de energía primaria (según Gas Energy)



Mercados frame-breaking. China, India y Brasil son grandes economías con potencial para desarrollar mercados importantes de gas en el medio y en el largo plazo, aunque hoy su industria de gas e infraestructura esté todavía en una etapa temprana de desarrollo. Estos países esperan dominar sus respectivos mercados regionales para 2030, y mientras esperan aumento de la producción de gas en los tres países, la demanda probablemente sea más rápida, con un impacto significativo sobre los flujos de gas a nivel global.

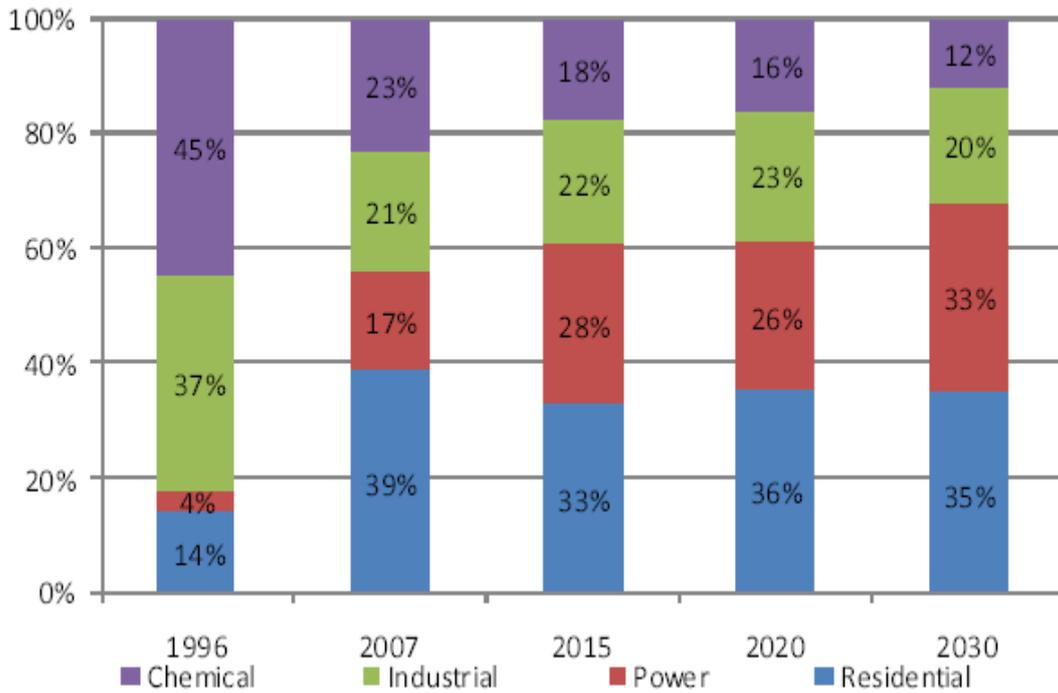
China e India son sobre todo importantes porque actualmente su mix energético es actualmente dominado por el carbón; de ahí una significativa penetración del gas en sustitución del carbón tendría considerables efectos sobre las emisiones de CO2 de la región. En Brasil, el gas desplazará el fuel oil en el sector industrial y competirá con otros hidrocarburos en la generación térmica de energía. Aunque la hidroelectricidad siga siendo la fuente principal de energía, la generación térmica será cada vez más necesaria contra la variabilidad de las hidroeléctricas, relacionada con el tiempo.

En los tres países, la penetración del gas en el mix de energía primaria en general, y en el mix de generación de energía en particular, dependerá crucialmente de los precios relativos del combustible y las políticas gubernamentales relacionadas con el medio ambiente.

Actualmente China representa casi el 40% de la demanda asiática de gas, comparada con el 70% de la demanda total de energía primaria en la región y el 63% del PBI. La participación del gas natural en suministro de energía primaria es todavía muy bajo (el 3%),

comparado con el resto del mundo (21% en 2006). Sin embargo, los planes de largo plazo de China para la participación del gas natural en la demanda de energía primaria, dispuesta en el National Energy Policy and Strategy Report (2004) es de un 10% para 2020. El consumo de gas natural ha sido en particular fuerte desde 1999 (17% por año en promedio). La industria es el principal consumidor (44% de la demanda total de gas). La participación total del gas en la generación de energía eléctrica es todavía baja (15%).

