

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL DESDE EL PERU

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETROLEO**

**ELABORADO POR:
JOSE LUIS SEBASTIAN CALVO
PROMOCION 1975-1**

LIMA – PERU

2007

EXPORTACION DE GAS NATURAL DESDE EL PERU

- Capítulo I Resumen
- Capítulo II Introducción
- Capitulo III Gas Natural
 - III.1 Caracterización
 - III.2 Usos del Gas Natural
 - III.3 Composición del Gas Natural
 - III.4 Participación del Gas Natural en la Oferta Energética Mundial
 - III.5 Reservas Probadas de Gas Natural en el mundo
 - III.6 Principales países productores
 - III.7 Principales países consumidores
 - III.8 Principales países exportadores
- Capítulo IV Gas Natural en el Perú
 - IV.1 Antecedentes
 - IV.2 Composición del Gas Natural en el Perú
 - IV.3 Reservas Probadas de Gas Natural en Lote 88 y Lote 56
 - IV.4 Ventas de Gas Natural en el Perú
 - IV.5 Uso actual del Gas Natural en el Perú
- Capítulo V Precios Internacionales del Gas Natural
 - V.1 Ciclos históricos de Precios del Petróleo y del Gas Natural
 - V.2 Precios del Gas Natural en los Estados Unidos de América
 - V.3 Precios del Gas Natural en los más importantes Mercados de Consumo
 - V.4 Precios del Gas Natural en América del Sur
 - V.5 Precios del Gas Natural en el Perú
 - V.6 Precios del Gas Natural y la Industria Petroquímica
- Capítulo VI Comercio Mundial de Gas Natural
 - VI.1 Comercio por Gasoductos Global
 - VI.2 Comercio de Gas Natural en América del Sur
 - VI.3 Comercio Global de Gas Natural Licuado
 - VI.4 Comercio de Gas Natural Licuado entre Países
- Capítulo VII Gas Natural Licuado
 - VII.1 Antecedentes
 - VII.2 Caracterización del Gas Natural Licuado
 - VII.3 Composición del Gas Natural Licuado
 - VII.4 Contratos de Gas Natural Licuado

- VII.5 Cadena del suministro del Gas Natural Licuado
- VII.6 Licuefacción del Gas Natural
- VII.7 Transporte Marítimo en Barcos Metaneros
- VII.8 El Proceso de Regasificación

Capítulo VIII Selección de Mercados para el Gas Natural Licuado del Perú

- VIII.1 General
- VIII.2 Mercados más accesibles para la exportación de Gas Natural Licuado desde el Perú
 - VIII.2.1 Zona Central de Chile
 - VIII.2.2 Costa del Pacífico de México
 - VIII.2.3 Costa Oeste de los Estados Unidos de América

Capítulo IX Costeo de la Cadena de Valor del Gas Natural Licuado

- IX.1 Costeo en los mercados globales
- IX.2 Precios Futuros del Gas Natural
- IX.3 Cadena de Valor desde el Mercado de Exportación hasta la boca de pozo para la exportación de Gas Natural Licuado desde el Perú
- IX.4 Selección de Alternativa de Exportación más favorable
- IX.5 Net Back Price del Gas Natural Licuado de Exportación
- IX.6 Evolución del Consumo Interno de Gas Natural y potencial de Exportación
- IX.7 Excedentes de Capacidad de producción del Gas Natural del Lote 88 y Lote 56
- IX.8 Regalías Adicionales recaudadas vía la exportación de Gas Natural Licuado proveniente de Lote 88 y Lote 56

Capítulo X Conclusiones

Anexos

Glosario de Términos

Bibliografía

Capítulo I

Resumen

Las alzas sostenidas de los precios del petróleo y del gas natural desde inicios del 2000, y el consenso actual de la industria de que los precios de los hidrocarburos no volverían a los niveles vigentes en la década de los 1990's, han dado lugar al restablecimiento del comercio de Gas Natural Licuado, que durante gran parte de la década pasada tuvo casi como exclusivos consumidores a los países asiáticos más desarrollados, sin reservas de hidrocarburos, y algunos países europeos. En general los ciclos de alzas y bajas de precios del petróleo y el gas natural son comunes, aunque no necesariamente precisamente coincidentes, por la estacionalidad de los precios del gas natural, que en los países de mayor consumo suele ser mayor en el invierno, y por la consideración de recurso energético estratégico que le confieren los países asiáticos desarrollados que carecen de recursos naturales de energía para sustentar la mayor demanda derivada del crecimiento económico.

En el presente trabajo se resume los ciclos de auge y depresión del comercio de Gas Natural Licuado, comercio que tiene más de 40 años de antigüedad, y que sobrevivió durante la mayor parte de la década de los 1990's porque los precios del gas natural en los países asiáticos y europeos importadores, donde no hay sustitutos para el gas natural, eran claramente mayores a los precios del gas natural en los Estados Unidos de América, mercado en el cual se cerraron temporalmente los terminales de regasificación.

A partir del crecimiento de los precios del gas natural desde el año 2000 en adelante, este comercio ha tenido tasas de crecimiento mayores que las del comercio entre países a través de gasoductos. También se han producido importantes reducciones de costos en la cadena de valor del Gas Natural Licuado derivados de economías de escala y mejoras tecnológicas.

En América del Sur, para el Perú y Bolivia esta tecnología les permitiría potenciar la monetización de sus grandes reservas de gas natural a mercados identificados en la región y extra regionales. En el caso del Perú, desde un principio se habló del potencial mercado en el Estado de

California en la Costa del Pacífico de los Estados Unidos de América y del mercado en la Costa del Pacífico de México.

En el presente trabajo se llega a la conclusión que el mercado del Sur del Estado de California, no es un mercado futuro para la exportación desde la Planta de Cañete, actualmente en construcción, ó desde la Costa del Perú.

La zona Central de Chile y la zona Centro Sur de la Costa del Pacífico de México son los mercados a los cuales el Gas Natural Licuado del Perú puede acceder con ventajas competitivas por su mejor posición geográfica respecto de cualquier otro país. Sin embargo, la condición de quien o quienes son los operadores de las Plantas de Regasificación será el factor decisivo en la selección de la empresa (mercado o mercados) desde donde se importaría el Gas Natural Licuado. Repsol YPF tiene participación en la producción del gas natural de Camisea y de la futura producción de gas natural del Lote 56 y en la futura Planta de Licuefacción de Cañete; Tractebel tiene participación en el Gasoducto y Ducto de líquidos de Camisea. Ambas empresas tienen importante participación en el negocio del gas natural en México y Chile, por lo que la cadena del negocio de Gas Natural Licuado sería muy favorable para el Perú en estos mercados.

La Planta de Regasificación de la zona Central de Chile podría estar operativa en el segundo semestre del 2009. La Planta de Regasificación en el Centro Sur de México en el 2011. La Planta de Licuefacción de PERU LNG, tomaría entre 36 y 42 meses su construcción por lo que podría estar operativa en el 2010.

Con las perspectivas de altos precios del gas natural, por encima de los 6.0 US\$/Millon de BTU, en los potenciales mercados destino de las exportaciones de Gas Natural Licuado, esta alternativa es desde la visión de negocios de los productores la más favorable para rentabilizar el negocio, por encima de las ventas en el mercado interno e incluso del uso del gas natural como materia prima en plantas petroquímicas posibles de instalarse en la costa del Perú.

Sin embargo, plantas petroquímicas de escala internacional pueden requerir gas natural como materia prima que posiblemente sea suministrado inicialmente por los lotes 88, 56; luego por los lotes circundantes a estos y potencialmente por la Cuenca Madre de Dios.

Con las reservas probadas actuales del Lote 88 y Lote 56, la alternativa de exportar GNL es la que genera más ingresos por regalías al Perú, también por impuesto a la renta. Consecuentemente es también la alternativa más favorable para la recaudación del canon de la región Cusco.

La exploración en Camisa y alrededores tiene una tasa de encuentro del 100%, pues se han perforado cuatro estructuras y se han logrado tres descubrimientos de escala mundial, y un descubrimiento importante.

El mejor escenario para una futura industria petroquímica, es que la oferta de gas natural se incremente con nuevos descubrimientos, implica más exploración, en los lotes 88 y 56 y en los lotes contiguos a ambos, en donde el potencial para sumar nuevos descubrimientos de gas natural y condensados es altamente favorable.

Capítulo II

Introducción

Hasta la década de los 1950's el gas natural era considerado, a nivel global, como un combustible de escaso valor comercial, por lo que el comercio entre países era muy limitado. Por esos años, el gas natural tenía consumo intensivo únicamente a nivel de los grandes países productores con un gran mercado interno de consumo. En 1960 se inició el intercambio comercial de gas natural entre Canadá y los Estados Unidos de América.

En América del Sur, Argentina fue el primer país de la región en desarrollar sus reservas de gas natural con infraestructura de producción y transporte a gran escala desde el año 1949 en que se construyó un gasoducto de 1,605 kilómetros de longitud desde Comodoro Rivadavia hasta Buenos Aires. Ha sido el motor del comercio de gas natural entre países de la región, desde que en 1976 inició el comercio de gas natural con Chile. Junto con Venezuela, es el país que más ha integrado al gas natural a su matriz de consumo energético.

En el Perú, se producía gas natural asociado tanto en tierra como costa afuera de la Cuenca Talara, utilizado como combustible en las operaciones de campo, para proyectos de mantenimiento de presión, en el sistema de producción por gas lift, y mayoritariamente era venteado a la atmósfera.

Con el inicio del proceso de industrialización del país, en la segunda mitad de la década de los 1970's, se inició la construcción del Complejo Industrial de Talara, para darle mayor valor agregado al uso del gas natural a través de la puesta en marcha del Complejo Petroquímico de Talara y de la Planta Eléctrica de Malacas. Las plantas petroquímicas se cerraron a inicios de los 1990's por no económicas y por cambios en el modelo de desarrollo del país a través de un mercado más abierto a las importaciones. Únicamente se mantuvo en operación la planta de generación eléctrica de Malacas.

Para graficar que en el país todo giraba en torno al petróleo, hasta 1985, toda la exploración de hidrocarburos se concentraba en el Perú en la búsqueda de petróleo, por lo que en los contratos de exploración suscritos, existía una cláusula específica que precisaba que en el caso de descubrimientos de petróleo con gas natural asociado, este último recurso era de propiedad del Estado Peruano, autorizándose a usar al contratista

únicamente el gas natural que requiera como combustible para las operaciones. Únicamente el petróleo estaba sujeto a retribución en los Contratos de Operación vigentes hasta 1985.

El descubrimiento del campo de gas natural y condensados de San Martín en 1984, el cual pasó por casi dos años desapercibido, y el nuevo descubrimiento de gas natural y condensados de Cashiriari en 1986, ambos en el Lote 42, cambiaron radicalmente la percepción de la potencialidad del país como almacén de hidrocarburos. Los campos de San Martín y de Cashiriari son de clase mundial. De acuerdo a la clasificación de la United States Geological Survey (USGS), ambos descubrimientos se ubican dentro de la clase de campos denominados gigantes por almacenar reservas recuperables mayores a los 1,000 millones de barriles de petróleo equivalente, cada uno de ellos.

En el Perú, hasta Marzo de 1998, se comercializaba casi exclusivamente gas natural asociados provenientes de los campos de la Cuenca Talara y menos del 1% correspondía a la producción de gas natural no asociado de los campos en tierra de la Cuenca Talara. Aun así, el mercado para el gas natural era limitado, pues en promedio se vendía a terceros menos del 25% del gas total producido.

En 1998, se puso en marcha la explotación comercial del campo de gas natural y condensados de Aguaytía, descubierto en 1961, pero abandonado como no comercial en esa fecha. La cada vez mayor integración entre el gas natural y la generación de energía eléctrica permitió el inicio de la explotación comercial de este campo. Aguaytía es un campo con reservas iniciales recuperables de 0.4 trillones de pies cúbicos de gas natural y 25 millones de barriles de líquidos del gas natural (en conjunto 92 millones de barriles de petróleo equivalente). Aguaytía es el primer proyecto integral de energía en el Perú, pues comprende la producción de gas natural, procesamiento para la extracción de los líquidos del gas natural, transporte del gas seco y líquidos del gas natural, fraccionamiento de los líquidos del gas natural, construcción de una planta térmica para generación de electricidad alimentada con el gas natural seco, transmisión de la energía eléctrica para su interconexión con el sistema eléctrico nacional, comercialización de Propano Butano (GLP) y Gasolina Natural, comercialización de la electricidad generada.

En el año 1998, se descubrió en el ex Lote 75, contiguo a los dos grandes descubrimientos de Camisea, el gran yacimiento de gas natural y condensado de Pagoreni, con el cual se confirmó que toda el área que rodea a Camisea tiene gran probabilidad de encuentro de nuevos yacimientos de gas natural y condensado de gran magnitud. Sin embargo, la misma empresa que terminó el Contrato de Camisea, y que descubrió más gas natural y condensados en el Lote 75, abandonó sus operaciones en el Perú en el año 1999, con lo cual este último descubrimiento, también de clase mundial, quedó libre para su contratación.

En Diciembre del 2000, luego de dos contratos terminados, se suscribió el Contrato de Licencia para la explotación de los dos yacimientos de Camisea (Lote 88) y, con la culminación de la construcción del gasoducto, poliducto, y planta de fraccionamiento de líquidos en Pisco, en Junio del 2004 se inició la producción comercial de gas natural y condensados de Camisea, en realidad se inicia con la explotación de uno de los dos campos que conforman Camisea.

En Agosto del 2004 se suscribió el Contrato de Licencia para la Explotación del Lote 56, donde se ubica el gran descubrimiento del año 1998. Con este contrato, y basado en las proyecciones de consumo interno de gas natural del país y en las reservas probadas de gas natural, el Perú es el tercer país con mayor potencial futuro exportador de gas natural en América del Sur, luego de Venezuela y Bolivia.

Antes del inicio de producción de Camisea, el consumo de gas natural del Perú dependía exclusivamente de la demanda de las empresas de generación eléctrica en Pucallpa y Talara. A partir del inicio de la producción comercial de Camisea, aunque el 64% de las ventas del gas natural de Camisea se destinan al sector eléctrico, se verifican ventas al sector industrial, residencial, y como gas natural vehicular para el transporte de autos de servicio público y particular. Por el momento, casi todas estas ventas se concentran en la ciudad de Lima y la provincia del Callao, y un volumen minoritario (2%) en dos plantas industriales ubicadas en el departamento de Ica.

Aunque el consumo de gas natural en el Perú ha estado creciendo a tasas de 63.8%, 74.4%, y 18%, en los años 2004, 2005, y 2006, respectivamente, el potencial de producción excede ampliamente a la demanda actual. Como un ejemplo, uno solo de los campos de Camisea tiene capacidad de producir más de 500 millones de pies cúbicos por día (MMPCD), aunque en promedio produjo durante el año 484 MMPCD; las ventas de Camisea en el año 2006 promedian los 103 MMPCD, el gas natural consumido en las operaciones y planta de fraccionamiento de Pisco es de 23 MMPCD, y luego de la extracción de los líquidos del gas natural se reduce el volumen de gas natural en 44 MMPCD, con lo cual un promedio de 314 MMPCD de gas natural producidos por el yacimiento de San Martín se reinyectan a los reservorios, lo cual también es favorable, pues de esta forma se contribuye a incrementar el factor de recuperación y consecuentemente la última recuperación volumétrica de los líquidos del gas natural y del mismo gas natural seco.

Los hidrocarburos líquidos producidos en la planta de fraccionamiento de líquidos son el Propano, Butano, Diesel y Gasolina Natural. El 90% de la producción de Propano y Butano se vende en el mercado peruano. El 100% del diesel se vende en el mercado peruano. Virtualmente del 100% de la gasolina natural se exporta. Los hidrocarburos líquidos así como el

petróleo y sus derivados, son commodities sin barreras para su venta aun a mercados geográficamente muy alejados.

En el caso del gas natural, América del Sur, como región tiene capacidades de producción de gas natural que exceden el consumo regional, por lo que a mediano plazo la región exportará gas natural a mercados fuera de la región como Centro América y América del Norte. En realidad, si Trinidad y Tobago se considera como parte de la región, el comercio de gas natural a América del Norte se ha iniciado desde abril del año 1999.

Es obvio que las exportaciones de gas natural a mercados alejados tienen a la barrera de los costos como su principal obstáculo. Cuando los precios del gas natural en el año 2000, en el principal mercado de comercio en los Estados Unidos de América, excedieron a los precios del año anterior en 86.3% (4.23 vs 2.27 dólares por millón de BTU), se estimó inicialmente que este hecho era coyuntural y derivado de la crisis de energía del año 2000 en el Estado de California, la cual fue superada en Junio del año 2001. Sin embargo, luego de un breve descenso a 3.33 dólares por millón de BTU (US\$/MMBTU) en el 2002, los precios del gas natural en los principales centros de consumo en los países desarrollados, se han incrementado incluso más que los precios del petróleo, por lo que la barrera de los costos para las exportaciones de gas natural se considera actualmente en gran parte superada. Desde el momento que la industria tuvo la clara percepción de que los precios del gas natural en el principal mercado mundial, que a su vez sirven de referencia al resto de los más importantes mercados mundiales, excedieron consistentemente de los 3.57 dólares por millón de BTU desde setiembre del año 2002, alcanzando su cotización máxima en promedio anual en el año 2005 en 8.69 US\$/MMBTU en los Estados Unidos de América, se tuvo el incentivo de monetizar las reservas de gas natural en todos los países con gran potencial exportador.

Cuando las distancias entre los mercados origen de las exportaciones de gas natural y los mercados importadores destino tienen la barrera oceánica, es evidente que el transporte convencional de gas natural por gasoductos impide el comercio entre países. Es necesario, en este caso, recurrir a la tecnología de licuefacción de gas natural para su transporte en barcos y regasificación en los centros de consumo. Comercialmente, esta tecnología tiene una antigüedad de más de 40 años, pero se dejó en gran parte de usarse entre 1986 y 1990, cuando se produjo la gran caída de los precios del petróleo y el gas natural. Únicamente los países asiáticos como el Japón y Corea del Sur, y algunos en Europa, continuaron importando gas natural licuado (GNL) o por sus siglas en Inglés LNG (Liquified Natural Gas) por su carencia total de reservas de hidrocarburos, por lo cual el gas natural servía estratégicamente como fuente de energía en apoyo de su crecimiento industrial; lógicamente en esos años y hasta fines de la década pasada, Japón y Corea del Sur pagaron un sobre precio, respecto a los precios en el mercado de los Estados Unidos de América, para que los

países exportadores tuvieran márgenes bajos pero aceptables de rentabilidad.

En 1996, cuando se inició la construcción del primer tren de la planta de licuefacción en Trinidad y Tobago, era un gran riesgo comercial la exportación de GNL, pues el gas natural en el mercado de los Estados Unidos de América se cotizaba en un promedio de 2.20 US\$/MMBTU, cifra incluso inferior a la cadena de costos del GNL que luego de su regasificación, se estimaba en su mercado destino en Boston, en la Costa Este de los Estados Unidos de América en 2.5 US\$/MMBTU, afortunadamente los precios del gas natural en Boston fueron siempre mayores a los precios oficiales. Sin duda, en sus primeros meses de operación durante el año 1999 los accionistas del consorcio exportador trabajaron sin beneficios, pero el gran crecimiento de precios del gas natural del año 2000, convirtió rápidamente en rentable la operación de la planta de licuefacción, y en los últimos años, con la construcción e inicio de las operaciones de tres trenes de licuefacción adicionales, Trinidad y Tobago se ha convertido en el principal exportador de GNL a los Estados Unidos de América.

En América del Sur, primero Bolivia y luego el Perú, desde el 2002 y reforzados por el gran alza de precios del gas natural del año 2003, tuvieron la certeza de la factibilidad de exportar GNL a mercados para los cuales tenían ventajas geográficas competitivas. En el caso de Bolivia, con grandes reservas probadas de gas natural y con un reducido consumo interno, la exportación de gas natural mediante el sistema de transporte convencional o como GNL era la acción lógica para monetizar sus reservas.

En el caso del Perú aunque las reservas de gas natural son muy grandes respecto del consumo interno proyectado para el país para los próximos 20 años, no se tenían los mismos consensos. La confirmación de que las reservas de gas natural y condensados descubiertas en 1998 en Pagoreni son también de clase mundial y son reservas probadas en el año 2004, permiten asegurar que el país tiene las capacidades para exportar gas natural y satisfacer la demanda interna por lo menos en los próximos 25 años. Adicionalmente, toda el área que rodea a los lotes 88 y 56, e incluso estos mismos lotes, tienen probabilidades realistas de contener más recursos comerciales de gas natural y condensado, cuyo volumen se precisará cuando se perforen los pozos exploratorios respectivos.

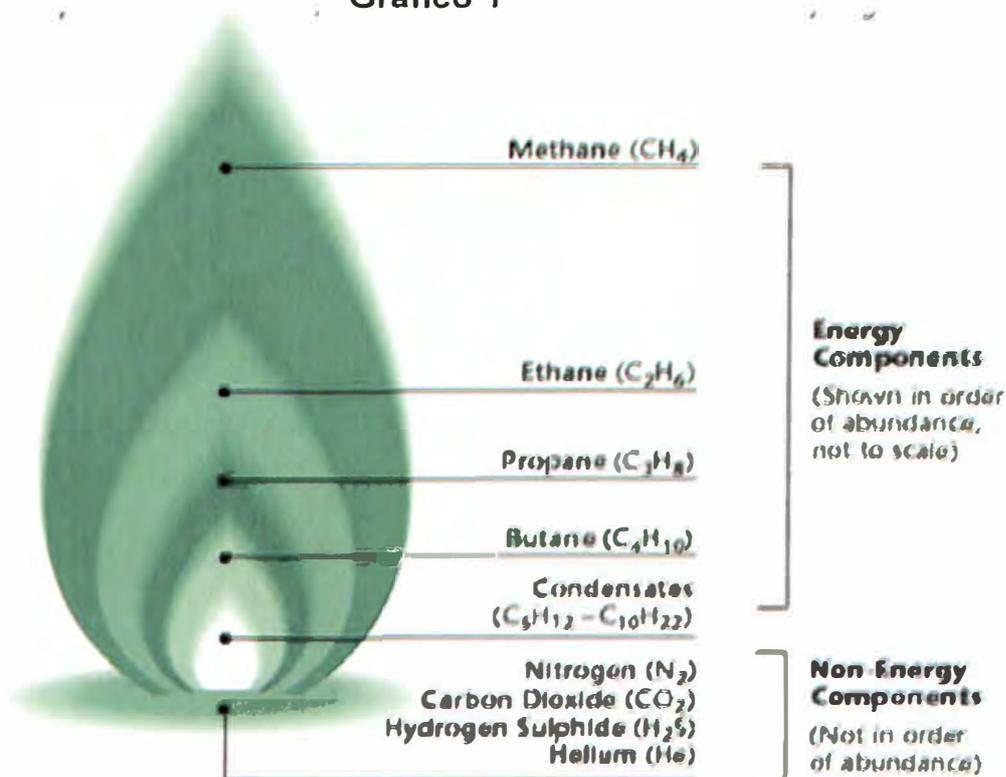
Capitulo III Gas Natural

III.1 Caracterización

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos compuestos de carbono e hidrogeno, elementos que son los constituyentes básicos del petróleo, gas natural y carbón.

El gas natural es un combustible fósil compuesto mayoritariamente por Metano, en una proporción del 80% a 95%, por menores cantidades (en orden de abundancia) de etano, propano, butano, pentanos, e hidrocarburos más pesados. El Metano (CH_4) la molécula más simple contiene un átomo de Carbono y cuatro átomos de Hidrogeno. El gas natural también contiene componentes no energéticos (no combustibles) como el nitrógeno, anhídrido carbónico, sulfuros de hidrogeno y agua.

Gráfico 1



Source of image: Petroleum Communication Foundation,
Canada's Natural Gas Resources,
2006 © Canadian Centre for Energy Information

El Metano permanece en estado gaseoso a relativamente bajas presiones, mientras que el Etano, Propano y Butano se condensan a líquidos a diferentes pero relativamente bajas presiones y temperatura. A estos gases condensados y a los Pentanos e hidrocarburos más pesados (gasolina natural) se les conoce con el nombre de Líquidos del Gas Natural (LGN).

El gas natural que contiene más de 1% de sulfuros de hidrogeno es llamado gas ácido y debe ser procesado para retirar el sulfuro de hidrogeno antes de ser usado. El procesamiento en plantas de gas extrae el Propano, Butano, Gasolina Natural, y los componentes no combustibles, previamente a la transferencia del gas natural vía gasoductos en donde el porcentaje de Metano es por lo general mayor al 95%.

El gas natural proviene de reservorios en el subsuelo que pueden ser exclusivamente de gas, o que pueden contener petróleo con gas disuelto en su interior, produciéndose en este caso conjuntamente con el petróleo. También se le encuentra en pequeñas cantidades, y casi exclusivamente como Metano, en reservorios de lechos de carbón (coal bed methane).

Cuando el gas natural se produce conjuntamente con el petróleo, se le califica como gas natural asociado.

Los reservorios, que almacenan en el subsuelo solo gas natural son llamados de gas natural no asociado. Dentro de los reservorios de gas natural no asociado se tienen aquellos en donde la concentración de metano es mayor en promedio al 95%, que son calificados como reservorios de gas natural seco.

Los reservorios de gas natural no asociado, donde las concentraciones en el reservorio de Metano se ubican entre un 80 y 90%, se les conoce como reservorios de gas natural y condensados, pues se recuperan los LGN en plantas de procesamiento de gas natural en superficie, por lo general en sus versiones comerciales de Propano, Butano, y Gasolina Natural. En el Perú, este es el caso de los yacimientos de Aguaytía donde se estima recuperar 62 barriles de LGN por cada millón de pies cúbicos, y del campo de San Martín en Camisea donde se estima recuperar 82 barriles de LGN por cada millón de pies cúbicos producidos.

III.2 Usos del Gas Natural

El gas natural es el más versátil de los combustibles fósiles. Entre sus usos más difundidos se pueden mencionar:

- Como combustible para la generación de energía eléctrica en plantas térmicas, con ventajas de costos y ambientales respecto a los hidrocarburos líquidos.

- Como combustible para uso industrial en generadores industriales, calderas industriales, industria pesquera, industria metalúrgica, industria alimenticia, industria cementera, industria textil, industria cerámica etc.
- Para el transporte como Gas Natural Vehicular o Gas Natural Comprimido, con ventajas de costos y ambientales respecto a las gasolinas y el GLP.
- Uso residencial para calefacción, cocinas termas, secadoras, etc.
- Como insumo para uso petroquímico obteniéndose a partir del:
 - Metano: Metanol, Urea, Amoniaco
 - Etano: Etileno
 - Propano: Propileno
 - Butano: Butileno, Butadieno

III.3 Composición del Gas Natural

Aunque la composición del gas natural varía de un país a otro, dentro de un país de un campo a otro, y dentro de un campo de un reservorio a otro, la más comúnmente aceptada composición a nivel global, de sus principales componentes combustibles, es la que se resume a continuación:

Componente	Porcentaje
Metano (CH ₄)	80 - 95
Etano (C ₂ H ₆)	5 - 15
Propano (C ₃ H ₈) y Butano (C ₄ H ₁₀)	< 5

Estos son valores promedios, en particular existen reservorios de gas natural y condensados en Algeria en donde la composición de Metano es del 74%.

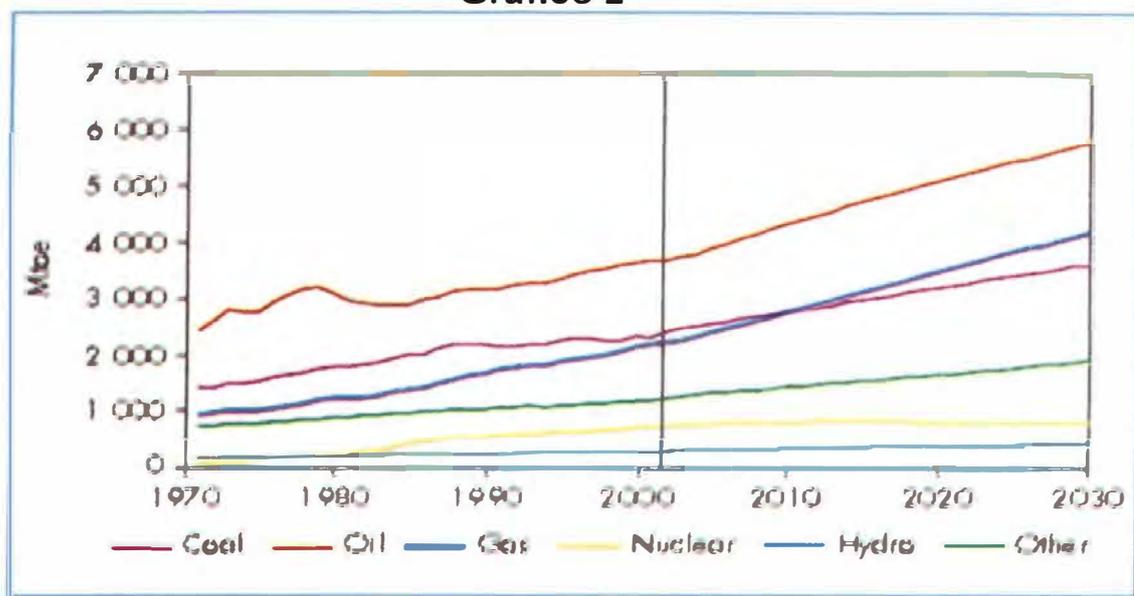
III.4 Participación del Gas Natural en la Oferta Energética Mundial

El motor principal de la demanda mundial de energía, es el crecimiento económico global. De acuerdo a la International Energy Agency, desde 1971 por cada 1% de crecimiento del Producto Bruto Interno Global se produjo un incremento promedio de 0.6% en el consumo mundial de energía.

Hasta el 2004, el gas natural fue el combustible de mayor crecimiento en cuanto a su consumo a nivel global; sin embargo los altos precios del gas natural, que alcanzaron sus valores máximos en el año 2005, ocasionaron la disminución del consumo de gas natural en los Estados Unidos de América, el mayor consumidor mundial, en el año 2005 (2.2% menor al 2004) y en el 2006 (2.5% menor al 2005, hasta Agosto). El acelerado crecimiento económico de la Republica Popular China, que desde el 2005 es el segundo consumidor mundial de energía, ha significado un crecimiento aun mayor de su consumo de energía, en especial el consumo de gas natural. El factor China e India permitió el crecimiento del consumo global del gas natural en los años 2004-2006.

El Gráfico 2 muestra que a partir del año 2013 el gas natural sería la segunda mayor fuente de energía a nivel global.

Gráfico 2



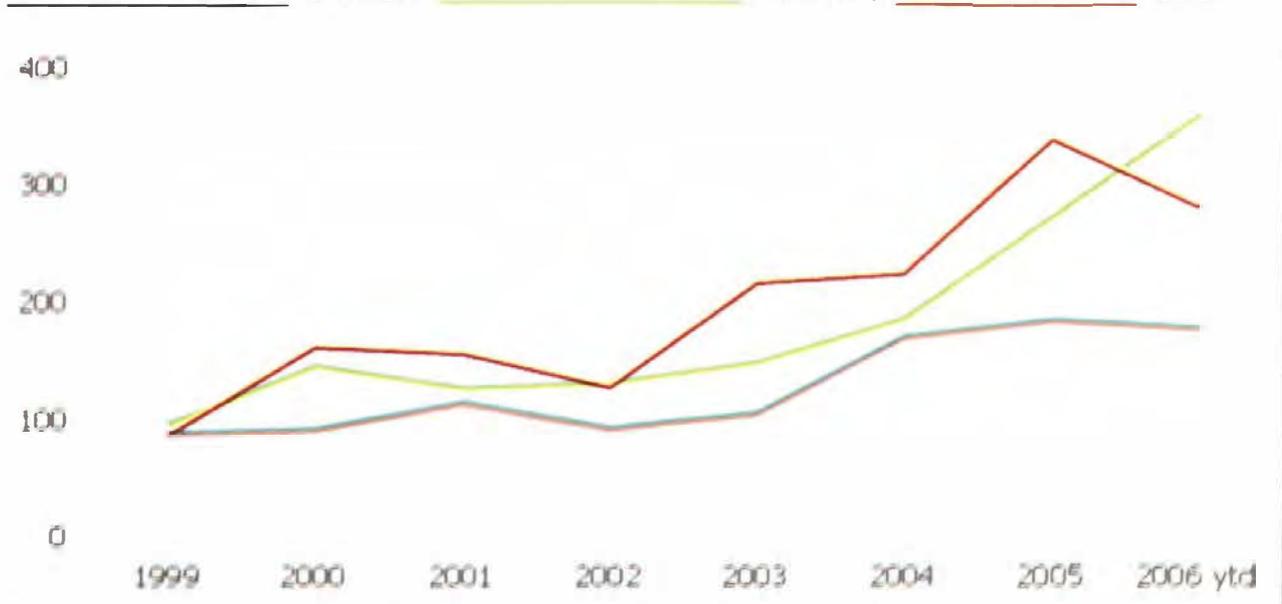
Fuente: Internacional Energy Agency

Sin embargo, el crecimiento de los precios del petróleo y del gas natural de los últimos años, ha ocasionado que otras energías se vean actualmente como más económicas para su uso, temporalmente. A pesar de su mayor precio, las principales agencias de energía a nivel mundial (Energy Information Administration dependiente del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, y la Internacional Energy Agency con sede en Paris, Francia, y otras) coinciden en que el petróleo y el gas natural continuarán siendo las fuentes principales de consumo energético mundial (participación del 60% en el 2005, y el mismo porcentaje en el 2030) por su versatilidad y sobre todo porque su principal competidor, el Carbón, aunque abundante y de menor precio, es también el combustible fósil más contaminante.

En el Gráfico 3 se muestran las variaciones de precios de las tres principales fuentes de energía en el mundo, tomando como base el año 1999, y en donde se muestra que el crecimiento de los precios del gas natural superó incluso a los precios del petróleo. Este crecimiento de los precios del gas natural, podría postergar por algunos años que el consumo de gas natural supere al del carbón, pero la tendencia general es irreversible, años más o menos el consumo mundial de gas natural excederá al consumo mundial de carbón. Anualmente las instituciones o empresas especializadas revisan sus predicciones tomando en cuenta los nuevos factores que pueden atenuar las tendencias de uso.

Gráfico 3

Variaciones Porcentuales de Precios de Principales Fuentes de Energía



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2006

Base 1999 = 100

Carbón, promedio precios en los Estados Unidos, Unión Europea y Japón.

Petróleo : Precios del Petróleo Brent

Gas Natural: Precios en el Henry Hub Market, Estados Unidos de América

En los últimos tres años, se justifica el crecimiento de los precios de todas las materias primas, presentado visiblemente en los últimos tres años, por el gran crecimiento económico que experimenta actualmente la República Popular China, el país más poblado. Por cuatro años entre el 2003-2006 el crecimiento del PBI en China ha sido de 10% anual. En el caso particular de China, el crecimiento de su consumo de energía en los últimos años excede ampliamente a su crecimiento económico, por lo que suele atribuirse a China como el factor desencadenante del gran crecimiento de los precios del petróleo y gas natural que se ha verificado en los últimos años. El gas natural es el combustible fósil de más rápido crecimiento de consumo en China.

El crecimiento económico origina mayor demanda mundial de energía y esta el crecimiento de los precios. BP Statistical Review of World Energy, June 2006, precisa que entre 1996 y el 2005 el consumo mundial de energía creció a una tasa promedio anual de 2.1%.

En la Tabla 1 se muestra el crecimiento del consumo mundial de energía 2004-2005, y su relación con el crecimiento del PBI global.

Tabla 1
Crecimiento del Consumo Mundial de Energía

	2004	2005
Petróleo	3.6%	1.3%
Gas Natural	3.3%	2.3%
Carbón	6.2%	5.0%
Nuclear	4.2%	0.6%
Hidráulica	5.6%	4.2%
Energía	4.4%	2.7%
Producto Bruto Interno	4.0%	3.6%

La gran expansión de la demanda de energía de China ha reducido la brecha entre la capacidad de producción mundial de petróleo y gas natural y el consumo mundial, y significa que cualquier interrupción del suministro mundial sobre todo en el Oriente Medio o en países de Asia y Africa, muy inestables, como Indonesia y Nigeria, causen alzas de precios.

