

REPORTE DE ANÁLISIS ECONÓMICO SECTORIAL

SECTOR GAS NATURAL

Año 1 – Nº 1 – Julio 2012



Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima – Perú

www.osinerg.gob.pe

Oficina de Estudios Económicos

Teléfono: 219-3400 Anexo 1057

http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm



Índice

Presentación.....	3
<i>Shale gas</i> : ¿cambio en la matriz energética mundial?.....	4
Situación de las exportaciones de gas natural licuado del Perú	9
El proyecto integrado de gas natural del sur, oportunidad de desarrollo y generación de valor agregado.....	14
Notas	18
Abreviaturas utilizadas	21



Presentación

Como parte de sus actividades estratégicas asociadas a la gestión del conocimiento dentro del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú – OSINERGMIN, la Oficina de Estudios Económicos realiza un seguimiento a los principales eventos y discusiones de política en los sectores energético y minero. En coordinación con la Alta Dirección, se ha visto por conveniente que este seguimiento se traduzca en un Reporte de Análisis Económico Sectorial en el cual se aborden temas de especial interés en el sector de gas natural y donde el OSINERGMIN vaya a tener o tenga ya una participación.

Estos reportes, cuya publicación será periódica, buscan sintetizar los principales puntos de discusión acerca de los temas económicos vinculados a las industrias reguladas y supervisadas por OSINERGMIN (gas natural, hidrocarburos líquidos, electricidad y minería), a la vez de informar sobre posibles desarrollos o sobre la evolución futura de estos sectores. De esta forma, esperamos que estos reportes brinden elementos que permitan anticipar, de manera proactiva, posibles problemas que puedan requerir la intervención del OSINERGMIN. Asimismo, los reportes pueden contribuir a mejorar la capacidad de adaptación del OSINERGMIN a los cambios del entorno de mercado de los sectores bajo su ámbito regulatorio. En esta primera entrega de la serie correspondiente a la industria del gas natural abordamos tres temas: i) los potenciales cambios en la matriz energética mundial debido al desarrollo del gas de esquisto (*shale gas*), su impacto reciente y problemas pendientes; ii) las exportaciones de gas natural licuado (GNL) del Perú, incluyendo un análisis de los destinos y precios, así como algunas reflexiones sobre la evolución reciente de este mercado y; iii) el impacto y la problemática del proyecto del gasoducto andino del sur (Kuntur).

Aspiramos a que este reporte sea de interés y contribuya a enriquecer el debate sobre los temas económicos de los sectores energético y minero, así como a mejorar la gestión del conocimiento y la capacidad prospectiva en la institución. Los comentarios y sugerencias se pueden enviar a avasquez@osinerg.gob.pe o rgarcia@osinerg.gob.pe.

Arturo L. Vásquez Cordano
Gerente de Estudios Económicos



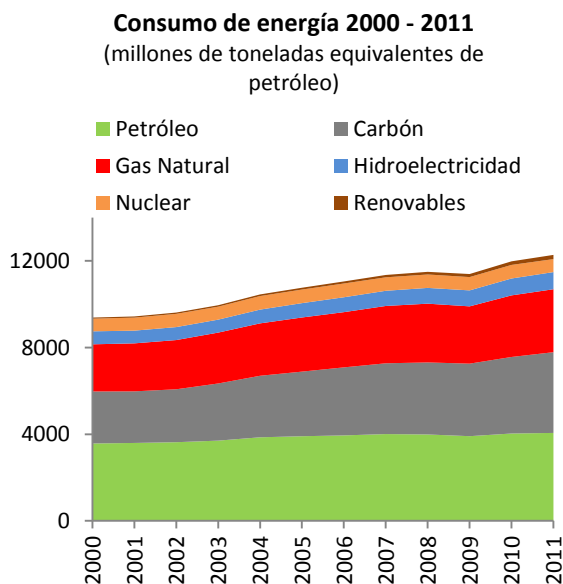
Shale Gas:

¿Cambio en la matriz energética mundial?

La dependencia energética del petróleo

La economía global necesita de grandes cantidades de energía para continuar creciendo. A lo largo del tiempo las fuentes de energía predominantes han sido el petróleo y sus derivados. Éstas han permitido a los países que poseen dichos recursos incrementar de manera sustancial sus ingresos, destacando Arabia Saudita, Venezuela, Iraq y en general a los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), así como a Rusia y Noruega.

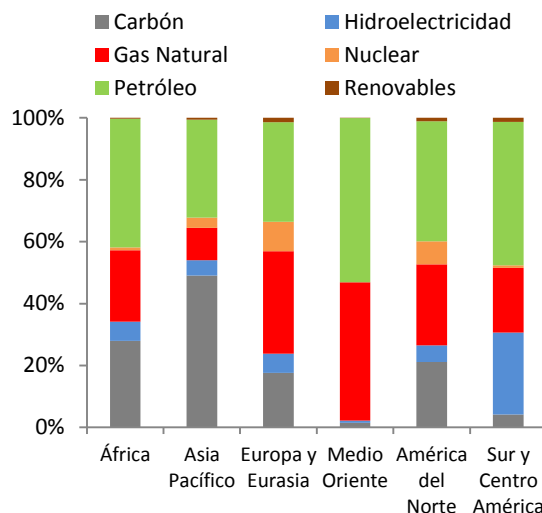
los países productores. Esta dependencia, sin embargo, se ha ido reduciendo gracias a la participación de otras fuentes como el gas natural, energía nuclear, energías renovables, entre otras. Si bien es cierto, la participación de estas fuentes en la matriz energética mundial es todavía menor, éstas contribuyen a diversificar las fuentes de energía, así como a la gradual transición hacia fuentes más limpias. El siguiente gráfico muestra lo descrito anteriormente.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2012)
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Por otro lado, en el caso de los países demandantes, estos se han vuelto vulnerables ante *shocks* de oferta del petróleo y, de manera muy directa, a las políticas de exportación de los gobiernos de

Consumo energético por región
(acumulado 2000 - 2011)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2012)
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Surgimiento del *shale gas*

El mercado del gas natural ha experimentado un importante dinamismo debido principalmente al impulso generado por el aprovechamiento de las reservas no convencionales en la modalidad de *shale gas*.