Figure 2 □ Variation in Natural Gas Consumption Structure of China



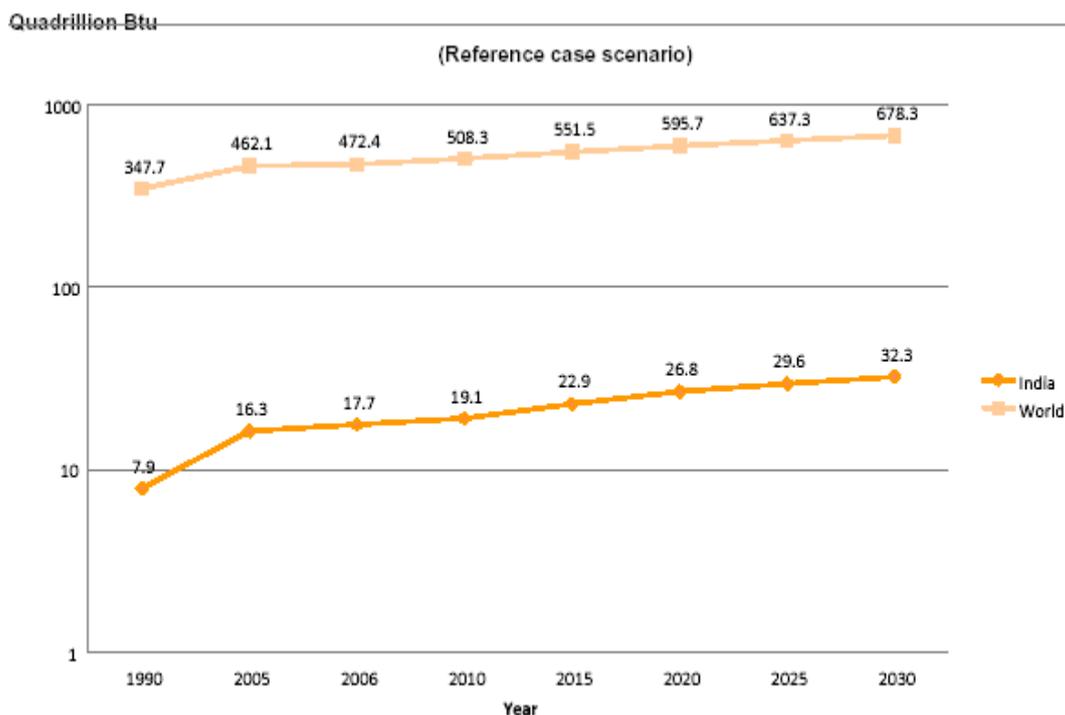
Las proyecciones oficiales del gobierno chino es que la demanda del insumo aumente a 220-250 Bcm en 2020 y a 320-360 Bcm en 2030, conducidos principalmente por los sectores industriales y residenciales/comerciales. El forecast de la IEA es más conservador, proyectando una demanda de gas de 140 Bcm en 2020 y 200 Bcm en 2030.

India representa otro 24% de la demanda de gas asiática. La demanda de energía india es dominada por el carbón y la biomasa, y la participación del gas natural es todavía relativamente baja (6%). La demanda de gas natural de India en 2007 fue de 45 Bcm. Para 2030 esperan que la demanda de gas alcance los 116 Bcm. El sector industria dominará todavía la estructura de la demanda, pero disminuyendo su participación. La demanda de gas para residenciales y comercio se duplicarán para 2030 como consecuencia de la ampliación de las redes de distribución de gas.

La producción de gas natural, que era casi insignificante cuando India logró su independencia, está en actualmente alrededor de 38 Bcm (2008) y espera crecer regularmente para alcanzar 81 Bcm en 2030. Como China, India también tiene un potencial sustancial por *coal bed methane*. Pero a diferencia de China, India aún no tiene una producción de biogas significativa. Sin embargo, la experiencia del biogás en China podría ser reproducida en India y estaría alineada con la política ambiental del gobierno.

Las importaciones de GNL serán necesarias para garantizar la seguridad de suministro. Para 2030 esperan que las importaciones sostengan el 30% de los requerimientos de gas de India.

Consumo de energía primaria de India



Brasil representa en la actualidad el 8% de la producción de gas y el 17% de la demanda de gas en América Latina y la región caribeña. Sin embargo, esperan que Brasil se transforme en un *major player* en la región para 2030, considerando un tercio de la producción de gas y más del 40% de la demanda de gas de la región. Esto estaría previsto con la gran parte de los recientes descubrimientos en el pre-sal. El gobierno brasileño espera que la demanda de gas natural del país aumente de 22 Bcm en 2008 a 97 Bcm en 2030, conducidos sobre todo por la demanda del sector de energía, que espera crecer al 46% de la demanda total. La demanda de gas en el sector industrial tiene el potencial para aumentar considerablemente, desplazando al fuel oil, pero esto dependerá de los precios relativos y el desarrollo de infraestructura.

Esperan que la producción de gas aumente 7% por año, de 22 Bcm en 2008 a 92 Bcm en 2030. Considerando que esperan que la demanda alcance 97 Bcm en el mismo año, Brasil sería un pequeño importador de gas (5 Bcm es aproximadamente la mitad del volumen importado hoy de Bolivia a plena capacidad). Considerando la gran incertidumbre que concierne el éxito de la exploración, el tiempo y la escala de la producción de los recientes descubrimientos del pre-sal, está en el orden de la especulación si Brasil se convertirá en un menor importador de GNL o un exportador de GNL.



KUALA LUMPUR
2012
WORLD GAS CONFERENCE



25th WORLD GAS CONFERENCE

Gas: Sustaining Future Global Growth
Kuala Lumpur, Malaysia
4 - 8 June 2012



Análisis contextual de la participación del GNL en Chile

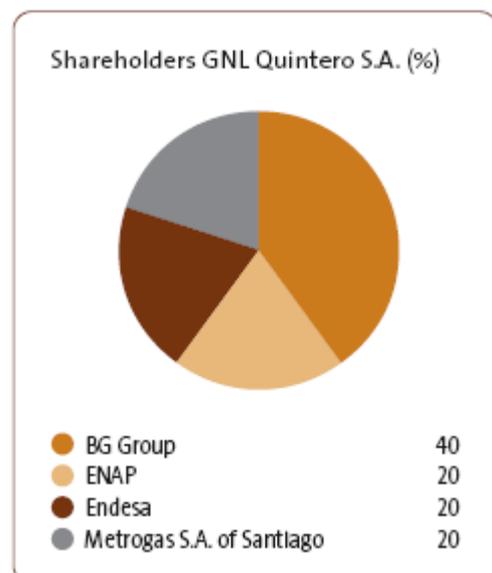


No pocos soñaron con ver a Sudamérica interconectada con gasoductos que permitieran la comercialización de gas entre los países de la región. Las reservas existentes en Argentina, Perú, Bolivia, y ni hablar de Venezuela, permitían proyectar este futuro energético. Pero la década presente, y cuando millonarias inversiones ya se habían realizado para promover este anillo, problemas comerciales y políticos hicieron que los países compradores del recurso, como Chile, buscaran alternativas más confiables. Y ante la necesidad de contar con el recurso, la respuesta de esta nación fue el GNL. Si bien éste requiere inversiones mayores que el gas natural, el factor de seguridad- dado que se puede traer desde cualquier país productor del mundo- se volvió clave a la hora de hacer la elección.