China actualmente busca para el futuro gas natural, para asegurar su suministro energético, en países como Indonesia y Australia, utilizando medios de transporte marítimo no convencionales. Casi dos tercios del consumo de energía de China provienen del Carbón, el combustible fósil más contaminante y el más abundante en China, por lo que China, el mayor consumidor mundial de carbón, busca que el gas natural incremente su participación en la matriz energética del país.

Los Gráficos 4 y 5 muestran el crecimiento del consumo de gas natural de China que excede ampliamente al crecimiento del PBI de este país y mundial.

Gráfico 4 : Crecimiento del Consumo de Energía en China

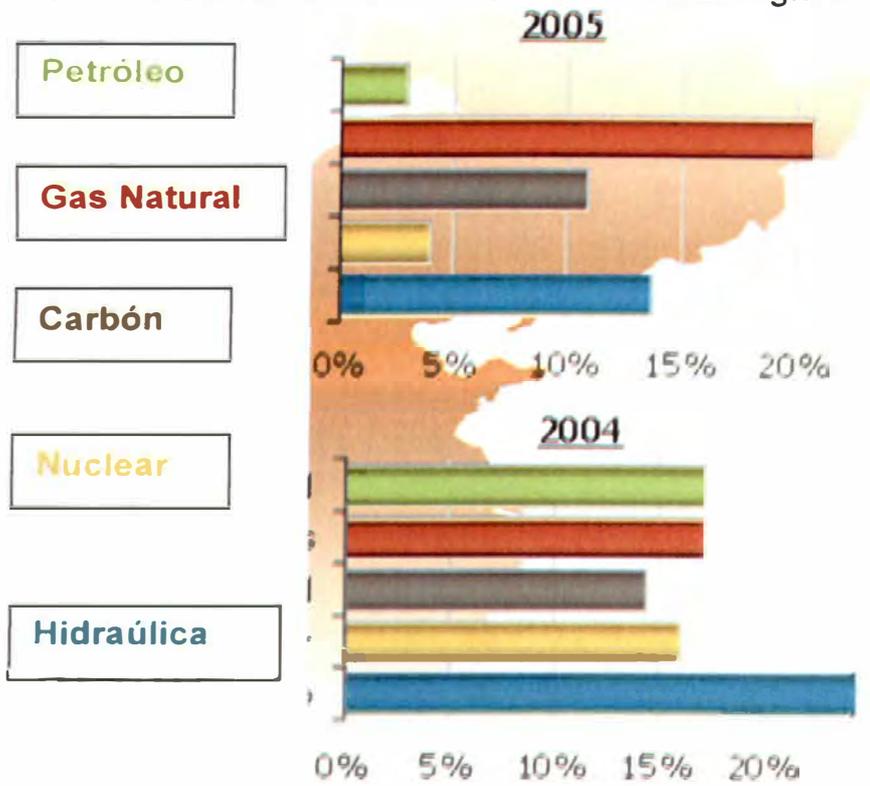
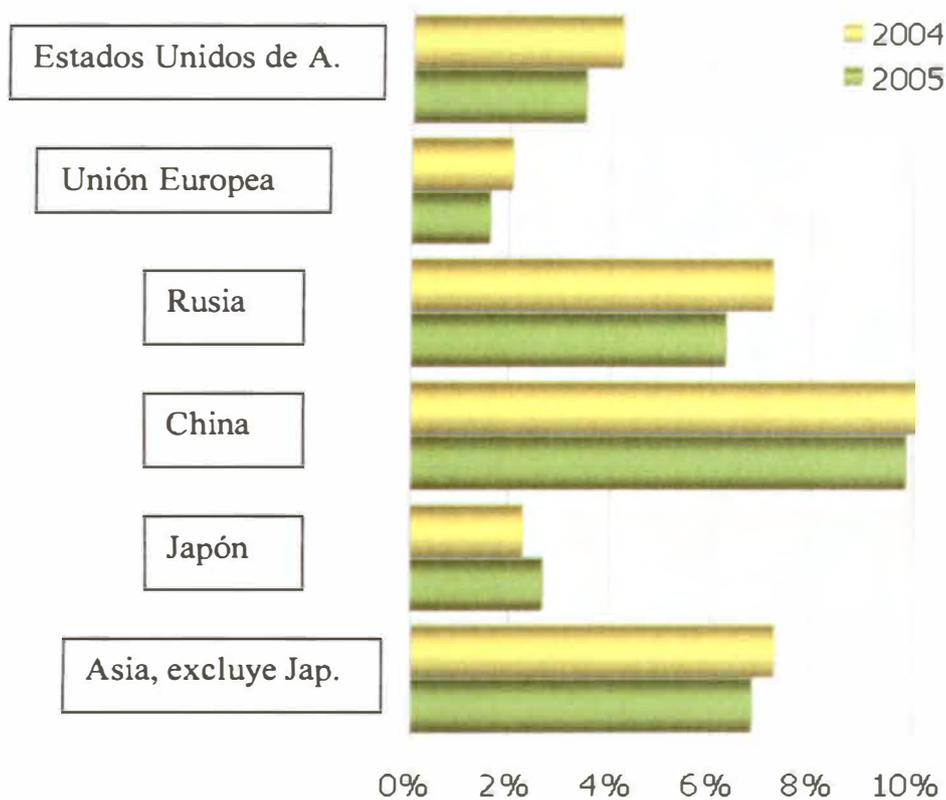


Gráfico 5



La creciente demanda de gas natural, de países asiáticos como China e India, se estima contribuirá a sostener, al menos en el 2007, los altos precios del gas natural.

III.5 Reservas Probadas de Gas Natural

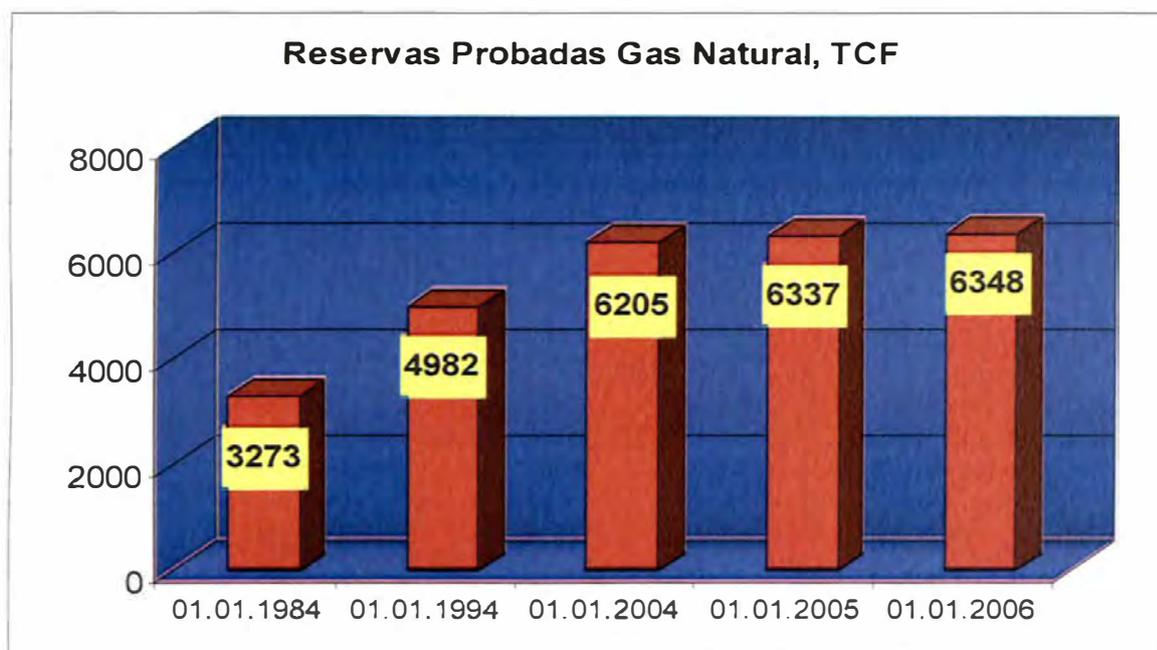
Las reservas probadas de gas natural a nivel mundial han crecido continuamente en los últimos 25 años a pesar del incremento de su consumo mundial. Al 1 de Enero del 2006, las reservas probadas de gas natural se estiman en 6,348.1 trillones de pies cúbicos (TCF), de acuerdo a la publicación 2006 BP Statistical Review of World Energy.

La relación entre las reservas probadas de gas natural al consumo mundial es de 65 años (1 TCF = 10^{12} Pies Cúbicos).

Gran parte de este crecimiento de las reservas probadas proviene del estímulo generado por el incremento del comercio, sobre todo entre Rusia y Europa, y en los últimos años también se ha incrementado el comercio no convencional que es el se realiza utilizando un medio de transporte distinto al de los gasoductos para conectar un mercado productor en un país con un mercado destino lo suficientemente alejado como para que un gasoducto marino no sea una alternativa económica de transporte.

El Gráfico 6 muestra la evolución de las reservas probadas de gas natural entre 1984 y el 1 de Enero del 2006.

Gráfico 6

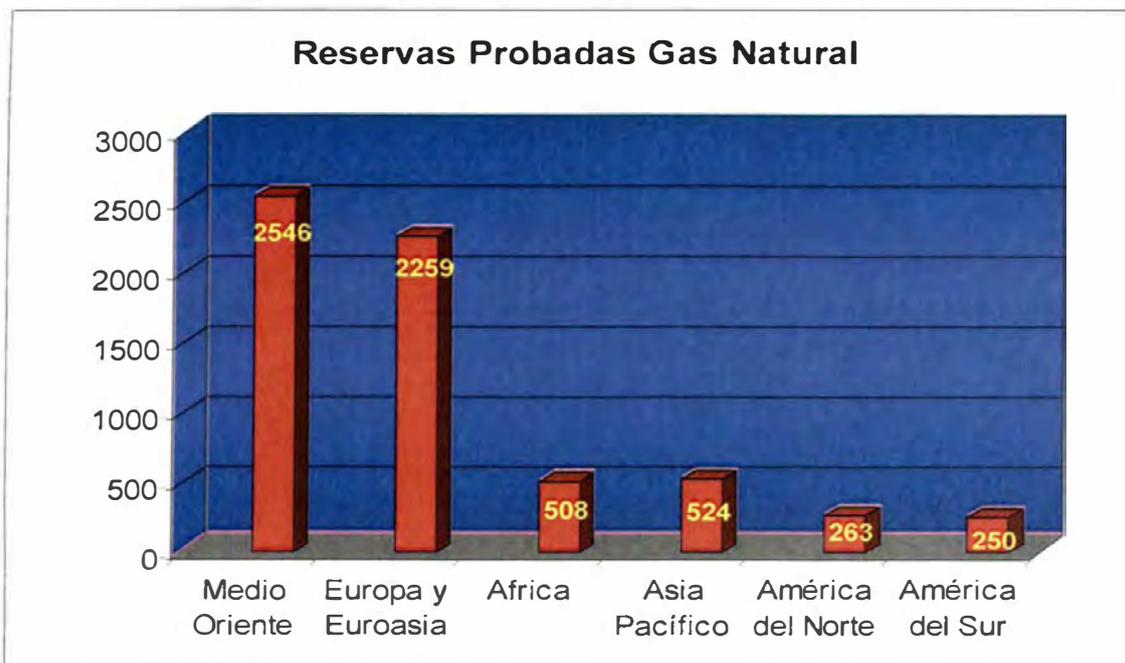


Fuente: 2006 BP Statistical Review of World Energy

A nivel continental, el Medio Oriente tiene el 40.1% (2,546 TCF) y Europa y Euroasia tienen el 35.6% (2,259.4 TCF) de las reservas mundiales. América del Sur, con Trinidad y Tobago incluido, tiene el 3.9% de las reservas probadas.

El Gráfico 7 muestra la distribución de las reservas probadas de gas natural.

Gráfico 7 : TCF



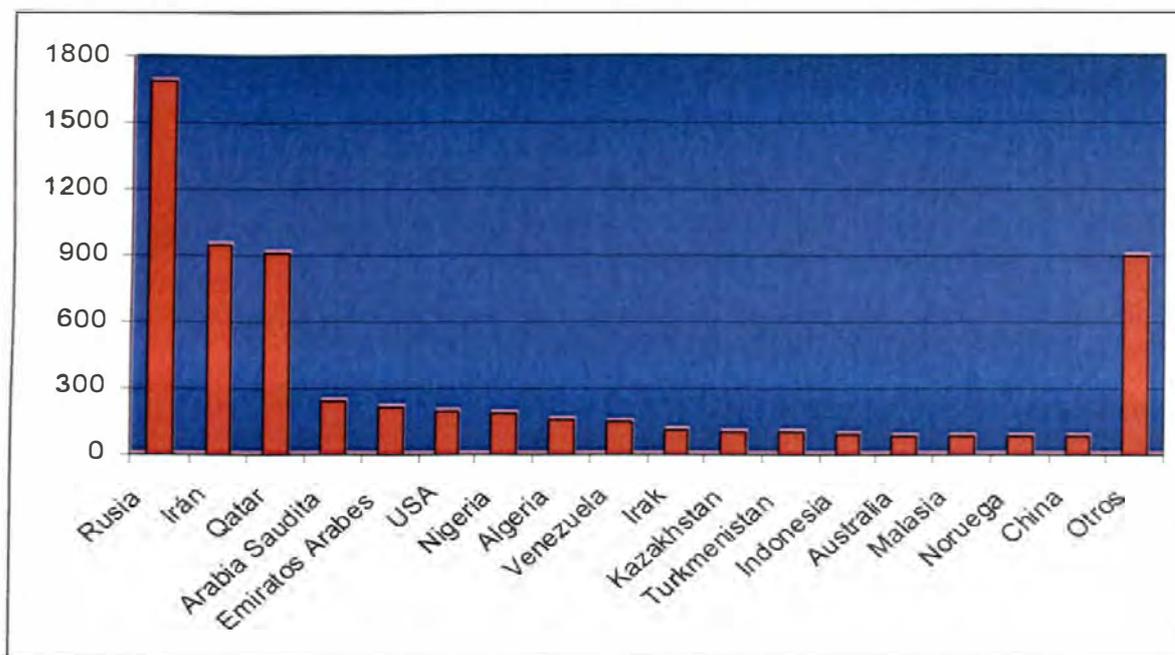
Las reservas probadas de gas natural han estado creciendo en África, Asia Pacífico, Medio Oriente, en ese orden en términos porcentuales; se mantienen en Europa y Euroasia, y declinan 1% en el 2005 en América del Norte.

A nivel de países, Rusia, tiene el 26.6% (1,688 TCF) de las reservas mundiales. Sus reservas han estado creciendo a tasas porcentuales de 2.1% y 1.5% en el 2004 y 2005, respectivamente.

Los tres países con más reservas probadas tienen el 55.8% de las reservas mundiales de gas natural. De los cinco países con las mayores reservas probadas de gas natural, al 1 de enero del 2006, son exportadores tres de ellos; paradójicamente Irán, el segundo en reservas probadas, no exporta gas natural.

En el Gráfico 8 se muestra esta información.

Gráfico 8 : Reservas Probadas TCF



Fuente: 2006 BP Statistical Review of World Energy

III.6 Principales Países Productores

Rusia tiene el 21.6% (21.12 TCF) de la producción mundial de gas natural en el año 2005, y exporta a través de gasoductos el 32% de su producción a Europa.

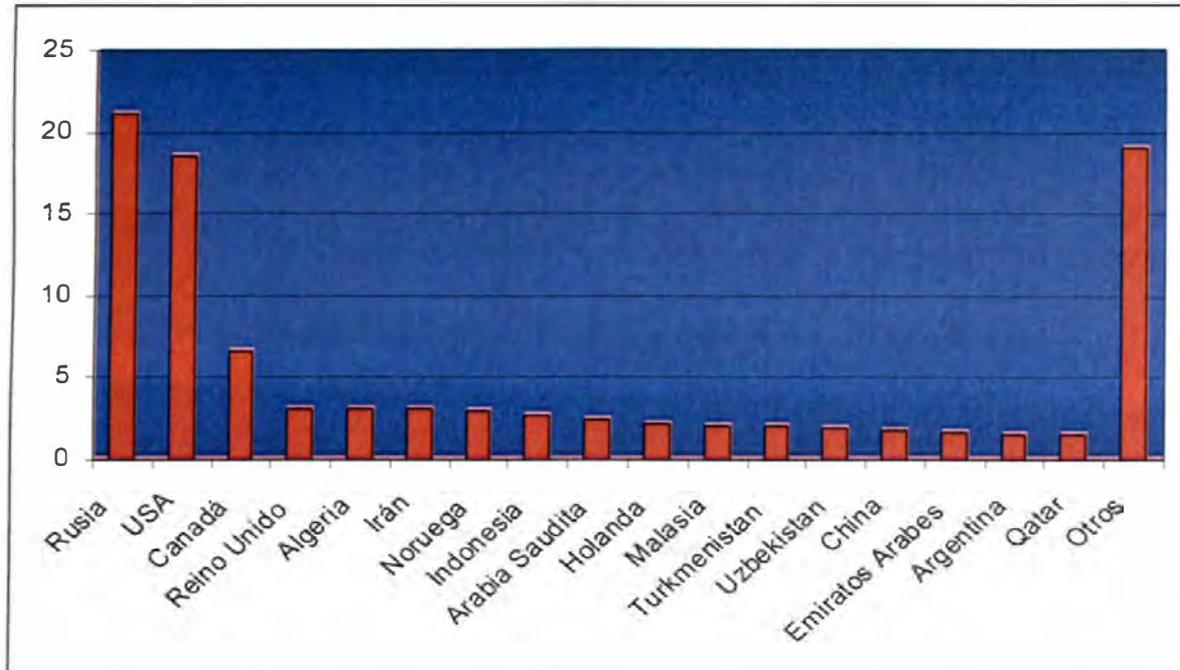
Los Estados Unidos de América son el segundo productor mundial, (18.6 TCF), por ser el mayor consumidor mundial, debe importar 3.28 TCF para satisfacer su consumo anual de gas natural. Su producción interna ha comenzado a declinar ligeramente desde el 2001, pero muy probablemente se volverá a incrementar cuando se inicie la producción de gas natural de Prudhoe Bay, en Alaska, estimada para el año 2015.

Canadá, el tercer productor Mundial (6.6 TCF) exporta 3.3 TCF (50.7% de su producción a los Estados Unidos de América. Su producción interna también ha empezado a declinar ligeramente en los últimos años.

El cuarto productor mundial es el Reino Unido, pero su producción interna está declinando y es actualmente un importador neto de gas natural desde el sector del Mar del Norte de Noruega.

El Gráfico 9 muestra a los principales países productores, las cifras corresponden al gas natural comercializado y de consumo propio.

Gráfico 9 : Principales Productores de Gas Natural, MMPCD



Fuente: 2006 BP Statistical Review of World Energy

III.7 Principales Países Consumidores

Sin duda que los países desarrollados son los mayores consumidores de gas natural por habitante. En términos absolutos, el mayor consumidor mundial desde antes de la II Guerra Mundial son los Estados Unidos de América, cuyo consumo en el 2005 fue de 21.9 TCF.

China ha desplazado al Japón como el segundo consumidor mundial de Energía, y es también el segundo consumidor mundial de petróleo. En gas natural, China se ubica en el undécimo lugar (BP Statistical Review of World Energy, Junio 2006) como consumidor de gas natural en el 2005. Al ritmo actual de crecimiento de su consumo, en el 2006 China desplazará a México y se ubicará como el décimo consumidor mundial de gas natural, y en los próximos cinco años estaría próximo a superar al Japón de la ubicación como el segundo consumidor mundial de gas natural.

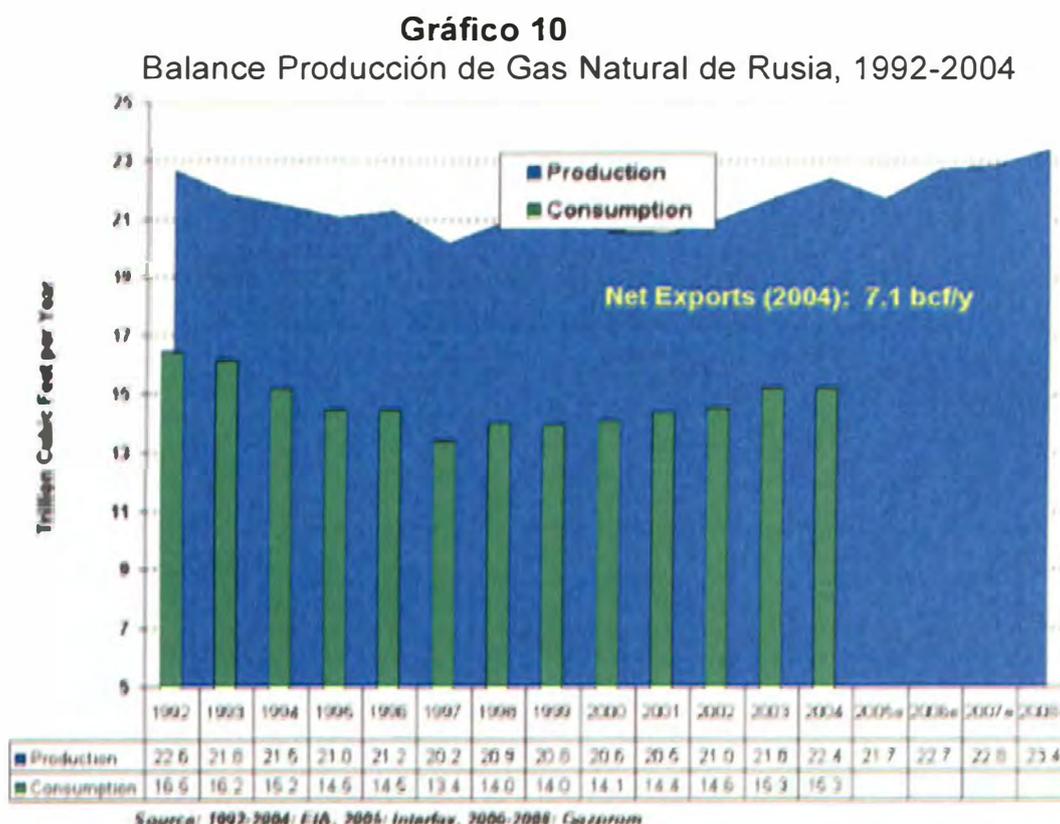
III.8 Principales Países Exportadores

El comercio del gas natural, a diferencia del de petróleo, tuvo hasta hace unos pocos años, la barrera de los altos costos que supone la exportación a mercados geográficos muy alejados. Con los altos precios del gas natural que se tienen desde el año 2000, se ha incentivado la exportación convencional y no convencional de gas natural, especialmente esta última. Por otra parte, la tecnología ha permitido la reducción de costos especialmente en lo que respecta a la exportación no convencional, hecho

que también ha contribuido al incremento de las exportaciones no convencionales de gas natural.

Desde hace muchos años Rusia es el mayor exportador mundial de gas natural. Europa, depende en gran medida de las importaciones de gas natural desde Rusia. En América del Norte, Canadá es el único exportador neto de la región. En América del Sur, hacia fines de 1999 Bolivia con el inicio de las operaciones del gasoducto de 3,000 kilómetros de Bolivia a Brasil, inició sus exportaciones de gas natural hacia el Brasil; en el 2006 en promedio hasta Agosto las exportaciones de Bolivia a Brasil promediaban los 924 Millones de pies cúbicos por día (MMPCD) .

En el Gráfico 10 se muestra la relación entre la producción y las exportaciones de gas natural de Rusia, que se han mantenido esencialmente constantes desde 1992.



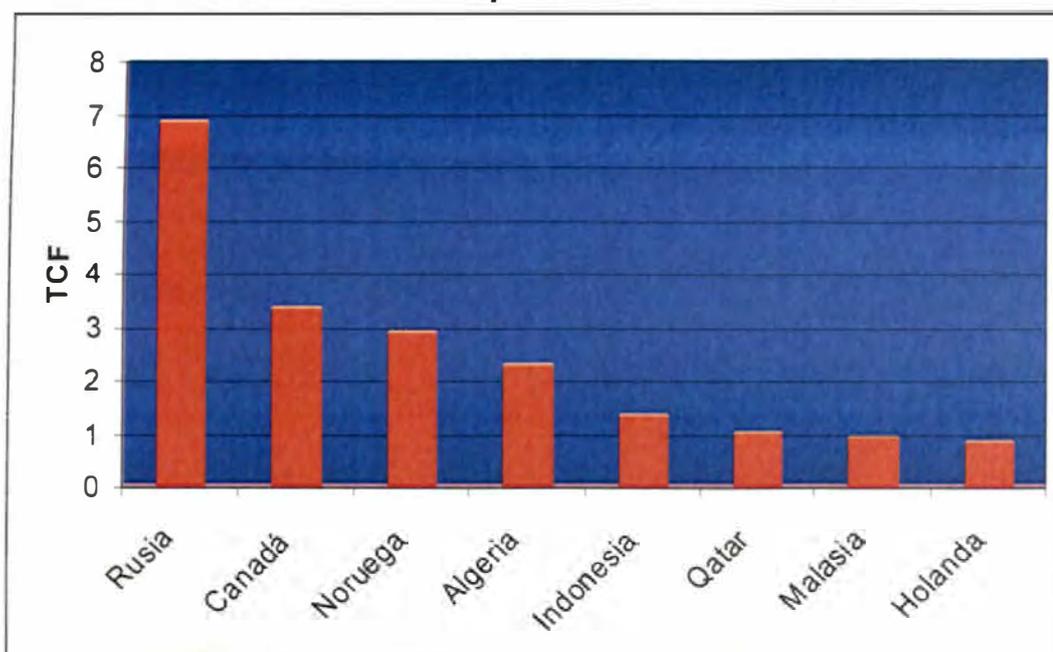
Considerando las reservas probadas, los países que tienen mayores probabilidades de crecimiento para exportar gas natural son Irán y Qatar, aunque en el caso de Irán por el momento no exporta gas natural a pesar que es el segundo país con las mayores reservas probadas.

En el caso de Qatar, es el país con mayor crecimiento de sus exportaciones y aunque sus mercados destino se ubican alejados, utiliza

medios de transporte no convencionales para sus exportaciones de gas natural.

El Gráfico 11 muestra a los principales países exportadores.

Gráfico 11 : Países Exportadores de Gas Natural



Fuente: 2006 BP Statistical Review of World Energy

La ventaja de posición geográfica es decisiva, aunque no exclusiva, para la captura de mercados. Indonesia y Malasia son los principales proveedores del Japón, Corea, Taiwán.

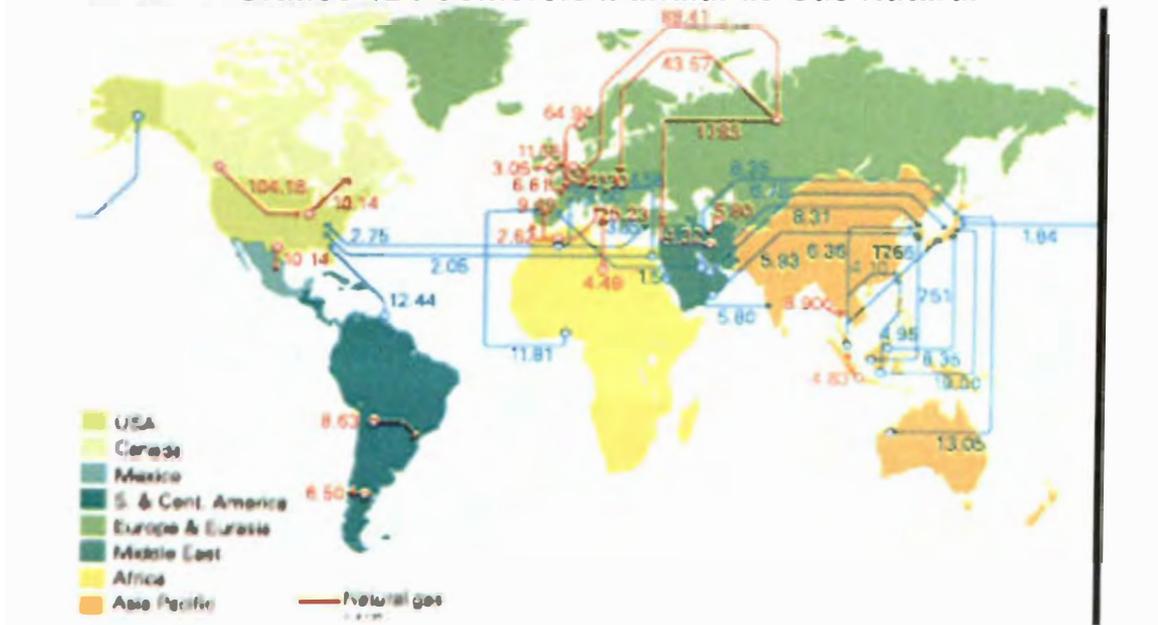
Algeria, es el principal proveedor de España, Francia, Italia. Trinidad y Tobago es el principal proveedor de la Costa Este de los Estados Unidos de América.

Canadá es el principal proveedor para la Costa Oeste y el Medio Oeste de los Estados Unidos de América.

Aun cuando los EUA son importadores netos de gas natural, el Sur del Estado de Texas, es el principal proveedor para los Estados del Noreste de México

El Gráfico 12 muestra el comercio mundial de gas natural a Diciembre del 2005.

Gráfico 12 : Comercio Mundial de Gas Natural



Cápítulo IV

Gas Natural en el Perú

IV.1 Antecedentes

El gas natural se produce comercialmente en cuatro lotes ubicados en la Cuenca Talara, en el campo de Aguaytía en la selva central, y en el Campo de San Martín en el Lote 88 (Camisea).

Por más de cien años, el gas natural de los lotes ubicados en el continente de la cuenca Talara se ha producido mayoritariamente asociado al petróleo. En el sector costa afuera de la cuenca Talara (Lote Z-2B) se ha producido gas natural desde la década de los 1960's. Hasta mediados de la década de los 1970's el gas natural se utilizó como combustible en las operaciones, para la extracción de los líquidos del gas natural, para proyectos de mantenimiento de presión, e importantes volúmenes se ventearon a la atmósfera, por no haber un mercado que lo demande. Con el inicio de los Complejos Industriales de Talara hacia fines de la década de los 1970's se incrementó el consumo, aunque siempre existieron excedentes de gas natural que se utilizaron para mantenimiento de presión y se ventearon a la atmósfera.

Con el cierre del Complejo Petroquímico de Talara a inicios de los 1990's, la actual Planta de generación eléctrica de la Empresa Eléctrica de Piura (EPPSA) se convirtió en el único cliente comercial de los productores de gas natural.

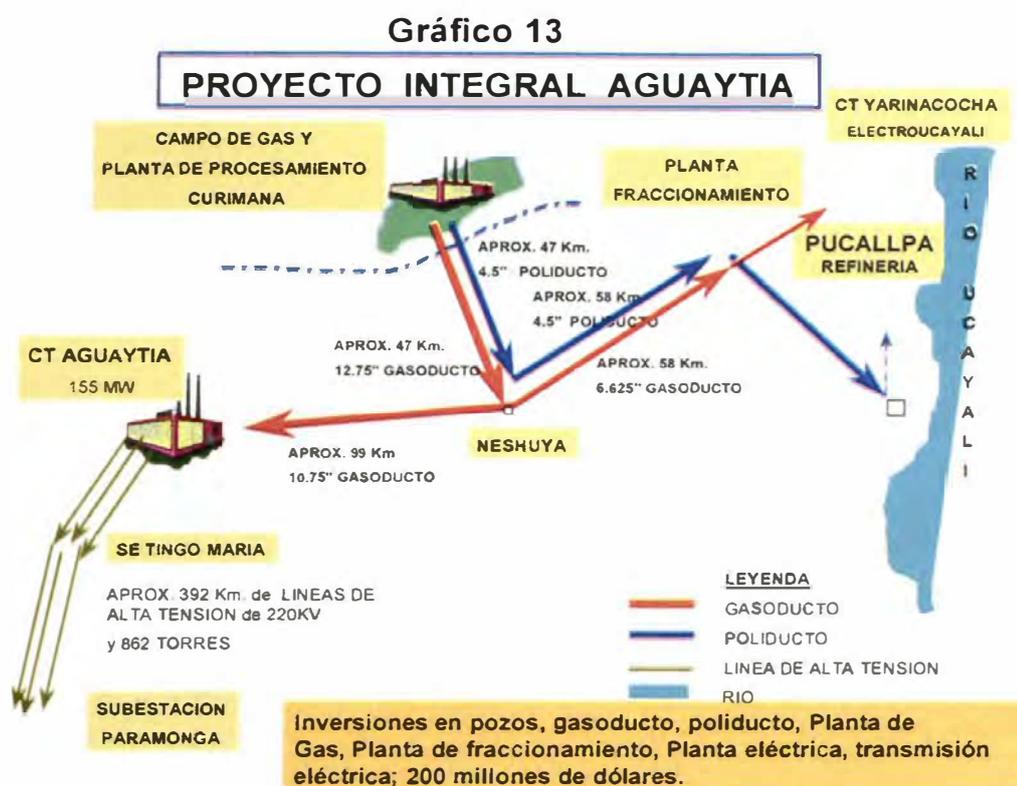
En 1998, se inicia la producción comercial del campo de gas natural y condensados de Aguaytía localizado en el departamento de Ucayali en la selva central, el cual fue descubierto en 1961. Con el inicio de la explotación de Aguaytía se produce un primer incremento de las ventas de gas natural en el país, pues con la construcción de una central de generación eléctrica térmica alimentada con gas natural se apertura un nuevo mercado en la zona de la selva central.

Aguaytía es el primer proyecto energético integrado del país, desarrollado por una empresa, pues junto a la producción de gas natural y de los líquidos del gas natural (LGN), se construyó un gasoducto y ducto para el transporte de LGN, una planta de fraccionamiento de líquidos, planta de generación eléctrica, y líneas de transmisión de electricidad

interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional de transmisión de energía eléctrica.

Al igual que en el caso de Talara, es posible afirmar que el gas natural seco, luego de extraídos los líquidos del gas natural, será dedicado exclusivamente a abastecer a la Planta de Generación Eléctrica de Aguaytía Energy, que se ubica en las inmediaciones del campo.

El Gráfico 13 muestra la distribución y alcance del proyecto integrado construido en la selva central.



Entre 1984 y 1986 se descubrieron los dos grandes campos de gas natural y condensados de Camisea, en el actual Lote 88, con los cuales el gas natural se convirtió en el recurso energético más abundante del país. En 1998, en el actual Lote 56, se descubrió otro gran campo de categoría mundial de gas natural y condensados ubicado a menos de 25 kilómetros de Camisea, cuyas reservas recién se calificaron, tardíamente, como probadas comerciales en el año 2004; previamente en 1987 se descubrió el campo de gas natural y condensados de Mipaya, cuyas reservas son actualmente consideradas como comerciales. Toda el área de Camisea, Lote 56, y áreas circundantes, forman parte de una extensa área en donde aun se pueden concretar más descubrimientos relevantes de gas natural y condensados.

IV.2 Composición del Gas Natural en el Perú

La Tabla 2 resume la Composición Molar porcentual del gas natural en las principales zonas productoras del país, antes del ingreso a las respectivas plantas de procesamiento de gas en donde se extraen los líquidos del gas natural y los componentes no combustibles.

Tabla 2
Composición Molar, %

	Aguaytía	Zócalo	Lote 88
Metano	83.92	86.21	83.73
Etano	6.48	5.80	9.98
Propano	0.65	3.03	3.44
Butanos	0.11	2.17	1.18
Pentanos	0	0.83	0.41
C6+	0.05	0.50	0.24
Nitrógeno	5.75	0.18	0.72
CO2	3.04	1.28	0.30

Los 30 MMPCD que en promedio en el 2006 se vendieron en Talara han tenido como destino, y continuaran teniéndolo, a las Plantas de Procesamiento de gas natural de la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA) y la de Procesadora de Gas Pariñas. Luego de extraídos los líquidos del gas natural, el gas natural seudo seco, todavía tendría Etano en proporción superior al 5%, se envía a la Planta de Generación Eléctrica de EEPSA, y en el caso de Procesadora de Gas Pariñas se utiliza para mantenimiento de presión de los reservorios. Es decir, el gas natural de la costa norte, continuará exclusivamente satisfaciendo la demanda de este nicho de mercado.

En el caso del gas natural de Aguaytía, luego de la extracción de los líquidos del gas natural, el gas natural seco (985 BTU/Pie Cúbico indica un porcentaje de Metano superior al 98%) se utiliza como insumo para generar energía eléctrica en la planta eléctrica de la empresa Aguaytía Energy. También en este caso, la demanda del gas natural está dedicada exclusivamente a la carga de la planta térmica.