El *shale gas*, conocido como gas de esquisto o gas pizarra ^[2], es una forma de gas natural que se encuentra atrapada dentro de los esquistos. Los esquistos son rocas sedimentarias de grano fino, las cuales pueden ser buenas fuentes de petróleo o gas natural. Los grandes avances tecnológicos han permitido que su extracción sea viable económicamente gracias al proceso de fracturación hidráulica o *fracking*. El gráfico a continuación muestra las diferencias existentes entre la extracción del gas natural convencional y el *shale gas*.

Este proceso ha permitido la extracción del *shale gas* en grandes cantidades y ha dado un impulso general a la industria y al empleo. El avance ha sido tan importante que la

International Energy Agency (IEA, Agencia Internacional de Energía) estimó que las reservas de *shale gas* han ampliado el ratio reserva/producción de gas natural de Estados Unidos en diez años adicionales, con lo cual (dado el consumo actual) se tendría gas para

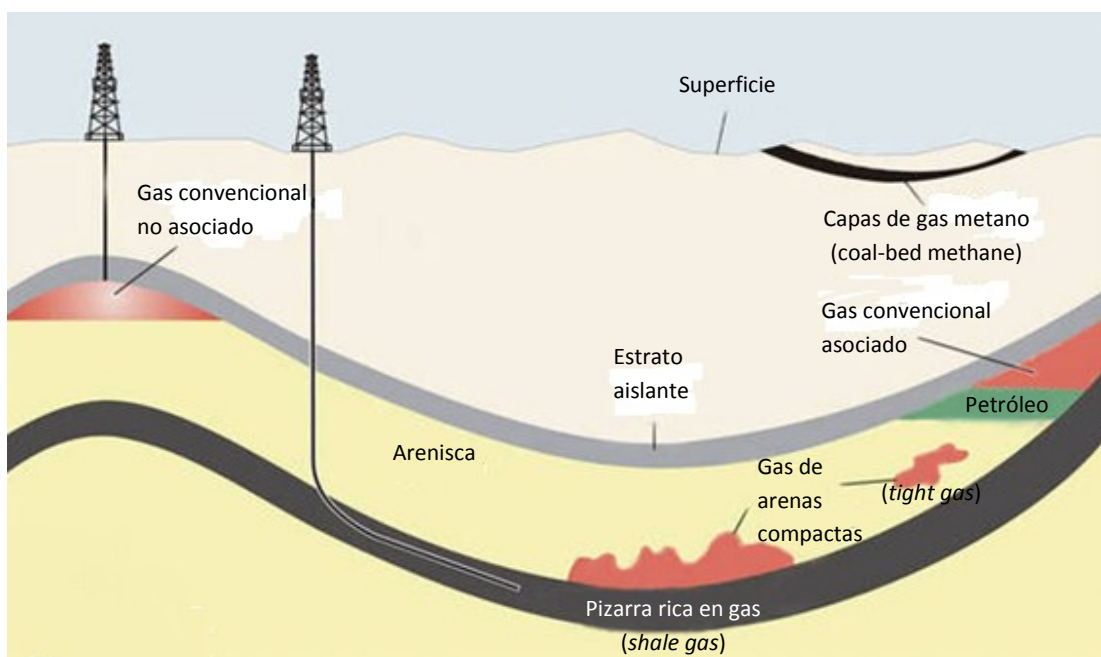
los siguientes cien años. Esto contrasta con el caso del petróleo, en el cual el ratio sólo cubriría once años. ^[3]

El resto del mundo estaría atravesando una situación similar, pues

son varios los países que cuentan con grandes cantidades de gas de esquisto y actualmente están buscando la manera de cómo aprovecharlas. Una de las grandes ventajas del *shale gas* es que no sólo existen grandes reservas sino que éstas parecen estar bien distribuidas alrededor del globo,

Fracturación Hidráulica: Proceso de extracción del *gas de esquisto* desarrollado por el Gobierno de Estados Unidos y *wildcat drillers*. ^[1] Consiste en inyectar, a elevada presión, millones de galones de agua, arena y químicos por debajo de la tierra para así fracturar las rocas y permitir la liberación del gas.

Tipos de gas natural y sus procesos de extracción



Fuente: U.S. Energy Information Administration (2011)