El GNL Quintero tiene un contrato a largo plazo por gas natural equivalente a 6,5 Mm³/d. El complejo también es una de las únicas terminales de GNL del mundo que podrá recibir los buques de mayor tamaño que están actualmente en operación. En la construcción de la planta se aplicó la modalidad de "fast-track" y se está usando el tanque de GNL más pequeño del complejo (14.000m³) para propósitos de regasificación. En este momento se están terminando dos tanques de GNL más grandes, que debieran empezar a operar entre abril y agosto del 2010. Mientras se espera la entrada en operación de estos, cualquier buque de GNL que se encuentre en el puerto será utilizado como tanque temporal hasta que llegue el siguiente cargamento

Y los resultados están a la vista. Al cierre del primer trimestre, tras la crisis eléctrica las importaciones de diesel para uso termoeléctrico habían llegado a un nivel normal de 10.000 m³ diarios y que la llegada del GNL supone una baja a un nivel de 6.000 m³ diarios (40% menos), sin considerar la entrada en operaciones del proyecto de regasificación de Mejillones en la II Región. Y un elemento adicional a este cuadro: la evolución de la hidrología merma la participación térmica en la matriz de generación y particularmente la presencia del diesel.

El GNL representa ya el 7% de la generación eléctrica del Sistema Interconectado Central (SIC), equivalente a 8,4 GWh. Según los últimos datos disponibles, durante el mes de septiembre la generación de energía del SIC –que abarca desde Tal Tal a Chiloé y abastece de electricidad a casi el 90% de la población chilena- se realizó en un 68,7% a través de hidroelectricidad, mientras que el restante 31,3% la hicieron las centrales térmicas –carbón, gas y ciclo combinado-. En agosto, el 60% de la generación de electricidad del sistema la aportaron las centrales hidroeléctricas.



En septiembre, el consumo de energía en 12 meses creció un 0,3%, revirtiendo la tendencia mostrada en los últimos meses. La planta de GNL de Quintero -la sociedad compuesta por BG, Endesa, Enap y Metrogas- comenzó su operación comercial el pasado 5 de septiembre¹. El mayor uso de GNL para la generación eléctrica -la Comisión Nacional de Energía- estima un precio de 9,39 dólares por millón de BTU para el segundo semestre del presente año- (ver recuadro), junto a la fuerte caída registrada en los costos marginales -esto es, el precio que pagan los clientes no regulados por comprar energía en el mercado spot-, auguran que la fijación del precio nudo del próximo 15 de octubre- que empieza a regir el 1 de noviembre- podría haber una baja considerable en las cuentas de la luz para los clientes regulados del SIC. En el mercado se estima que la caída en las cuentas, a causa de una indexación extraordinaria- podría ser de entre el 6 y el 8% a partir del 16 de octubre.

Cada seis meses, la CNE define el valor del precio de nudo, que explica alrededor del 70% de la cuenta de luz que pagan los hogares. Éste equivale al precio que pagan las distribuidoras a las empresas generadoras de electricidad. En la última fijación de precio de nudo de abril, se consideró el promedio del dólar de marzo, el que se ubicó en 592.93 pesos chilenos. Respecto de los precios básicos de la energía estos se situaron en abril en 81,463 por MWh (promedio ponderado).

El uso del GNL en el SIC disminuye los costos medios, ya que esta generación eléctrica desplaza el uso de unidades que utilizan diesel para la producción, energía más cara que la obtenida del uso del recurso gasífero. Ahora, con este escenario diametralmente distinto, sumado a la menor actividad económica, implicará una caída en las ventas de diesel en el área industria de entre 6% y 7%, de acuerdo con los cálculos recientes de la compañía colombiana Terpel. Esta estimación coincide con el 5% de retroceso en el consumo de este derivado del petróleo que en su momento estimó Shell. Con la llegada del GNL a Quintero, esto implica un hito al reducir las ventas de diesel 1.500 metros cúbicos diario -volumen equivalente a una central eléctrica-.

La llegada del GNL dejó en evidencia una negociación compleja y difícil de manejar: ¿qué harán los socios con los excedentes? La idea de Enap es venderlos a terceros, como podrían ser las eléctricas que no participaron de la inversión (AES Gener y Colbún). Pero éstas no se muestran muy dispuestas a tomarlos, porque -dicen- el precio al precio que se lo ofrece dista bastante del internacional y no les resulta conveniente para operar sus centrales térmicas. En especial, la diferencia se centra en el costo de regasificación (o sea, la operación de volver a convertir en gas lo que el barco descarga como líquido), el cual es fijado por la nueva empresa.

A la luz de los hechos, el análisis que hacen ahora los analistas es simple: para viabilizar el proyecto -y el alto costo que involucraba- se comprometieron niveles de demanda superiores a los requerimientos y ello sería evidente en el caso de Enap y sus necesidades para las refinerías de Concón y Talcahuano. En ellas utilizaría poco más de un millón de metros cúbicos de GNL, pero el contrato inicial, al igual que el de los otros socios en el pool, considera un total cercano a los dos millones de metros cúbicos. Entonces, si Enap no vende su gas restante, corre el riesgo de asumir nuevas pérdidas, justo en medio de un proceso de reordenamiento financiero.