En el caso del gas natural de Camisea, en promedio anual en el 2006 se han vendido 103 MMPCD, que corresponden al gas natural seudo seco que se ha ingresado al gasoducto para su transporte a la costa. En promedio se han extraído 484 MMPCD de gas natural húmedo, luego de extraídos los líquidos del gas natural se tiene un volumen de gas natural seco de 440 MMPCD, se utilizan 23 MMPCD como combustible en el campo y planta de fraccionamiento de líquidos, con lo cual 314 MMPCD en promedio se han reinyectado a los reservorios productores. En este caso, el potencial de producción del campo excede ampliamente a la demanda

del mercado interno; adicionalmente existen reservas probadas no desarrolladas por un volumen aun mayor al que está en producción; por lo que la capacidad exportadora del Perú proviene de los campos del Lote 88, Lote 56, con reservas probadas, más el potencial de otras estructuras y formaciones más profundas en estos lotes, y el potencial para almacenar más gas natural y condensados en los lotes circundantes.

La composición del gas natural a la salida de la planta de procesamiento de gas natural, luego de extraídos los líquidos del gas natural, es la que se muestra en la siguiente Tabla 3

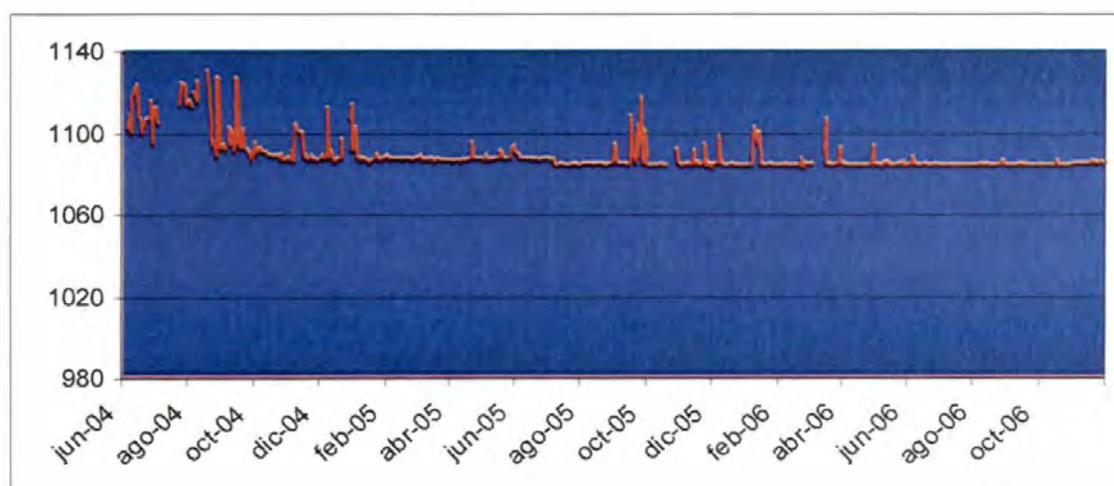
Tabla 3
Composición Porcentual antes de ingreso a gasoducto

	Lote 88 (San Martín)
Metano	88.41
Etano	10.47
Propano	0.1145
Butanos	0
Pentanos	0
C6+	0.0005
Nitrógeno	0.76
CO2	0.27

Como puede apreciarse el gas que ingresa al gasoducto no es perfectamente seco (se requieren porcentajes de Metano de al menos 95%) y tiene un importante porcentaje de Etano, razón por la cual el poder calorífico en promedio es de 1,084 BTU/Pie Cúbico.

El Gráfico 14 muestra los BTUs desde el inicio de las operaciones del gas natural que se transporta a través del gasoducto desde el Lote 88 hasta Lurín, para luego ser transferido al sistema de distribución de gas natural de Lima y Callao. El valor más frecuentemente registrado es de 1,084 BTU/Pie Cúbico.

Gráfico 14 : BTU/PC



Fuente: Elaboración Propia

IV.3 Reservas Probadas de Gas Natural en Lotes 88 y 56

Las reservas probadas y probables de gas natural del Perú, al 01 de enero del 2006, en Trillones de Pies Cubicos (TCF) se resumen a continuación en la Tabla 4:

Lote 88	Tabla 4 : TCF		
	<u>Probadas (P1)</u>	<u>Probables (P2)</u>	<u>Posibles (P3)</u>
San Martín	4.0	-	0.2
Cashiriari	6.4	-	-
Lote 56			
Pagoreni	2.8	-	1.5
Mipaya	0.4	-	0.34
Total	13.6	-	2.0

El área del Lote 88 (Camisea) y Lote 56 (Pagoreni) tendrían el 95 % de las reservas probadas de gas natural del país.

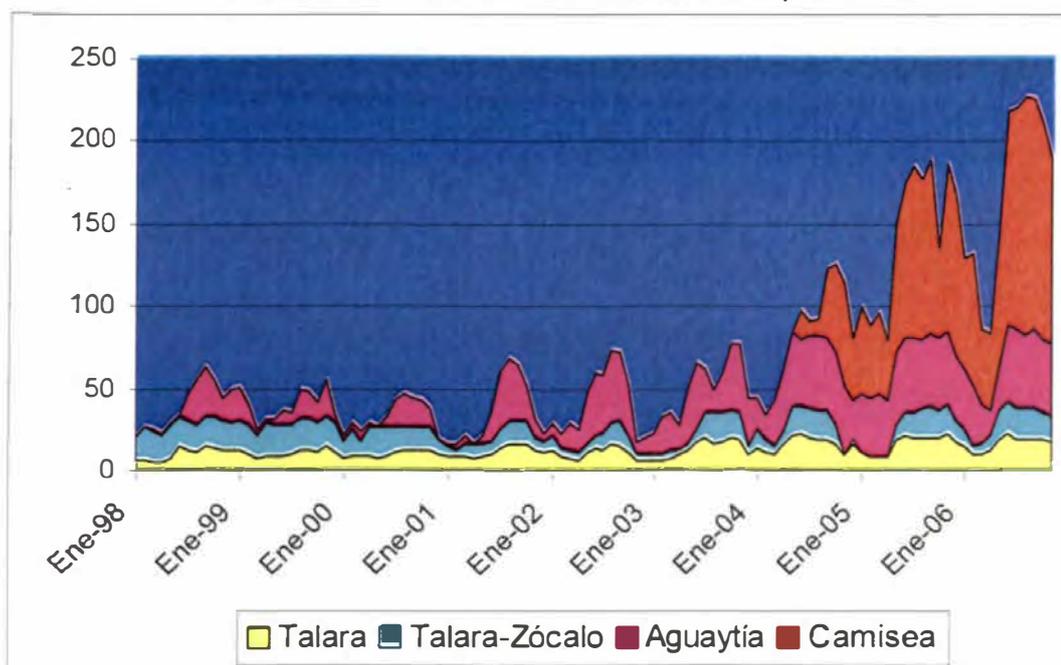
Solo las áreas del Lote 88 y Lote 56, tienen capacidad de exportación basados en la magnitud de sus reservas probadas. Se estima, que el campo de Pagoreni es de magnitud similar al campo productor de San Martín; por lo que se estima que Pagoreni tendría la capacidad de producir alrededor de 514 MMPCD. Con esta cifra, más las de San Martín, y las del futuro desarrollo del Campo de Cashiriari (el más grande campo de hidrocarburos descubierto en el país en toda su historia) es posible considerar a la exportación de gas natural como una alternativa viable, en tanto sus capacidades excedan ampliamente a la demanda de gas natural que se proyecta para el mercado interno en los próximos 20 años.

IV.4 Ventas de Gas Natural en el Perú

Durante toda la década de los 1990's y hasta Mayo del 2004, las ventas de gas natural en el Perú se dirigieron a empresas de generación de energía eléctrica. La mayor parte de la energía eléctrica en el Perú se genera en centrales hidráulicas. En épocas de lluvias abundantes, disminuyen las ventas de gas natural a los generadores eléctricos, porque la generación eléctrica por la vía hidráulica es abundante y de menor costo. En épocas de lluvias escasas, las ventas de gas natural para generación eléctrica se incrementan. Por esta razón se suele calificar a la demanda de gas natural como estacional, disminuye durante los meses de lluvias en la sierra y selva (noviembre a abril).

A partir de inicio de producción del gas natural y LGN del campo de San Martín (Camisea) en Junio del 2004 las ventas de gas natural en el país se incrementan notoriamente en todas las regiones del país y nuevas industrias se suman como consumidores de gas natural. El Gráfico 15 muestra la evolución de las ventas de gas natural entre Enero 1998 y Diciembre del 2006.

Gráfico 15 : Ventas de Gas Natural, MMPCD



Fuente: PERUPETRO, Estadística Petrolera

En promedio en el 2006, las ventas de gas natural de Camisea (103 MMPCD) representan el 60% de las ventas de gas natural en el Perú (171.8 MMPCD).

IV.5 Uso actual del Gas Natural en el Perú

Se ha precisado que el gas natural que se produce en Talara y en Aguaytía se utiliza para generación de energía eléctrica y virtualmente para un solo comprador.

A manera de ejemplo, la Tabla 5 muestra las ventas diversificadas de Camisea en el mes de Octubre del 2006, aunque debe precisarse que un solo comprador, generador eléctrico representó el 63% de las ventas anuales.

Tabla 5

Empresa	Millones de BTU (MMBTU)/Mes	Millones de Pies Cúbicos por día (MMPCD)	Sector
Edegel	2'594,896.2	77.3	Eléctrico
Celima	103,354.8	3.08	Industrial
CSL	65,589.7	1.95	Industrial
Alicorp	59,972.1	1.79	Industrial
Corp. Cerámica	24,861.5	0.74	Industrial
Owens Illinois	47,032.5	1.40	Vidrio
SdeF	70,336.7	2.09	Textil
TGP	36,431.3	1.08	Transporte Gas
GNLC	729,855.6	21.73	Distribuc. Gas
Minsur	49,211.3	1.47	Minera
Aceros Arequipa	68,475.9	2.04	Industrial
Cementos Lima	504,224.8	15.01	Cemento

El inicio de las operaciones de Camisea, ha permitido diversificar los clientes. Aunque la generación eléctrica continua siendo el principal demandante.

En la primera quincena de Diciembre del 2006, se ha inaugurado la primera etapa (Chica I) del proyecto de Generación Eléctrica con capacidad inicial para generar 173 megawatts de energía, lo cual significa una demanda de gas natural entre 40 y 45 MMPCD cuando la planta eléctrica trabaje a su máxima capacidad inicial. En los próximos tres años, la ampliación de esta planta llevará su capacidad de generación a 350 MGW, con lo cual su demanda de gas natural también se duplicaría.

Para el futuro, se hablan de proyectos de Urea Amoniaco. Sin embargo, si los precios del gas natural en los mercados internacionales posibles destinos continúan mayores a los 6.0 US\$/MMBTU, es posible que existan alternativas más favorables de monetización de la producción potencial a mayores precios del que podría pagarse para alimentar a este tipo de plantas en el mercado interno.

Capítulo V

Precios Internacionales del Gas Natural

El alza de los precios del gas natural en los mercados de los principales países consumidores e importadores desde el año 2000, ha hecho posible que los proyectos de exportación de gas natural licuado vuelvan a tener materialidad económica. Para la mayor parte de los países potenciales exportadores de gas natural licuado (GNL), el umbral económico de precios del gas natural en los mercados destino para viabilizar un proyecto de exportación de GNL, se ubica entre los 3.0 y 3.5 US\$/MMBTUs.

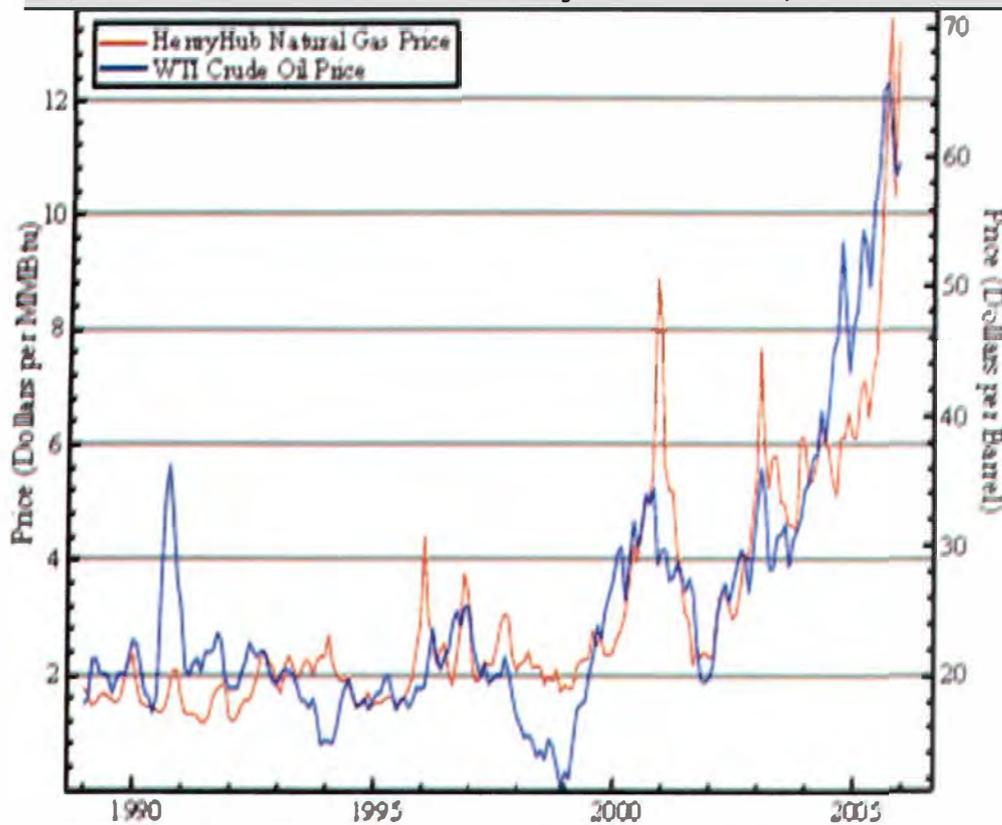
Este no es el caso de Trinidad y Tobago, Indonesia, Malasia, Qatar, como ejemplos que confirmarían la regla, en donde se suele estimar que aun con precios de 2.5 US\$/MMBTUs en los mercados destino, la exportación de GNL continuaría siendo aceptablemente rentable. Esta es la razón por la cual algunos de estos países, iniciaron sus exportaciones de GNL en los 1990s.

V.1 Ciclos de Precios del Petróleo y el Gas Natural

La experiencia del periodo de auge de los precios del petróleo entre 1973-1985, muestra un ciclo de auge de similar magnitud en los precios del gas natural, en el mercado de los Estados Unidos de América (EUA). En 1986, se derrumbaron simultáneamente los precios del petróleo y del gas natural, en todos los mercados mundiales.

El Gráfico 16 muestra la evolución de los precios del petróleo West Texas Intermediate (WTI), referencia mundial para la valorización de otros petróleos, y los precios del gas natural en el principal centro de comercio de los EUA, el Henry Hub Market, que también gradualmente se está constituyendo como el mercado en el cual se fijan los precios de referencia para el gas natural comercializado específicamente para la valorización del gas natural en el punto de destino de las exportaciones.

Gráfico 16: Precios del Petróleo y Gas Natural, US\$/MMBTU



Fuente: EIA, Short Term Energy Outlook 2006

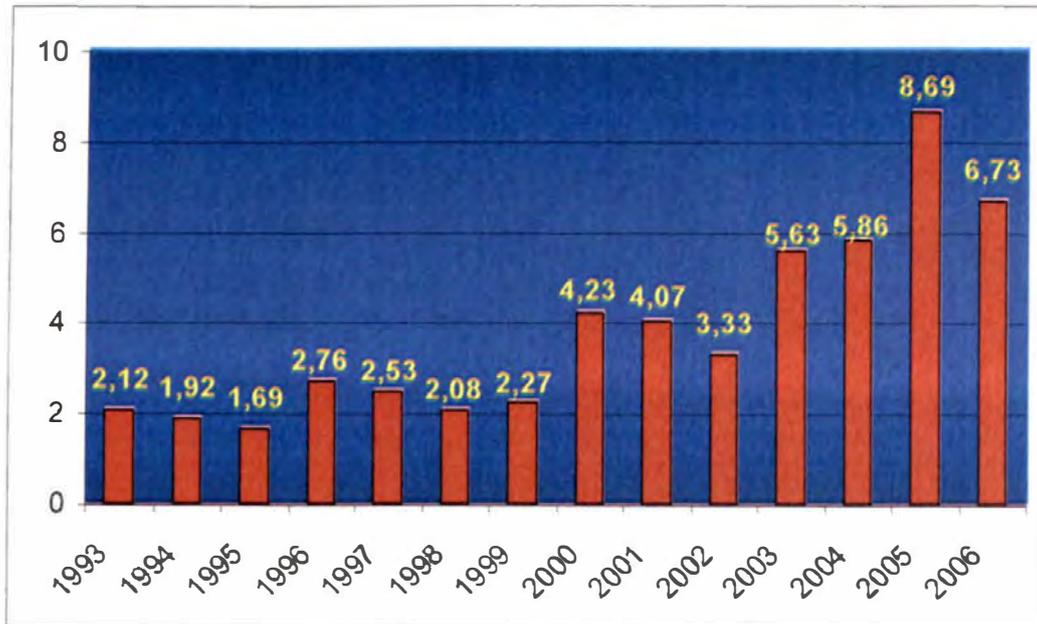
V.2 Precios del Gas Natural en los Estados Unidos de América

Tradicionalmente el mercado en el que todos miran los precios es el de los Estados Unidos de América. En este mercado, el más grande del mundo, aunque existen cerca de una docena de hubs (grandes centros de comercio) donde se comercia gas natural a gran escala, el gran mercado de referencia se ubica en el Estado de Lousiana, contiguo a la Planta de Procesamiento de Gas de Henry, por lo cual se le denomina el Henry Hub Market (HHM).

Durante la década de los noventas, la cotización del gas natural en el HHM, se ubicó alrededor de los 2.2 US\$/MMBTs, y entre 1995-1999 alrededor de los 2.4 US\$/MMBTUs. En el 2000, se produjo la crisis energética en el Estado de California, que llevó los precios, en este Estado, incluso por encima de los 10.0 US\$/MMBTUs. Esta crisis, se reflejó en el HHM que en el año 2000 promedió los 4.23 US\$/MMBTUs. Lo más resaltante, es que desde el año 2003, la menor cotización promedio anual fue de 5.63 US\$/MMBTUs.

En el Gráfico 17 adjunto, se presenta la evolución de los precios del gas natural, en US\$/MMBTUs, en el Henry Hub Market (HHM) desde el año 1993 hasta el 2006.

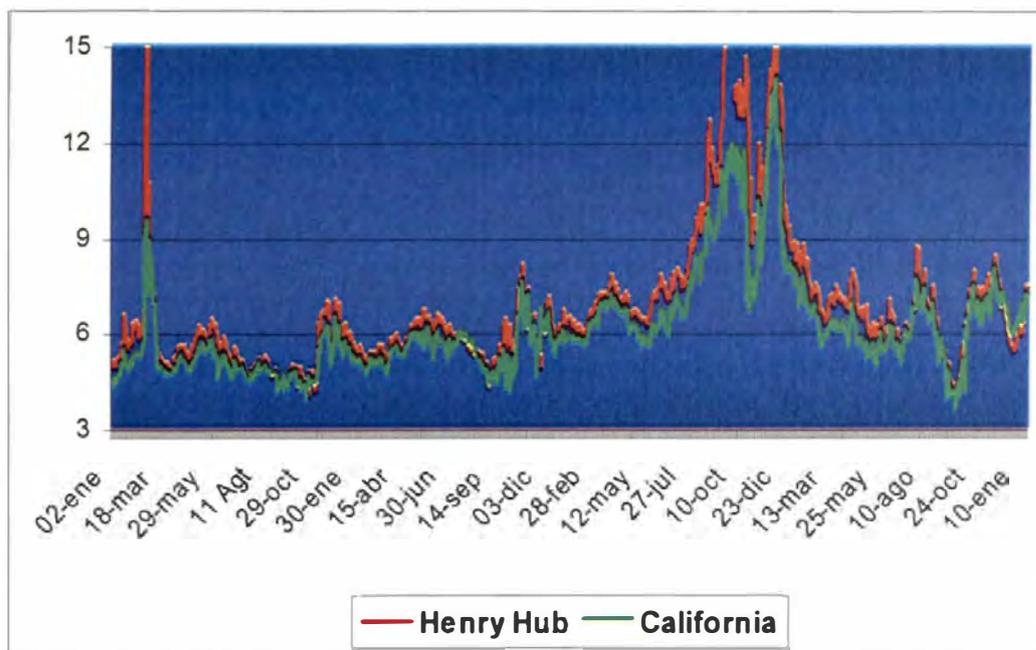
Gráfico 17 : US\$/MMBTU



Fuente: Energy Information Administration, Elaboración Propia

La fortaleza de los precios del gas natural en el HHM, en los últimos cuatro años, se confirma en el Gráfico 18 donde se muestran las cotizaciones diarias desde el 1 de Enero del 2003 hasta el 24 de Enero del 2007.

Gráfico 18 : US\$/MMBTU



Fuente: EIA, Weekly Natural Gas Prices

Adicionalmente se muestran, las cotizaciones del gas natural en el Sur de California, contiguo a México. Como puede apreciarse, los precios del gas

natural en el HHM, han sido extraordinariamente volátiles, más aun que los precios del petróleo, y suelen elevarse en el invierno en los EUA (noviembre a marzo).

V.3 Precios del Gas Natural en los más importantes Mercados de Consumo

El segundo consumidor mundial de gas natural es el Japón, como la producción interna es mínima, prácticamente la totalidad del consumo es satisfecha con importaciones de gas natural licuado (GNL), que se iniciaron a fines de los 1960's.

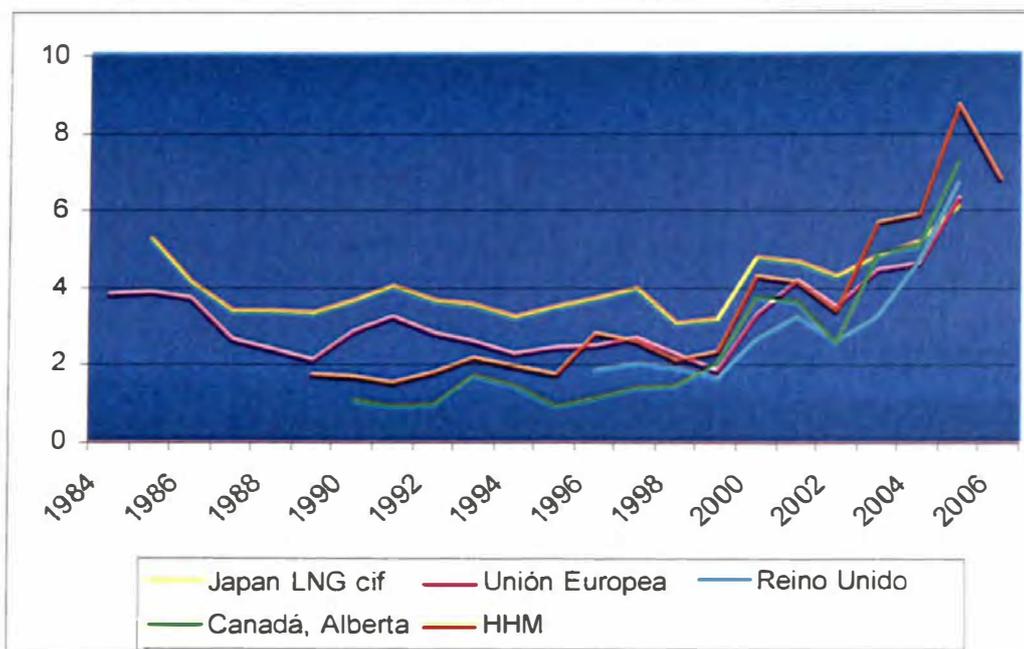
La única manera de acceder al mercado japonés con importaciones de gas natural es vía el GNL. Entre 1970 y 1998, el Japón disponía de entre dos y tres proveedores de GNL, es decir la oferta de GNL no era diversificada, por lo que los precios del gas natural en este país, que por otra parte estaba más interesado en la garantía del suministro por lo que también buscaba que rentabilizar la operación del exportador, eran mayores que los precios en el HHM.

Desde el año 2000 el número de proveedores posibles de alcanzar el mercado japonés creció constantemente, con lo cual la brecha de precios con el HHM se fue reduciendo. Con la entrada en funciones de más plantas de licuefacción y con la adición de nuevos trenes de procesamiento en las plantas ya existentes, la oferta global de GNL creció; gradualmente el mercado del GNL en el Japón ha pasado de un mercado de vendedores a un mercado de compradores (mayor poder de negociación para fijar los precios por parte de los países importadores). Consecuentemente, desde el año 2004, los precios del gas natural en el Japón son menores que en el HHM, y son más estables porque se fijan con relación a una serie de combustibles sustitutos, incluso la energía nuclear.

Los países de la Comunidad Europea importadores de gas natural pagaron más por el gas natural que su correspondiente valorización en los EUA en el HHM, durante la mayor parte de la década de los 1990's, por las mismas razones que en el caso del Japón, aunque los precios se ubicaron como menores a los vigentes en el mercado del Japón pero mayores a las cotizaciones en el HHM.

En el Gráfico 19 se muestran las cotizaciones del gas natural, en dólares por millón de BTU's en los más importantes mercados del mundo, incluidos los precios en el HHM,

Gráfico 19 : Cotizaciones del Gas Natural, US\$/MMBTU



Puede apreciarse que en los últimos años hay una natural convergencia de precios hacia los precios del gas natural en el HHM; por lo que es predecible que los precios en el HHM sean la referencia global para el comercio futuro de GNL.

El caso de México, nuevo mercado para el GNL, es ilustrativo por que al formar este país parte del Acuerdo Comercial de Libre Comercio con los EUA y Canadá, ha adoptado los precios del gas natural con referencia a los precios del gas natural en el HHM tanto para la valorización en cabeza de pozo como para las importaciones de GNL que se iniciaron en el mes de Agosto del 2006.

V.4 Precios del Gas Natural en América del Sur

En América del Sur, Bolivia, que incrementó sus precios en cabeza de pozo, para sus exportaciones de gas natural vía gasoductos, busca que elevar estos precios a niveles de alrededor de 4.0 US\$/MMBTUs, factor que sumado al costo del transporte haría que los precios del gas natural lleguen en el caso de Brasil en un rango entre los 5.0 y 6.0 US\$/MMBTUs, es decir cada vez más cercanos a los precios en el HHM.

En el caso de las exportaciones de gas natural de Bolivia hacia Argentina, a partir del 1 de enero del 2007, el nuevo acuerdo es que el precio de venta del gas natural en la frontera será de 5.0 US\$/MMBTU. También en este caso, se observa que gradualmente los precios para el comercio internacional de gas natural en la región convergen hacia los precios en el HHM.

Aunque aun no hay acuerdo para el reajuste de los precios de venta del gas natural que Bolivia exporta al Brasil, la referencia sería el acuerdo con Argentina.

En el caso de Chile, en este país se tenía la esperanza que los precios del GNL en el punto de ingreso a su futura planta de regasificación lleguen al mismo nivel que sus importaciones desde Argentina. Sin embargo, luego de la selección del operador de la planta de regasificación, en este año, es cada vez más claro que sus importaciones futuras de GNL estarían ingresando a la planta de regasificación a precios similares a los del HHM, al cual ahora se refieren como la referencia internacional.

La Tabla 6 resume los precios del gas natural en city gate (lugar de transferencia de custodia a distribuidores mayoristas) en los principales países de la región.

Tabla 6

	US\$/MMBTU
Brasil - Bolivia	$3.70 + 1.80 = 5.50$
Brasil - Nacional	$+ 4.0$
Venezuela	$0.8 - 1.0$
Argentina - Bolivia	5.0
Argentina Nacional	$1.0 - 1.5$

Fuente: ABRACE, Gas Summit, Latin America 2006

Las exportaciones de Bolivia a Argentina a partir del 1 de Enero del 2007 se venden a 5.0 US\$/MMBTU, por lo que en el city gate argentino serían algo mayores.

El precio promedio en City Gate en Perú es de 2.8 US\$/MMBTU

V.5 Precios del Gas Natural en el Perú

El Perú se ubica dentro de los países de menor uso intensivo de gas natural a nivel mundial y a nivel de la región de América del Sur.

Por esta razón es mejor conceptualizar al mercado del gas natural en el Perú como en un proceso transicional hacia su desarrollo.

A nivel de la costa norte existen varios productores y un solo comprador (la Empresa Eléctrica de Piura) y un vendedor que vende gas natural a una afiliada. La oferta de gas natural excede a la demanda, por lo que el mercado es de compradores.

El gas natural en el Perú, mayoritariamente se vende al precio realizado (acuerdo de compra venta entre productor y comprador)

Para los productores de la costa norte (Talara) el precio del gas natural se establece en un punto de ingreso contiguo a la planta procesamiento de gas natural del comprador, donde se extraen los líquidos del gas natural asociado. El virtual comprador único tiene un mayor poder de negociación, principalmente con los productores menores.

El gas natural no asociado de Sechura, se vende a la industria pesquera, como este gas natural no tiene sustituto para el comprador, este está dispuesto a pagar un precio bastante superior al de las otras áreas. Sin embargo, este gas natural representa menos del 1% del gas natural que se vende en el país.

En la Tabla 7 se muestran los precios promedio, a noviembre del 2006, en cabeza de pozo de todos los lotes que venden gas natural en el Perú.

Tabla 7

	US\$/MMBTU
Piura (Costa Norte)	
Lote I	1.15
Lote VI	2.0
Lote X	2.73
Lote Z-2B	4.58
Lote XIII	7.35
Ucayali	
Lote 31C (Aguaytía)	3.23
Cusco	
Lote 88 (Camisea)	1.49

En el caso del Lote 88, el gas natural en cabeza de pozo se vende a una empresa de generación eléctrica a un precios promedio de 1.24 US\$/MMBTU, y a las empresas industriales a 1.90 US\$/MMBTU.

V.6 Precios del Gas Natural y Petroquímica

Dentro de los usos del gas natural en los países con grandes reservas, el desarrollo de la petroquímica suele ser uno de las alternativas para la monetización de las reservas y para darle valor agregado al uso del gas natural. Se utilizará el ejemplo del desarrollo de la industria del gas natural en Trinidad y Tobago para extraer algunas conclusiones.

Luego de los grandes descubrimientos de gas natural costa afuera de Trinidad y Tobago, entre los años 1995 y 1996, este país formuló su Plan Maestro del gas natural para diversificar su uso. Al uso del gas natural para la generación de energía eléctrica se agregó la petroquímica la cual consideraba la construcción de plantas de Metanol, Urea y Amoniaco, y la exportación de GNL a los EUA. En principio el sector petroquímico fue el

elemento clave para la monetización y desarrollo de las grandes reservas de gas natural.

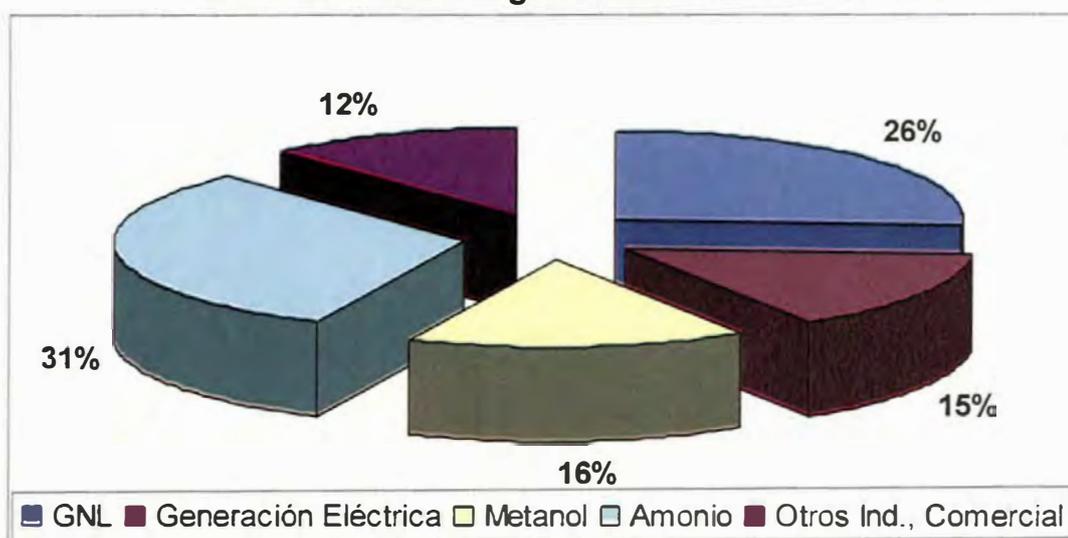
Se construyeron las siguientes plantas petroquímicas, utilizando el gas natural como insumo:

- 9 Plantas de Amonio
- 1 Planta de Urea
- 5 Plantas de Metanol, con las cuales Trinidad y Tobago tiene la mayor capacidad mundial de exportación.

En todas estas plantas el Estado tiene participación del 100% o 51% en la propiedad. Entre los años 1995 y 1999 los precios del gas natural en el HHM, referente mundial, promediaron los 2.4 US\$/MMBTU; con estos precios el sector petroquímico era clave para monetizar las reservas de gas natural.

En 1999, año en que se inició la exportación de GNL a los EUA, la distribución porcentual del uso del gas natural en Trinidad y Tobago es la que se muestra en el Grafico

Gráfico 20 : Uso del gas natural en T&T en 1999



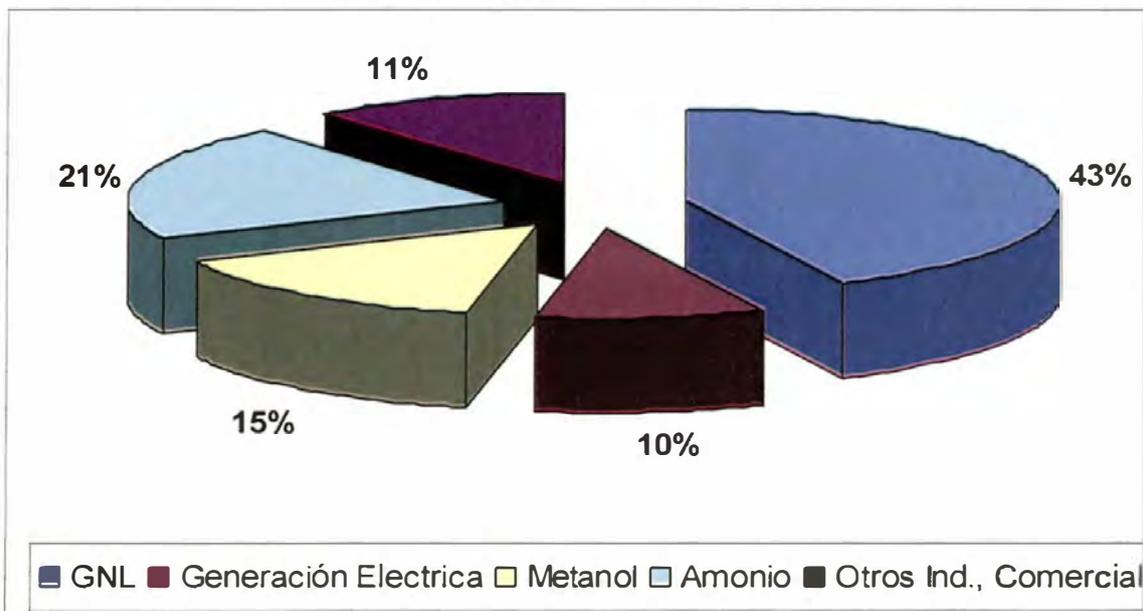
Fuente: Methanol Holdings (Trinidad) Limited

A partir del año 2000 se inicia el incremento de los precios del gas natural, especialmente en los EUA, el mercado al cual se dirigía la exportación de GNL, precios crecieron 86% en el año 2000 respecto de 1999. Trinidad y Tobago se convierte en el principal socio comercial de GNL específicamente para la Costa Este de los EUA. La prioridad de producción y uso de Trinidad se desplaza al GNL. Se decide triplicar la capacidad de exportación de GNL de Trinidad, con la construcción de dos nuevos trenes de licuefacción de gas natural, uno en el 2002 y otro en el 2003.