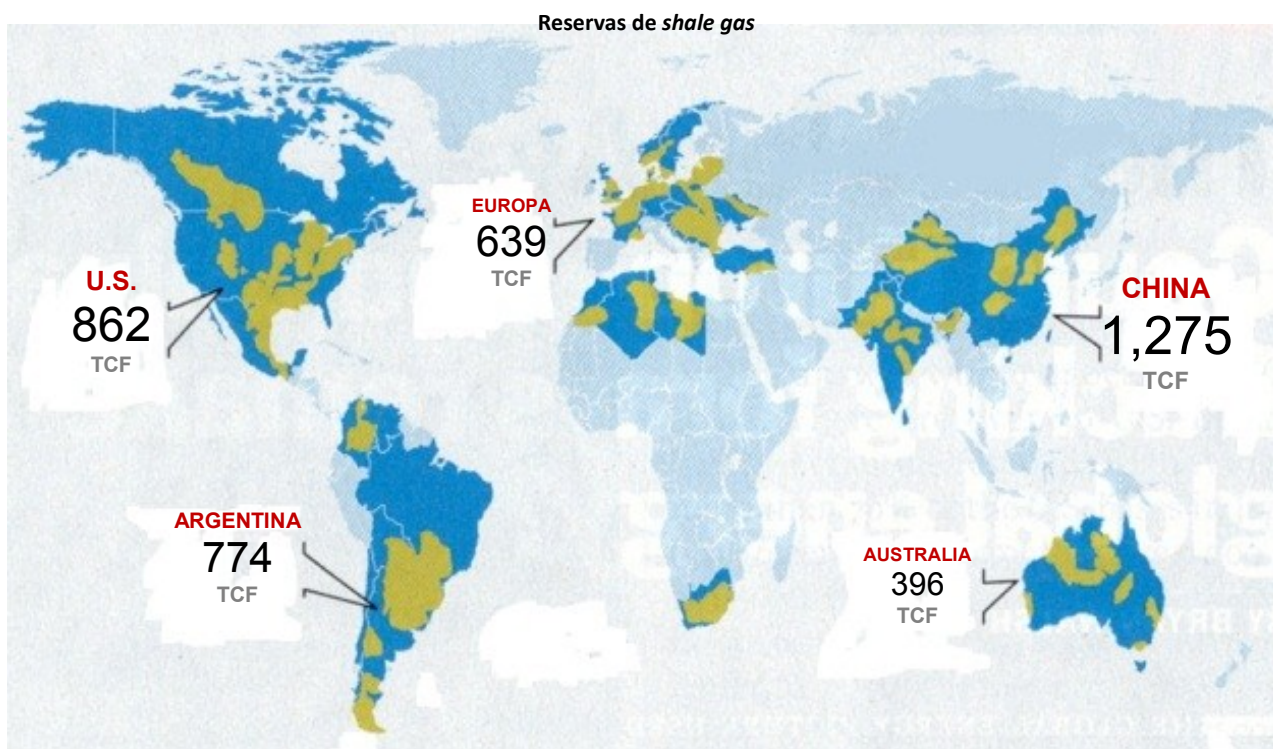


pudiendo llevar a una menor dependencia energética para los países. Tal es el caso de China quien, de acuerdo con su plan quinquenal, se ha trazado como objetivo producir 0.23 TCF de *shale gas* para el 2015.^[4] Otro caso importante es Polonia, cuyo Gobierno ha ofrecido más de 100 concesiones de gas de esquisto a empresas extranjeras con el fin de explotar el recurso y de liberarse de la presión política ejercida por

en el extremo noroeste de la Región Patagónica.

Efectos en el mercado mundial

Estos desarrollos vienen ya generando cambios en el mercado internacional, y es que al tener grandes reservas e incrementar su producción, Estados Unidos está dejando de depender del gas proveniente del Medio Oriente y África. El comercio de gas natural



Fuente: U.S. Energy Information Administration (2011), Time (2012)

Rusia mediante la venta de gas.^[5]

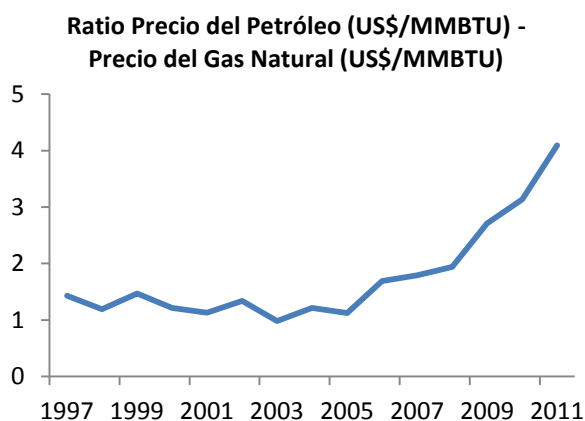
En cuanto a Argentina, el *shale gas* se muestra como una gran alternativa para superar el déficit energético por el cual ha atravesado en los últimos años. Se estima que necesitarán alrededor de US\$ 20,000 millones para explotar el yacimiento “Vaca Muerta” ubicado en la provincia de Neuquén,

licuado (GNL) a través de buques metaneros se ha visto también afectado pues el volumen importado por EE.UU. ha disminuido.^[6]

A su vez, como consecuencia de la mayor oferta de gas natural a raíz de la puesta en marcha de la producción de *shale gas*, los precios del gas natural también sufrieron una disminución.^[7] Esto se ha visto reflejado, por



ejemplo, en una tendencia a la baja del marcador Henry Hub de Louisiana, el cual alcanzó los US\$ 2 por MMBTU en abril del 2012, mínimo valor registrado desde 1999. Si se construye un ratio del precio relativo del petróleo con respecto al gas natural,^[8] se puede observar que, de mantenerse la tendencia, el uso del gas natural no sólo se incrementaría para el transporte y consumo doméstico, sino también muchas de las industrias modificarían sus procesos productivos en favor de aquellos que tengan como combustible principal al gas natural.



Fuente: U.S Energy Information Administration (2011)
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Retos pendientes y riesgos

El desarrollo futuro del *shale gas* debe sortear algunos importantes obstáculos, todos ellos relacionados al método de extracción conocido como *fracking*. Y es que a dicho método se le atribuyen diversos efectos como la contaminación de aguas subterráneas, al punto de que se han iniciado investigaciones en Estados Unidos por la US Environmental Protection Agency (EPA, Agencia de Protección del Medio Ambiente) para determinar si el proceso de fracturación

hidráulica fue o no el causante de la contaminación de las aguas en el Estado de Wyoming, ubicada al nor-oeste de Estados Unidos.^[9] Asimismo, han empezado a surgir propuestas, como la del Gobernador de la ciudad de Albany (capital de Nueva York), que buscan restringir la actividad por considerarla contaminante.

Además de ello, el mencionado proceso requiere de enormes cantidades de agua, lo que podría afectar seriamente la disponibilidad para el consumo humano en ciertas áreas. La fracturación hidráulica también genera una gran cantidad de aguas residuales que deben ser posteriormente tratadas, lo cual constituye todo un reto. A los anteriores obstáculos se les suma el hecho de que existen indicios de que el *fracking* ocasiona pequeños temblores y que, de no tenerse cuidado, podrían tornarse peligrosos. Esta fue la razón por la cual en Inglaterra la compañía Cuadrilla Resources^[10] se vio obligada a suspender sus operaciones.