Las eléctricas que sí se involucraron desde el comienzo con el proyecto -y que no se bajaron en el camino- no se muestran muy favorables a vender estos excedentes. Dicen

¹ Una de las cláusulas del convenio a 21 años plazo por cerca de 6 millones de m³ diarios, suscrito en 2007, considera la opción de que una empresa distinta a la inglesa -que es dueña del 40% de la propiedad de la planta- provea el hidrocarburo. El contrato contempla que en el mediano y largo plazo el proyecto no amarrado a un único proveedor. Lo que pasa es que si BG iguala las condiciones que ofrezca un proveedor alternativo sigue sirviendo el contrato.

que, como mínimo, los eventuales compradores deberían pagar un sobreprecio por no haber asumido el costo inicial de la inversión.



La segunda terminal de regasificación en Chile presenta un 90% de avance en las obras. Este terminal ubicado en Mejillones, comenzará a abastecer con gas natural a toda la región norte de Chile desde enero de 2010. Está previsto el arribo del buque metanero que hará las veces de estanque de almacenamiento del GNL que regasificarán en la planta que presenta un 79% de avance en su construcción.

El inminente inicio de las operaciones del terminal de regasificación aleja cada vez más la posibilidad planteada en Bolivia de considerar al mercado chileno como una alternativa para exportar gas natural boliviano. Aunque esta afirmación podría tener un relativo grado de realidad en vista de la volatilidad de los precios, hoy bajos. Mejillones junto a Quintero abastecerán con gas natural las regiones del norte y el centro chileno, una tercera planta para abastecer la región sur de ese país se encuentra en proceso de análisis.

La planta de Mejillones tiene por finalidad abastecer de combustibles para generación eléctrica a las principales mineras del Norte Grande, y ya cuenta con contratos de suministro con la División Codelco Norte de la minera estatal, Escondida de BHP Billiton, El Abra y Collahuasi.

Estimaciones de precios del gas natural licuado por la CNE

Según las estimaciones de la CNE realizadas a fines del tercer trimestre de 2008, los valores del GNL que se pagarían en Chile estarían cerca de los 15 dólares por millón de BTU que se pagaban entonces por el gas natural argentino, de los cuales 9 dólares son impuestos². La estimación de la CNE fue de un precio de 17,3 dólares por millón de BTU si el GNL hubiese llegado a mediados de 2008 a Chile, basándose en la información de los contratos firmados por Endesa con GNL Mejillones, luego de que Colbún solicitara al organismo sincerar los precios. Semanas antes de conocerse esa cifra, el organismo indicó valores más inexactos, en torno al 8,8 dólares y 9,3 dólares por millón de BTU utilizando el índice Henry Hub.

Con esa nueva estimación de la CNE, se estableció que para 2009 la planta de GNL de Quintero en el SIC entraría en operaciones con un precio de 13,37 dólares por millón de BTU y en 2010 subiría levemente a 13,67 dólares. En los años siguientes se estimaba que seguiría subiendo, alcanzando los 14,18 por millón de BTU en 2011 y los 14,30 en 2012. En el SING, en tanto, se proyectó que el terminal de Mejillones comenzaría a operar con un precio de 15,7 dólares por millón de BTU en 2010, para posteriormente elevarse a 16,13 dólares por millón de BTU en 2011 y a 16 dólares en 2012. Sin embargo, la coyuntura global hizo que el precio del crudo disminuyera y el GNL también.

Para rematar, como el sistema eléctrico funciona en base a las unidades más eficientes de producción, las centrales a GNL entrarían a operar después de las hidroeléctricas y las unidades a carbón, funcionando en la práctica como combustible de respaldo en caso de sequía o demandas adicionales de energía. A los precios actuales, producir energía con agua tiene un costo marginal igual a cero, mientras que con carbón ese costo sube a 40 dólares MW/hora y con GNL o diesel se ubica en torno a los 90 MW/hora.

Ingreso del GNL, abandono del diesel, ampliación del carbón

Todos los años en esta época, la contaminación atmosférica se transforma en noticia. En particular, crea ahora interés el que los índices de contaminación no se hayan reducido hace algunos años, y más bien tiendan a aumentar. Tras la entrada del gas natural argentino, hubo un período en que la conversión de las industrias a este combustible redujo las emisiones. Posteriormente, la interrupción del suministro argentino hizo que industriales y plantas de generación eléctrica instaladas en Santiago tuvieran que volver a usar diesel y fuel oil, por lo que los índices retrocedieron.

La llegada del GNL a Quintero extendió la idea de revertir este proceso, mediante una nueva reconversión de industrias y generadores eléctricos a un combustible más limpio. Estos emisores de contaminantes están obligados a usar GNL y que imponen máximas multas a los transgresores. En algunos casos dispone de las herramientas legales, pues el permiso de instalación de la central Nueva Renca en la saturada cuenca de Santiago

² Fuentes de GNL Quintero explican que el precio del recurso se fija a través de una fórmula que contempla en parte el indicador del petróleo Brent, el indicador de gas natural Henry Hub, los costos de traslado y el valor de la regasificación.

estipula el uso de gas natural³. Esta limitación se levantó ante la emergencia energética de los últimos años por los cortes de gas argentino de 2004 y 2005, permitiéndose “*excepcionalmente*” quemar otros combustibles, pero con la nueva disponibilidad de GNL la planta vuelve a encuadrarse en su permiso original. El ciclo combinado Nueva Renca puesto en marcha en 1997 con una capacidad instalada de 379MW y ubicada en la región de Santiago es uno de los mayores emisores de esmog industrial.