Con los mayores costos del insumo básico, los costos de la industria petroquímica se incrementan, disminuyen las ventas y la rentabilidad del sector.

El Gráfico 21 muestra el cambio en el uso del gas natural en el 2002, y el ascenso del GNL que alcanza una participación del 43% y el descenso relativo de los otros sectores, incluido el petroquímico.

Gráfico 21 : Uso del gas natural en T&T en el 2002

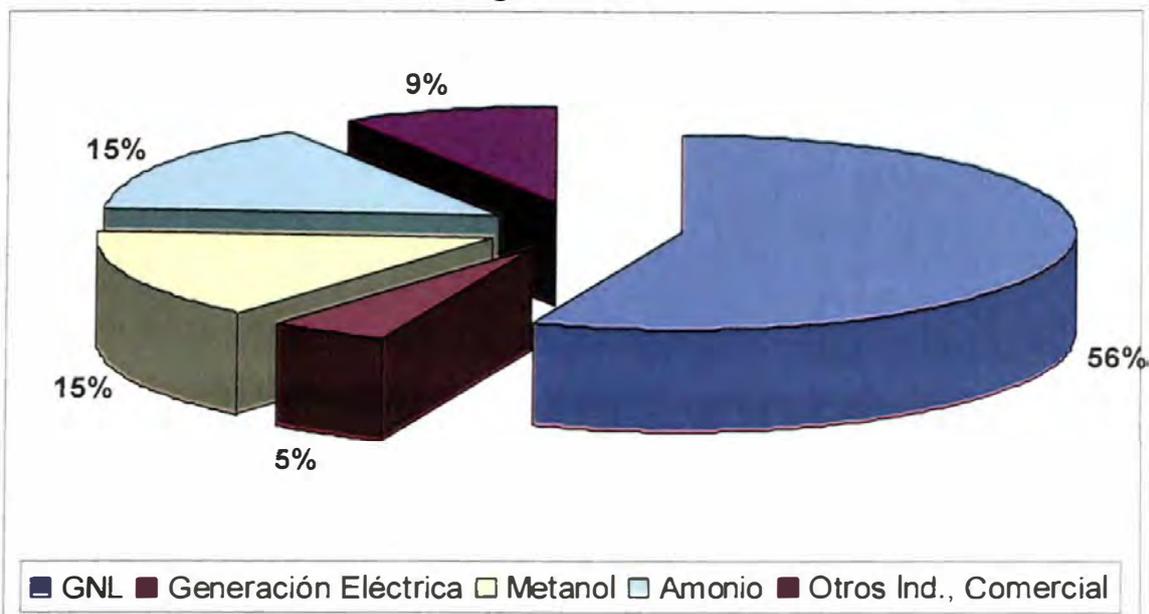


Fuente: Methanol Holdings (Trinidad) Limited

Para el año 2006, estimulados por la fortaleza de los altos precios del gas natural se construyó el cuarto tren de licuefacción que ingresó en funciones a fines del 2005.

La participación del GNL en Trinidad y Tobago subió a 56 % tal como se muestra en el Gráfico 22.

Gráfico 22 : Uso del gas natural en T&T en el 2006



Fuente: Methanol Holdings (Trinidad) Limited

Lo que muestran claramente estos gráficos, es que en un escenario de altos precios del gas natural, como el actual, el cual se prevé que continúe por encima de los 6.0 US\$/MMBTU en el futuro, la alternativa de exportar GNL es más rentable para los productores que la de vender gas natural como materia prima para la petroquímica en plantas orientadas a la exportación.

Actualmente con los altos precios del gas natural son rentables plantas petroquímicas en Argentina, Trinidad y Tobago, Brasil y Chile, por ejemplo, porque los precios del gas natural en estos países se sitúan bastante por debajo de los precios en el HHM. Esto último, por ejemplo ha causado, que la mayor parte de las plantas de Metanol no sean rentables en los EUA, por lo cual este país importa mayoritariamente Metanol desde Trinidad y Tobago.

En general, por ejemplo, una Planta moderna de Amoniaco de escala mundial, consume entre 50 y 70 MMPCD, por lo que se puede afirmar que en este caso no es intensivo el uso del gas natural. Las reservas probadas de gas natural más el potencial adicional por descubrir en Camisea, lote 56, y lotes circundantes, pueden perfectamente abastecer la demanda interna proyectada de gas natural, la de un moderno complejo petroquímico, y la exportación de GNL.

Capítulo VI

Comercio Mundial de Gas Natural

En 1960 se inició el comercio de gas natural entre los Estados Unidos de América (EUA) y el Canadá. Por aquel entonces era recíproco, por que tanto los EUA como el Canadá eran autosuficientes en cuanto al abastecimiento de gas natural. Sin embargo, dentro de cada país, existían regiones carentes de hidrocarburos como la Costa Este de los dos países y el Medio Oeste superior de los EUA. La provincia de Alberta, en el Oeste del Canadá, el mayor productor del país, geográficamente más cercana de los estados de Washington y Oregón en los EUA, que las provincias del Este del Canadá, atendía la demanda de estos Estados. La Costa Este del Canadá podría ser atendida por los Estados de Oklahoma, Texas, Kansas, más cercanos que Alberta.

VI.1 Comercio por Gasoductos Global

Tradicionalmente, Europa ha sido el continente más dependiente de importaciones de gas natural para satisfacer su demanda de energía. A pesar que en Holanda, en 1959 se descubrió el gran campo de gas natural de Groningen (reservas iniciales 85 TCF) y de los descubrimientos en los 1970's y 1980's en el Mar del Norte, sector del Reino Unido y Noruega, el continente a continuado dependiendo en gran medida de importaciones desde Rusia.

El Reino Unido mantuvo su autosuficiencia con producción interna de gas natural, hasta mediados del 2005 y ahora ha vuelto a emerger como un importador creciente en el futuro.

Países como España, dependen de importaciones desde Algeria, país que le suministra el 50% de su consumo de gas natural.

El Gráfico 23 muestra la gran red de gasoductos que une a los países exportadores dentro del continente: Rusia es el exportador por excelencia, Noruega y Holanda son importantes exportadores para países como Alemania, Suecia, Finlandia, Bélgica.

Gráfico 23 : Red de Gasoductos en Europa



En América del Norte, los EUA satisfacen un 15% de su demanda de gas natural con importaciones desde el Canadá. México es otro gran importador desde el Sur de Texas.

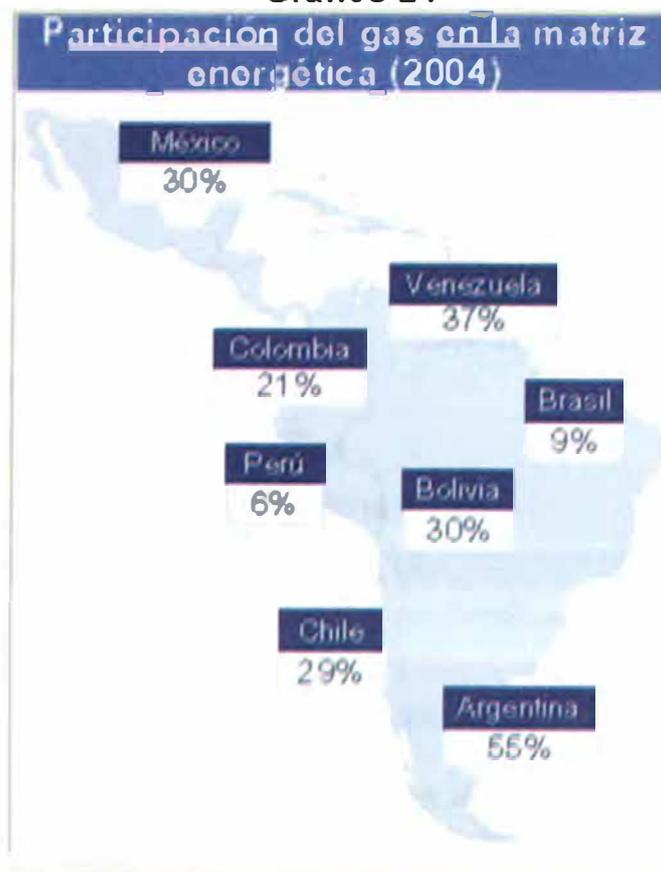
VI.2 Comercio en Gas Natural en América del Sur

Como región, América del Sur tiene capacidad de exportación de gas natural y petróleo, hacia mercados extra regionales. Existe sin embargo un uso marcadamente secundario del gas natural en alguno de los países dotados de grandes reservas de gas natural, como es el caso del Perú.

En el Brasil con reservas probadas de magnitud similar a la del Perú, el gran crecimiento de su consumo en los últimos años y el que se proyecta para los próximos, lo califican como un importador neto permanente.

El Gráfico 24 muestra la participación del gas natural en la matriz energética de los países más representativos de Latinoamérica.

Gráfico 24



Fuente: Olade

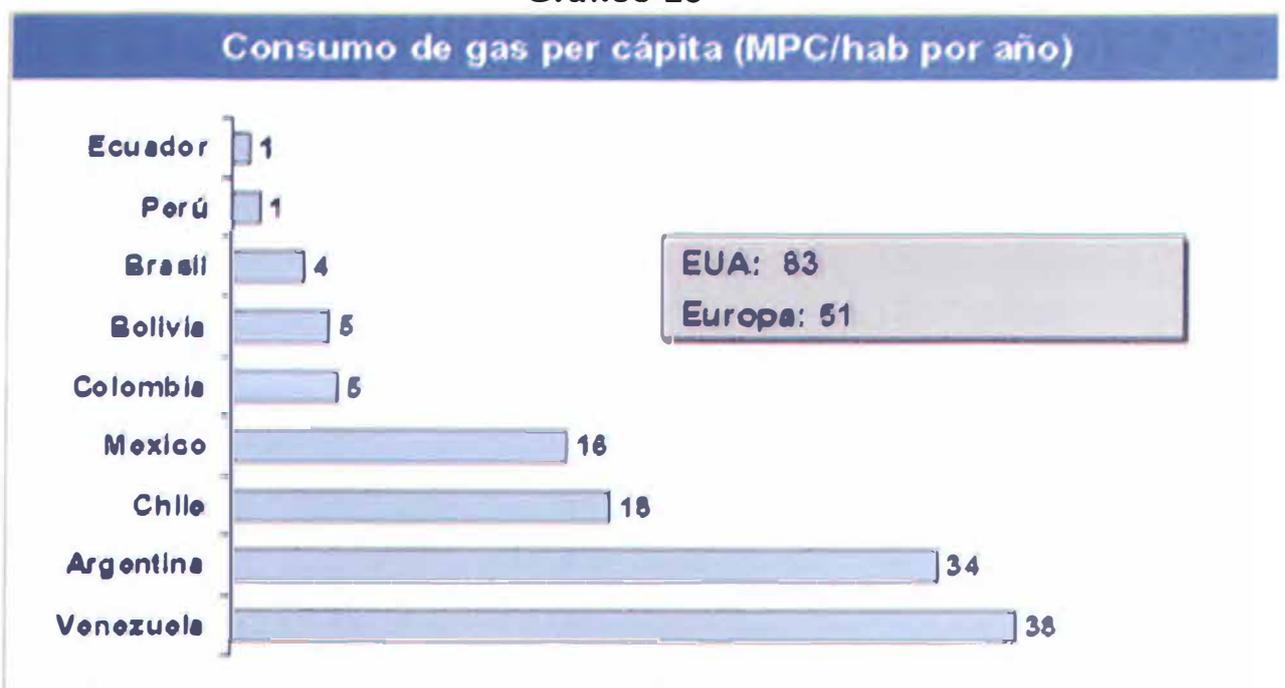
Argentina, cuyo consumo de gas natural se ha incrementado en 7.4% en el 2005 (BP Statistical Review of World Energy) por los bajos precios del gas natural en el mercado interno, es el único país en el que el gas natural tiene una participación mayor a la del petróleo.

Venezuela, el país con las mayores reservas de gas natural en América del Sur, en donde los precios del gas natural para los usuarios son aun menores que en la Argentina, tuvo un crecimiento de su consumo de gas natural de 3.2% en el 2005. Sin embargo, la participación del gas natural potencialmente puede incrementarse en este país de impulsarse el consumo del gas natural vehicular.

Brasil y Perú, son los países en los que puede proyectarse un crecimiento de la participación del gas natural en la matriz energética.

El Grafico 25 muestra que el consumo de gas natural por habitante en el Perú y en el Brasil, en el 2004, se ubicaba entre los más bajos de América del Sur.

Gráfico 25



Fuente: Natural gas trade perspective in Latin America – OLADE, Análisis ADL Año 2004

Argentina fue el primer país de la región en desarrollar sus reservas de gas natural con infraestructura de producción y transporte por gasoductos a gran escala desde 1949, y tras conectar sus reservas de gas natural en el Norte, Sur, y Oeste del país con Buenos Aires, construyó gasoductos que cruzaron los Andes hacia las zonas Norte y Centro de Chile entre 1995 y 1997. Sin embargo, desde 1976 hubo comercio de gas natural entre las zonas australes en el Sur de Chile y Argentina.

Argentina ha sido el motor de los flujos de gas natural transfronterizos de la región y de ella han dependido principalmente Chile, Uruguay, y el Sur del Brasil.

En los últimos años ha quedado patentado que Argentina tiene problemas para cumplir con los suministros concertados para exportar gas natural a Chile, porque primero debe satisfacer la demanda interna, lo que ha provocado la crisis de la energía en Chile, que a raíz de estos contratos incrementó sustantivamente sus consumos de gas natural a través de importaciones. Más aún, Argentina esta importando a crecientes precios crecientes volúmenes de gas natural en su frontera norte con Bolivia., por lo que a largo plazo será difícil que se sustente como exportador neto.

Bolivia, se convirtió en el segundo país con mayores reservas de gas natural en América del sur, luego de Venezuela a fines de la década de los 1990's. Con la culminación del Gasoducto Santa Cruz, Río de Janeiro, San Pablo, se iniciaron las exportaciones al Brasil, las cuales también han estado sujetas a frecuentes tensiones, en un principio por la lentitud de Brasil por incrementar sus importaciones de gas natural más allá de los

volúmenes contractualmente pactados, e incluso algunos retrasos, y luego más recientemente por las frecuentes demandas de parte de Bolivia por incrementar los precios en cabeza de pozo del gas natural para la exportación.

Hasta la fecha, todo este comercio de gas natural se ha realizado por la vía del transporte convencional de gas natural, es decir utilizando gasoductos.

El Gráfico 26 resume el comercio actual de gas natural en la región

Gráfico 26 : Comercio Actual de Gas Natural



A futuro es seguro que el comercio transfronterizo se incrementará. Chile, busca nuevas fuentes de gas natural alternativas a su dependencia exclusiva actual de Argentina. A pesar de un gran descubrimiento de gas natural en la Cuenca de Santos, en los próximos cinco años el consumo de gas natural del Brasil está previsto que se duplique respecto al 2005 (consumo de gas natural creció 20.3% en el 2005, por lo que también es posible que diversifique sus importaciones desde diferentes países.

El Gráfico 27 muestra las perspectivas de futuros proyectos de mayor integración energética de América del Sur con el gas natural, incluyéndose el comercio convencional a través de gasoductos y la exportación extra región futura con medios de transporte no convencionales.

Gráfico 27 : Comercio Futuro de Gas Natural



Por ubicación geográfica es evidente que las futuras necesidades de importación de gas natural de Colombia serían satisfechas por Venezuela. Centro América, aunque pequeño como mercado, también podría ser abastecido con gas natural desde Venezuela.

Asimismo la demanda futura de gas natural del Nordeste brasileño, como alternativa a importar solo desde Bolivia, puede ser abastecido competitivamente desde Trinidad y Tobago utilizando el sistema de transporte no convencional, e incluso de los campos de gas natural descubiertos costa afuera de Venezuela que son vecinos a Trinidad y Tobago.

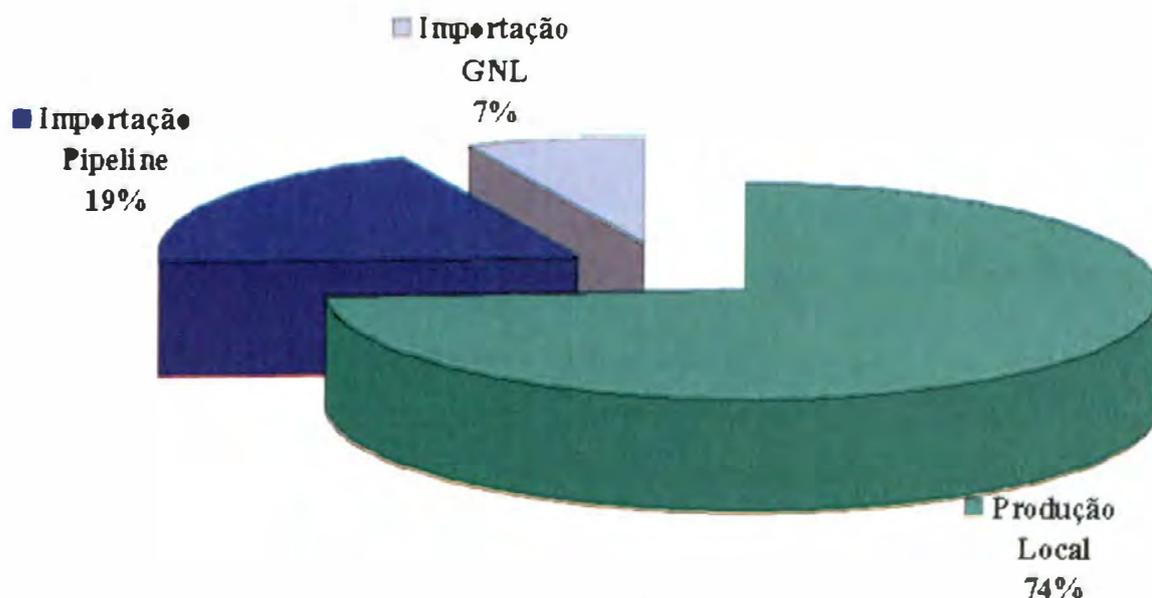
VI.3 Comercio Global de Gas Natural Licuado

A nivel mundial, el comercio entre países de gas natural representa el 26.2% del consumo mundial en el 2005.

En el año 2005, se comercializaron 266,025.3 MMPCD (97.1 TCF). El comercio entre países utilizando gasoductos fue de un volumen de 51,524 MMPCD (18.81 TCF) y el comercio entre países utilizando gas natural licuefactado GNL fue de 18,257.7 MMPCD (6.66 TCF) y el consumo interno de la producción interna fue de 196,208.3 MMPCD (71.62 TCF).

El Gráfico 28 muestra la distribución porcentual del consumo mundial de gas natural de acuerdo a la clasificación anterior.

Gráfico 28
Comercio Mundial de Gas Natural



Fuente: 2006 BP Statistical Review of World Energy

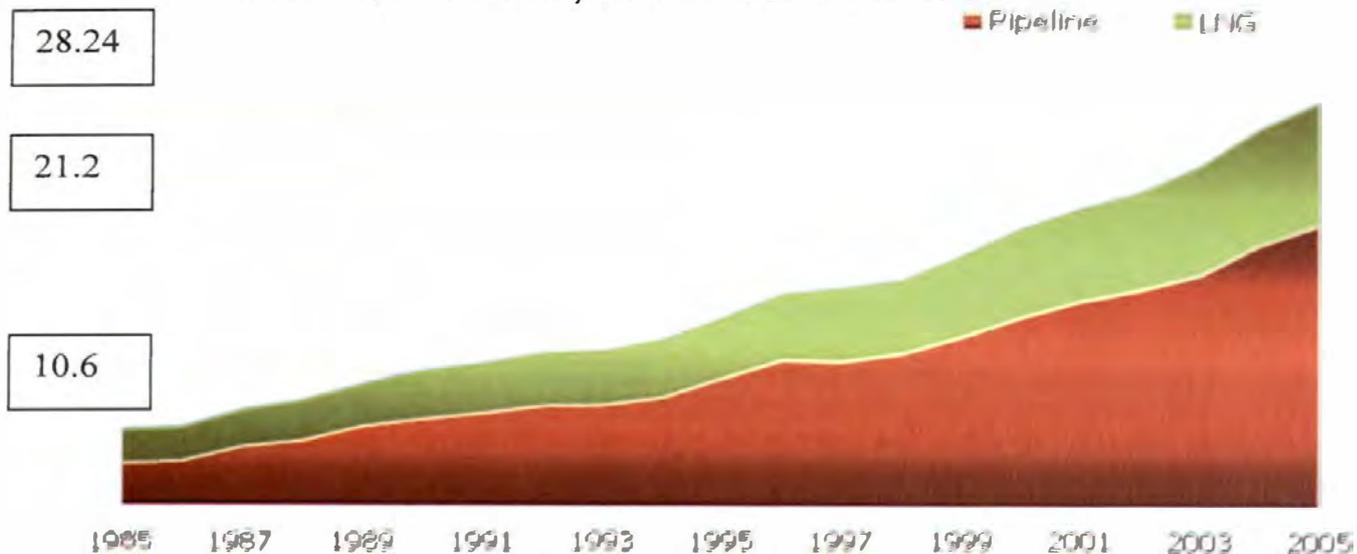
El comercio de GNL, no es nuevo pues tiene más de 40 años desde que se efectuó la primera transacción comercial en 1964. Experimentalmente se había exportado GNL desde el año 1959.

Después de la gran caída de precios del petróleo y del gas natural en 1986, se cerraron las cuatro plantas de regasificación de la Costa Este de los EUA y del Golfo de México. Japón, Corea del Sur, y algunos países europeos, mantuvieron el comercio de GNL, porque carecían de combustibles sustitutos y porque desde 1986 hasta 1999 los precios del gas natural en estos mercados eran mayores que los precios del gas natural en el HHM, lo cual permitía rentabilizar el GNL de los países exportadores (Argelia, Indonesia, Malasia, etc.).

Lo que si es importante es el creciente protagonismo que ha tenido el comercio de GNL en los últimos años.

En el Gráfico 29 se muestra el comercio mundial de GNL, el cual crece a tasas porcentuales mayores que el comercio utilizando gasoductos.

Gráfico 29
Comercio Mundial, Trillones de Pies Cúbicos



Fuente: BP Statistical Review of World Energy. June 2006

Después del gran descenso de los precios del petróleo y del gas natural del año 1986, el comercio entre países de GNL se estancó, manteniéndose como exportadores casi exclusivos el Japón, Corea del Sur, y Francia, que para asegurar su abastecimiento interno pagaron precios por el GNL mayores a los vigentes para el gas natural en los EUA.

VI.4 Comercio de GNL entre países

A Noviembre del 2006 se tenían 13 países exportadores de GNL con un total de 31 plantas de licuefacción y 16 países importadores con un total de 53 terminales de regasificación.

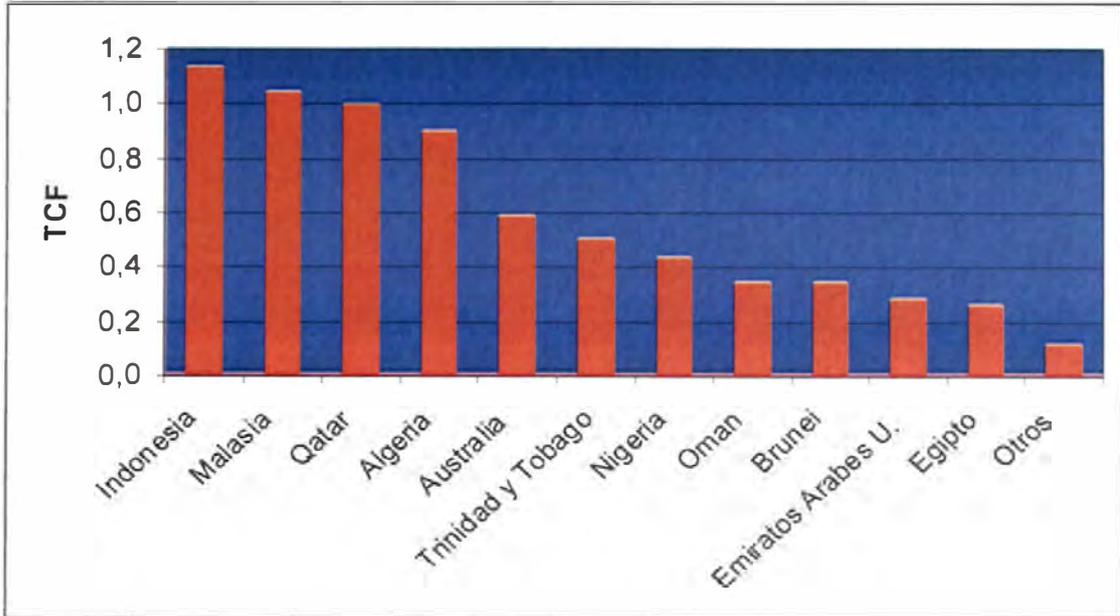
En el 2006 entraron en funciones tres nuevas plantas de licuefacción en Trinidad y Tobago (Tren 4), Qatar, y costa afuera en el Mar del Norte de Noruega.

También en el 2006 entraron en funciones los terminales de regasificación de Altamira en México, y de Valencia en España. México se convirtió en el más nuevo importador de GNL cuando en Agosto del 2006 llegó el primer cargamento de GNL a la nueva planta de Altamira en la Costa Atlántica.

En el 2006, en base a un gran incremento de sus exportaciones de GNL al Asia, Qatar se ha convertido en el más grande exportador, y con seguridad consolidará aun más esta posición en los próximos años.

En el Gráfico 30 se muestran a los principales países exportadores de GNL en el 2005.

Gráfico 30 : Países Exportadores de GNL

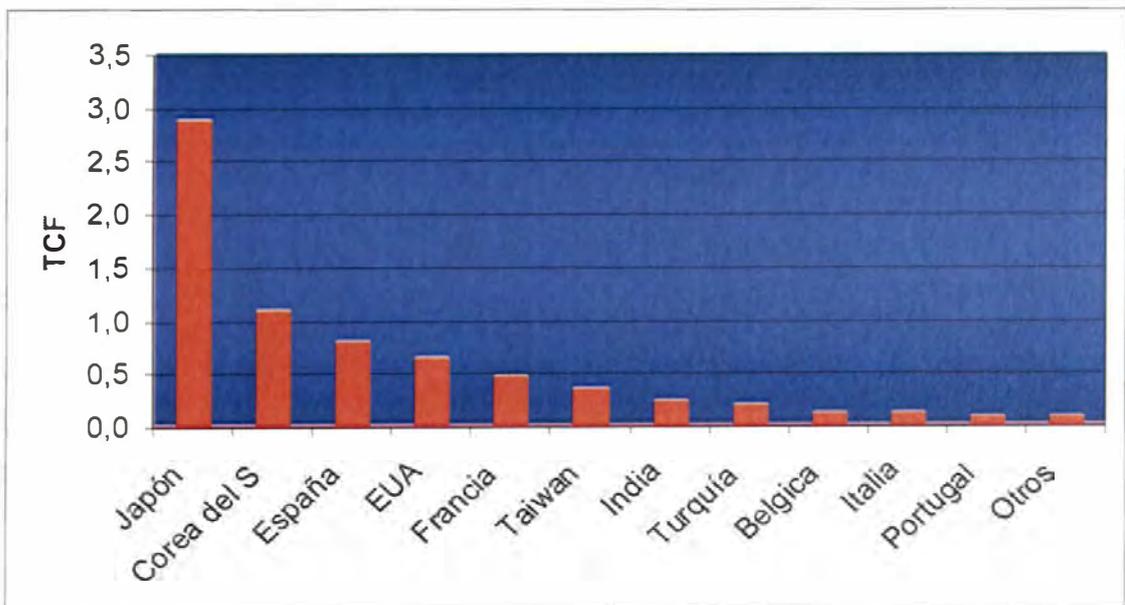


Fuente: 2006 BP Statistical Energy Review of World Energy

En el Gráfico 31 se muestran los principales países importadores. Se aprecia que la importación está más concentrada que las exportaciones, pues un solo país, el Japón, representa el 41,86% (2,86 TCF) de las importaciones mundiales de GNL (6,83 TCF).

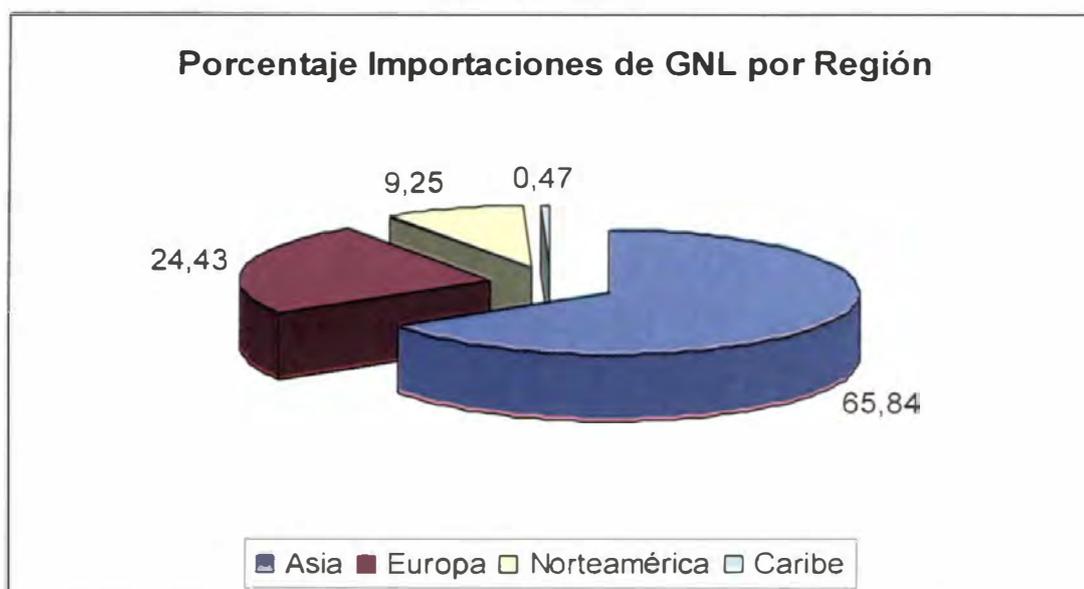
Asimismo se destaca la aparición de la India como importador.

Gráfico 31 : Países Importadores de GNL



A nivel de regiones, en el 2005, Asia representó el 65.84% (4.495 TCF) de las importaciones de GNL, tal como se muestra en el Gráfico 32

Gráfico 32



Naturalmente las importaciones de Asia provienen de los países productores más cercanos dentro del mismo continente. Desde la perspectiva de los importadores, la fuente de suministro más cercana es la más segura; desde la perspectiva de los países exportadores el mercado más cercano es el más favorable por el ahorro en los costos de transporte, que da lugar a un mayor precio a la salida de la planta de licuefacción y a un mayor precio en cabeza de pozo, entre otros.

El incremento del comercio de GNL en los últimos 10 años se ha efectuado en paralelo con la apertura de nuevas plantas de licuefacción, nuevas de regasificación, incremento de la flota de barcos metaleros para el transporte, con los cuales se completa la cadena que hace posible el comercio de gas natural a grandes distancias por la vía marítima.

Los Anexos I y II muestran el total de las plantas de licuefacción y de las plantas de regasificación de GNL que están en funciones a Noviembre del 2006, incluyéndose las que ha entrado en funciones en el 2006.

Capítulo VII Gas Natural Licuado

VII.1 Antecedentes

El proceso de refrigeración de gases fue desarrollado en el siglo XIX basado en los trabajos científicos de Michael Faraday. Aunque el uso del término GNL o por sus siglas en Inglés LNG, se ha vuelto cada vez más frecuente desde el año 1999, la tecnología de licuefacción del gas natural se inicia en 1914 con el otorgamiento de la primera patente para el manejo y transporte de GNL en los Estados Unidos de América.

La cronología del desarrollo del GNL es muy extensa y puede resumirse:

1959: Primer cargamento comercial experimental de GNL desde Estados Unidos de América al Reino Unido.

1964 : Primera exportación de GNL desde Algeria al Reino Unido.

1969 : EUA exporta GNL desde Alaska al Japón.

1971 : Se inaugura la primera planta de regasificación en los EUA (Everett, Boston, Massachussets).

1986 : Gran caída de precios del gas natural da origen al cierre de las cuatro plantas de regasificación de los EUA.

1988 : Se reabren 2 plantas de regasificación en los EUA, trabajan a limitada capacidad.

1999: Se inaugura primera planta de licuefacción en Trinidad y Tobago. Primer cargamento con destino a Planta de Regasificación de Everett.

2001-2003: Se reabren dos plantas de regasificación en los EUA que estuvieron cerradas desde 1986.

VII.2 Caracterización del GNL

El gas natural licuado (GNL) es gas natural en estado líquido, principalmente Metano con pequeñas cantidades de Etano y Propano. Se condensa como fase líquida cuando se enfría a temperaturas extremas de alrededor de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$), a la presión atmosférica se convierte en un líquido incoloro e inodoro. El GNL no es corrosivo ni tóxico. El proceso de licuefacción retira el oxígeno, dióxido de carbono, sulfuros, y contenido de agua presente en el gas natural, resultando en una composición del GNL de mayoritariamente Metano con pequeñas cantidades de otros hidrocarburos como el Etano, y Nitrógeno. Como GNL, el gas natural se

reduce en 600 veces su volumen original, lo cual hace factible su transporte a mercados geográficamente muy alejados en especialmente diseñados barcos para su transporte marítimo para su almacenaje, regasificación y entrega a los mercados.

Es a partir del inicio de las exportaciones de GNL desde Trinidad y Tobago en 1999, y con un nuevo periodo de crecimiento de los precios del gas natural desde el año 2000, que se reactiva el comercio mundial de GNL y se produce un crecimiento continuo de nuevas plantas de licuefacción y de regasificación, y del comercio de GNL.

VII.3 Composición del GNL

El GNL no es otra cosa que gas natural, con porcentaje de Metano mayor al promedio, en estado líquido. La composición del GNL varía de un país a otro.

El gas natural en su estado natural contiene, Propano, Butano, e hidrocarburos más pesados, que son extraídos en plantas de procesamiento de gas natural. Por lo general el GNL, contiene un porcentaje aun mayor de Metano, un porcentaje bastante minoritario de Etano, y cantidades negligibles de otros componentes.

Hay practicas comunes y también diferencias en cuanto a las características del GNL. Un resumen de tres regiones se muestra a continuación:

1. EUA y Reino Unido, el poder calorífico del GNL por lo general es menor de 1065 BTU/PC.
2. Asia (Japon, Korea, Taiwan, el GNL es rico con un poder calorífico mayor de 1,090 BTU/PC. El GNL contiene Etano y Líquidos del Gas Natural.
3. Europa Continental, valores aceptables del poder calorífico del GNL están en el rango de 990-1,160 BTU/PC.

Desde la perspectiva de los EUA y México, el rango del poder calorífico del GNL varía desde un gas seco, hasta un GNL con un porcentaje promedio de 93% de Metano y 5% de Etano.

La Tabla 8 resume la composición típica del GNL importado por los EUA

Tabla 8
Composición del GNL importado por EUA

Origen	Metano C1, %	Etano C2, %	Propano C3, %	Butano+ C4+	Nitrógeno N2, %
Algeria	87.6	9.0	2.2	0.6	0.6
Australia	89.3	7.1	2.5	1.0	0.1
Malasia	89.8	5.2	3.3	1.4	0.3
Nigeria	91.6	4.6	2.4	1.3	0.1
Omán	87.7	7.5	3.0	1.6	0.2
Qatar	89.9	6.0	2.2	1.5	0.4
Trinidad y Tobago	96.9	2.7	0.3	0.1	0

Fuente: Grupo Internacional de Importadores de GNL

Respecto del Poder Calorífico del GNL exportado a EUA, se resume en la Tabla 9.

Tabla 9
Poder Calorífico de Importaciones de GNL de EUA

Origen	Poder Calorífico BTU/PC
Algeria	1,096
Abhu Dhabi	1,126
Qatar	1,126
Malasia	1,155
Omán	1,162
Trinidad y Tobago	1,033
Promedio	1,055

Estas exportaciones tienen como destino la Costa Este y la Costa del Golfo de México de los EUA.

En el caso específico de California, la Tabla 10 muestra el poder calorífico del gas natural en las tres principales áreas del Estado.