Son estas las dificultades a las que se enfrenta la extracción del *shale gas*. En Europa, países como Francia, Bulgaria, Rumania y República Checa han suspendido la explotación de sus yacimientos por razones ambientales. Mientras que en Estados Unidos, las dudas con respecto a los beneficios del *shale gas* se vienen incrementando y parecen abrirse más y más campo en la opinión pública. Por su parte, China experimenta muchas dificultades técnicas pues el gas se encuentra enterrado muy profundamente, lo cual, junto con la poca disponibilidad de agua en la zona de los yacimientos, complica considerablemente la viabilidad de la explotación. Es por ello que el



Gobierno de ese país está alentando a que las petroleras estatales se asocien con compañías de mayor experiencia como Royal Dutch Shell.

Lineamientos y posibles soluciones

Ante el creciente rechazo de la sociedad por los problemas ambientales asociados con la extracción del *shale gas*, se ha visto la necesidad de buscar mecanismos que permitan reconciliar los intereses. Es así como surgen las Golden Rules,^[11] un conjunto de políticas propuestas por la IEA cuyo propósito es minimizar el impacto ambiental que conlleva la actividad.

Este paquete de políticas propone una fuerte reglamentación sobre la explotación del *shale*

gas. Propuestas como monitorear y controlar los impactos generados, eliminar el venteo del gas e incrementar la seguridad de los pozos mediante mayores costos de instalación permitirán reducir el impacto ambiental generado.

Se podría decir entonces que el panorama aún no es claro, pues deben despejarse las dudas con respecto a la extracción del *shale gas* antes de pensar en una nueva época regida por el gas natural. No obstante, los recursos están allí, a la espera de procesos de producción más amigables que permitan a esta gran fuente de energía jugar un rol más protagónico. Es entonces muy posible que estemos viviendo el inicio de un cambio en la matriz energética mundial.

Investigación de la EPA sobre la contaminación de aguas subterráneas cerca de Pavillion, Wyoming, EE.UU.

Debido a las quejas por parte de los propietarios de pozos de aguas subterráneas por haber detectado sabores y olores sospechosos en el agua cerca de Pavillion, la Environmental Protection Agency (EPA, Agencia de Protección del Medio Ambiente) inició una investigación cuyo objetivo era determinar la existencia de contaminación.

La investigación se inició en marzo del 2009 y culminó en abril del 2011. En este periodo se llevaron a cabo cuatro etapas de muestreo, tanto en pozos de agua particulares como en pozos municipales. En la primera muestra se encontró metano así como hidrocarburos disueltos, lo cual llevó a realizar un segundo muestreo. Esta vez, la EPA recolectó información de pozos de agua cercanos a las áreas de perforación del *shale gas* y logró detectar elevados niveles de metano así como residuos de diesel. Para la tercera etapa se establecieron dos pozos de monitoreo para poder así identificar las fuentes de contaminación. Con ello se logró recolectar muestras de gas de los revestimientos del pozo así como muestras de agua. La cuarta etapa del proceso fue volver a establecer dos pozos de monitoreo para poder hacer una comparación con los resultados previamente obtenidos.

Se detectaron, en las muestras cercanas a los pozos de producción, elevadas concentraciones de benceno, xilenos, así como un gran número de hidrocarburos. Esto indica que la extracción del *shale gas* es una fuente de contaminación para las aguas subterráneas, al menos, en la zona investigada. Se dio a conocer además que muchos componentes utilizados en los yacimientos de Pavillion no son incluidos en el Material Safety Data Sheet^[12] y, lo que es más grave, no se especifica de manera adecuada el uso de químicos que son empleados en los aditivos.

Se necesitarán de futuras investigaciones para precisar el área de impacto de la contaminación causada por la extracción del *shale gas*, específicamente, por el proceso de fracturación hidráulica.

Tomado de un estudio realizado por la EPA, *Investigation of ground water contamination near Pavillion, Wyoming* (2011).



Situación de las exportaciones de gas natural licuado del Perú

El proyecto Camisea II en el Perú, que consiste en la exportación de gas natural en forma de gas natural licuado (GNL), se inició en un contexto de altos precios del gas natural en Norteamérica y tenía como destino México. Con este fin, en enero del 2006, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) firmó un convenio de inversión ^[1] con el consorcio Perú LNG para que inicie la construcción del proyecto que demandó inversiones por un total de US\$ 3,300 millones.

Actualmente, el consorcio Perú LNG está conformado por Hunt Oil Company (Estados Unidos) que posee una participación de 50%, la surcoreana SK Energy que tiene un 20%, la española *Repsol YPF* que posee un 20% y la japonesa Marubeni que posee el 10%.^[2] Repsol YPF es la encargada de comercializar el 100% del GNL que produzca el proyecto, habiendo aportado cerca de US\$ 1,150 millones en buques tanque para GNL y un terminal de regasificación en México. El resto de empresas del consorcio invirtió US\$ 2,150 millones en la construcción de una planta de licuefacción en Pampa Melchorita (con una capacidad de 625 MMPCD) con un terminal marítimo desde donde se

¿Qué es el GNL? El GNL (LNG por sus siglas en inglés) es gas natural que ha sido enfriado mediante un proceso criogénico a temperaturas cercanas a -161°C hasta el punto en que se condensa en líquido. El volumen del GNL es aproximadamente 600 veces menor que en su forma gaseosa, lo cual facilita el transporte económico del gas.

embarcará el GNL, la expansión de las operaciones de producción del gas de Camisea en el Lote 56, y un gasoducto conectado al ya existente de TGP que transporta el gas natural desde este punto de conexión en los Andes de Ayacucho hasta Pampa Melchorita (ubicada en el Km. 170 de la Panamericana Sur).

En el 2005, Repsol suscribió un contrato con Perú LNG con el que inicia la comercialización exclusiva de toda la producción de la planta por un periodo de 18 años desde su entrada en

operación comercial. En febrero del 2006, se firmó un contrato de venta de GNL entre la Comisión Federal de Electricidad de México y la empresa Repsol durante un periodo de 15 años. De acuerdo al contrato con México, Repsol debía exportar al puerto de Manzanillo unos 420 MMPCD a un precio equivalente al 91% del Henry Hub.