En Nueva Renca se defienden indicando que al operar con diesel y gas licuado de petróleo el complejo estuvo cumpliendo con las emisiones autorizadas. A nivel global, las eléctricas plantean que no pueden enfrentar de un momento a otro las adecuaciones técnicas que requieren las plantas generadoras para operar en base a GNL, y que ello podría tomar varios meses en pruebas y recursos que algunos expertos sitúan entre uno y seis millones de dólares por unidad transformada, ya que en la práctica –aunque el GNL es gas natural– su composición química varía dependiendo del lugar de donde provenga. No obstante, en Enap afirman que las pruebas que requieren las generadoras no son necesarias, pues están disponibles todas las particularidades del GNL que se importará, con las que podrían consultar su viabilidad técnica directamente con los proveedores de turbinas (en su mayoría, Siemens, Mitsubishi o General Electric).

No obstante, hay inconvenientes para adoptar esta medida. Los contratos actuales de la planta con sus proveedores no dejan espacio suficiente para suministrar a toda la eventual demanda. Los industriales, luego de su experiencia de conversión a gas natural y reconversión a diesel son comprensiblemente renuentes a comprometerse otra vez, a menos que el suministro esté asegurado. Por su parte, los propietarios del terminal de GNL tienen que asegurar contratos de largo plazo, que les permitan garantizar el suministro a los usuarios, pero también ellos son reacios a comprometerse por largo plazo si no tienen asegurada la demanda. En consecuencia, el período de transición actual requiere flexibilidad de la autoridad medioambiental, de manera de facilitar la coordinación entre las partes de este proceso, sin por eso favorecer a ninguna de ellas en especial.

Aunque para algunos el futuro próximo el consumo de GNL será aún menor en la medida que se incorporen las cerca de diez centrales a carbón que están aprobadas y en construcción. En el SIC hay 1306 MW en construcción en base a este combustible y su participación actual en el mix de Chile es de 16%, aunque esperan que en 2015 represente el 25% de la generación eléctrica.

En junio de 2006, el Congreso chileno aprobó la Ley Corta II para reactivar las inversiones en generación eléctrica luego de los cortes de gas natural desde Argentina. En agosto se inauguró la primera central termoeléctrica a carbón originada por esta ley, 13 años después de que en 1996 entrara en funcionamiento la última central de ese tipo en Chile. Es la tercera unidad del complejo que



³ Una de las principales ventajas del gas natural tiene que ver con sus bajas emisiones, especialmente de dióxido de carbono (CO₂). Mientras para generar 1 MWh con carbón en una central térmica convencional se emite casi 1 tonelada de CO₂, al hacerlo con gas natural en una central de ciclo combinado se emiten 0,4 ton de CO₂. Al estar compuesto principalmente por metano (CH₄) en su estructura química, su combustión completa está libre de SO₂ y partículas. Sin embargo, debido a sus elevadas temperaturas de combustión, estas plantas producen compuestos Nox, lo que puede controlarse a través de algunos métodos como la reducción catalítica selectiva, la combustión de mezclas aire-combustible con un exceso de aire, o la inyección de vapor o agua a la cámara de combustión.

Eléctrica Guacolda posee en Huasco, Región de Atacama, que sumará 152 MW al SIC y en la que invirtió 320 millones de dólares. La unidad podrá abastecer el 75% de la demanda máxima de la región.

Como operar con carbón costará menos de la mitad de hacerlo con GNL, es entendible el camino que siguieron varias eléctricas, sobre todo Colbún, como forma de respaldo para su crecimiento futuro. Los defensores de esta alternativa dicen que ahora los sistemas son mucho más limpios que en el pasado. Al interior de las empresas que componen el pool de inversionistas que desarrollaron la planta de Quintero piensan que en el corto plazo la presión internacional por disminuir los gases de efecto invernadero terminará por propiciar desde el gobierno chileno propuestas que eleven la carga tributaria a los combustibles que contaminen más. Si pasa eso, el GNL se volverá más competitivo, aunque no necesariamente más popular para la opinión pública que vería elevarse el valor de la energía. O sea, un dilema difícil de resolver.

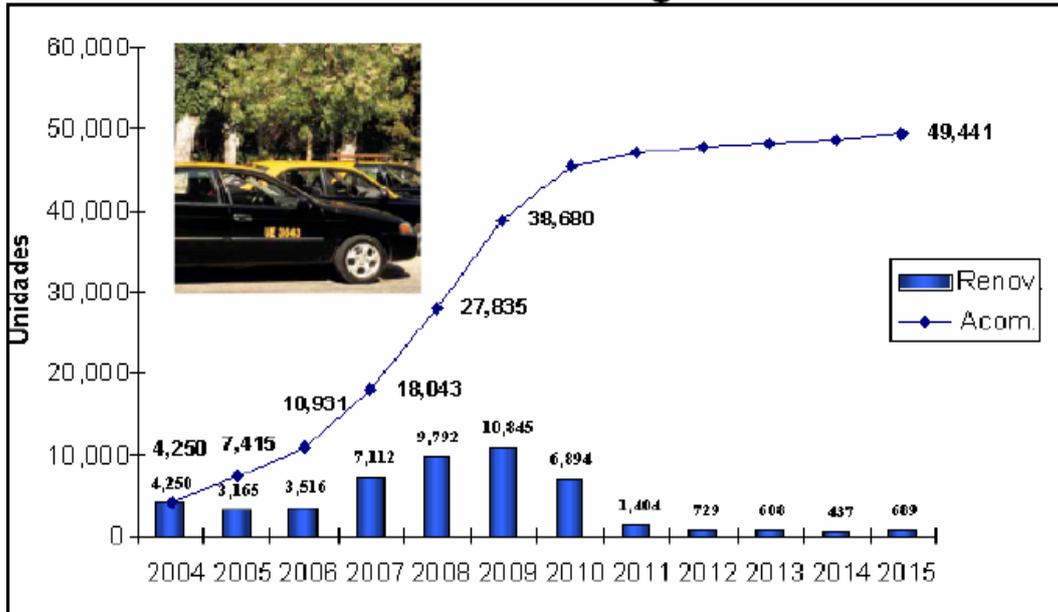
Masificación del uso de gas natural vehicular