Tabla 10

	Lugar	Metano % molar	Poder Calorífico BTU/PC
Norte de California	1	93.92	1,033
	2	94.33	995
	3	95.53	1,017
	4	96.64	1,011
	5	94.94	1,026
Sur de California/San Diego	6	93.1	1,039
	7	93.73	1,028
Sur de Calif./Los Angeles	8	93.6	1,030
	9	92.25	1,040
	10	91.19	1,048
	11	93.48	1,029
	12	92.34	1,042

Es de particular importancia el área del Sur de California, en la región de San Diego, porque se encuentra más próximo de la frontera con México. A medida que se aleja del borde fronterizo hacia el Norte, el GNL desde el Perú perdería competitividad, porque tendría que utilizar un gasoducto de mayor longitud y conforme se aleja de la frontera crece la competencia del gas natural proveniente del Canadá. En el Norte de California, no es posible competir con el gas canadiense o el de los Estados de Colorado y Wyoming.

Aunque actualmente el gas natural de Camisea tiene un poder calorífico de 1,083 BTU/PC, este se reduciría con un mayor recuperación de los Líquidos del Gas Natural y con la recuperación de Etano para en el futuro producir Etileno, con lo cual se ajustaría a las especificaciones del Sur de California, o México.

VII.4 Contratos de GNL

Tradicionalmente el comercio de gas natural se concentró en la seguridad de las entregas para el comprador y para el vendedor. Para el vendedor, que tenía que efectuar grandes inversiones, estos contratos eran la garantía de recuperación de sus inversiones en plazos largos, cuando los precios del gas natural eran menores a los 2.5 US\$/MMBTU e incluso menores a los 2.0 US\$/MMBTU, como los que se tenían en la década de los 1990's y entre 1986-1989. Desde la perspectiva del importador, que por lo general era un país carente de energía, los contratos de largo plazo eran la garantía de seguridad de suministro de energía para sustentar las crecientes necesidades de energía derivadas del crecimiento económico.

Típicos exportadores de GNL en los 1980's eran Algeria, Indonesia, y Malasia, orientados principalmente a Asia y Europa.

➤ Contratos de Largo Plazo

Por lo general eran de 20 a 25 años y con volúmenes mínimos de compra comprometidos. Estos contratos, incluso contenían cláusulas que evitaban que los importadores revendieran los cargamentos de GNL a terceros.

Este es el caso del Japón y Corea del Sur, los dos principales países importadores. En este caso, el gas natural es un recurso estratégico y la seguridad y confiabilidad del suministro son requeridos en sus contratos de importación de GNL. Los principales exportadores a estos mercados fueron Indonesia y Malasia.

Cambios a este tipo de contratos se han verificado desde mediados de los 1990's, cuando aumentó el número de países con capacidad de exportar GNL que estaban dispuestos a otorgar condiciones más

favorables, menos rigidez en cuanto a los volúmenes e incluso plazos de contrato más cortos. Este tipo de contratos era más favorable para países que necesitan importar GNL para complementar su producción interna de gas natural o sus importaciones a través de gasoductos, caso de algunos países europeos y EUA.

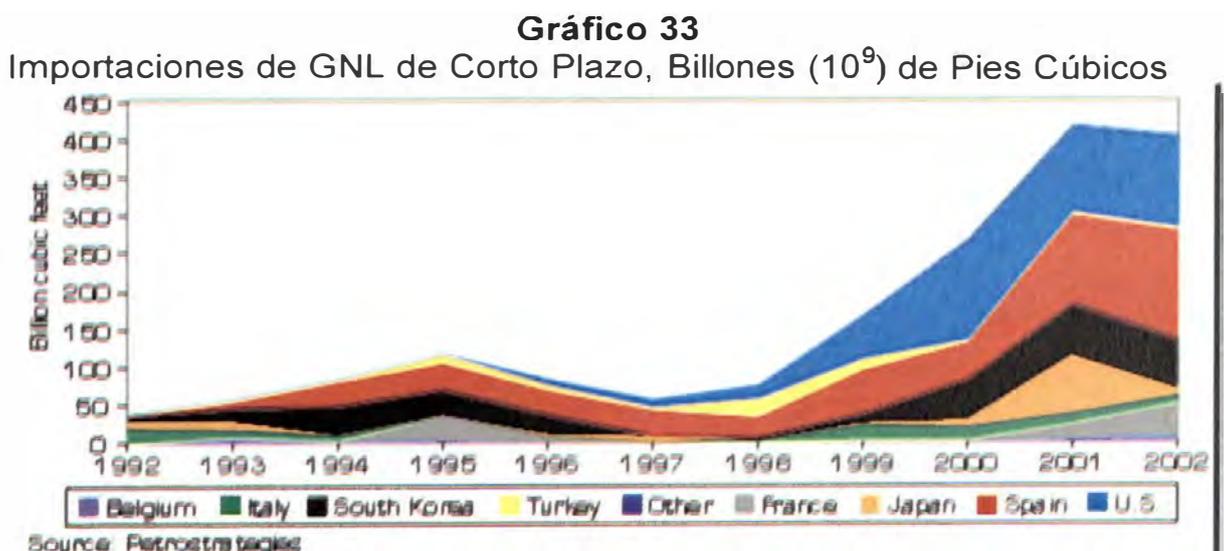
➤ Contratos de Corto Plazo

En la década de los noventa surgieron nuevos países con capacidad importante de exportación de GNL como Qatar, Trinidad y Tobago, Australia. Por lo tanto, la estrategia para ganar mercados, era la de flexibilizar los contratos.

Esta ampliación de la capacidad de exportación de GNL surgió de la mayor demanda de gas natural, principalmente de países como España y los EUA. En particular se identificó a la Costa Este de los EUA, como una zona carente de producción de gas natural, y en donde se podía competir con las ventajas de una mejor ubicación geográfica. Por otra parte, favorecían a los contratos de corto plazo la disponibilidad de transporte, barcos metaneros, no comprometidos con proyectos.

Los contratos de corto plazo han crecido desde 1% (del total de contratos de comercio de GNL) en 1992 a 8% en el 2002. Actualmente con el crecimiento de las importaciones de EUA, que son en casi un 70% vía contratos de corto plazo o más bien ventas spot, su participación es mayor al 12%.

El Gráfico 33 muestra la evolución de las importaciones mediante contratos de corto plazo.



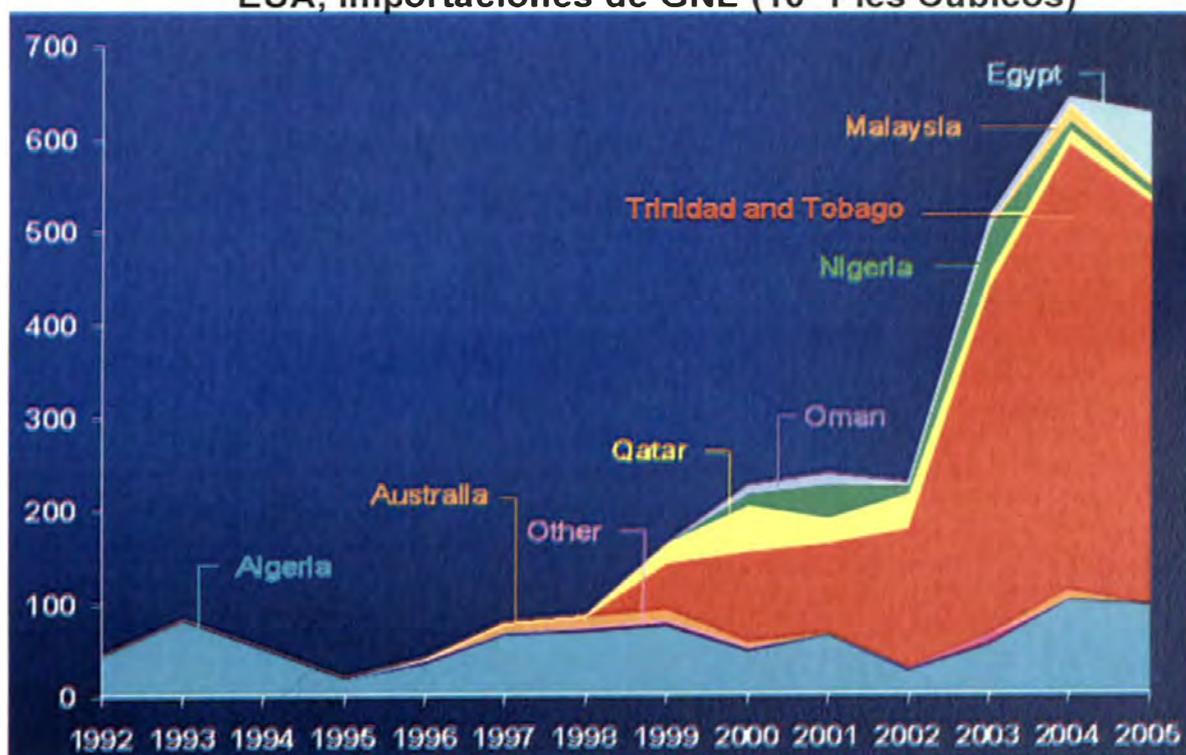
El gran cambio de países proveedores de GNL a EUA, de los 1990's al 2005, no hubiese sido posible sin los contratos de corto plazo. En particular, la Costa Este es una región que carece totalmente de recursos

de hidrocarburos, por lo que los precios del gas natural en esta región son los mayores en la nación (mayor al precio en el HHM).

Este mayor precio en la Costa Este, específicamente en los Estados del Norte, representaba una oportunidad para el país que tuviera la ventaja geográfica para exportar GNL. Para la Costa Este, la ubicación geográfica representaba mayor seguridad para el abastecimiento de GNL.

El Gráfico 34 muestra como las importaciones de los EUA (mayoritariamente tenían como destino la Costa Este) evolucionaron y sobre todo como cambio de un abastecedor (Algeria) a otro (Trinidad y Tobago desde 1999. Por otra parte con un mercado global de GNL en crecimiento, a Algeria le era más conveniente exportar a un cercano país europeo, como España. Otra ventaja adicional que favorece la exportación de GNL de Trinidad y Tobago a la Costa Este de EUA, es que la empresa Tractebel es accionista de la planta de licuefacción en Trinidad y a su vez es el operador de la planta de regasificación en Boston en la Costa Este de EUA.

Gráfico 34
EUA, Importaciones de GNL (10^9 Pies Cúbicos)



Fuente: EIA

VII.5 Cadena del Suministro de GNL

El comercio mundial de GNL se describe como una cadena de valor de al menos cinco componentes: 1) Exploración y producción, que incluye una planta de separación de líquidos del gas natural 2) Transporte vía

gasoductos, 3) Licuefacción, 4) Transporte oceánico en barcos metaneros, 5) almacenamiento y regasificación, desde el último componente de la cadena se entrega a los diversos usuarios mayoristas los cuales lo entregan a generadores eléctricos o empresas de distribución de gas natural, que al final de la cadena entregarán el gas natural a los usuarios finales. Para satisfacer las expectativas de los inversionistas de un proyecto de GNL, el precio por unidad de volumen o como es más frecuente el precio por millón de BTU del volumen de gas natural entregado al inicio de un nuevo gasoducto en el mercado destino debe al menos ser igual al costo (desde la perspectiva del mercado importador) conjunto de producir, transportar el gas en el país exportador, licuefactar, transportar en barcos metaneros, almacenar y regasificar; costos que incluyen el capital para construir la infraestructura necesaria de toda la cadena, más un razonable margen de beneficio para cada uno de los inversionistas de la cadena. El más grande componente de la cadena de valor es generalmente el costo de licuefactar el gas natural.

A diferencia del petróleo en donde los precios internacionales por lo general son la referencia para todos los mercados, en el caso del gas natural se puede hablar de precios en América del Sur, en el mercado de libre comercio en América del Norte, Comunidad Europea, Asia.

Cuanto menos desarrollado el mercado del gas natural por lo general, no refleja las cotizaciones en los mercados desarrollados como los de América del Norte, Comunidad Europea y los países más desarrollados del Asia. En los países desarrollados aunque los precios no son iguales, por lo general son similares y en los últimos años se observa una convergencia de precios.

En América del Sur, en lo que respecta al comercio entre países de la región, el gas natural se ha utilizado casi exclusivamente para la generación de energía eléctrica, por lo que el precio del gas natural en cabeza de pozo está controlado por los costos de generar electricidad utilizando el recurso hídrico en los países que disponen de ambas alternativas de generación eléctrica. Sin embargo, si tomamos como ejemplo a Chile y el Brasil, es evidente que el Brasil dispone de ilimitadas capacidades como para generar electricidad utilizando centrales hidráulicas; por el contrario para Chile todas las capacidades de generación hidráulica no son suficientes para cubrir sus necesidades de generación eléctrica. Es menos difícil para el Brasil ponerle un tope a los precios del gas natural importado que en el caso de Chile en el que virtualmente se tendrá que pagar la alternativa de importación más barata dentro de lo caro que resulta actualmente la importación de fuentes que no sean la que dispone actualmente.

VII.6 Licuefacción del Gas Natural

Por lo general es el componente más grande de un proyecto de GNL. Consiste de uno o más trenes o unidades de producción. En el pasado sus

costos eran mayores, por la tendencia a un exceso de seguridades de diseño para asegurar la confiabilidad del suministro por plazos largos. Adicionalmente en el pasado, había pocas empresas dedicadas a su construcción.

Grandes economías de escala se han logrado con el incremento del tamaño de los trenes de licuefacción. En los 1960's trenes con capacidades entre 49 y 97 billones de pies cúbicos (BCF) eran la norma; ahora las capacidades de los trenes suelen ser de 242 BCF y un tren de 380 BCF se ha terminado de construir en Qatar.

➤ **Trenes de Licuefacción en Trinidad y Tobago**

Tren 1, capacidad 3.2 millones de toneladas por año = 425 MMPCD. Dos tanques de almacenamiento de GNL de 102,000 metros cúbicos cada uno. Primera entrega de GNL a Boston en Abril de 1999. Inversión 965 MM US\$.

Trenes 2 y 3, capacidad total 6.8 mta. Tren 2 empezó a operar en Agosto 2002, tren 3 en Agosto del 2003. LNG vendido a Terminal de Lake Charles (Lousiana) y a El Paso. Inversión 1,100 MM US\$.

Tren 4, capacidad 5.2 mta. Empezó a operar en Diciembre 2005.

Propietarios de los trenes de licuefacción varían de un tren a otro.

El Gráfico 35 muestra los trenes de licuefacción construidos.

Gráfico 35



VII.7 Transporte Marítimo en Barcos Metaneros

Los costos de transporte del GNL se han reducido sustantivamente con la construcción de barcos metaneros de mayor capacidad. Hoy en día, estos costos son conocidos en función de las distancias y destinos.

Virtualmente toda nueva planta de licuefacción utiliza actualmente barcos metaneros de capacidad de transporte de al menos 138,000 metros cúbicos de GNL (2,924 millones de pies cúbicos)

El Gráfico 36 muestra la evolución de las capacidades de transporte desde los 1960's



Fuente Llyoid's Register 2005, LNG Conference

Con el crecimiento de la capacidad de transporte de un barco metanero, disminuyen los costos de transporte unitario. Actualmente se construyen barcos metaneros con capacidades entre 145,000 y 150,000 metros cúbicos.

El primer cargamento de GNL que arribó a la primera planta de regasificación en Tamaulipas, México, transportaba 138,000 metros cúbicos de GNL es decir 2,924 MMPC (2.9 BCF).

Barcos Metaneros de capacidad de 138,000 metros cúbicos son los más frecuentemente usados para transportar GNL desde Trinidad y Tobago a cada uno de las cuatro plantas de regasificación en los EUA.

La Tabla 11 muestra los costos unitarios de transporte en US\$/MMBTU, por barcos metaneros de capacidad de 138,000 metros cúbicos (costo diario 65,000 dólares) a las plantas (terminales) de regasificación en los EUA.

Tabla 11
US\$/MMBTU

Exportador	Distancia a Lake Charles Kilómetros	Terminales de Regasificación EUA			
		Lake Charles	Cove Point	Elba Island	Everett
Argelia	9,000	0.72	0.57	0.6	0.52
Nigeria	10,500	0.93	0.83	0.84	0.8
Noruega	8,000	0.77	0.61	0.61	0.56
Venezuela	3,600	0.35	0.33	0.33	0.34
Trinidad y T	4,000	0.38	0.35	0.35	0.35
Qatar	13,000	1.58	1.43	1.37	1.37
Australia	15,000	1.84	1.82	1.82	1.76

Fuente EIA: Global LNG 2003

Esta Tabla muestra las ventajas de costos que tiene Trinidad Y Tobago, por los cuales es el primer exportador de GNL a los EUA. El Gráfico 37 muestra un barco metanero.

Gráfico 37



VII.8 El Proceso de Regasificación

Es el más simple de los procesos, por esto el de menor costo de la cadena, generalmente varía entre 0.3 y 0.7 US\$/MMBTU, incluido el costo del transporte de un gasoducto por lo general de pequeña longitud, después del cual el gas natural cambia de propietario. El costo medio más frecuente es alrededor de 0.5 US\$/MMBTU.

Una vez que el GNL es descargado desde un barco metanero se almacena en tanques de almacenamiento criogénicos operando a presiones casi

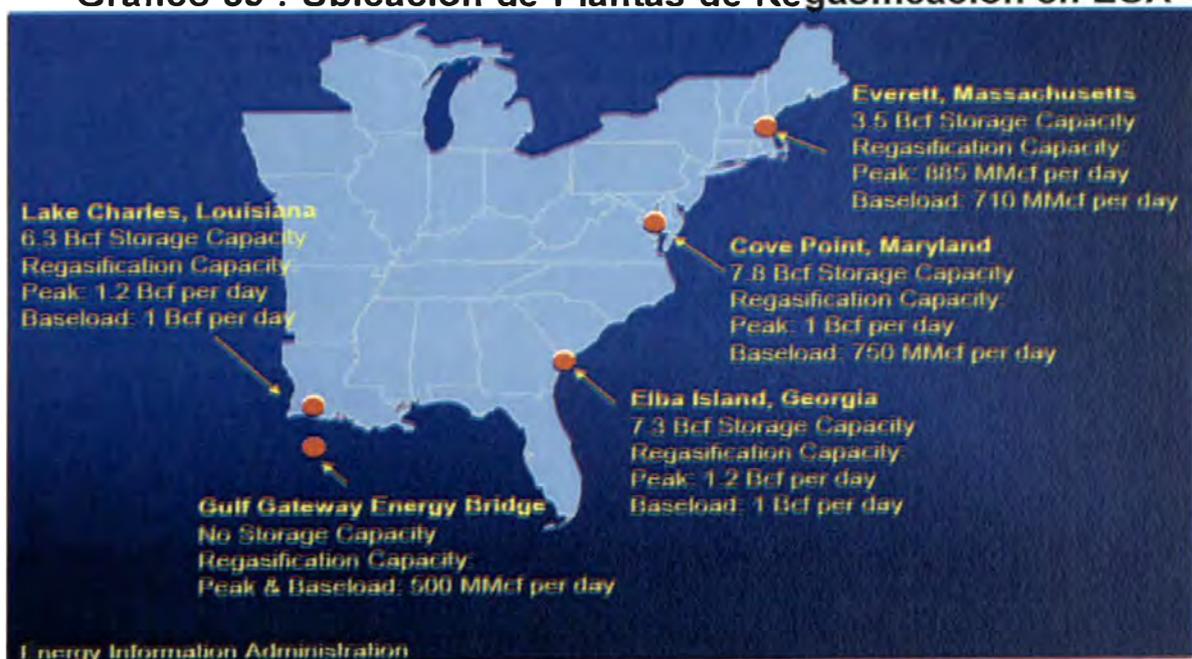
atmosféricas. Luego el GNL es convertido a su estado gaseoso mediante el calentamiento, un proceso conocido como de regasificación o vaporización. El gas natural es transportado por un gasoducto, de ser el caso a una planta de generación eléctrica generalmente ubicada bastante cerca de la Planta de Regasificación, o a una empresa de distribución para consumo del sector comercial y residencial. El Gráfico 38 muestra una planta de regasificación en EUA.

Gráfico 38



El Gráfico 39 muestra la ubicación de los terminales de regasificación en los EUA.

Gráfico 39 : Ubicación de Plantas de Regasificación en EUA



Capítulo VIII

Selección de Mercados para el Gas Natural Licuado

VIII.1 General

En el año 2005, el comercio mundial de gas natural licuado fue de 18,268 MMPCD cifra que representa el 35.4% del comercio convencional de gas natural a través de gasoductos (51,535 MMPCD).

Los países asiáticos de la Cuenca del Pacífico (Japón, Corea del Sur, Taiwán e India) representaron el 64.8% del comercio mundial de Gas Natural Licuado. Esta cuota se incrementaría en un futuro próximo con el ingreso de China que tiene proyectos de construcción de seis plantas de regasificación, dos de las cuales con su construcción ya iniciada.

Europa, principalmente España y Francia, tiene una cuota del 25.2%, siendo resaltante que España desplazó ampliamente a Francia del primer lugar. Rol casi hegemónico en el crecimiento de las importaciones de gas natural licuado a España se ha efectuado a través de RepsolYPF, empresa española con participación en planta de licuefacción de Trinidad y Tobago desde donde se han materializado la mayor parte de las importaciones.

Los Estados Unidos de América importaron durante el 2005 un promedio de 1,729 MMPCD de Gas Natural Licuado (GNL, 9.5% del comercio mundial). El GNL importado en el 2005 representó virtualmente el 8.7% del consumo de gas natural del país. En menos de cuatro años las importaciones de GNL prácticamente se triplicaron. Todas las importaciones tuvieron como destino la Costa Este y la Costa del Golfo de México, donde existen cuatro plantas de regasificación en funciones, las cuales se abastecieron principalmente (70%) desde Trinidad y Tobago, país que tiene de lejos la mejor posición geográfica actual para abastecer a la Costa Este y Costa del Golfo de México.

Por su ubicación geográfica los naturales proveedores de GNL a los países asiáticos importadores son, Indonesia, Malasia, Australia. En el futuro el gas natural de Sakhalin (ubicado en las islas Kuriles de Rusia, en el Pacífico, próximo al Japón) será otro natural proveedor para el mercado asiático.

En América Latina, los únicos importadores de GNL son Puerto Rico y República Dominicana, que en conjunto importaron 89 MMPCD (0.49% del comercio mundial de GNL).

Desde el punto de vista del futuro comercio de LGN, es fácil predecir que los importadores asiáticos actuales más China e India, continuarán dependiendo de los países más cercanos más la inclusión próxima de Rusia; complementariamente Qatar por las economías de escala de sus gigantes yacimientos de gas natural.

India, inició las operaciones de su segundo Terminal de Regasificación en Abril del 2005

China es actualmente el segundo país más contaminador de la atmósfera con gases de efecto invernadero después de los EUA. Con su gran consumo de Carbón, en los próximos cinco años superaría a los EUA, como el primer contaminante mundial.

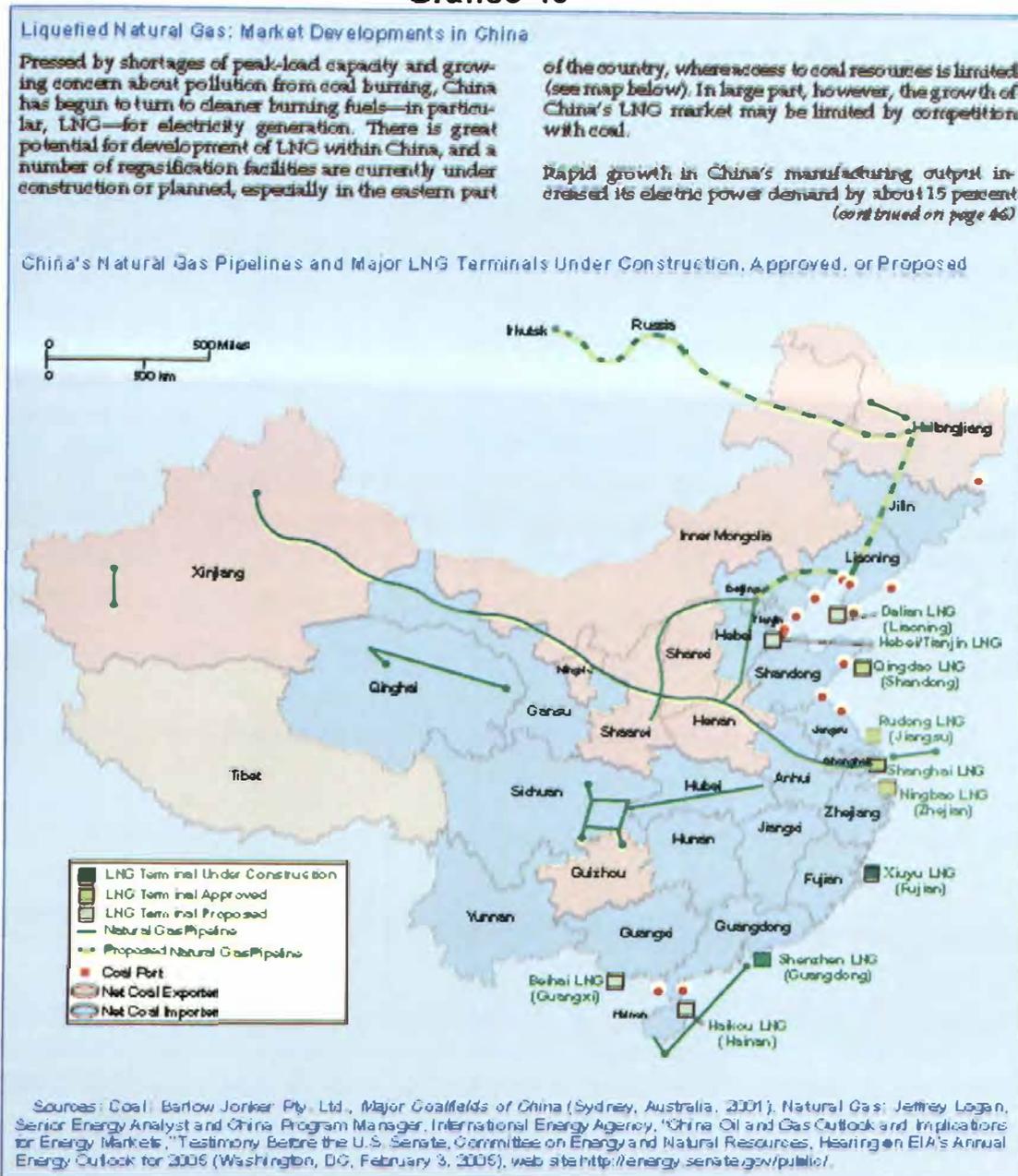
La gran dependencia energética de China respecto del Carbón y las secuelas que este gran consumo de Carbón, tienen en el calentamiento global, dan lugar a que se busque que incrementar el consumo de combustibles menos contaminantes como el gas natural.

En China, actualmente, existen 2 plantas de regasificación en construcción y 4 nuevas plantas de regasificación con proyectos de construcción aprobados. En el 2010, China después del Japón sería el país con más terminales o plantas de regasificación operativos. Por su posición geográfica, el proveedor con la mejor ventaja competitiva será Rusia por la cercanía de los campos de Sakhalin tanto al Japón como a la costa del Pacífico de China. Sin embargo, las tensiones políticas entre Rusia y China, postergarían por algunos años el suministro de GNL de Rusia a China, por lo que los actuales proveedores de Japón y Corea del Sur serían los principales proveedores, al menos en los primeros años de funcionamiento de las nuevas plantas de regasificación en China.

Adicionalmente, actualmente China tiene conversaciones bastante avanzadas para importar GNL desde Australia, Irán y Qatar.

El Gráfico 40 muestra la futura gran importancia que tendrá el mercado de la República Popular China para los países con potencial exportador de GNL.

Gráfico 40



Fuente: EIA, 2006 Energy Outlook

En la Costa Este y el Golfo de México de los Estados Unidos de América, Trinidad y Tobago continuará siendo el natural proveedor, por la gran ventaja competitiva de costos. A mediano plazo, Venezuela que ya tiene campos descubiertos costa afuera en áreas contiguas a Trinidad y Tobago, tiene similar ventaja de costos para abastecer a estas regiones. Adicionalmente, tanto Trinidad y Tobago como Venezuela tienen la mejor posición geográfica y de costos para abastecer con GNL a la demanda de los Estados del Norte de la Costa Atlántica de México.

Recientemente, en el mes de Agosto del 2006, llegó el primer cargamento de GNL a la planta de regasificación de Shell en Altamira, en el Estado

mexicano de Tamaulipas, ubicado sobre el sector Norte de la Costa del Atlántico del país.

En este escenario, de mercados segmentados, y con abundante oferta de gas natural, a los países que intentan sumarse a los países exportadores de GNL actuales, solo les queda seleccionar nuevos mercados en los que tengan ventajas competitivas asociadas a su posición geográfica.

Siendo la ventaja geográfica, salvo para los países del Medio Oriente por la abundancia del recurso a muy bajo costo de extracción, el principal elemento para acceder a nuevos mercados para el GNL o desplazar de mercados existentes a otros proveedores más alejados respecto del mercado seleccionado, resulta evidente para el Perú que en América del Sur, el gran mercado para posicionarse como exportador de GNL es el del centro de Chile, donde está por iniciarse la construcción de una planta de regasificación; ningún exportador actual o potencial exportador de GNL se ubica más cerca que Cañete en el Sur del Perú respecto del centro de Chile.

En la Costa del Pacífico, Ecuador es un mercado muy pequeño, Colombia es autosuficiente y para el largo plazo se abastecería desde Venezuela. El mercado de los países centro americanos es muy pequeño.

México es un gran importador de gas natural vía gasoductos desde el sur de los EUA (principalmente desde Texas). El primer Terminal de regasificación en México se ha terminado de construir en Julio del 2006 en el Estado costero de Tamaulipas contiguo al Golfo de México en el Océano Atlántico. El primer cargamento de GNL arribó al Terminal de Altamira a fines de Agosto del 2006 con 138,000 metros cúbicos de GNL (2,924 millones de pies cúbicos). El operador de la planta de regasificación es Shell, por lo tanto el primer cargamento proviene de los campos de Shell en Nigeria. Este es el otro criterio para conquistar mercados con el GNL, el que exista un vínculo entre el operador (o socios de la planta de regasificación) y el productor en el país desde donde se embarcó el GNL que por lo general tiene participación en la planta de licuefacción. El mercado de la costa atlántica de México es inalcanzable desde el Perú, por que existen varios países con ventajas geográficas como Trinidad y Tobago y Venezuela en el futuro, y por el operador de la planta de regasificación que como es lógico tratara de abastecerla desde sus propias plantas de licuefacción y campos.

Por el contrario la Costa del Pacífico de México carece de reservas de hidrocarburos, y es un mercado al que el Perú puede acceder, al menos desde el punto de vista geográfico con alguna ventaja, aunque no tan nítida como en el caso del mercado chileno. Actualmente está en construcción el Proyecto Costa Azul cerca de la frontera con el Estado de California en EUA, sin embargo el operador de esta planta es el consorcio

Shell/Sempra, por lo que las posibilidades de alcanzar a ser suministrador de esta planta son escasas, otro proyecto tiene aprobada su construcción.

En el Centro Sur de la Costa del Pacífico esta por licitarse la construcción de una planta de regasificación en Manzanillo, y existen otros posibles proyectos futuros están aun en la etapa de obtener los permisos de sitio y ambientales. En México, todo el gas natural que sale de la planta de regasificación pasa a ser de propiedad de la Compañía Federal de Electricidad (CFE) quien lo entrega a un generador de electricidad privado. Luego que se genera la electricidad con el gas natural, la CFE le paga al propietario privado de la planta eléctrica un tarifa por cada kilowatt hora entregado, y pasa a ser nuevamente el dueño de la electricidad para su transmisión y distribución. La CFE tiene una activa participación en la selección del operador de la planta de regasificación y selecciona también a la empresa que construirá la planta de generación eléctrica; la construcción de ambas plantas toma entre dos y tres años de manera que ambas plantas están sincronizadas para entrar en funciones conjuntamente. El mercado del Centro Sur de México, no está asegurado, depende quien sea el operador de la planta de regasificación. Se tiene entendido que tanto Tractebel (Grupo Suez) como Repsol participarán en la licitación de la planta de regasificación, y ambas empresas tienen participación en la producción del gas natural de Camisea (Repsol) o en el Gasoducto (Tractebel) o Planta de Licuefacción (Repsol) por lo que de resultar seleccionada alguna de estas empresas, las posibilidades serían de las mejores para acceder en el futuro a este nuevo Terminal. Si aún no se ha iniciado la construcción de alguna de estas plantas de regasificación, es difícil que antes del 2010 se concrete el primer cargamento de GNL a estas plantas.

VIII.2 Mercados Más Accesibles para Exportación de Gas Natural Licuado desde el Sur del Perú

Chile

La región de América del Sur dispone de reservas probadas de petróleo y gas natural y capacidad de producción de estos hidrocarburos que exceden largamente el consumo interno de hidrocarburos de la región. Sin embargo dentro de esta región encontramos países con gran capacidad para la exportación de hidrocarburos, países que virtualmente tienen un equilibrio entre su producción y consumo de petróleo y gas natural, y países con limitada e incluso ausente producción de estos hidrocarburos.

En el caso del gas natural, es evidente que el país más vulnerable por la limitada producción interna de este hidrocarburo es Chile, que crecientemente, a partir de la construcción de dos gasoductos desde Argentina que entraron en operación a fines de la década pasada, incrementó sus importaciones de gas natural. Las restricciones impuestas

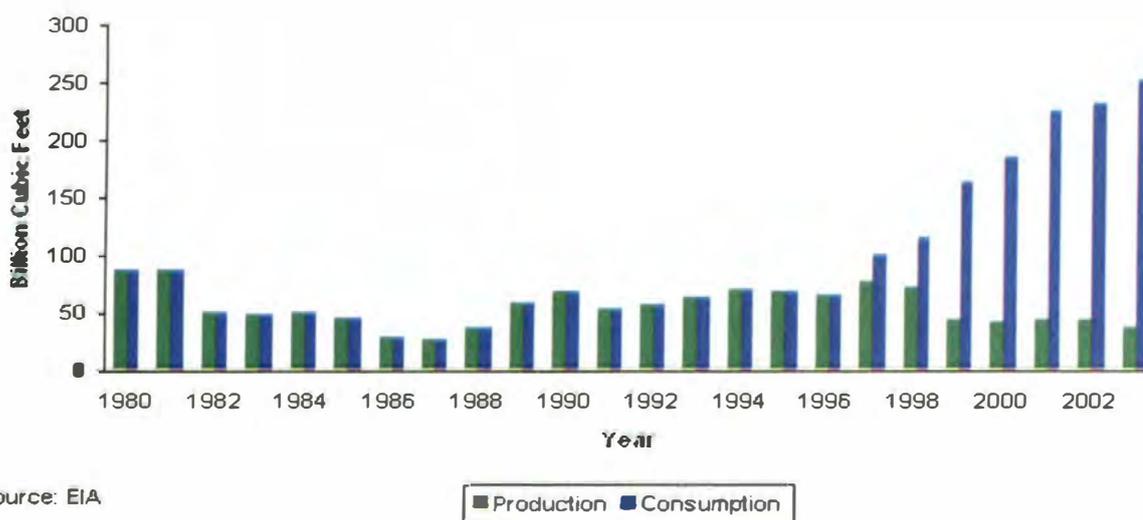
recientemente, por el gobierno argentino, a las exportaciones de gas natural a Chile, y la certeza que en unos pocos años estas importaciones continuarían reduciéndose e incluso podrían cesar hacia el año 2010, han provocado que el abastecimiento externo de gas natural tenga la connotación de recurso estratégico para asegurar fundamentalmente la expansión continua de la oferta eléctrica de este país frente a una demanda interna creciente derivada del crecimiento económico continuo de este país.

La dependencia de un solo país para sus importaciones es reconocida ahora como una gran debilidad para el adecuado suministro de gas natural. Las necesidades de importación de gas natural actuales de Chile alcanzan a los 800 MMPCD y se estima que antes del 2012 excederán de los 1,000 MMPCD.

El Gráfico 41 muestra la creciente brecha entre producción y consumo iniciado en 1997, la cual se magnifica aun más por la continua disminución de la producción interna que proviene de la alejada zona Sur del país.