Controversia del Contrato

La firma del contrato de exportación a México fue controvertida debido a la percepción de que se vulneraba la prioridad del suministro interno de gas natural, a través de las modificaciones a la Ley N° 27133 (Ley de

Henry Hub. Es un centro de distribución en el sistema de gasoducto de gas natural en Louisiana. El Henry Hub es de propiedad y está operado por Sabine Pipe Line, LLC. En la Bolsa de Valores de Nueva York (NYMEX, por sus siglas en inglés), el Henry Hub presta su nombre al punto de fijación de precios para los contratos de futuros del gas natural.



Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural) y a su reglamento el DS 040-EM-99, a través de la Ley N° 28552 promulgada en junio del 2005. Algunos especialistas mencionan que los cambios en esta ley pondrían en peligro la disponibilidad del gas al mercado interno pues se eliminaba la exigencia de abastecer el mercado interno en un horizonte permanente de 20 años. Otros afirman que nunca se habían establecido plazos en la ley. De cualquier forma esto fue percibido negativamente por la opinión pública.

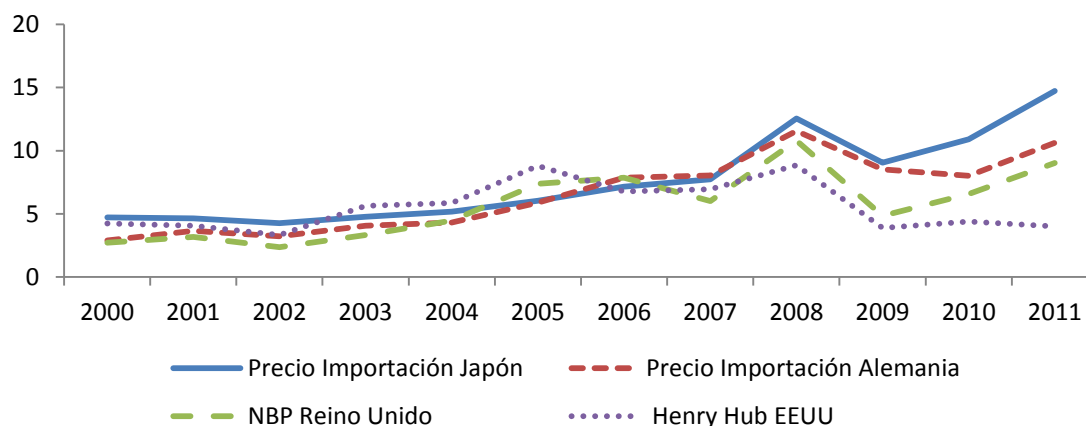
Por otro lado, existía el problema de que las reservas probadas del Lote 56 (2.3 TCF) ^[3] no eran suficientes para garantizar el cumplimiento del contrato de exportación (que sumaba 4.2 TCF en el periodo que dura el contrato).^[4] En ese sentido, con el objetivo de que el financiamiento del proyecto sea viable, parte de las reservas del Lote 88 se incluyeron como disponibles en caso de ser necesario, a manera de cobertura de riesgo, modificándose el contrato de ese lote (cuyas reservas probadas son de 8.4 TCF) en diciembre del

2005 a través del Decreto Supremo N° 050-2005-EM, donde se permite renegociar el contrato del Lote 88 para poder exportar sus reservas. Actualmente, en abril del 2012 el Presidente Ollanta Humala firmó el Decreto Supremo N° 008-2012-EM, por el cual se destina la producción de este lote a la demanda interna. Cabe recalcar que a la fecha, estas reservas no han sido utilizadas para la exportación, es decir están disponibles para satisfacer la demanda del mercado interno.

Los Nuevos Mercados de Gas Natural

El precio que obtiene el Perú por la venta del gas natural ha disminuido sustancialmente desde la firma del contrato de exportación.^[5] En ese momento, el precio del Henry Hub era aproximadamente de 7.54 US\$/MMBTU, por lo que el precio de venta a México era de 6.86 US\$/MMBTU (considerando que era el 91% del marcador internacional), y restando los precios de regasificación, embarque, licuefacción y transporte por ducto, se obtenía un precio en boca de pozo de 4.07 US\$/MMBTU. No

Precios del Gas Natural (US\$/MMBTU)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2012)
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos



obstante, actualmente el precio del Henry Hub es de 3.12 US\$/MMBTU, y restando los precios de regasificación, embarque, licuefacción y transporte por ducto, se obtendría un precio en boca de pozo de 0.23 US\$/MMBTU.

Ante esta situación, y debido a que la planta de Manzanillo (México) aún no opera a su máxima capacidad, se ha estado exportando el gas natural hacia otros mercados que pagan un mayor precio.

Al respecto, veamos primero el contexto mundial. El gas natural es usado principalmente en tres regiones: América del Norte, Europa y Asia-Pacífico, con fines comerciales, residenciales, industriales, y en mayor medida para la generación eléctrica.^[6]

América del Norte ha sido un mercado autosuficiente a lo largo del tiempo, siendo Canadá un importante exportador de gas natural hacia Estados Unidos. En esta región, los precios se fijan competitivamente (*gas to gas competition*), siendo el marcador principal el Henry Hub (Estados Unidos).

Europa es parcialmente dependiente de las importaciones de gas. Gran cantidad de sus importaciones provienen de Rusia y Argelia. En esta región el precio del gas está vinculado al precio del petróleo, siendo los principales marcadores Zeebrugge (Bélgica) y NBP (Reino Unido). Algunos países europeos están migrando al sistema de formación de precios norteamericano; un buen ejemplo de ello es el Reino Unido.

La industria del gas natural en Asia se desarrolló desde los años 70, dado el avance

tecnológico que permitió importar GNL. Japón y Corea del Sur son íntegramente dependientes de las importaciones de GNL provenientes de Malasia, Brunei, Indonesia, Australia y el Medio Oriente. En Japón y Corea del Sur los precios del gas natural están vinculados al petróleo, pero con una fórmula que difiere de la usada en Europa.