La llegada del GNL no sólo asegura el abastecimiento, sino que permitirá retomar los negocios detenidos en 2004 con los cortes desde Argentina. El parque vehicular podría contar por estas fechas nuevamente con suministro. Las certificaciones, tanto de vehículos como de distribuidores, están en curso. También el transporte público podría volver a explorar el gas natural. Aunque él no es uno de los principales emisores en la Región Metropolitana (RM), tiene la ventaja de requerir una adaptación relativamente sencilla en el caso de taxis y colectivos. Dada esta nueva disponibilidad, las distribuidoras de combustible están planeando instalar expendios de gas para automóviles. Aunque el número de taxis y colectivos en Santiago, recorren distancias diarias entre cinco y 10 veces mayores. Por tanto, los 45 mil taxis y colectivos en Santiago pueden generar emisiones significativas en relación con los automóviles privados.

En un escenario optimista, es posible proyectar que para el 2015 circulen en Santiago 34.700 vehículos GNV. En ese marco se requiere al menos la existencia de 72 estaciones de servicio, lo que contribuiría a la masificación del energético en el transporte de la ciudad.

Figura 6: Estimación de renovación de Taxis en Santiago de Chile

Renovación de Taxis en Santiago de Chile



La transformación de los buses del transporte colectivo a gas natural es algo más compleja pues se necesitaría adaptar la logística en los terminales. No obstante lo anterior, dada la mayor inversión que significa incorporar un bus a gas natural versus un bus diesel, para desarrollar este mercado que es operado totalmente por agentes privados es de vital importancia contar con incentivos y premios adecuados por parte del gobierno chileno que permitan introducir energías limpias. Al interior de una de las empresas involucradas en el proyecto comentaron que este hito serviría como puntapié inicial para mostrar a las autoridades actuales y también a las futuras que el GNV es “la opción” para descontaminar Santiago, especialmente si parte o la totalidad de los 6.400 buses que conforman el sistema de transporte son habilitados para quemar este hidrocarburo.

Santiago, ciudad que por sus características, enfrenta los mayores problemas ambientales de Chile y es además el mercado potencial de mayor proyección, ya que en forma aproximada concentra el 42% del parque total de los vehículos de es país.

De ahí que con mayor o menor énfasis, todos los actores de este sector – especialmente las distribuidoras de combustibles- estén en carrera para entrar o volver a esta actividad que en sus mejores momentos alcanzó a tener en la RM un mercado superior a los 5.000 vehículos, compuesto por taxis básicos y colectivos, que eran abastecidos en seis estaciones distribuidas en las comunas de Maipú, Vitacura, Renca, Puente Alto y Santiago Centro. Si bien los caminos son diversos el objetivo es el mismo: conquistar a un cliente que quedó marcado por la crisis: un ejemplo, es dándole tranquilidad a los clientes que siempre dispondrán de este combustible.

Región Metropolitana

Precios GNV Febrero 2007			
		Estación de Servicio	Valor
1		Repsol - YPF Monterrey esq. Panam. Norte Renca Fono: 736-6676	\$ 446
2		Repsol - YPF Rinconada esq. Olimpo Maipú Fono: 531 9201	\$ 446
3		Copec Los Toros 3919 Puente Alto Fono: 295 5550	\$ 390
4		Copec Vitacura 5579 Vitacura Fono: 2199619	\$ 405
5		Shell Camino a Melipilla 4981 Cerrillos Fono: 557 1475	\$ 462
6		Esso Lira esq. Curicó Santiago Fono: 665 9804	\$ 439
Valor incluye IVA e Impuesto Específico Variable			\$/m3

Mientras la brasileña Petrobras dio el primer golpe al reabrir la única estación que hoy está vendiendo el hidrocarburo (Curicó esquina Lira), asumiendo el costo de hacerlo con los colores de Esso –la marca que compró el año pasado–, el resto de la industria trabaja para integrarse, como es el caso de Gazel, la sociedad de Gasco y Terpel⁴, que en Colombia es el líder en gas natural vehicular, debuta con seis puntos de venta en diciembre, o Copec, que buscar reintegrarse a este negocio. De los seis puntos de Gazel, dos funcionan hoy bajo la bandera de Terpel, la cual lleva más de un año trabajando en Chile, y pasarán a operar bajo la marca antes mencionada. Pero la idea es llegar a 26 en todo Chile en los próximos tres años, ya sean propias o con alianzas. Otro objetivo es sumar a Copec y Petrobras en esta cruzada. La idea es tener toda la infraestructura básica para luego ir por los clientes.

Lógica económica no le falta. Con un simple ejemplo, Gasco deja claro por dónde va el negocio: *“en Santiago tenemos, entre colectivos y taxis, 60 mil vehículos. Si logramos que sólo 25 mil se cambien a gas natural, cosa que está dentro de todos los parámetros por los ahorros de costos que conlleva (de alrededor de un 30%), puedo generar consumos diarios del orden de 300 mil metros cúbicos, cifra que equivale al 25% del consumo de Metrogas en invierno y al total del de la compañía en verano; o sea, estamos hablando de una altísimo consumo y de un súper buen negocio”*.