Gráfico 41

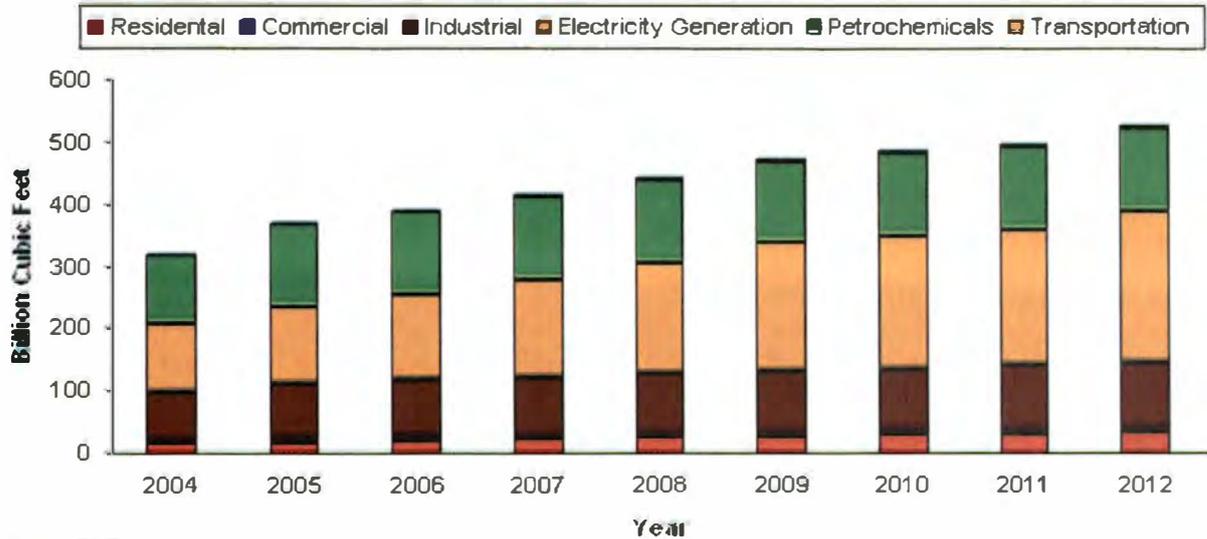
**Chile's Natural Gas Production and Consumption
1980-2003**



La proyección del consumo, Gráfico 42, para los próximos años, muestra que el crecimiento de la demanda se sustenta fundamentalmente en la expansión de energía eléctrica prevista para los próximos años, dado que la demanda de los demás sectores de la economía se estima permanecerá esencialmente constante.

Gráfico 42

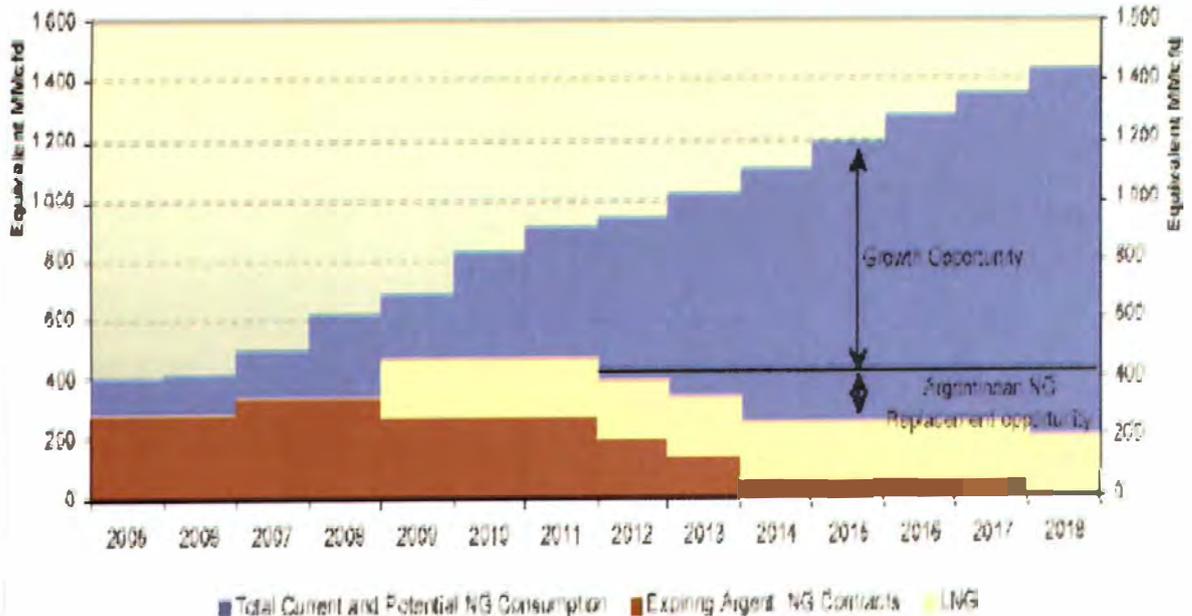
Chile's Projected Natural Gas Consumption, by Sector
2004-2012



Source: CNE

De acuerdo a la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) la zona Central de Chile demandará 460 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de GNL, y si las importaciones desde Argentina se suspenden en el año 2015 demandará 700 MMPCD. El Gráfico 43 muestra que se prevé tener operativo el Terminal de regasificación de la zona Central en el año 2009.

Gráfico 43 : Chile, Proyección de Demanda de Gas Natural



Fuente: ENAP, "Importaciones de GNL a Chile", Mario del Río, Setiembre 2006

Aunque en la región, Bolivia dispone de la ventaja geográfica (Gráfico 44) y de las reservas de gas natural suficientes para ser un potencial abastecedor en el futuro, subsisten los problemas políticos Bolivia-Chile los cuales han durado por más de un siglo y parecen de difícil arreglo, más aun cuando Bolivia aspira a utilizar el gas natural como un elemento de presión para resolver problemas territoriales entre los dos países.

Gráfico 44



En este contexto, en los últimos años, Chile ha concluido que existe actualmente en el mundo suficientes capacidades productivas de gas natural para abastecerlo de una manera más segura y prolongada. El escalamiento de los precios del petróleo y del gas natural de los últimos seis años, ha convertido al GNL como una tecnología económica para más países que no podían monetizar sus reservas probadas de gas natural. La combinación de mejores precios del gas natural y de menores costos de toda la infraestructura que conforma la cadena de valor del gas natural licuado han permitido superar la barrera que representaba el no poder acceder a nuevos mercados por la vía marítima.

Geográficamente, el Perú tiene una ventaja competitiva respecto a cualquier otro país, excepto Bolivia, para acceder al mercado chileno con exportaciones de gas natural. Sin embargo, la estrategia chilena cuando se liciten a los abastecedores de la Planta de Regasificación de GNL que se construiría cerca de la zona Central y que ya tiene un operador seleccionado, es la tener por lo menos tres fuentes externas de abastecimiento de GNL. De esta manera, estiman, aseguran la satisfacción de la demanda energética interna con un suministro más diversificado, y de

otra forma estableciendo cuotas porcentuales anuales variables para los abastecedores estimularían la competencia entre ellos para vender una cuota mayor y consecuentemente lograrían un precio promedio ponderado menor del GNL.

En el Gráfico 45 se muestra la disposición de la futura planta de regasificación en el Centro de Chile.



Fuente: ENAP, "Importaciones de GNL a Chile", Mario del Río, Setiembre 2006

México

Se estima que la población en el año 2006 de México, alcanza los 108 millones de habitantes. La tasa de crecimiento de su población es incluso mayor que la del Perú, por lo que México, en América Latina, es el segundo consumidor de energía, luego del Brasil.

Luego de la suscripción del Acuerdo comercial del NAFTA, en los noventas, la demanda de energía ha estado creciendo a tasas mayores a las del crecimiento de la población.

En el marco del NAFTA, los precios de la energía, específicamente la referente al comercio del petróleo y el gas natural son similares en los tres

países. En el caso del gas natural, México tiene la valorización en cabeza de pozo más alta en América Latina.

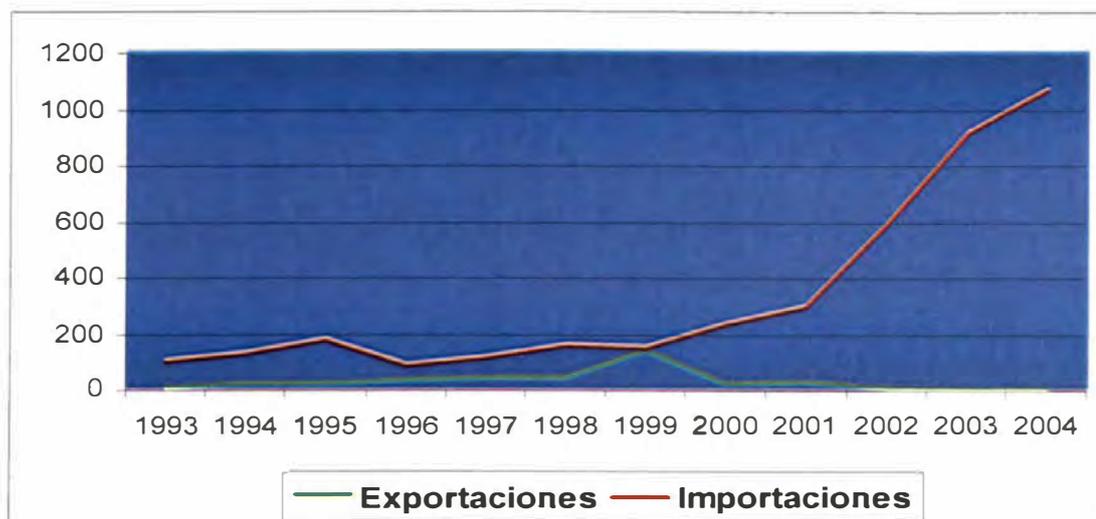
A pesar de que México es uno de los mayores exportadores de petróleo, desde hace muchos años es un importador neto de gas natural. El total de sus importaciones convencionales vía gasoductos ha provenído de los Estados Unidos de América, principalmente desde el Sur del Estado de Texas.

El Gráfico 46 muestra el natural abastecimiento con importaciones desde el Sur de Texas.



El Gráfico 47, en MMPCD, muestra como las importaciones han sido consistentemente mayores a las exportaciones desde inicios de la década de los 1990s, a pesar de que en el año 2005 y 2006, el déficit de las exportaciones se redujo por los elevados precios del gas natural en el mercado norteamericano.

Gráfico 47, MMPCD



Fuente: Secretaría Nacional de Energía

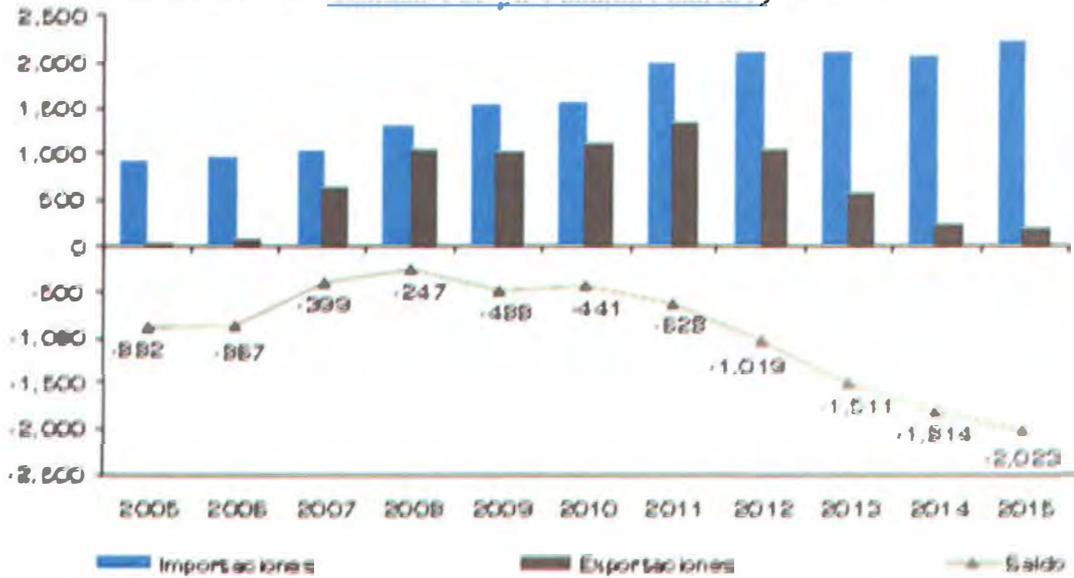
México tiene una peculiaridad, virtualmente la totalidad de sus reservas de hidrocarburos se encuentra en el centro y sur de los estados costeros del Atlántico y en el sector sur costa fuera del Golfo de México que le pertenece, también en el Atlántico.

Ni un solo barril de petróleo o pie cúbico de gas natural se producen en los Estados costeros del Pacífico. Por lo general las importaciones de gas natural desde Texas se consumen en los Estados fronterizos del Norte. Los Estados Costeros del Atlántico y la producción costa afuera se abastecen a si mismos y a los Estados del Centro del país, y a los Estados carentes de recursos energéticos de hidrocarburos de la Costa del Pacífico del Norte, Centro y Sur del país.

En especial, los Estados del Norte del Pacífico carentes de recursos energéticos, por ser los más alejados respecto de las áreas productoras del país, ven comprometido la confiabilidad del abastecimiento energético necesario para promover su industrialización, necesaria porque son fronterizos con el Estado más rico de los Estados Unidos de América.

El Gráfico 48 muestra la evolución prevista de producción y consumo para el mediano plazo, y el crecimiento del déficit que se cubriría con más importaciones. Como no existe posibilidad de incremento de importaciones de gas natural convencionales, pues los EUA requieren también cada vez más importaciones, el crecimiento de las importaciones de México se apoyará en crecientes importaciones de GNL, para lo cual se requieren más terminales de regasificación que se sumen al que esta en operación y a los dos que se encuentran en la fase de construcción.

Gráfico 48 : México Balance Futuro, MMPCD

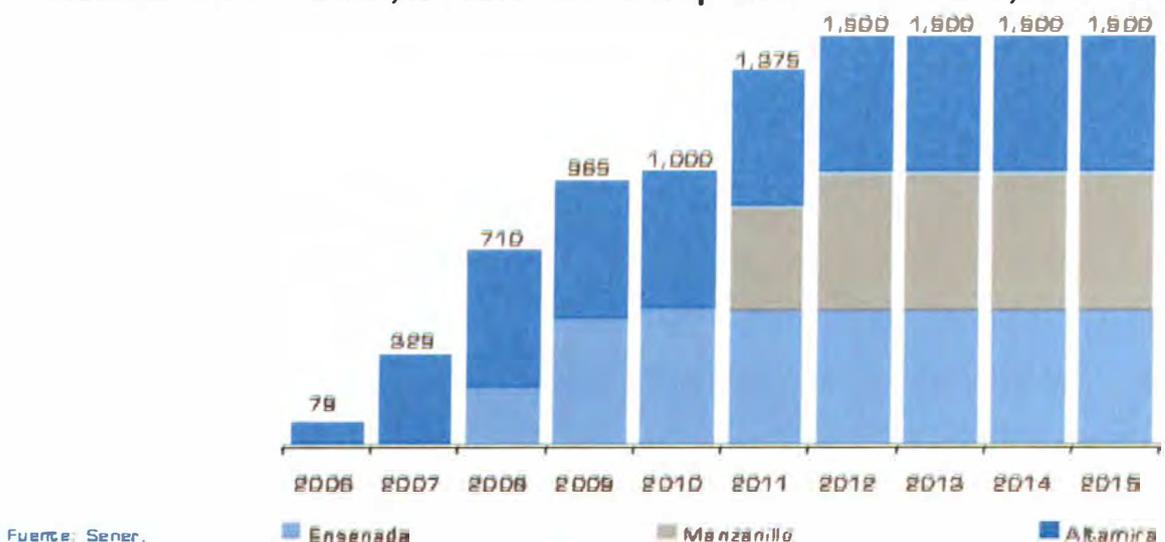


Fuente: SENER, Perspectiva del Mercado del Gas Natural 2006-2015

De acuerdo con la Perspectiva del Mercado de Gas Natural 2006-2015, elaborado por la Secretaría de Energía de México, el 57% del incremento neto en la demanda de gas natural (excluyendo recirculaciones internas) será para la generación de energía eléctrica.

Desde el punto de vista de las importaciones de GNL, SENER ha identificado que los Estados con mayor requerimiento de importaciones de GNL serán los ubicados en la Costa del Océano Pacífico. En este sector ya se han iniciado la construcción de dos nuevas plantas de regasificación en el Estado de Baja California cercanos a la frontera Sur con el Estado de California de los Estados Unidos de América. El Gráfico 49 muestra las proyecciones de demanda, en MMPCD, en particular para uno de los proyectos de planta en la Costa del Pacífico.

Gráfico 49 : México, Demanda de Importaciones GNL, MMPCD



Fuente: Sener.

Fuente: SENER, Prospectiva del Gas Natural 2006-2015

En lo que respecta al mercado para GNL en la región del Centro Occidente frente al Océano Pacífico, el proveedor dependerá de quien resulte ganador de la licitación para la construcción de terminales de regasificación en Manzanillo. Se estima que la Comisión Federal de Electricidad, PEMEX y la Comisión Reguladora de Energía, estarían licitando la planta de Manzanillo en el 2007, aunque este proceso a sufrido ya varias postergaciones. La Secretaría Nacional de Energía (SENER) ha cuantificado este mercado entre 300 MMPCD en el 2010 a 450 MMPCD en el 2015. El Gráfico 50 muestra los proyectos de plantas de regasificación en México, de los cuales el de Altamira inició sus operaciones en Agosto del 2006.

Gráfico 50



Existen dos proyectos en construcción en el extremo Norte del Pacífico cercanos a la zona de frontera, cuatro proyectos que requieren permisos adicionales. La característica resaltante es que seis se ubican en la zona costera del Pacífico.

Siendo los operadores de Ensenada y Coronado, Shell y Chevron, respectivamente, es probable que estas empresas recurran a sus propias fuentes de suministro, que las tienen. Por su ubicación tan cercana a la frontera con California, estos dos terminales están mejor posicionados para abastecer al Sur del Estado de California.

La oportunidad está abierta, sobre todo, en el futuro Terminal de Manzanillo y a largo plazo en Lázaro Cárdenas porque se ubican cerca de dos grandes Estados Jalisco y el Distrito Federal. Por el momento, Manzanillo sería el único mercado factible de acceder en México y uno de los dos posibles mercados potenciales para exportaciones de GNL desde el Perú o Bolivia.

Costa Oeste Estados Unidos de América

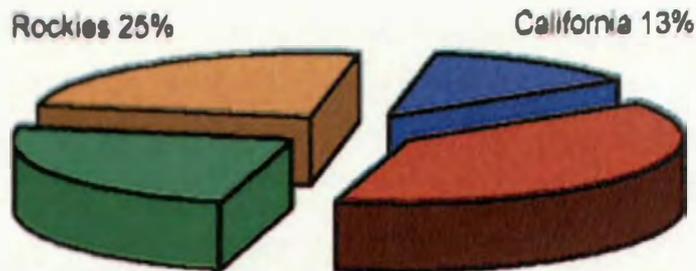
Trinidad y Tobago por su posición geográfica tiene asegurado y continuará teniendo la mayor cuota de las importaciones de GNL de los EUA hacia la Costa Este y hacia el Golfo de México.

La Costa Oeste, Estados de California, Oregon y Washington, tiene una población de 46 millones de habitantes. 78% se ubica en el Estado de California, en consecuencia el más grande mercado. California produce el 13% de su consumo de gas natural, alrededor de 6,000 MMPCD, recibe gas natural importado desde la Provincia de Alberta, Canadá, desde los Estados de Colorado, Wyoming, y de los Estados del Sur como New Mexico y Texas. La participación porcentual de la producción del Estado ha disminuido gradualmente desde un 15% en el año 2000. El Gráfico 50 muestra el origen del suministro del gas natural a California.

Gráfico 51

2004 California Natural Gas Receipts by Supply Region

(6,246 million cubic feet/day)

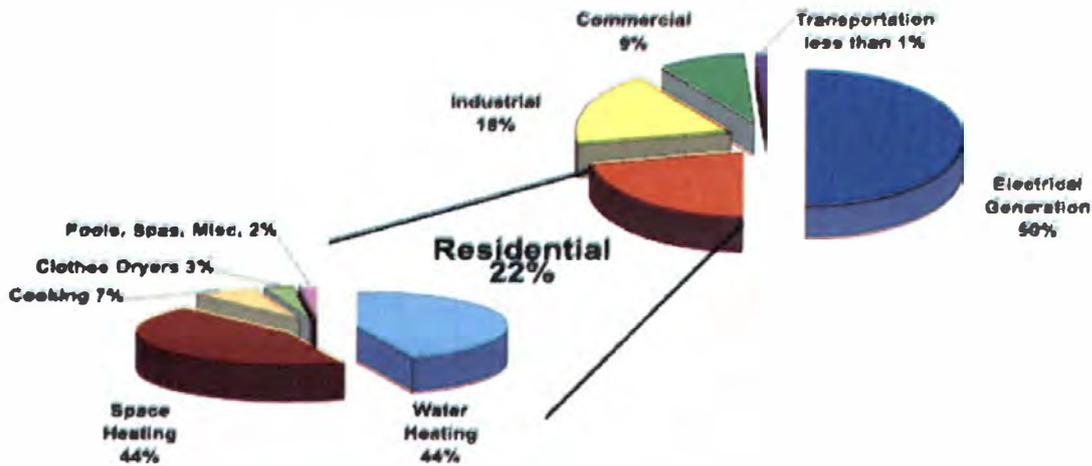


La región de las Rockies comprende a los Estados de Colorado y Wyoming, y el Southwest a Texas y New Mexico.

California es conocido como uno de los Estados más eficientes desde el punto de vista del uso de la energía para su producción industrial. El Producto Bruto Interno de California es el mayor de la nación, como Estado es la quinta economía del mundo, con un PBI mayor al del Reino Unido.

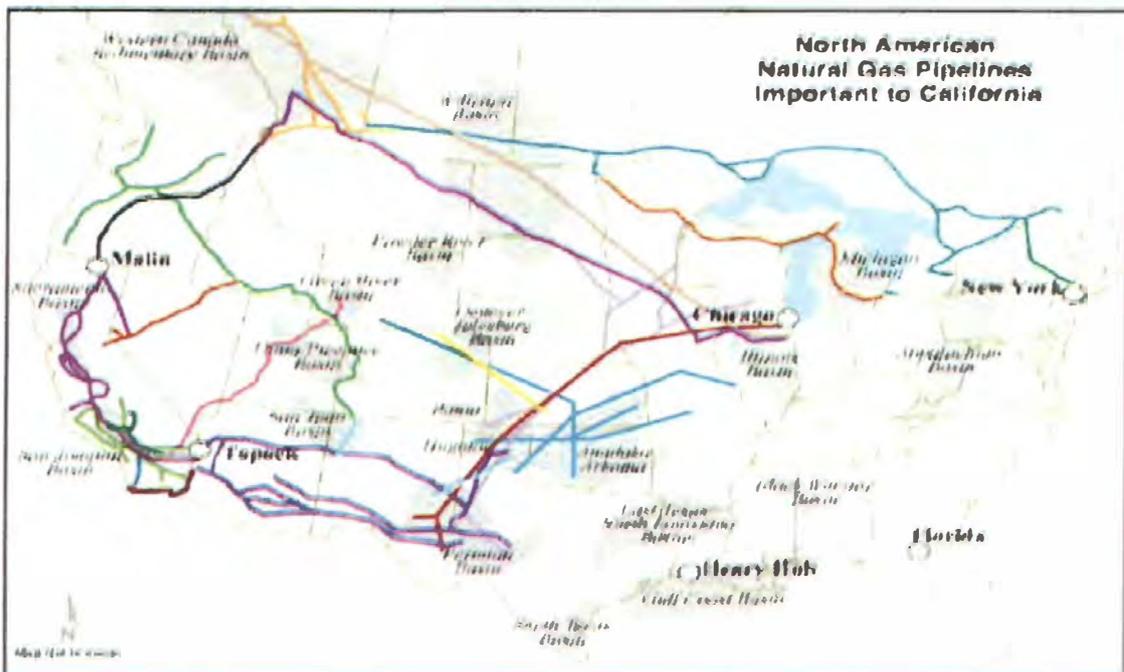
El sector eléctrico es el principal consumidor de gas natural en California (Gráfico 52).

Gráfico 52
2004 Natural Gas Use in California



El Gráfico 53 muestra la red de gasoductos que unen Alberta, Canadá a California.

Gráfico 53



Fuente: California Energy Commission

La región del Oeste de Canadá donde se encuentran las provincias de Alberta y British Columbia, es la más rica en petróleo y gas natural. Produce el 93% del gas natural canadiense, y el 97% de las exportaciones.

Por lo alejados que se encuentran las provincias de la Costa Este del Canadá y los grandes mercados del centro de los Estados Unidos de América como Chicago, a largo plazo las exportaciones de la Provincia de Alberta se concentrarían en los Estados de la Costa Oeste de los EUA.

Geográficamente, las provincias productoras del Oeste del Canadá tienen ventajas respecto de cualquier otro país para satisfacer la demanda de gas natural de la Costa Oeste de EUA, sobre todo a los Estados de Washington y Oregon, los más cercanos a la frontera con el Canadá, y el Norte de California.

A inicios de los 1970's se descubrieron grandes reservas de gas natural en el Estado de Alaska, cuya magnitud se estima en 35 trillones de pies cúbicos de gas natural recuperables.

La zona costera del Estado de Alaska se ubica frente al Océano Pacífico por lo que sus naturales mercados serían las la Costa Oeste de los Estados Unidos de América y los Estados del Medio Oeste de los EUA. Sin embargo, a pesar de que los precios actuales del gas natural justificarían la explotación de estas reservas, la gran sensibilidad ambiental de toda la nación, representa actualmente la principal barrera para la construcción de un gasoducto que sería el punto de partida para la explotación del gas natural del campo de Prudhoe Bay en Alaska.

En el Gráfico 54 se muestra una de las posibles rutas del futuro gasoducto de Alaska, en el que puede apreciarse que la mayor parte de su ruta atravesaría territorio canadiense.

Gráfico 54



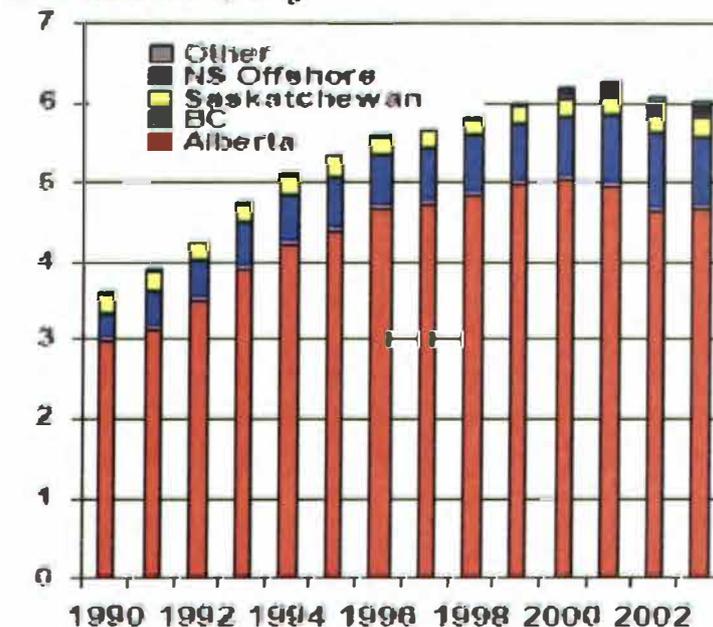
En el mediano plazo, no existe todavía una definición para la explotación del gas natural de Alaska. En un intento de superar la oposición ambiental en EUA, Alaska se considera virtualmente un santuario nacional, se intenta que el trazo del gasoducto sea principalmente a través de territorio

canadiense hasta llegar al Norte de la Provincia de Alberta, desde donde se dirigiría hacia la Costa Oeste de los EUA. También en este caso se considera que la principal influencia del gas natural de Alaska alcanzaría hasta el Norte del Estado de California y el Medio Oeste de los EUA. Actualmente, analistas estiman que el gas natural de Alaska iniciaría su producción comercial hacia el año 2015.

El Centro y Sur de California es el más grande mercado del Estado, por lo que otros países podrían acceder competitivamente a estas regiones; a esto se agrega que la producción de gas natural del Canadá, principalmente la de la provincia de Alberta, la más importante, ha iniciado su declinación, por lo que a largo plazo se debe buscar fuentes alternas de suministro de gas natural para el Estado.

El Gráfico 55 muestra la declinación de la producción de gas natural de Canadá, principalmente de la provincia de Alberta.

Gráfico 55
Figure 10. Canadian Natural Gas Production, Tcf



Source: Canadian Association of Petroleum Producers, NRCan estimates.

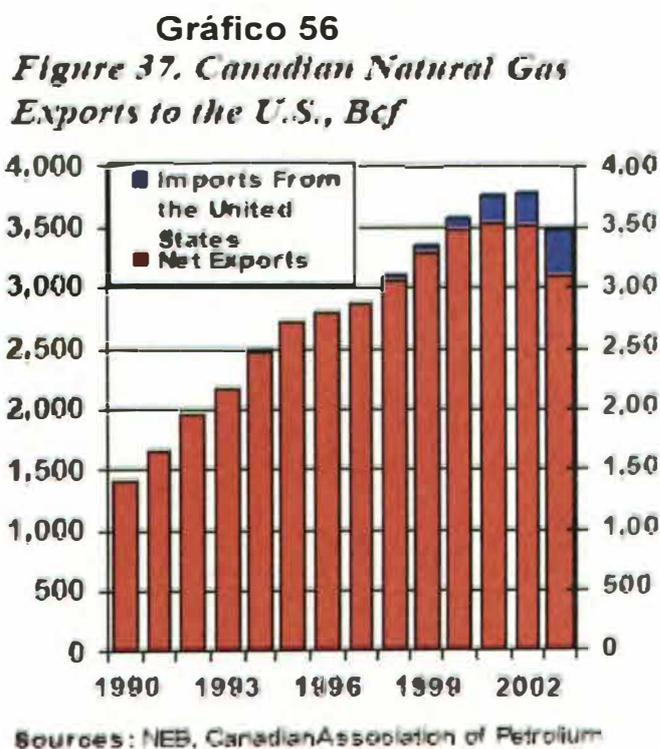
Desde otros países la única alternativa para suministrar gas natural a la Costa Oeste y específicamente al Sur de California, es a través de cargamentos de gas natural licuado.

Tradicionalmente el Estado de California es de los más sensibles, ambientalmente, por lo que la opinión pública no apoya la construcción de terminales y plantas de regasificación dentro del Estado. La seguridad de las instalaciones es otro tema sensible. Sin embargo la potencial amenaza

de desabastecimiento a largo plazo, superaría gradualmente estas barreras. La entidad California Public Utilities Commission prevé que en los próximos 10 a 15 años se tenga en funciones hasta 2 terminales y plantas de regasificación dentro del Estado.

En la próxima década, incluso Canadá sería importador de GNL para el consumo de las provincias de su Costa Este, por el momento autosuficientes, que se encuentran demasiado alejadas, a más de 6,000 kilómetros, de las dos más grandes provincias productoras que se encuentran próximas al Océano Pacífico.

El Gráfico 56 muestra la declinación de las exportaciones de gas natural del Canadá, lo que contribuirá en el futuro a una mayor dependencia de los EUA de importaciones de mercados más alejados, para lo cual la única alternativa son importaciones de GNL.

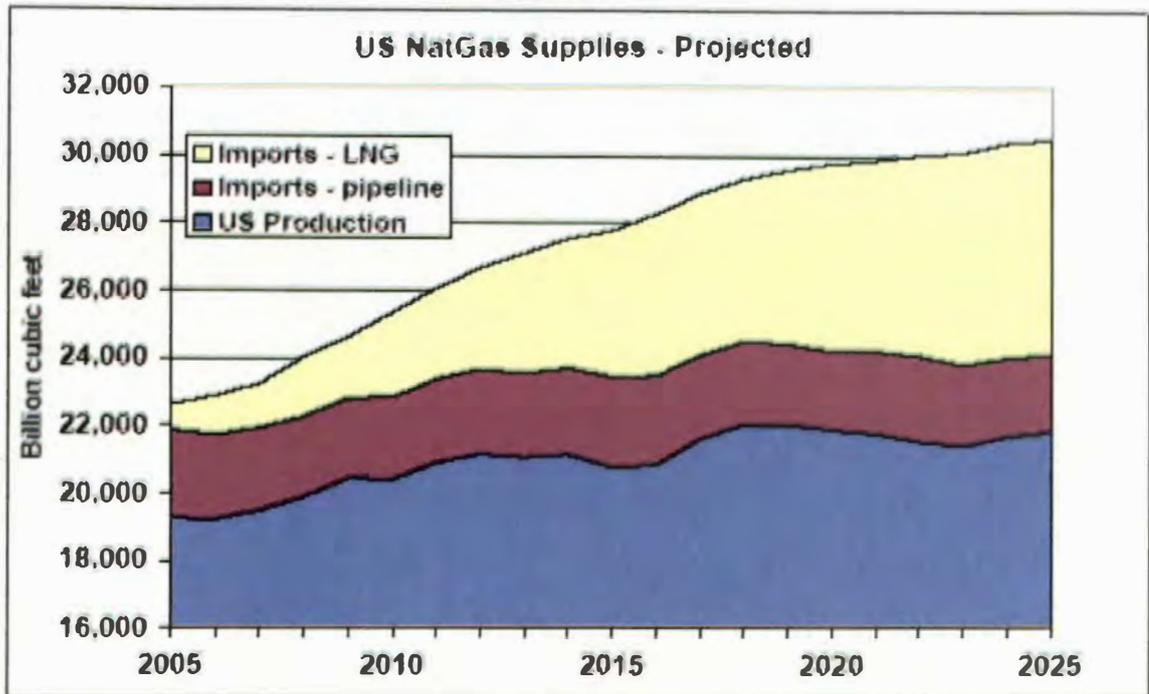


Con el crecimiento del consumo de los EUA, las importaciones del Canadá vía gasoductos serán insuficientes para cubrir la demanda, por lo que crecientemente se importará GNL de otros países fuera de la región de América del Norte.

En un horizonte de 10 años, esta previsto que todos los países que conforman el Acuerdo Comercial de Libre Comercio sean importadores de gas natural. Por consiguiente, el GNL será la única alternativa de alcanzar con exportaciones a estos mercados.

Aun con la participación del gas natural de Alaska desde el año 2016, y cuyos principales mercados se ubicarían en la Costa Oeste y Medio Oeste, en el Gráfico 57, elaborado por el Center for Energy Efficiency and Renewable Technologies, se muestra que las importaciones de EUA de GNL excederían a las importaciones desde el Canadá desde aproximadamente el año 2012, y hacia el año 2020 excederían incluso a la producción interna de gas natural de los EUA.

Gráfico 57



Fuente: Center for Energy Efficiency and Renewable Technologies

En el caso de California, la Comisión de Energía del Estado (California Energy Commission) manifiesta explícitamente que apoyará la construcción de plantas de regasificación de GNL dentro del Estado para garantizar el abastecimiento energético de largo plazo. Dentro del Estado los grupos ambientalistas se han opuesto a la construcción de estas plantas y se estima que los permisos para dar luz verde a la construcción de plantas de regasificación tomarán algunos años, por lo que por el momento la opción con menos barreras que superar son la construcción de plantas de regasificación dentro de México próximas a la frontera con el Estado de California, cuyo principal objetivo sería cubrir la demanda futura del Sur y luego el centro del Estado.

En el Gráfico 58 se muestra los proyectos de terminales de regasificación en México. En el terminal de Ensenada Baja, Baja California, México, (Proyecto Costa Azul) se ha iniciado a inicios del 2006 la construcción. El Terminal de Chevron ya tiene aprobada su construcción; ambos terminales terminarían abasteciendo mayoritariamente al Sur de California.

Gráfico N° 58



El Terminal Costa Azul (Shell/Sempre) en el Estado de Baja California, México, se estima iniciaría sus operaciones de regasificación en el 2008. El proyecto de Chevron costa afuera de Baja California, México, estaría próximo el inicio de su construcción.

El Gráfico 59 expresa la visión futura de abastecer al Sur de California desde plantas de regasificación en el Pacífico Norte de México.

Gráfico 59
Fuentes de Gas Natural en Norteamérica



Fuente: Internacional Energy Agency

Con lo expuesto, será muy difícil el acceso al mercado del Sur de California desde plantas de licuefacción en el Perú.