Como se puede observar en el gráfico de la página anterior, los precios del gas natural siguen una tendencia común hasta el 2009 y después de observa un desacoplamiento entre ellos. En el año 2011 el precio de importación de Japón fue mayor a los precios de los otros tres países. Por otro lado, el Henry Hub ha venido disminuyendo en mayor medida que los otros precios, producto del descubrimiento de nuevas reservas de gas natural halladas en Estados Unidos, las cuales han hecho menos escaso el producto.

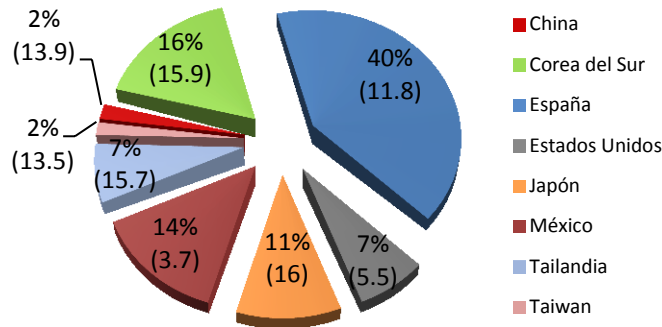
Estado actual de las exportaciones de gas natural

Actualmente las exportaciones peruanas de gas natural tienen como destino los países que pagan un mayor precio. Por ese motivo, aproximadamente el 85% de las exportaciones de gas natural fueron destinadas a países como España, Corea del Sur, Japón, China, Tailandia y Taiwán en el año 2011, tal como se observa en el siguiente gráfico.^[7]

El país que pagó un mayor precio promedio por el gas natural peruano en el año 2011 fue Japón (16.02 US\$/MMBTU), seguido por Corea del Sur con un precio promedio de 15.87 US\$/MMBTU. Por otro lado, México

pagó un precio promedio de 3.68 US\$/MMBTU.

Exportaciones de Gas Natural (%) y precios de importación* (US\$/MMBTU) por destino, 2011



En junio del 2012, Japón pagó un precio promedio de 15.81 US\$/MMBTU, mientras que México pagó 2.64 US\$/MMBTU.

A continuación se calcula el precio en boca de pozo correspondiente a diferentes destinos de exportación en base a la regla *netback*.

Formación de Precios de Exportación: Regla *Netback*

Esta regla es relevante para calcular el costo de oportunidad^[8] de exportar un *commodity*. En los países exportadores el objetivo principal es maximizar la renta de la exportación de sus recursos, en ese sentido es relevante la regla *netback*.^[9]

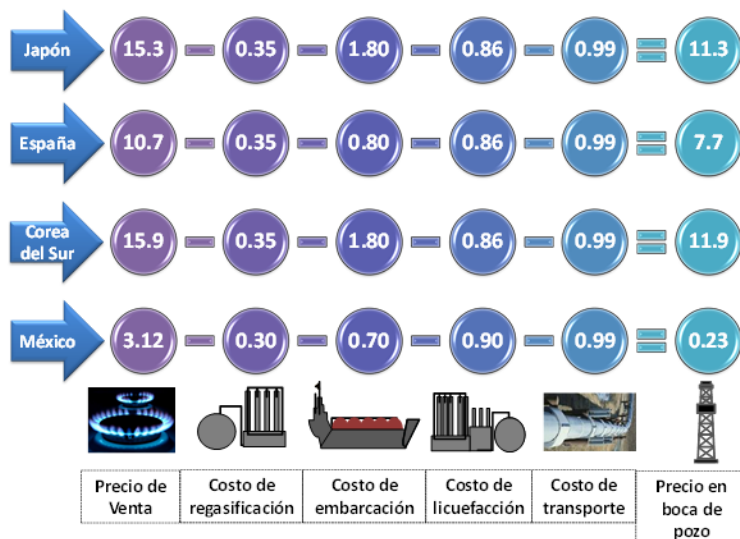
Para cada sistema de suministro de gas natural, el *netback* se puede realizar desde varios puntos de la cadena. El

punto de partida para calcular el valor *netback* es el punto final de la cadena (normalmente un *hub* o centro de comercialización) y se ajusta por los costos incurridos en otros puntos de la cadena. De esta manera el valor *netback* se obtiene restándole al valor de mercado, los costos de transportar el gas. La siguiente fórmula presenta el valor *netback* para los exportadores de GNL, en boca de pozo:

$$P_{BP} = P_{MI} - C_T - C_L - C_E - C_R,$$

donde P_{BP} es el precio en boca de pozo, P_{MI} es el precio del marcador internacional relevante, C_T es el costo de transporte por ducto, C_L es el costo de licuefacción, C_E es el costo de transporte por

Cálculo del precio en boca de pozo por diferentes destinos de exportación a través de la regla *net back*



Fuente: GART-Pliego Tarifario (actualizado a enero del 2012), Razavi (2009), Simmons & Co. International (2005), PERUPETRO-Regalías por gas natural y Vásquez y García (2004)
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos



buque, y C_R es el costo de regasificación.

Utilizando esta fórmula, se calcula un precio de marcador promedio en base a estadísticas de PERUPETRO para el periodo entre enero del 2011 y junio del 2012, con el que se puede calcular el precio en boca de pozo para Corea del Sur, España, Japón y México.^[10] En el gráfico anterior podemos observar que el mayor precio en boca de pozo percibido por la exportación del gas natural es el que tiene como destino Japón (11.3 US\$/MMBTU). Por su parte, el precio de exportar a México es el menor (0.23 US\$/MMBTU), incluso este precio es menor al precio en boca de pozo pagado en el mercado interno.^[11]

Dado este contexto, en julio del 2010 se promulgó el DS N° 039-2010-EM,^[12] en el que se dispuso la renegociación del

contrato de exportación indicando que “... cuando el destino final del Gas Natural sea la exportación, el valor de la regalía, expresada en dólares por millón de BTU, no podrá en ningún caso ser inferior al valor promedio de la regalía del gas natural destinado al mercado interno.” Según lo estipulado en el texto, será la firma estatal PERUPETRO la que conducirá las acciones de renegociación con los contratistas. Sin embargo, su alcance se restringiría a los aspectos relacionados con el pago de regalías.