Pero el tema no es tan fácil. No precisamente por el nivel de inversiones que requiere instalar un surtidor o una estación de servicio –que fluctúa entre los 200 mil y un millón de dólares, respectivamente–, sino por los recursos iniciales que requiere el dueño de un vehículo para adaptarlo a este tipo de combustible, cifra que bordea los mil dólares. Lo cual explica el nivel de subsidio que estos combustibles tienen en países como México y Corea-

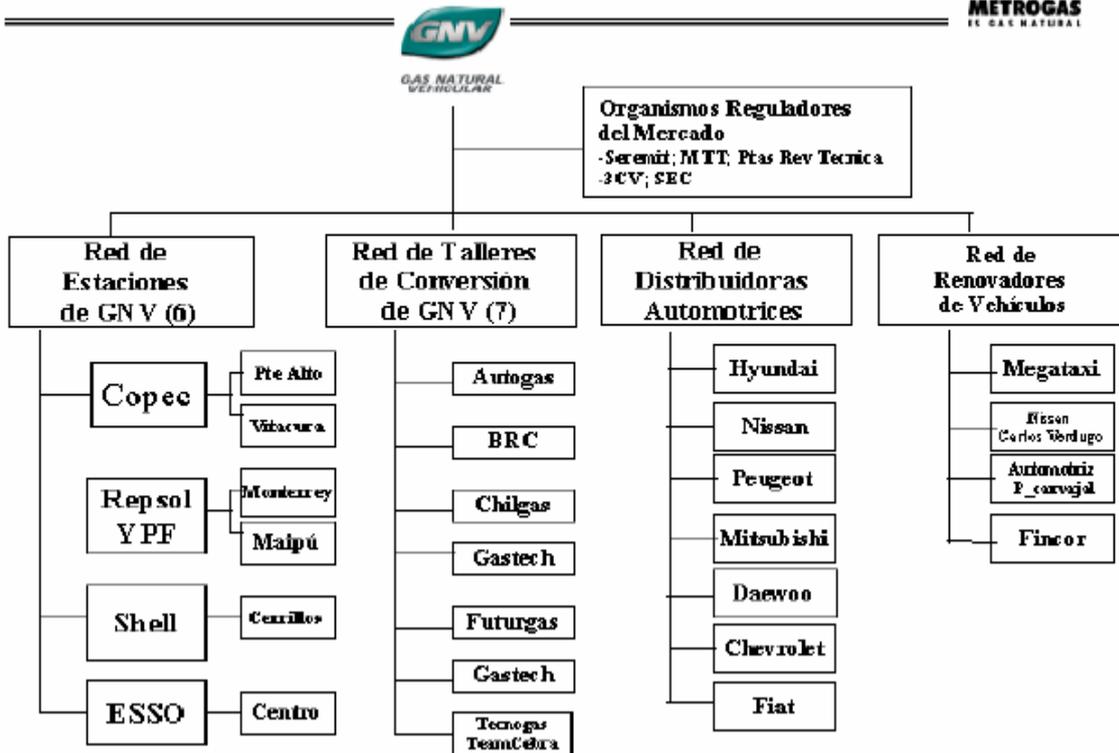


⁴ La distribuidora de combustibles y lubricantes, con unidades de operación en Colombia, Chile, Ecuador, Panamá, Perú y en México, planea invertir unos 70 millones de dólares en el 2010. Más de la mitad de ese monto previsto será desembolsado en Colombia, seguido por Chile y Panamá.

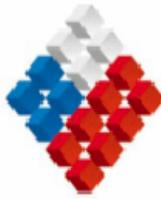
La cadena comienza con Metrogas⁵, que trae el gas hasta la capital y abastece a las distribuidoras. En sus mejores tiempos, este segmento llegó a representar el 7% de sus ventas, con un volumen anual de 21 millones de metros cúbicos de gas natural. “En una primera fase queremos abordar el mercado de taxis y flotas comerciales de alto recorrido que usan gasolina. Y en el mediano plazo, si se otorgan incentivos ambientales para ello, llegar al transporte de buses y camiones que hoy utilizan diesel”, señaló Gerardo Muñoz, gerente de GNV de Metrogas. Dadas las características del mercado objetivo, las empresas coinciden en que la oferta se mantendrá en la comunas periféricas y el centro de Santiago, que concentran el flujo de los desplazamientos de colectivos y taxis.

Gazel está evaluando convenios con entidades financieras y empresas convertidoras para cubrir el costo de adaptación, hoy en torno a los \$ 850 mil, mientras que ahora Metrogas subsidia la recertificación de los autos adaptados, por una cifra que ronda los \$ 23 mil. Precisamente esta última actividad resucitó tras la crisis. De 8 firmas, sobrevivieron sólo dos.

Desarrollo Red de Colaboradores



⁵ Metrogas es la empresa encargada de la distribución del gas natural en Santiago, con ventas anuales de 240 millones de US\$ equivalentes a un volumen los 712 Millones de m³. En la actualidad Metrogas abastece a más de 320 mil clientes residenciales, sobre 450 clientes industriales y más de 6500 clientes comerciales. En el segmento del transporte se ha transformado en uno de los principales impulsores del empleo de Gas Natural donde actualmente abastece un mercado superior a los 3000 mil vehículos que cargan este combustible en seis estaciones de servicio distribuidas en Santiago.