Capítulo IX

Costeo de la Cadena de Valor del Gas Natural Licuado

El precio del gas natural en el punto que enlaza la producción del campo al gasoducto, que lo transportará hasta una planta de licuefacción, se nombra como la valorización del gas natural en cabeza de pozo.

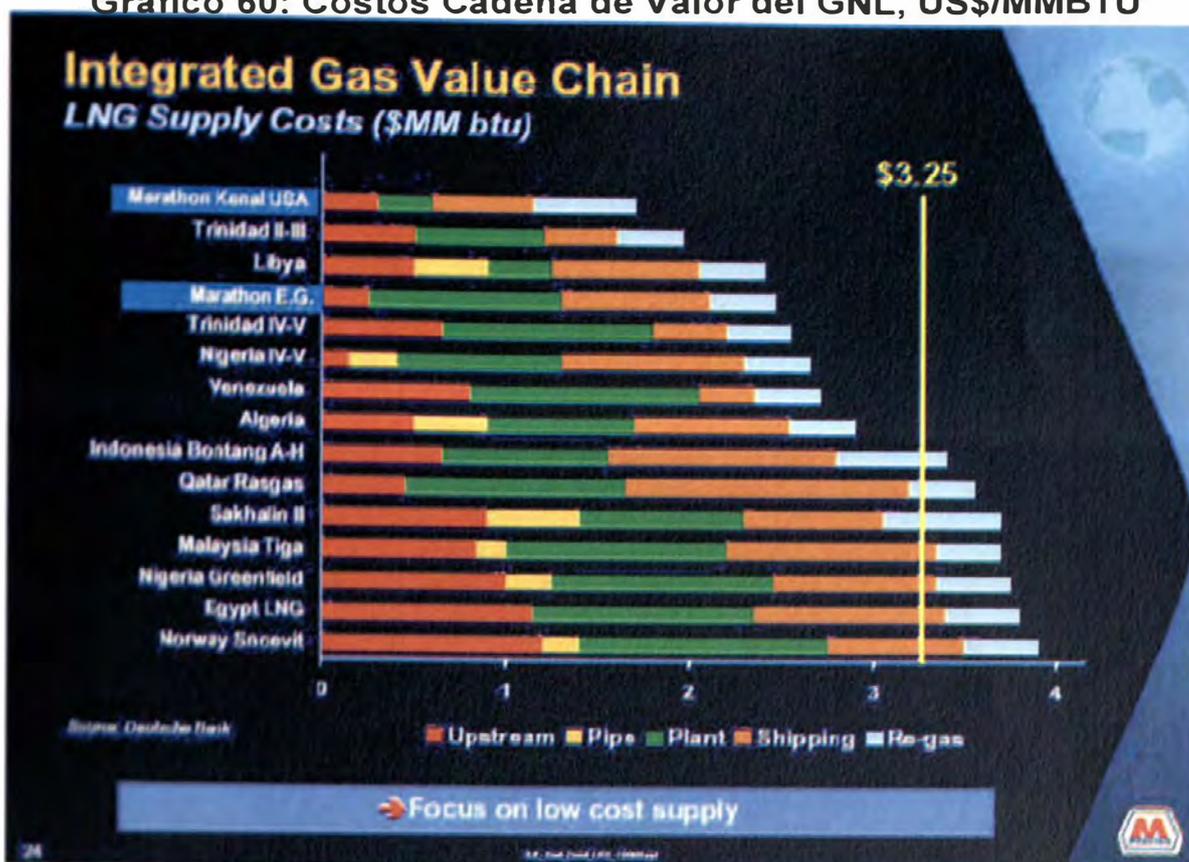
El Net Back Price para la exportación del GNL, puede definirse como el valor unitario remanente del gas natural en cabeza de pozo, luego de sustraer del valor unitario del gas natural en el mercado destino todos los costos unitarios de regasificación, costos de transporte en barcos metaneros, costos de licuefacción, costos de transporte por los gasoductos en el país desde donde se materializa la exportación.

Los componentes del costo unitario son variables con los volúmenes, distancia a mercados de exportación, tamaño de planta de licuefacción, tarifa de transporte por gasoducto, etc. Existe abundante información de numerosos países con comercio de GNL para estimar costos en proyectos nuevos.

IX.1 Costeo en los mercados Globales

El Gráfico 60 muestra los costos unitarios en US\$/MMBTU de la cadena de valor del GNL correspondientes a varios proyectos en operación, desde hace más de 37 años como son los casos de Alaska y Algeria, hasta los más recientes iniciados en Trinidad y Tobago entre los años 2002, 2003, y 2006 inclusive, que corresponden a los Trenes II, III, y IV de la Planta de Licuefacción.

Gráfico 60: Costos Cadena de Valor del GNL, US\$/MMBTU



Fuente: Shell Gas and Power

La variación que se muestra en los costos en cabeza de pozo es debida a la localización de los mercados. Para una mejor ilustración, seleccionaremos como ejemplo un país en el que los mercados se ubican a distancias similares a los potenciales proyectos de exportación de GNL desde el Perú.

Los costos de campo (precio en cabeza de pozo) en Trinidad y Tobago varían entre 0.5 y 0.8 US\$/MMBTU.

Los costos de licuefacción de los trenes 2 y 3 y en el tren 4 son de 0.8 y 1.1 US\$/MMBTU, respectivamente. La razón de la diferencia son las economías de escala; los trenes 2 y 3 tienen una capacidad combinada de 6.6 millones de toneladas de GNL por año; el tren 4 tiene una capacidad de 5.2 millones de toneladas de GNL por año.

El tren 1, abastece exclusivamente a los EUA, y el costo de transporte de los barcos metaneros en promedio es de 0.6 US\$/MMBTU para una distancia promedio de 9,000 kilómetros entre la planta de licuefacción y las plantas de regasificación en la Costa Este y Golfo de México en los EUA. En el Gráfico 60 se muestran costos de transporte de alrededor de 0.5 US\$/MMBTU porque los trenes 2 y 3 abastecen de GNL al Golfo de México y a la empresa El Paso que mayoritariamente los ubicará también

en EUA, un porcentaje menor de la producción de GNL de los trenes 2 y 3 va a España.

El costo de regasificación de acuerdo al Gráfico 60 es de alrededor de 0.35 US\$/MMBTU, lo cual supone que hay una planta de generación de energía eléctrica bastante cerca de la planta de regasificación.

IX.2 Precios futuros del Gas Natural

Se ha establecido que la gran referencia global de precios es el Henry Hub Market, para el cual se ha mostrado la evolución de sus precios desde 1992-Enero 2007. El Contrato de suministro de GNL entre Shell y CFE en la Planta de Altamira en México, establece que se entrega el gas natural al precio en el HHM más 0.21 US\$/MMBTU. Por lo tanto, es factible suponer que como mínimo las futuras entregas de gas regasificado en las nuevas plantas de regasificación que entren en funciones en México se hagan a los precios en el HHM.

El HHM, es también la referencia para la valorización del gas natural en el Estado de California. Como se observa en el Grafico 18, el gas natural en el Sur de California se cotiza, dependiendo del precio en el HHM, a un menor precio entre 0.30 y 0.60 US\$/MMBTU.

En el caso de América del Sur, el gas natural tiene cotizaciones diferentes de un país a otro y aún dentro de un mismo país. Si tomamos como referencia el comercio entre Bolivia-Brasil-Argentina, podemos observar la presión por elevar los precios del gas natural de Bolivia. El más reciente acuerdo entre Bolivia y Argentina, establece que a partir del 1 de Enero del 2007, el gas natural se venderá en la frontera boliviana –argentina a 5.0 US\$/MMBTU; si a este valor se le agrega los costos de transporte por gasoducto en Argentina, este precio se elevaría hasta tal vez 5.4 US\$/MMBTU en un city gate en el Norte de Argentina.

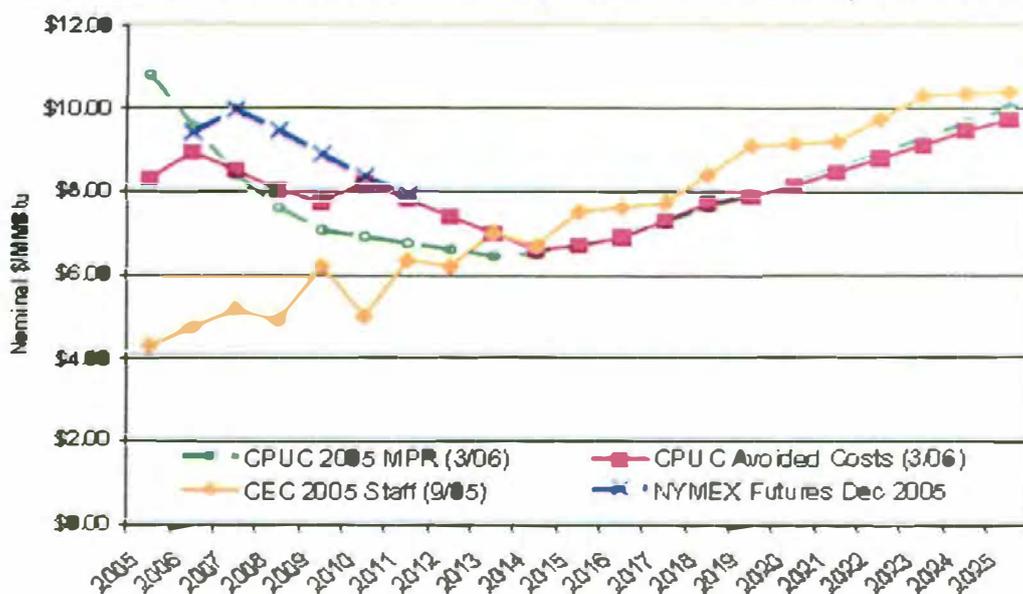
En el caso de Chile, sus expectativas iniciales eran que el gas natural para su futura planta de regasificación tendría costos similares a las del gas natural que obtiene por gasoducto desde Argentina, que hace algunos años era de 3.0 US\$/BTU. Pero si Argentina importará a 5.0 US\$/MMBTU a partir del 2007, lo obvio es que como mínimo exporte a ese valor; por otra parte no suministrará más gas natural a Chile del que tiene comprometido y que desde hace tres años le suministra un volumen menor.

Para la planta de regasificación el GNL tiene que venir de otras fuentes, algunas potencialmente lejanas, y hasta ahora todas las referencias de precios para el GNL se han establecido con referencia a los precios del gas natural en los países de Europa, Asia, México, que a su vez todos convergen a los precios en el HHM. Por lo tanto, lo realista es que los precios del GNL lleguen a Chile luego de regasificados a un precio similar

al del HHM; si esta es la norma de toda las empresas que exportan el GNL, no puede haber una empresa que venda GNL a un precio significativamente menor, el precio será muy similar al del HHM, en el peor de los casos algunos centavos de dólar menor.

En el Gráfico 61 se muestran proyecciones de precios del gas natural de diferentes entidades en los EUA.

Gráfico 61: Pronósticos Precios del Gas Natural, US\$/MMBTU



Fuente: 2006 Integrated Energy Report, Richard McCann

El Gráfico 61 muestra las extremas divergencias y cursos entre el 2006-2010 que siguen las predicciones de precios del CEC (California Energy Commission) la entidad más importante en el Estado de California, California Public Utilities Comisión que es la entidad que supervisa el gas natural para la generación eléctrica en el Estado, y el NYMEX (New York Stock Exchange) que es la bolsa de los EUA que refleja sus predicciones de los precios futuros del gas natural en el HHM. Todas estas predicciones están en dólares nominales es decir dólares corrientes de cada año en el futuro. En el año 2006, los precios del gas natural en el HHM han promediado los 6.73 US\$/MMBTU, cifra que se ubica virtualmente al centro de todas estas predicciones efectuadas entre Setiembre del 2005 y Marzo del 2006.

A partir del año 2012, se observa la convergencia de estas predicciones, resaltándose que la CEC pronostica en ese año para California 6.2 US/MMBTU y el NYMEX pronostica para el HHM 6.65 US\$/MMBTU. El precio promedio del periodo 2010-2025, no es menor de los 7.0 US\$/MMBTU.

IX.3 Cadena de Valor para el Perú

En el Perú hasta Noviembre del 2006, el precio en cabeza de pozo para el gas natural del Lote 88 (Camisea) para el sector eléctrico era de 1.24 US\$/MMBTU y para el sector industrial era de 1.90 US\$/MMBTU, estos son precios de venta reales. El 63% de las ventas se destinan a un solo comprador eléctrico que por esta razón tiene un precio menor. Dentro de las empresas industriales, en los últimos meses se incorporó la más importante empresa cementera, que es el segundo comprador en volumen por lo que tiene un precio similar a la de la empresa eléctrica.

Para un proyecto exportador el precio en cabeza de pozo se fijaría con referencia al precios del gas natural en el mercado destino descontando todos los costos de la cadena hasta la cabeza de pozo (inicio del Gasoducto).

Tarifa de transporte por el Gasoducto

Las tarifas máximas de transporte por el gasoducto de Camisea a Lurín, las fija el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). Estas tarifas máximas se reajustan cada dos años. El 15 de Marzo de 2006 se establecieron las Tarifas Máximas de la Red Principal (Gasoducto) de Camisea.

Estas tarifas máximas son: 31.4384 US\$/Mil metros cúbicos para generador eléctrico y 39.3727 US\$/Mil metros cúbicos para los otros consumidores.

Como el gas natural de Camisea tiene 1083.5 BTU por cada pie cúbico, las tarifas máximas en las unidades apropiadas serían:

Generador eléctrico	0.82 US\$/MMBTU
Otros compradores	1.03 US\$/MMBTU

Estas tarifas máximas estarán vigentes desde el 1 de Mayo del 2006 hasta el 30 de Abril del 2008.

Con el incremento del volumen que se transporta por el Gasoducto, se reducen las tarifas máximas, que solo tienen vigencia por dos años. Al igual que en los precios en la cabeza de pozo, si aparece un comprador que compre volúmenes casi tan importantes o quizás mayores en el futuro como el actual único comprador eléctrico, puede obtener tarifas de transporte similares a las de este generador eléctrico. Desde el mes de Noviembre del 2006, un nuevo generador eléctrico comprará gas natural de Camisea, pues se ha inaugurado en el mes de Diciembre del 2006 una nueva central eléctrica alimentada con gas natural (Chilca I) en la que participa el Grupo Suez (Tractebel), el cual también tiene participación en la propiedad del Gasoducto de Camisea.

Con un proyecto exportador, por los grandes volúmenes que estarían comprometidos desde el 2010, la tarifa de transporte máxima sería menor a los 0.80 US\$/MMBTU, probablemente alrededor de 0.5 US\$/MMBTU.

Costos de Licuefacción

Están relacionados con la capacidad de la planta. Para un tren de 3.3 millones de capacidad de GNL anual (425 MMPCD) el valor unitario del GNL sería de 1.0 US\$/MMBTU. Dos trenes con capacidad combinada de 6.6 mta (850 MMPCD) despachan de acuerdo al Gráfico 57 a un precio unitario del GNL de 0.8 US\$/MMBTU.

Costo del Transporte por Barcos Metaneros

Si tomamos como referencia la Tabla 11, y considerando que la distancia desde Cañete hasta Manzanillo o Lázaro Cárdenas en México es de 7,000 kilómetros, el costo proporcional de transporte por barcos metaneros sería entre 0.5 y 0.6 US\$/MMBTU.

Se ha mencionado que la utilización de barcos metaleros con capacidad para transportar 145,000 metros cúbicos de GNL ha reducido significativamente los costos de transporte del GNL. México tiene la experiencia reciente de los cargamentos de 138,000 metros cúbicos de capacidad que llegan desde Agosto del 2006 al terminal de regasificación de Altamira en el Atlántico.

Con el inicio de las importaciones de GNL de México, este país cuenta con la información suficiente respecto de los costos de los cargamentos de GNL que arriban desde Agosto del 2006 a la Planta de Regasificación de Altamira, y de la procedencia de estas importaciones, como para evaluar costos de transporte por barcos metaneros desde otras fuentes posibles de suministro de GNL.

En una presentación en el World Energy Council, en Marzo del 2006 en Río de Janeiro, Brasil, un alto funcionario de la Dirección de Planificación de la Comisión de Regulación de Energía de México (CRE), presentó el siguiente Gráfico 62.

Gráfico 62



Fuente: CRE, "Integración energética en Latinoamérica y el Caribe, el Caso de México"

La coincidencia independiente de los cálculos de la Tabla 11 y el Gráfico 57, permite acotar el costo de transporte a México en un rango alrededor de los 0.55 US\$ por cada millón de BTU. Si en el futuro próximo se dispone de barcos metaneros de capacidad mayor a los 138,000 metros cúbicos, perfectamente factible, estos costos unitarios incluso podrían disminuir.

La distancia entre Cañete, donde se ubicaría la planta de licuefacción en el Perú y la Planta de Regasificación próxima a construirse en el Centro de Chile es de alrededor de 3,000 kilómetros, por lo que el costo unitario de transporte en barcos metaneros sería de alrededor de 0.30 US\$/MMBTU.

Con un proyecto de construcción de la Planta de Licuefacción en Cañete ya lanzado, no sería razonable la alternativa de construir un gasoducto hacia el norte de Chile que también demanda más gas natural. Además los costos de transporte unitario de GNL son sorprendentemente bajos y competitivos respecto del transporte por gasoductos.

En el Gráfico 63 se muestra la comparación de distancias respecto de los mercados mexicano y chileno central, con las cuales se ha estimado el costo de transporte del GNL desde Cañete en el Perú hacia la Zona Central de Chile.

Gráfico 63



Fuente: Arthur D Little, Oportunidades y Retos para la Integración Gasífera.

IX.4 Selección de Alternativa más Favorable

Zona Central de Chile

- Inmejorable ubicación Geográfica
- Se tiene un operador seleccionado, la empresa British Gas.
- En pleno proceso para la selección de quienes abastecerían con GNL a la planta de regasificación, hay 5 postores. Se seleccionarían 3. Entre los interesados Repsol, Tractebel, ambos tienen vínculos con el proyecto de Camisea.
- El menor costo de transporte por barcos metaneros

Desventaja: No habría un único proveedor. Se establecerían volúmenes cuotas de acuerdo a las ofertas de precios de abastecimiento. Si embargo todas estarían referenciadas al HHM.

Manzanillo, México

- Posiblemente el mercado más grande.
- Operador de la Planta de Regasificación será proveedor exclusivo.
- Contrato de largo plazo, mínimo 15 años, con volúmenes comprometidos. Repsol, tiene un permiso de sitio para construcción de planta de regasificación (Lázaro Cardenas), no es suficiente. Tractebel tiene negocios en México, es otro postor potencial para la construcción de una planta de regasificación.

Desventaja

- Plazos dependen de la CFE
- CFE será el seleccionador clave, una sola empresa proveedora
- Si la empresa seleccionada no tiene negocios en el Perú, será difícil acceder a este mercado. Por lo general la empresa operadora escoge tener toda la cadena de valor del GNL bajo su control, implica tratará de llevar GNL desde un campo de su propiedad.

Costa Oeste de los EUA

- El más difícil, Shell y Chevron, abastecerán con GNL desde territorio mexicano cercano a frontera con California. Son grandes empresas que llevarían GNL desde sus numerosas propiedades en la Cuenca del Pacífico.
- Mercado Californiano, el más competitivo de los EUA.
- Precios entre 0.30 y 0.60 US\$/MMBTU por debajo del HHM
- Es el mercado más alejado, entre los seleccionados, desfavorable para un Net Back Price.
- El gas natural de Canadá, con sus gasoductos, también es competencia, principalmente en el Centro y Norte del Estado.
- En el futuro el gas natural de Alaska, luego del 2015, también sería competencia.
- Cerrada oposición de ciudadanos californianos a plantas de regasificación dentro del Estado. Construcción se ha postergado por varios años. Obliga, al menos inicialmente, al abastecimiento de gas regasificado o energía eléctrica desde México
- Con Shell y Chevron con plantas de regasificación cerca de la frontera, el mercado está virtualmente perdido.

La Visión

Exportación posible a dos destinos. Posible primer destino Chile. Para exportar grandes volúmenes, se requiere el complemento del mercado del Centro Sur de México.

IX.5 Net Back Price del Gas Natural Peruano de Exportación

Como se mencionó anteriormente, las alternativas de exportación a los mercados de México y Chile no son excluyentes, por lo que se analizaran en principio como excluyentes para efectos de comparación, y luego se efectuara un mix de ambos mercados.

El punto inicial de partida es establecer los precios del gas natural en el HHM. Como se precisó las alternativas a analizar para simplificar son dos escenarios de precios en el HHM, 6.0 y 7.0 US\$/MMBTU, especialmente este último, pues el consenso de los analistas para el largo plazo son a partir de este precio a mayores.

HHM, US\$/MMBTU	6.0		7.0	
	Chile	México	Chile	México
Regasificación	0.4	0.4	0.4	0.4
Transporte en Metaneros	0.3	0.6	0.3	0.6
Licuefacción	1.0	1.0	1.0	1.0
Transporte en Gasoductos	0.5	0.5	0.5	0.5
Valorización en Cabeza de Pozo	3.8	3.5	4.8	4.5

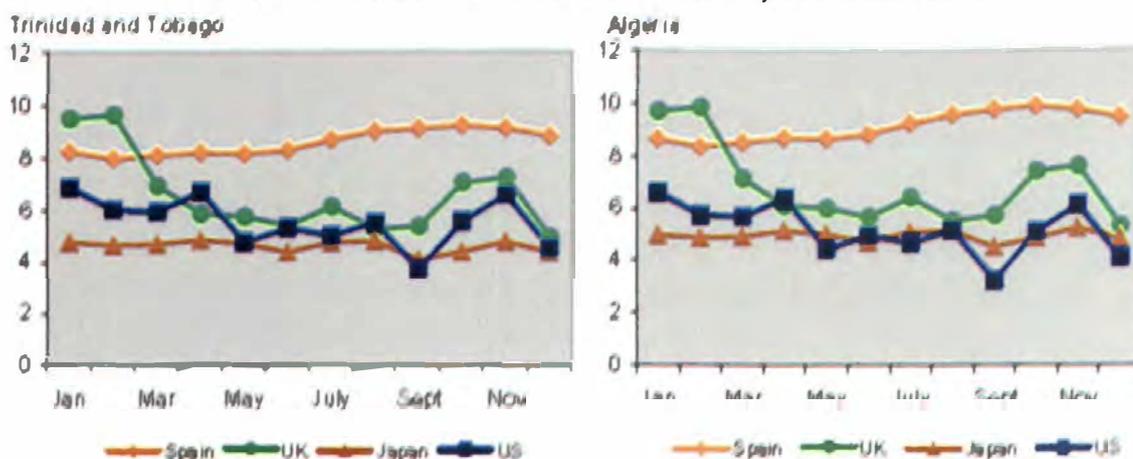
En este caso se ha considerado una planta de licuefacción de 425 MMPCD.

Con el incremento de la producción de gas natural desde el año 2010, la suma del consumo interno más la exportación, los costos de transporte por el gasoducto serían entre 0.4 a 0.5 US\$/MMBTU, que se muestra en esta tabla.

Con una planta de licuefacción de 620 MMPCD, el costo unitario de licuefacción se reduciría posiblemente a 0.8 US\$/MMBTU (basados en Trinidad y Tobago).

Este Net Back Price para la exportación de GNL desde el Perú es de magnitud similar a los valores de Net Back Price de otros países exportadores de GNL tal como se muestra en el Gráfico 64.

Gráfico 64 : Net Back Price 2006, US\$/MMBTU



Source: Energy Intelligence. "World Gas Intelligence, Weekly Edition"

IX.6 Evolución del Consumo Interno de Gas Natural y Potencial de Exportación

Se han utilizado dos fuentes para proyectar la demanda interna del gas natural proveniente de el Lote 88 (Camisea), Lote 56, y áreas circundantes.

La Dirección General de Hidrocarburos, en su Plan Referencial de Hidrocarburos establece dos escenarios para pronosticar la evolución de la demanda del gas natural proveniente de Camisea, Lote 56, y áreas circundantes, para el periodo 2006-2025.

Escenario térmico, considera que la expansión de la capacidad de generación eléctrica se efectuará solo con plantas térmicas alimentadas con gas natural.

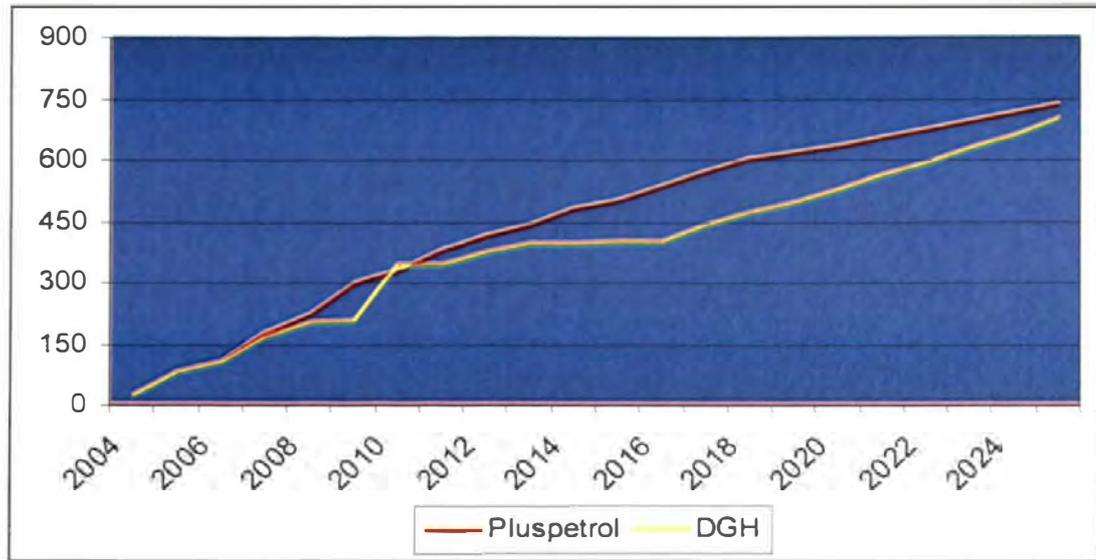
Escenario Hidrotérmico, considera que la expansión futura de la capacidad de generación eléctrica se efectuará con nuevas centrales hidráulicas y nuevas centrales térmicas, 50% en cada caso.

Para efectos de la estimación de la demanda se ha seleccionado el escenario Hidrotérmico, el más realista.

La otra fuente de estimación de la demanda de gas natural es el operador de los lotes 88 y 56, que proyecta esta demanda del 2006-2020. Del 2021 al 2025, se ha estimado un crecimiento de la demanda de 3% anual.

El Gráfico 65 muestra la comparación de estas demandas para el periodo 2007-2025 (se tienen datos reales del 2004 al 2006).

Gráfico 65: Demanda Proyectada, MMPCD



IX.7 Excedentes de Capacidad de Producción de Gas Natural

En el Gráfico 66 se muestra la ubicación de la Planta de Licuefacción en Cañete actualmente en construcción y que se estima estaría operativa en el año 2010.



Fuente: Repsol YPF “LNG Development Projects” Panel Fuentes no convencionales para el suministro de combustibles, Octubre 10, 2006, Bogota Colombia.

El Lote 88, con un solo yacimiento productor tiene capacidad de producción de 484 MMPCD, de los cuales a la salida de la planta de procesamiento de gas natural donde se extraen los hidrocarburos líquidos del gas húmedo, se tiene un volumen de gas seco de 440 MMPCD. En el 2006 se ha vendido un promedio de 103 MMPCD, y el consumo propio del campo y de la planta de fraccionamiento en Pisco es de 23 MMPCD; luego de lo cual se tiene alrededor de 314 MMPCD para ser reinyectado a los reservorios.

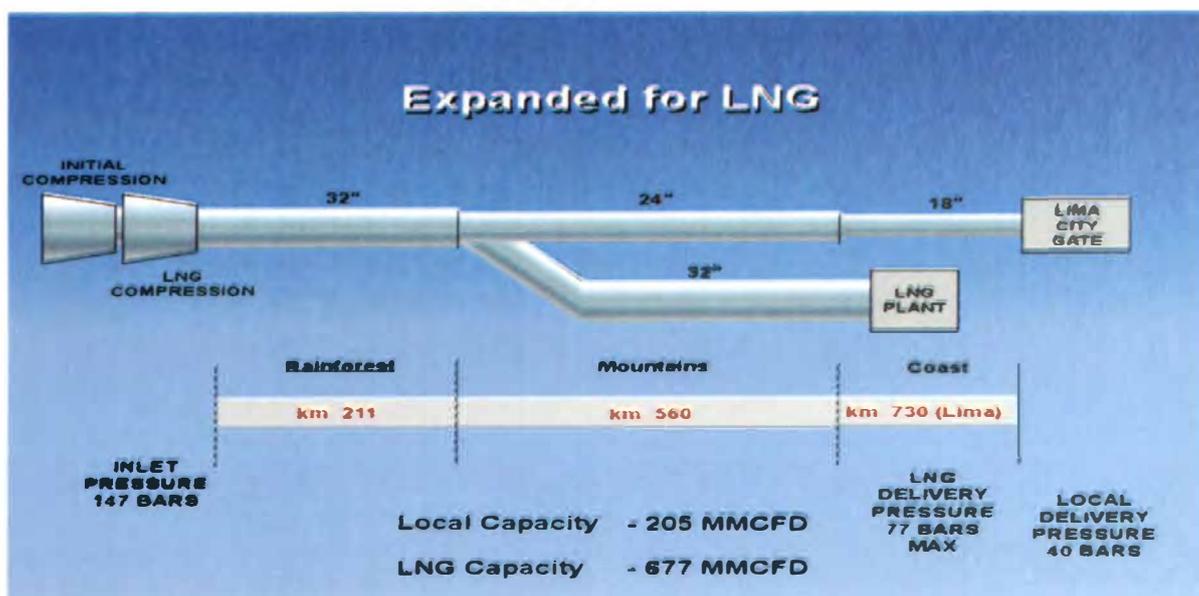
En el yacimiento más grande del Lote 88, Cashiriari, aun no se han perforado los pozos de desarrollo para iniciar su producción. En el Lote 56 ya se han perforado dos pozos de desarrollo, y se estima que iniciará su producción de líquidos del gas natural en el 2008 y exportaciones de GNL en el 2010.

Las actividades que están en curso y alguna futura, para ampliar la capacidad exportable futura son las siguientes:

- Expansión de la capacidad del gasoducto en sus tramos de la sierra y costa, para generar excedentes de exportación de 620 MMPCD desde el 2010.
- Expansión de la capacidad de la planta de procesamiento de gas natural de Malvinas.
- Expansión de la capacidad de la planta de fraccionamiento de Pisco
- Perforación de pozos de desarrollo en Lote 56.
- Perforación de pozos de desarrollo en lote 88 (Cashiriari)

El Gráfico 67 muestra el nuevo gasoducto paralelo al actual, para una capacidad de transporte total del sistema de 1,350 MMPCD de gas natural.

Gráfico 67



Fuente: PERU LNG

En el Gráfico 68 se muestra un modelo a escala de la planta de licuefacción actualmente en construcción en el Sur (Cañete) del Perú

Gráfico 68: Planta de Licuefacción de Gas Natural en el Perú

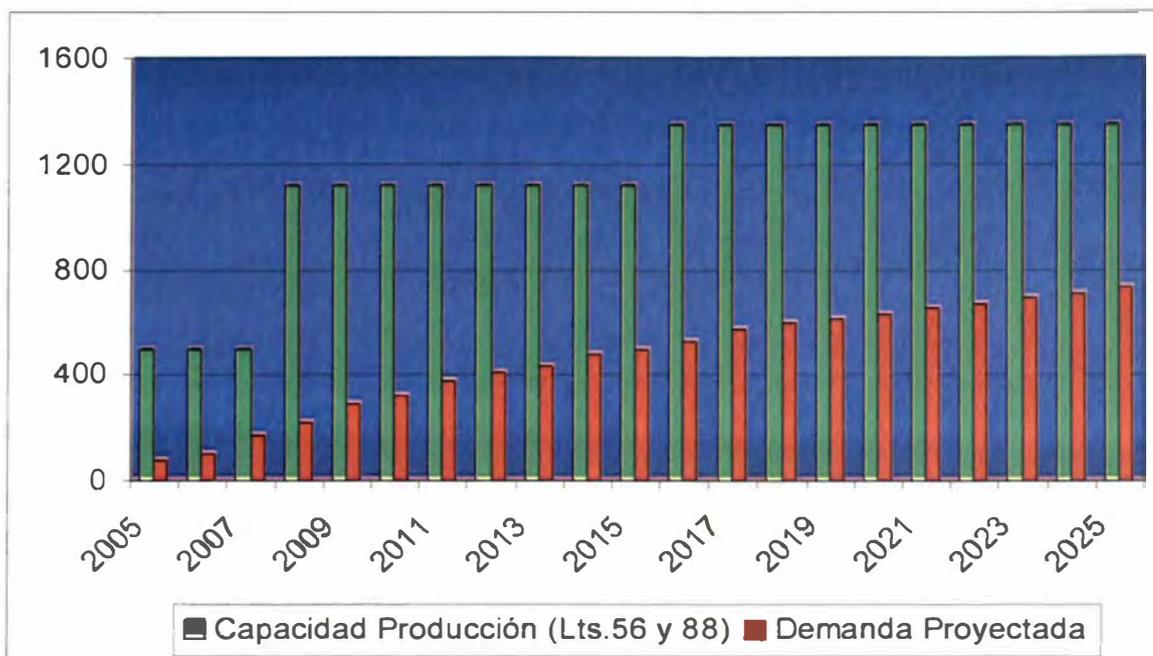


Fuente: Repsol YPF “LNG Development Projects” Panel Fuentes no convencionales para el suministro de combustibles, Octubre 10, 2006, Bogota Colombia.

Aunque los tres yacimientos descubiertos en los lotes 88 y 56 tienen capacidad conjunta para producir más de 1,500 MMPCD, la capacidad real estará limitada a las ampliaciones de capacidad que se proyectan para el gasoducto

Con las ampliaciones del gasoducto previstas por el consorcio de empresas encargadas del sistema de transporte y el consorcio exportador de GNL, la capacidad de producción de gas natural de los lotes 88 y 56 versus la demanda interna proyectada por el operador de estos lotes, se tendría los excedentes potencialmente exportables que se muestran en el Gráfico 69

Gráfico 69 : MMPCD



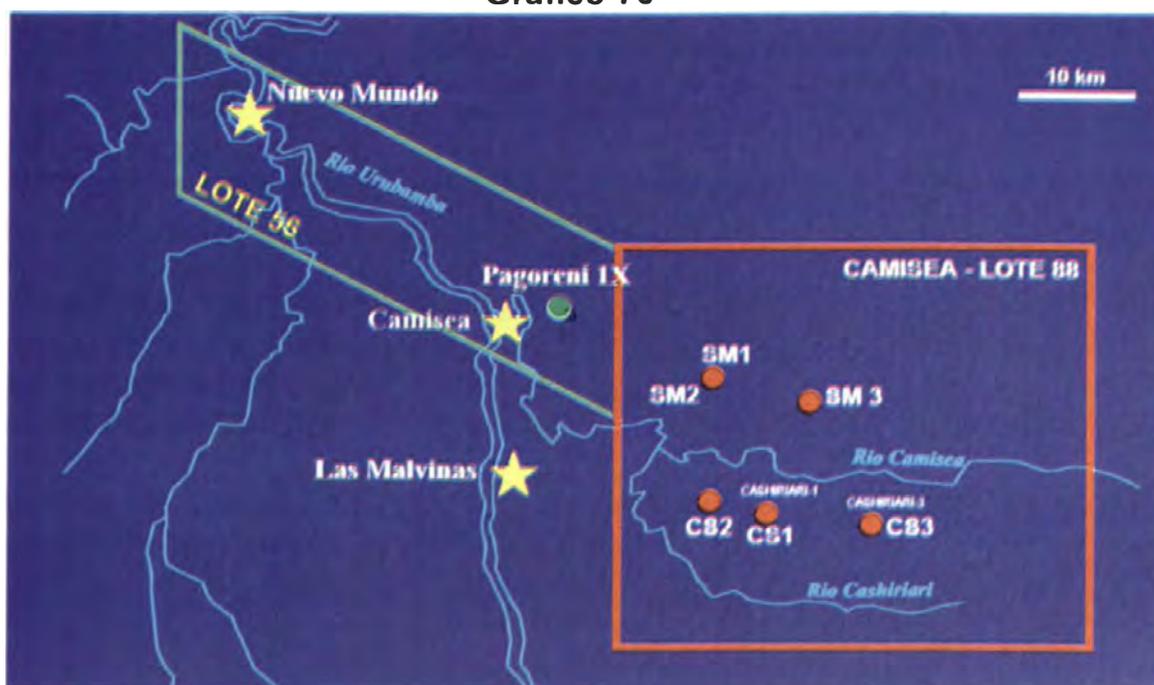
Es necesario, resaltar la diferencia que existe entre demanda y consumo de gas natural. La demanda son básicamente las ventas de gas natural. El Consumo Interno incluye las ventas de gas natural y el consumo propio de gas natural en el campo, en la planta de procesamiento de gas natural, y en la planta de fraccionamiento de líquidos.