Como se ha mostrado en el artículo, dadas las diferentes opciones de exportación que actualmente se presentan en el mercado de GNL, Repsol podría ver atractiva la opción de renegociar el contrato de exportación con el Gobierno Mexicano.

Proyecto Camisea I

El proyecto Camisea consiste en la explotación de las reservas del Lote 88 (yacimientos San Martín y Cashiriari con un potencial de 11 TCF), construcción y operación de dos ductos (gasoducto para gas natural y poliducto para líquidos de gas natural), y la red de distribución para gas natural en Lima y Callao.



PLUSPETROL
HUNT OIL Co.
SK Co.
Hidrocarburos
Andinos

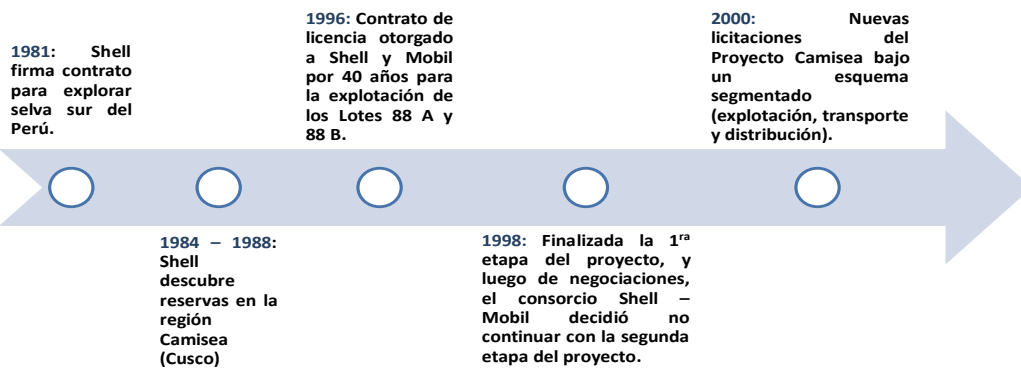


TECHINT
PLUSPETROL
HUNT OIL Co.
SK Co.
GRAÑA Y MONTERO
SONATRACH



GRUPO ENERGÍA
DE BOGOTÁ
PROMIGAS

HISTORIA DEL PROYECTO CAMISEA



Fuente: Vásquez y García (2004)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN



El proyecto integrado de gas natural del sur, oportunidad de desarrollo y generación de valor agregado

El origen del proyecto

En el 2008 se dio en concesión el sistema de transporte de gas natural por ductos de Camisea al sur del país (Gasoducto del Sur) mediante la Resolución Suprema N° 040-2008-EM del MINEM.

La empresa que se adjudicó esta concesión fue KUNTUR Transportadora de Gas SAC (KUNTUR), que a la firma del contrato era controlada por el fondo de inversiones americano Conduit Capital Partners.

En el 2009 KUNTUR presentó a OSINERGMIN una propuesta tarifaria inicial para el transporte de gas natural por ductos. En ésta se establecía una tarifa de US\$ 2.96 por MCF, además se estimó que el inicio de operación comercial sería en el 2013, fecha que ha sido postergada hasta el 2020 aproximadamente.^[1]

Por su parte, en el 2011 el Gobierno aprobó el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto y declaró de interés nacional la operación del sistema de transporte de gas natural y la creación de un polo petroquímico en el sur con fines de seguridad energética nacional.

En abril del presente año la compañía brasileña Odebrecht le compró a Conduit el 51% del total de acciones de la concesión y se convirtió en el único propietario ya que poseía el restante 49% de las acciones antes de esta compra.

El impacto esperado del proyecto

El proyecto integrado del gasoducto del sur es uno de los principales proyectos energéticos del país. Se encargará de transportar gas natural y líquidos de gas natural de los Lotes 57 y 58 hacia el sur del país para el desarrollo de ciertas industrias.

Para esto se planea la construcción de ductos separados de gas y de líquidos (inversión estimada en US\$ 5 mil millones^[2]), los mismos que pasarán por los departamentos de Cusco, Puno, Arequipa y Moquegua (que aún mantienen niveles de pobreza superiores al 20%^[3] en promedio).

Niveles de pobreza en el área de influencia directa (porcentaje de población del departamento)

Departamento	Pobreza no extrema	Pobreza extrema
Arequipa	1.5	8.2
Cusco	4.9	20.2
Moquegua	1.8	8.5
Puno	9.1	28.1

Fuente: ENAHO 2011 - INEI

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

La demanda de gas se sustentaría en las industrias que se desarrollarán a partir del gasoducto del sur. Entre éstas se consideran la construcción de una planta separadora de gas y líquidos, dos centrales termoeléctricas, una planta petroquímica, conexiones para gas natural residencial, gasocentros, entre otros.^[4] La inversión necesaria para la construcción de estas



industrias se estima preliminarmente en alrededor de US\$ 8 mil millones. ^[5]

Según Apoyo Consultoría ^[6] en la etapa de construcción se crearían alrededor de 30 mil puestos de trabajo, lo que impactaría directamente en el nivel de ingresos de los pobladores de los departamentos de la zona de influencia. Además, se estima que el nivel del Producto Bruto Interno (PBI) sería mayor en 2% al término de la concesión con el gasoducto que sin él. Los consumidores directos de gas tendrían un ahorro de US\$ 3,358 millones en valor presente y los hogares ahorrarían hasta 60% de su gasto actual en energía. Así también, el uso de un combustible más limpio haría que las emisiones de dióxido de carbono se reduzcan en 22 millones de TCO₂, reduciendo la contaminación ambiental actual.

Asimismo, la producción de energía de las centrales termoeléctricas incrementaría el margen de reserva de electricidad para los próximos años, con lo que se aseguraría el abastecimiento de energía al país para continuar con el crecimiento sostenido.