REGIMEN TRIBUTARIO GNV (Impuesto fijo anual)

GOBIERNO DE CHILE
MINISTERIO DE HACIENDA

- **Ley 18502, Impuesto a combustibles Gaseosos GNC y GLP**

- **Taxis y Vehículos de Alquiler**

- GNC = 941 US\$/Año
 - GLP = 2.198 US\$/Año

- **Vehículos Comerciales**

- GNC = 419 US\$/Año
 - GLP = 419 US\$/Año

*T/C = 615,46 \$/US\$; UTM Septiembre 2004, 30.067 \$

Mercado chileno de combustibles

El año pasado este mercado vendió localmente 16.703 millones de m³ siendo Copec el líder en participación de mercado con 65%, seguido de Shell con 14%, Petrobras-Ex Esso tendría 9%, Terpel con 9% y otros con 3%, entre los que se encuentran Punto Blanco, JLC y Santa Elena. Ese equilibrio entre las participaciones ha sido, con variaciones menores, la constante de los últimos años. Copec lidera el mercado con 622 estaciones de servicio, seguida por Shell con 314. Luego viene Petrobras⁶ (Ex Esso) con 230 y Terpel con 206. Esta última abrirá cuatro estaciones de servicio más en regiones y el año entrante otras cinco. En 2008 la compañía colombiana invirtió 16 millones de dólares y se esperan 15 millones de dólares de inversión para el presente. Asimismo, informó que quiere agrandarse en regiones y para ello una de las ideas que baraja es participar en el proyecto de almacenamiento que construye Copec en Mejillones, al cual ha sido invitado. Shell y Copec también propusieron a la colombiana participar en el proyecto del centro de acopio que levantan en Pureo, X Región. Ello aún cuando Terpel ha manifestado su interés en ingresar al negocio del bunkering -abastecimiento de combustible a los barcos que ingresan a puertos nacionales-, donde el dominio lo tiene Copec a través de su filial Marine Fuels.

⁶ Existe un nuevo factor de competencia en el mercado de combustibles, lubricantes y tiendas de conveniencia chilenas: Petrobras. La empresa brasileña compró a Exxon Mobil su participación en la red de servicentros Esso Chile por 400 millones de dólares.

Shell, en tanto, se prepara para una mayor competencia aumentando la cantidad de servicentros en regiones, remodelando varias de las existentes en Santiago y buscando nuevos proyectos industriales de abastecimiento. Cabe recordar que el negocio de los combustibles en el país es de bajos márgenes, el que en el caso de las bencinas bordea un 2,5%.

Mercado chileno de lubricantes

A fines del año 2008, el mercado registró ventas por 171,4 millones de litros. La participación de las marcas en este mercado es de 42% para Mobil de Copec, 27% para Shell, otros con 14%, seguido de Texaco y Esso con 7% y Castrol con 3%. Hay que señalar que Copec tiene también la representación de lubricantes Esso. Entre los dos lubricantes representados por Copec -Mobil y Esso- lograron ventas de 84 millones de litros el año pasado, lo que representó un avance de 5% con respecto al año anterior. El 62% fueron ventas industriales, 22% a revendedores, otros con 9% y 7% a concesionarios. Terpel no se queda atrás. La semana pasada anunció el lanzamiento de un portafolio de lubricantes ecológicos y de alto rendimiento para motores a gasolina y diesel para fines de año. Al mercado de lubricantes industriales está impedido de ingresar hasta diciembre del presente año por el acuerdo suscrito con YPF al momento de adquirir las estaciones de servicio en Chile.

Cifras destacadas

- 16,7 millones de m³ de combustible vendieron las estaciones de servicio de Chile en 2008.
- 436 eran las tiendas de conveniencia a diciembre del año pasado.
- 171,4 millones de litros de lubricantes comercializados el año 2008.
- 1.370 estaciones de servicio operan en ese país.
- 400 millones de dólares pagó Petrobras por los activos de Esso Chile.

Perspectivas en Bolivia: ¿Incremento de 30 millones de pies cúbicos de gas?

La producción de gas y petróleo en Bolivia podría experimentar un significativo incremento de 30 millones de pies cúbicos por día, si el equipo de perforación ubicado en el campo Víbora del municipio de Yapacaní, hasta fines de noviembre descubre petróleo. Con una inversión aproximada de seis millones de dólares y el despliegue de unos 90 trabajadores entre técnicos e ingenieros en el campo Víbora se pretende generar reservas de gas para Bolivia. El pozo está situado a 187 kilómetros de Santa Cruz. El objetivo final es

encontrar petróleo de formación Sara que se estima podría guardar cuantiosas reservas de gas y petróleo a los 3.800 metros de perforación. Actualmente se perforaron ochocientos metros, se encuentra en la primera fase de trago de cañerías e instalando un sistema de seguridad.

La perforación del pozo Víbora 34 direccional, está aproximadamente calculado para perforar alrededor de 55 días, estimamos completar hasta fines de noviembre. Al terminar de perforar hasta los 3.800 metros se inicia la segunda fase lo realizará un equipo más pequeño, luego se desmonta el campo Víbora 37.

Los trabajos de perforación del Pozo Víbora 34D (primer pozo perforado por la casa matriz y Andina) se iniciaron a partir del primero de octubre, luego que fueran instalados los equipos de perforación, un taladro modelo ZTJ 70BB de procedencia China con un peso de 1.500 toneladas cedidos en alquiler por PDVSA a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, los mismos que ahora son operados y administrados por Andina a un costo de 70 mil dólares por día. PDVSA Servicios será la encargada de las inspecciones periódicas al taladro y YPFB controlará los servicios prestados en el campo.

El taladro tiene una capacidad de dos mil caballos de fuerza, puede perforar hasta aproximadamente mil metros de profundidad con un gripal de cinco pulgadas. Tiene cinco motores de cuatrocientos caballos de fuerza cada uno, tiene tres bombas de 1.300 caballos de fuerza de bomba. Paralelamente, el equipo será utilizado en la certificación de nuevas reservas para Bolivia, en áreas donde existen indicios de potenciales yacimientos.

La actividad petrolera en este pozo reanuda sus actividades tras seis meses de paralización. Estos trabajos debían haber comenzado en enero pasado. Sin embargo, pese a ser inaugurado por el presidente Evo Morales, el proyecto se truncó por el escándalo de corrupción que derivó a la destitución y encarcelamiento del entonces presidente de YPFB, Santos Ramírez. Más de ocho meses después aún no se había excavado ni un centímetro.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com