Se estima que en el periodo 2007-2025 se tendría un consumo propio de 0.27 TCF.

Para efectos de recaudación vía regalías se utilizan las ventas, para efectos del balance de producción y reservas probadas al fin de cada año se debe tener en cuenta el consumo propio.

El Gráfico 70 muestra la ubicación de los lotes 88 y 56, cuyos hidrocarburos producidos se transportarán conjuntamente por el sistema de poliductos a la Costa Sur del país.

Gráfico 70



IX.8 Regalías Adicionales Recaudadas vía la Exportación de GNL

Se analizan tres escenarios, en un horizonte de 16 años (2010-2025):

- E.1 Exportación de 400 MMPCD de GNL al mercado chileno
- E.2 Exportación de 620 MMPCD al mercado mexicano
- E.3 Exportación de 300 MMPCD al mercado chileno y de 320 MMPCD al mercado mexicano.

La alternativa E.1, es la menos probable porque está en proyecto la construcción de una planta de licuefacción en Cañete con capacidad de exportar 620 MMPCD de GNL.

Las alternativas E2 y E3 desde la perspectiva del consorcio a cargo del proyecto exportador son ambas viables. Desde la perspectiva de la mayor ventaja económica, es más conveniente exportar a Chile por el mayor valor del gas natural en boca de pozo (mayor Net Back Price, en base a precios internacionales). Pero ante la decisión de Chile de no depender de un solo proveedor, la alternativa más factible es la de exportar cuotas del GNL a ambos mercados; de esta forma se maximiza la valorización del gas natural en boca de pozo y por consiguiente se maximiza la regalía recaudada.

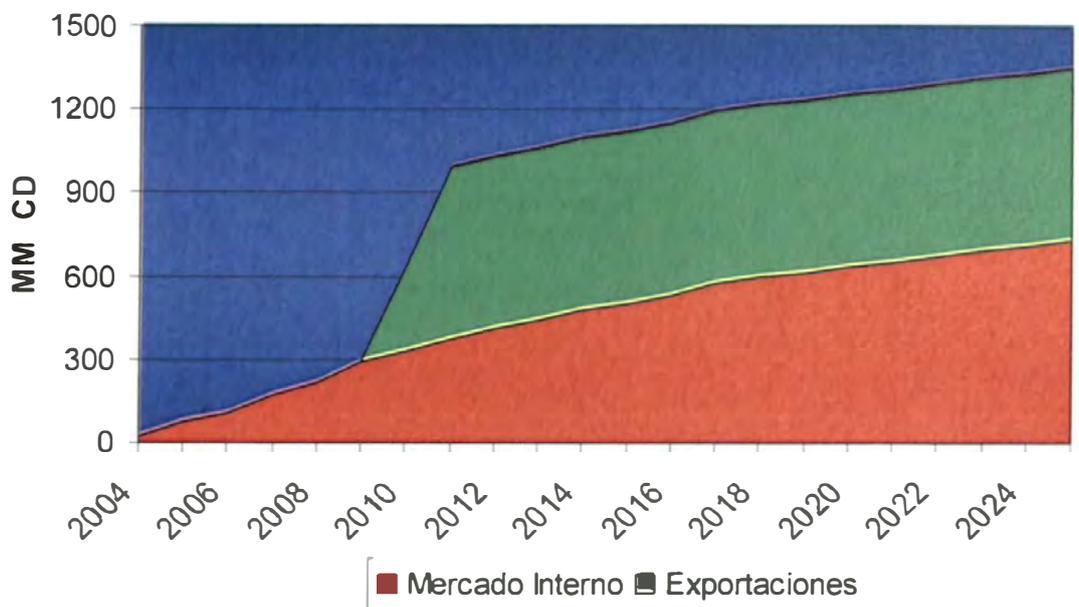
Se ha utilizado como la alternativa de precios futuros más probable la que estima que los precios en el Henry Hub Market promediarán los 7.0 US\$/MMBTU entre el 2010-2020, de acuerdo a lo mostrado en el 2006 Integrated Energy Report (Gráfico 61)

En la alternativa E.3, se han utilizado los siguientes parámetros para efectos de valorización en cabeza de pozo de la exportación de gas natural:

Periodo de Exportación 2010-2025
Exportación de GNL a Chile, 300 MMPCD
Exportación de GNL a México, 320 MMPCD
Precios en el Henry Hub Market, 7.0 US\$/MMBTU
Net Back Price, exportación a Chile, 4.7 US\$/MMBTU
Net Back Price, exportación a México, 4.3 US\$/MMBTU
Regalías Lote 88, 37.24%
Regalías Lote 56, 38.0%

El Gráfico 71 muestra la comparación de las ventas en volumen en el mercado interno y las exportaciones de GNL

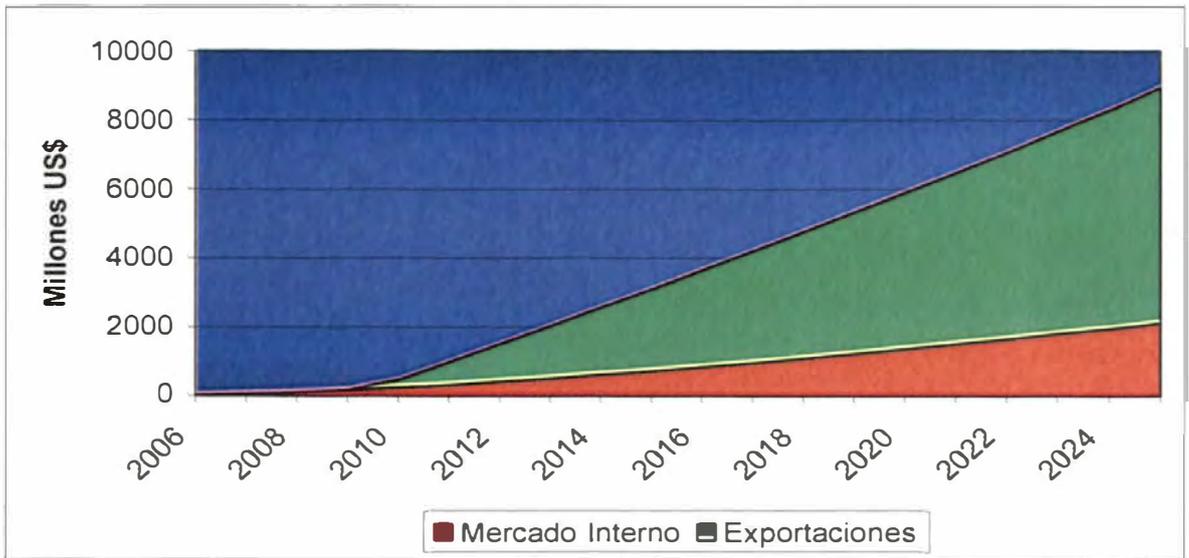
Gráfico 71 : Ventas Lotes 88 y 56



En el Anexo III se muestran las cifras utilizadas para las proyecciones de la demanda interna y las exportaciones, ambas formuladas por el operador de los Lotes 88 y 56.

En términos de valorización y regalías recaudadas el Gráfico 72 muestra que la exportación es vital para monetizar las reservas de gas natural, por que la expectativa de precios unitarios en cabeza de pozo para la exportación sería casi tres veces mayor a la de los precios unitarios del gas natural en cabeza de pozo para el mercado interno.

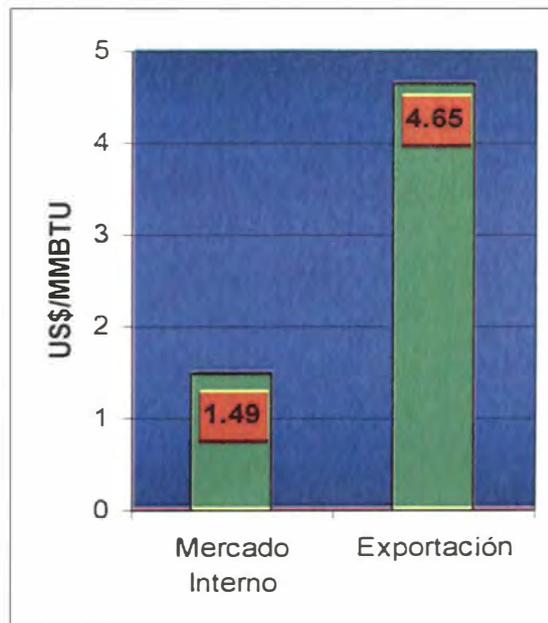
Gráfico 72 : Regalías Acumuladas



Mientras que el Gráfico 71, en términos de ventas muestra que los volúmenes son similares en el mercado interno y exportación hacia los años 2019 y 2020. El Gráfico 72 muestra que la exportación produce sustantivamente mayores ingresos por regalía recaudada (implica también mayores ingresos para el contratista).

La justificación se muestra en el siguiente Gráfico 73 (1.49 US\$/MMBTU valor real de venta promedio del año 2006).

Gráfico 73



En los Anexos IV, V, y VI, se resumen los cálculos con los cuales se ha elaborado el Gráfico 72.

Conclusiones

1. Los actuales altos precios internacionales del gas natural continuarían en el futuro, promoviéndose de esta forma la exportación de Gas Natural Licuado desde los países con capacidad de producción de gas natural bastante mayor a su consumo interno.
2. Para el Perú, desde el punto de vista de los ingresos, de las empresas, recaudación de regalías, recaudación del canon, sería más favorable la exportación de Gas Natural Licuado por volumen y precio unitario respecto de las ventas en el mercado nacional.
3. La posición geográfica respecto del mercado destino de las exportaciones de Gas Natural Licuado y el vínculo con los operadores de los terminales de regasificación es clave para asegurar el mercado.
4. El mercado del Sur de California es virtualmente inalcanzable, operadores de plantas de regasificación en la frontera norte con México, son grandes empresas con sus propias fuentes de abastecimiento.
5. El mercado más favorable para la futura exportación de Gas Natural Licuado es el de la zona Central de Chile, exportación se iniciaría en el 2010. Complementariamente sería posible exportar, desde el 2011, a la zona Central Sur de la Costa del Pacífico de México.
6. Contratos serían de largo plazo, entre 15 y 20 años. En Chile se establecerían cuotas de suministro entre al menos tres proveedores de Gas Natural Licuado. En México el operador de la planta de regasificación sería también el proveedor del Gas Natural Licuado desde un país ó países, donde la empresa proveedora tenga participación en una planta de licuefacción de gas natural.
7. La participación de Repsol YPF en la Planta de Licuefacción en el Sur del Perú asegura la exportación de Gas Natural Licuado, pues esta empresa tiene capacidad de suministro a plantas de regasificación propias o de terceros en varios continentes.
8. Se necesita incrementar la oferta potencialmente exportable de gas natural, con más descubrimientos, para asegurar la demanda de futuras plantas petroquímicas posibles de instalarse en el país. Estos nuevos descubrimientos pueden provenir de los lotes 88, 56, y de sus lotes contiguos actualmente en exploración.

9. Con los precios altos del gas natural en los mercados internacionales, por encima de los 6.0 US\$/MMBTU, la alternativa de exportar Gas Natural Licuado sería más favorable para los productores, que vender gas natural a plantas petroquímicas a los precios en cabeza de pozo actuales en el mercado nacional del gas natural proveniente del Lote 88.

Anexo I : Plantas de Licuefacción de Gas Natural al 30.11.2006

	País	Planta	Trenes	Capacidad	Año Inicio
Norteamérica					
1	U.S.A	Kenai (Alaska)	2	1.5	1969
Latinoamerica					
2	Trinidad & Tobago	Atlantic LNG	1	3.3	1999
3		Atlantic LNG	2	6.6	2002/2003
4		Atlantic LNG	1	5.2	2006
Africa					
5	Algeria	Arzew GL-1Z	6	7.95	1978
6		Arzew-GL-2Z	6	8.4	1981
7		Arzew GL-4Z	3	0.9	1984
8		Skikda GL-1K	3	2.8	1972
9		Skikda GL-1K	3	3.0	1981
10	Egipto	Egyptian LNG	1	3.6	2005
11		SEGAS Dami.	1	5.6	2005
12	Libia	Marsa El Breg	3	2.3	1970
13	Nigeria	Bonny I. T1/T2	2	5.9	1999
14		Bonny I. T3	1	2.95	2002
Asia					
15	Australia	NWS Aus.Lng	2	5.0	1989
16		NWS Aus.Lng	1	2.5	1992
17		NWS Aus.Lng	1	4.2	2004
18		Darwin	1	4.0	2006
18	Brunei	Lumut 1	5	7.2	1972
19	Indonesia	Arun Fase 1	3	2.0	1978
20		Arun Fase 1	2	4.0	1983
21		Arun Fase 1	1	2.0	1986
22		Bontang A-H	8	22.59	1977-1999
23	Malasia	Bintulu MLNG1	3	8.1	1983
24		Bintulu MLNG2	3	7.8	1994
25		Bintulu MLNG3	2	6.8	2003
Medio Oriente					
26	Oman	Oman LNG	2	6.6	2000
27	Qatar	Qatargas 1 T1/T2	3	8.3	1997
28		Rasgas 1	2	6.6	1999
29		Rasgas 2	1	4.7	2004
30		Qatargas II	1	7.0	2006
31	Emiratos A.U.	ADGAS	3	5.6	1977/1994
Europa					
32	Noruega	M./Snohvit LNG	1	4.1	2006

Anexo II
Plantas de Regasificación al 30.11. 2006

	Pais	Planta	Tanques	Capacidad, m3	Año Inicio
Asia					
1	Japón	Shin Minato	1	80,000	1997
2		Higashi Niigata	8	720,000	1984
3		Futtsu	8	860,000	1985
4		Sodegaura	35	2,660,000	1973
5		Higashi Ohgishima	9	540,000	1984
6		Ohgishima	3	600,000	1998
7		Negishi	16	1,250,000	1969
8		Sodeshi	2	177,200	1996
9		Chita Kyodo	4	300,000	1977
10		Chita LNG	7	640,000	1983
11		Yokkaichi LNG	4	320,000	1987
12		Yokkaichi Works	2	160,000	1991
13		Kawagoe	4	480,000	1997
14		Senboku I	4	180,000	1972
15		Senboku II	18	1,510,000	1972
16		Himeji	7	520,000	1977
17		Himrji Joint	7	1,440,000	1984
18		Hatsukaichi	1	170,000	1996
19		Yanai	6	480,000	1990
20		Ohita	5	460,000	1990
21		Tobata	8	480,000	1977
22		Fukuoka	2	70,000	1993
23		Kagoshima	1	36,000	1996
24		Chita Midorihama	1	200,000	2001
25	Corea del Sur	Pyeong Taek	10	1,000,000	1986
26		Incheon	12	1,280,000	1996
27		Tongyeon	7	980,000	2002
28		Gwangyang	2	200,000	2005
29	Taiwan	Yung-An	6	430,000	1990
30	India	Dahej (Gujarat)	2	320,000	2004
Europa					
31	Belgica	Zeebrugge	3	261,000	1987
32	Francia	Fos-sur-Mer	2	150,000	1972
33		Montoir-de-Breta	2	360,000	1980
34	Grecia	Revithoussa	2	130,000	1999
35	Italia	Panigaglia	2	100,000	1971
36	Portugal	Sines	2	240,000	2003
37	España	Barcelona	4	240,000	1970
38		Huelva	3	160,000	1988
39		Cartagena	2	160,000	1989
40		Bilbao	2	300,000	2003

41		Valencia (Sagunto)		300,000	2006
42		Lugo (Mugardos)	2	300,000	2006
43	Turquía	Marmara Ereglisi	3	255,000	1994
44		Aliaga (Izmir)	2	280,000	2003
45	Reino Unido	Isla de Grain	4	200,000	2005
America del Norte					
46	Estados Unidos	Everett	2	160,000	1971
47		Cove Point	5	370,000	2001
48		Elba Island	3	190,000	2002
49		Lake Charles	3	285,000	1982
50		Gulf Gateway	0	0	2005
51	México	Altamira	2	300,000	2006
America del Centro					
52	Republica Dominicana	AES Los Mina	1	160,000	2003
53	Puerto Rico	EcoElectricta	2	160,000	2000

Anexo III
Ventas Mercado Interno y Exportaciones

Año	Lote 88 : MMPCD		Lote 56 : MMPCD	Total : MMPCD	
	Ventas Merc. Interno	Exportaciones	Exportaciones	Ventas Merc. Interno	Exportaciones
2006	103	-	-	103	-
2007	171	-	-	171	-
2008	217	-	-	217	-
2009	294	-	-	294	-
2010	326	-	300	326	300
2011	375	106	514	375	620
2012	411	106	514	411	620
2013	437	106	514	437	620
2014	477	106	514	477	620
2015	500	106	514	500	620
2016	532	106	514	532	620
2017	572	106	514	572	620
2018	599	122	498	599	620
2019	614	186	434	614	620
2020	633	246	374	633	620
2021	652	295	325	652	620
2022	672	337	283	672	620
2023	692	374	246	692	620
2024	712	406	214	712	620
2025	734	434	186	734	620
Total TCF	3.55	1.15	2.36	3.55	3.50

Anexo IV
Exportación a Chile

Precios	US\$/MMBTU
Henry Hub Market	7.0
Net Back Price, Chile	4.8
Exportación Chile, MMPCD	400
Tasa de Regalías, Lote 56, %	38.0
BTU/PC	1080

Año	MMPCD	MMPC	Millones de US\$		
			MMMBTU	Valorización	Regalia
2010	400	146000	157680	757	288
2011	400	146000	157680	757	288
2012	400	146400	158112	759	288
2013	400	146000	157680	757	288
2014	400	146000	157680	757	288
2015	400	146000	157680	757	288
2016	400	146400	158112	759	288
2017	400	146000	157680	757	288
2018	400	146000	157680	757	288
2019	400	146000	157680	757	288
2020	400	146400	158112	759	288
2021	400	146000	157680	757	288
2022	400	146000	157680	757	288
2023	400	146000	157680	757	288
2024	400	146400	158112	759	288
2025	400	146000	157680	757	288
Total		2337600	2524608	12118	4605

Anexo V
Exportación a México

Precios	US\$/MMBTU
Henry Hub Market	7.0
Net Back Price, México	4.5
Exportación a México, MMPCD	620
Tasa de Regalías %	
Lote 56	38.0
Lote 88	37.24
BTU/PC	1080

Año	MMPCD			MMMBTU			Valorización WHP, Millones US\$		Regalía, Millones de US\$		
	Lote 56	Lote 88	Total	Lote 56	Lote 88	Total	Lote 56	Lote 88	Lote 56	Lote 88	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	514	106	620	202619	41785	244404	912	188	346	70	417
2012	514	106	620	203174	41900	245074	914	189	347	70	418
2013	514	106	620	202619	41785	244404	912	188	346	70	417
2014	514	106	620	202619	41785	244404	912	188	346	70	417
2015	514	106	620	202619	41785	244404	912	188	346	70	417
2016	514	106	620	203174	41900	245074	914	189	347	70	418
2017	514	106	620	202619	41785	244404	912	188	346	70	417
2018	498	122	620	196312	48092	244404	883	216	336	81	416
2019	434	186	620	171083	73321	244404	770	330	293	123	415
2020	374	246	620	147835	97239	245074	665	438	253	163	416
2021	325	295	620	128265	116139	244404	577	523	219	195	414
2022	283	337	620	111590	132814	244404	502	598	191	223	413
2023	246	374	620	97084	147320	244404	437	663	166	247	413
2024	214	406	620	84694	160379	245074	381	722	145	269	414
2025	186	434	620	73483	170921	244404	331	769	126	286	412
Total				2429787	1238952	3668738	10934	5575	4155	2076	6231

Anexo VI
Exportación a Chile y México

Precios	US\$/MMBTU
Henry Hub Market	7.0
Net Back Price Chile	4.8
Net Back Price Mexico	4.5
Exportación Anual, MMPCD	620
Tasas Regalias %	
Lote 56	37.24
Lote 88	38.0
BTU/PC	1080

Año	Exportaciones a Chile, MMPCD		Export. México, MMPCD		MMBTU - Chile		MMBTU - México		Valorización Chile, MM\$		Valorización México, MM\$		Regalias Exportación a Chile, MMS		Regalias Exportación México		Total Regalias, MM US\$		
	Lote 56	Lote 88	Lote 56	Lote 88	Lote 56	Lote 88	Lote 56	Lote 88	Lote 56	Lote 88	Lote 56	Lote 88	Lote 56	Lote 88	Lote 56	Lote 88	Export. Chile	Export México	Exp Chile+México
2010	300	0	0	0	118260	0	0	0	568	0	0	0	216	0	0	0	216	0	216
2011	300	0	214	106	118260	0	84359	41785	568	0	380	188	216	0	144	70	216	214	430
2012	300	0	214	106	118584	0	84590	41900	569	0	381	189	216	0	145	70	216	215	431
2013	300	0	214	106	118260	0	84359	41785	568	0	380	188	216	0	144	70	216	214	430
2014	300	0	214	106	118260	0	84359	41785	568	0	380	188	216	0	144	70	216	214	430
2015	300	0	214	106	118260	0	84359	41785	568	0	380	188	216	0	144	70	216	214	430
2016	300	0	214	106	118584	0	84590	41900	569	0	381	189	216	0	145	70	216	215	431
2017	300	0	214	106	118260	0	84359	41785	568	0	380	188	216	0	144	70	216	214	430
2018	300	0	198	122	118260	0	78052	48092	568	0	351	216	216	0	133	81	216	214	430
2019	300	0	134	186	118260	0	52823	73321	568	0	238	330	216	0	90	123	216	213	429
2020	300	0	74	246	118584	0	29251	97239	569	0	132	438	216	0	50	163	216	213	429
2021	300	0	25	295	118260	0	9855	116289	568	0	44	523	216	0	17	195	216	212	427
2022	283	17	0	337	111590	6701	0	132814	536	32	0	598	204	12	0	223	216	223	438
2023	246	54	0	374	97084	21176	0	147320	466	102	0	663	177	38	0	247	215	247	462
2024	214	86	0	406	84694	33890	0	160379	407	163	0	722	154	61	0	269	215	269	484
2025	186	114	0	434	73483	44777	0	170921	353	215	0	769	134	80	0	286	214	286	501
Total					1786943	106545	760954	1239102	8577	511	3424	5576	3259	190	1301	2076	3450	3378	6828

Glosario

Alcohol: Componente químico orgánico compuesto de carbón, hidrogeno, y oxígeno. La serie de moléculas varían en la longitud de la cadena y se componen de hidrocarburos más un grupo hidroxilo (metanol, etanol, y terciario butil alcohol).

Barco de GNL o Metanero: Barco dedicado a transportar Gas Natural Licuado de las Planta de Licuefacción a las Plantas de Regasificación.

Barril (Petróleo): Una unidad de volumen equivalente a 42 galones U.S.A.

Billón de Pies Cúbicos: En los Estados Unidos de América y en la acepción mayoritariamente aceptada por la industria del gas natural equivale a 10^9 pies cúbicos.

Biomasa: Materia orgánica de origen biológico fuente de los recursos de energía renovables.

British Thermal Unit (BTU): La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit a la temperatura a la cual el agua tiene su más alta densidad (aproximadamente 39 grados Fahrenheit).

Butano: Hidrocarburo normalmente gaseoso de cadena recta larga o ramificada (C_4H_{10}). Se extrae del gas natural en plantas de fraccionamiento o en las refinerías.

Carbón: Combustible sólido de color negro cuya composición tiene más de 50% en peso y más de 70% en volumen de material de carbono. Se formó de restos de plantas que compactadas, endurecidas, químicamente alteradas, y transformadas por el calor y presión, en tiempo geológico.

Carbono: Elemento químico de numero atómico 6 y símbolo C. Es sólido a temperatura ambiente. Presenta una gran afinidad para enlazarse químicamente con otros átomos pequeños, incluyendo otros átomos de carbono con los que puede formar largas cadenas, y su pequeño radio atómico le permite formar enlaces múltiples. Con el hidrógeno forma numerosos compuestos denominados hidrocarburos. Es el pilar básico de la química orgánica, se conocen cerca de 10 millones de compuestos de Carbono y forma parte de todos los seres vivos conocidos. Sus formas alotrópicas incluyen una de las sustancias más blandas (Grafito) y la más dura (Diamante). Desde el punto de vista económico, uno de los materiales

más baratos (Carbón) y uno de los más caros (Diamante). Se conocen cinco formas alotrópicas del Carbono, además del amorfo: grafito, diamante, fullerenos, nanotubos, y nanoespumas. Su principal uso industrial es como componente de los hidrocarburos, especialmente los combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón).

Ciclo Combinado: Tecnología que usa gas natural como combustible para generar energía eléctrica. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.

City Gate: Un punto o estación de medición en el cual una empresa de distribución recibe el gas natural de un operador de un gasoducto de una empresa, o de un sistema de transporte múltiple de gas.

Cogeneración: Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales. Normalmente energía eléctrica y energía térmica.

Combustibles Fósiles: Fuente de energía formada en el interior de la Tierra a partir de la descomposición de la materia orgánica. Petróleo, gas natural, carbón.

Consumo de Energía: El uso de la energía como fuente de calor, o energía, o como materia prima en el proceso de manufactura.

Críogénica: Planta que, mediante un proceso de bajas temperaturas, separa y elimina cualquier componente del gas natural que pudiera afectar los sistemas de transporte y distribución, como son el Dióxido de Carbono, el vapor de agua y los hidrocarburos pesados.

Encogimiento del Gas Natural: Disminución del volumen de una mezcla de Metano (CH₄) y otros hidrocarburos ligeros, por la extracción de éstos mediante cambios de presión y temperatura.

Energía: La capacidad para hacer un trabajo medida por la capacidad de hacer un trabajo (energía potencial) o la conversión de este potencial en movimiento (energía cinética). La mayor parte de las energías convertibles del mundo provienen de combustibles fósiles que se queman para producir calor que se usa como un medio para transferir energía mecánica u otro medio para ejecutar una actividad.

Energy Information Administration (EIA): Agencia del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América.

Etano: Compuesto químico en cuya fórmula hay dos átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Es el único alcano con dos átomos de carbono. Después del Metano, es el segundo más grande componente del gas natural. Su contenido en el gas natural varía entre menos de 1% hasta más de 6%. El Etano se separa del Metano, por licuefacción a muy bajas temperaturas. Importante materia prima para la industria petroquímica, su principal uso es para la producción de Etileno.

Etanol: También llamado alcohol etílico, es un alcohol incoloro e inflamable. Un radical OH reemplaza a un átomo de Hidrógeno del Etano. Principal producto de las bebidas alcohólicas, se usa también como anticongelante y como combustible mezclado con la gasolina.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por Butano y Propano.

Gas Natural: Mezcla gaseosa de hidrocarburos, principalmente metano, utilizado como combustible para la generación de electricidad, en diversas formas en la industria de la construcción, y como materia prima y combustible para múltiples procesos industriales.

Gas Natural Amargo: Gas natural que contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros. Proviene directamente de los reservorios de petróleo y/o gas natural.

Gas Natural Dulce: Gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados del azufre. Existen reservorios de gas natural dulce; pero también se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes.

Gas Natural Húmedo: Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el Metano es en cantidades tales que permite su comercialización.

Gas Natural Licuado (GNL) ó Liquefied Natural Gas (LNG): Gas natural (principalmente metano) que ha sido licuefactado reduciendo su temperatura a -260°F y presión atmosférica.

Gas Natural Seco: El gas natural, principalmente Metano, luego de: 1) la extracción de los hidrocarburos licuefactables en las plantas de procesamiento de gas; 2) la remoción de los componentes no hidrocarburos

cuando estos están presentes en cantidades suficientes que afectan su venta.

Gas Natural Venteado: Gas liberado a la atmósfera en los sitios de producción o en las plantas de procesamiento de gas natural.

Gasolina Natural: Mezcla de hidrocarburos (mayoritariamente pentanos e hidrocarburos más pesados) extraídos del gas natural que satisface la presión de vapor y otras especificaciones para la gasolina natural fijadas por la Asociación de Procesadores de Gas Natural.

Gases no Hidrocarburos: Los típicos que pueden estar presentes en los reservorios de gas natural son: dióxido de carbono, helio, sulfuros de hidrogeno, y nitrógeno.

Henry Hub Market: Punto de confluencia de gasoductos localizado en el Estado de Lousiana en los Estados Unidos de América. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el NYMEX (New York Mercantile Exchange).

Hidrocarburos: Compuesto químico orgánico conformado por hidrogeno y carbono en estado liquido, gaseoso, o solidó. La estructura molecular de los componentes de los hidrocarburos varía desde las formas más simples (metano, el principal constituyente del gas natural) a los más pesados y muy complejos.

Hidrógeno: Elemento químico de numero atómico 1 y símbolo H. A temperatura ambiente se le encuentra como hidrógeno di atómico, un gas inflamable, incoloro e inodoro. Es el elemento químico más ligero y abundante del Universo, constituyendo el 75% de la masa y el 90% de los átomos del universo. Presente en sustancias como el agua y los compuestos orgánicos, es capaz de reaccionar con la mayoría de los elementos químicos. Punto de ebullición $-252.8\text{ }^{\circ}\text{C}$, punto de congelación $-259.2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

International Energy Agency (IEA): La Agencia Internacional de Energía, máxima institución energética a nivel mundial, de la cual son miembros permanentes 21 países. Sede en Paris, Francia.

Licuefacción: El proceso mediante el cual el gas natural se convierte en gas natural licuado.

Mercado Spot: Mercado internacional en el que el gas natural, el petróleo o derivados se intercambian para entrega inmediata al precio vigente.

Metano: Hidrocarburo gaseoso (CH₄) principal constituyente del gas natural. Flamable, sin olor, sin color. Es también una importante fuente de Hidrogeno en varios procesos industriales.

Metanol: Alcohol volátil y ligero (CH₃OH) utilizado para mezcla con gasolina.

Net Back: Método para determinar el precio del gas natural en cabeza de pozo, previo a su ingreso a un gasoducto principal. El precio se calcula partiendo del precio unitario final al consumidor, menos el descuento de los costos unitarios de: regasificación, transporte por barcos metaneros, costo de licuefacción, costo de transporte por gasoducto.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida a condiciones de reservorio y permanece en fase líquida a condiciones atmosféricas.

Pie Cúbico: La unidad de volumen mas comúnmente utilizada para el gas natural. Un pie cúbico estándar se mide a la presión atmosférica de 14.73 libras por pulgada cuadrada y a la temperatura de 60 °F.

Pozo Exploratorio: Un pozo perforado para encontrar y producir petróleo o gas natural, en un área previamente improductiva, o para encontrar un nuevo reservorio en un yacimiento conocido.

Pozo de Gas Natural: Un pozo completado para producir gas natural de una o más zonas de gas o reservorios.

Perdida por Extracción: La reducción en el volumen del gas natural debido a la extracción de sus líquidos del gas natural, tales como etano, propano, butano, y gasolina natural, en plantas de procesamiento de gas natural.

Producto Bruto Interno (PBI): El valor de los bienes y servicios producidos en un país en un periodo determinado.

Poder Calorífico: La cantidad de energía de calor disponible para ser liberada por la transformación o uso de una unidad física específica de una forma de energía (una tonelada de calor, un barril de petróleo, un kilowatt hora de electricidad, un pie cúbico de gas natural, una libra de vapor). La cantidad de calor se expresa comúnmente en BTU.

Psi, Libras por pulgada cuadrada: Presión medida con respecto a la presión atmosférica. La lectura de un registrador de presión, en la cual el registrador se calibra para leer cero a la presión atmosférica.

Psia, Presión absoluta: La presión del registrador mas la barométrica o presión atmosférica. La presión absoluta puede ser cero solamente en un vacío perfecto.

Regasificación: El proceso por el cual el GNL es calentado para convertirlo a sus estado natural gaseoso.

Reservas Probadas: Volúmenes de hidrocarburos que se consideran económicamente recuperables con tecnología actual.

Reservas Probables: Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a ser que a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilísticos esto implica que se tendrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades recuperables serán iguales o mayores a las reservas estimadas como probables.

Reservas Posibles: Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. El término posible implica que se tiene una probabilidad de al menos 10% de que las cantidades realmente recuperables serán iguales o mayores a las reservas estimadas como posibles.

Facilidades de Almacenamiento: Instalaciones usadas para almacenar gas natural. Estas instalaciones se encuentran generalmente como facilidades para almacenamiento de gas natural, y facilidades para el almacenamiento de GNL.

Poder Calorífico: El número promedio de BTUs por pie cúbico de gas natural determinado en análisis muestral.

Transición Rápida de Fase: El GNL experimenta una rápida transición a vapor especialmente cuando entra en contacto con agua. El volumen del GNL instantáneamente se expande 600 veces resultando en una Transición rápida de fase (RPT, sus siglas en Ingles) o explosión física la cual es una potencial amenaza para las estructuras o personas cercanas al lugar del incidente. Esta explosión no involucra combustión. Cuando el GNL entra en contacto con agua, el calor se transfiere del el agua al GNL. Esto da lugar a una rápida transformación de líquido a gas liberando una gran cantidad de energía.

Trillón de Pies Cúbicos: En los Estados Unidos de América y en la acepción mayoritariamente aceptada por la industria del gas natural equivale a 10^{12} pies cúbicos.

Conversiones entre el Gas Natural y el GNL					
	1 billón de metros cúbicos de Gas Natural	1 billón de pies cúbicos de gas natural	1 millón de toneladas de petróleo equivalente	1 millón de toneladas de GNL	1 trillón de British Termal Units (BTU)
1 billón de metros cúbicos de Gas Natural	1	35.3147	0.9	0.73	36.00
1 billón de pies cúbicos de gas natural	0.028317	1.0	0.026	0.021	1.03
1 millón de toneladas de petróleo equivalente	1.111	39.20	1.0	0.805	40.40
1 millón de toneladas de GNL	1.38	48.70	1.23	1.0	52.00
1 trillón de British Termal Units (BTU)	0.028	0.98	0.025	0.02	1.0

Bibliografía

2006 BP Statistical Review of World Energy

ABRACE, "Demanda Industrial: Priorización del Consumo con Oferta Limitada" Gas Summit, Latin America 2006, Río de Janeiro

BP Statistical Review of World Energy, June 2006

California Energy Commission, "Review of Natural Gas Price Forecast" Richard J. McCann PhD, August 22, 2006

Comisión Reguladora de Energía (CRE México), "Integración Energética en Latinoamérica y el Caribe, el caso de México", Francisco Barnes de Castro, World Energy Council, Marzo 2, 2,006.

ENAP, "Importaciones de GNL a Chile" Mario del Río, Mexico, Setiembre 2006.

Energy Information Administration, "Short Term Energy Outlook Supplement: US LNG Imports - The Next Wave" Damien Gaul and Kobi Platt, January 2007.

Department of Energy (DOE, U.S.), "Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts" 2005

Energy Information Administration, Natural Gas Weekly Update

Energy Information Administration, "International Energy Outlook 2006", June 2006

Energy Information Administration, Natural Gas Monthly

Energy Information Administration, "The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook" December 2003

Energy Information Administration, "The Outlook for LNG in the United States" Guy Caruso, National Commission on Energy Policy, June 21, 2006, Washington D..C.

International Energy Agency, "World Energy Outlook 2004"

International Energy Agency, "Security of Natural Gas supply in Open Markets" 2004

OLADE, "Proyecciones de Desarrollo Regional e Integración Energética Latinoamericana" Alvaro Ríos, Julio 2006

Prospectiva del Gas Natural 2006-2015, Secretaria Nacional de Energía, México

Repsol YPF, “LNG Dvelopment Projects” Panel ANH, Fuentes no convencionales para el suministro de combustibles, Octubre 10,2006.

Shell Gas and Power, “High Deliverability Storage Options, LNG and Salt Caverns”

James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, “Geopolitics of Natural Gas Study – Atlantic LNG”, 26-27 May, 2004.