Por su parte, el desarrollo de la industria petroquímica representa una gran oportunidad para transformar la materia prima (gas natural) en productos de mayor valor agregado (fertilizantes, plásticos, etc.).

Por estos beneficios, es considerado un proyecto importante para la economía del país. Al respecto, el actual Gobierno ha decidido participar en este proyecto, que se promociona como un eje de integración económica y una nueva plataforma para cambiar la matriz energética del sur del Perú, que en la actualidad aún depende en gran medida del petróleo.

Proyecto Integrado de Gas Natural del Sur



Fuente: Foro Asamblea Nacional Gobiernos Regionales (Abril 2012)

El problema de la oferta, aún insuficiente

La oferta de gas natural para este proyecto recae en las reservas de los lotes Lotes 57, 58 y parte del 88 (administrados por las empresas REPSOL SA, Petróleo Brasileiro SA (PETROBRAS) y PLUSPETROL Perú Corporation SA (PLUSPETROL)



respectivamente). Hasta el momento, las reservas probadas suman solo 3 TCF (0.3 TCF del Lote 57, 1.7 TCF del Lote 58 y 1 TCF del Lote 88 destinado por el Gobierno mediante el DS N° 008-2012-EM).

Sin embargo, este nivel de reservas es inferior al estimado para que el proyecto atienda la demanda que lo hace viable (aproximadamente 6 TCF).

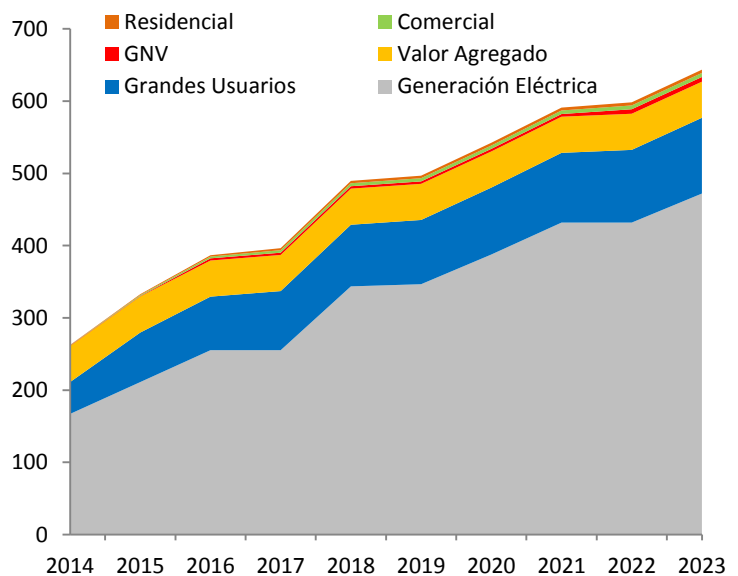
Al respecto, la empresa PETROBRAS considera que en el Lote 58 podría encontrar hasta 10 TCF adicionales, con lo que se haría posible atender la demanda y por ende darle viabilidad al proyecto, pero aún se está explorando.

En las condiciones en las que se encuentra el proyecto se tienen dos problemas que tienen que ser tomados en cuenta. El primero es que sin el nivel de reservas probadas necesarias no es posible que el proyecto obtenga financiamiento en el mercado de capitales en este momento, por lo que el inicio de las operaciones se retrasaría hasta el 2020.

El segundo se relaciona con un tema de costos. De acuerdo a las nuevas estimaciones de la actual administración de la concesión, los costos de la construcción del gasoducto se habrían incrementado en más de 300% respecto de monto de inversión estimado al inicio de la concesión (ver nota 2 de este artículo). Este incremento puede ser un problema si es que considera un esquema regulatorio basado en costos, ya que repercutiría en las tarifas reguladas del transporte de gas.

Sobre la tarifa regulada, KUNTUR presentó a OSINERGMIN una propuesta de regulación tarifaria en junio de 2009.^[7] Este esquema consideraba una tarifa de US\$ 2.96 por MPC que cubría las inversiones, los costos de operación y mantenimiento y los impuestos, dado un nivel de demanda estimada.^[8]

Demanda estimada para propuesta tarifaria de Kuntur (MMPCD)



Fuente: Propuesta de Tarifa Inicial – KUNTUR (2009)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Cabe resaltar que cuando KUNTUR presentó dicha propuesta, los costos del proyecto ya se habían incrementado en casi US\$ 800 millones respecto a lo que se consideró en el contrato de concesión del 2008.

Los costos estimados por la empresa en el 2011 son aún mayores; con éstos se incrementaría la tarifa inicial propuesta de manera apreciable. Por lo tanto, es fundamental estimar correctamente los costos del proyecto para determinar



adecuadamente las tarifas reguladas de transporte en caso se opte por el esquema tarifario propuesto por la concesionaria o por alguno similar.

La intervención del Estado y el rol de PETROPERÚ

Debido a la importancia de este proyecto, el Gobierno realizó negociaciones con la concesionaria para acelerar la construcción del primer tramo del gasoducto (desde la planta de Malvinas hasta la ciudad de Quillabamba), motivado por las altas probabilidades de encontrar reservas de gas adicionales necesarias para la viabilidad del proyecto. Se consideró la posibilidad de participar como accionista a través de la empresa estatal PETROPERÚ.

En el periodo de construcción del primer tramo del gasoducto se estima que PETROBRAS encuentre las reservas necesarias y así continúe regularmente con las demás etapas del mismo.

Por lo tanto, la participación del Estado serviría para acelerar el inicio de operaciones del proyecto (que de manera regular se estima hacia el 2020). Esta participación representaría una inversión aproximada de US\$ 1,200 millones, con el riesgo –pequeño pero existente– de no encontrar más reservas de gas, lo que descartaría la opción de construir un polo petroquímico en el sur del país.^[9]

Para analizar el tema, el Gobierno autorizó al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y a la Corporación Financiera de Desarrollo (COFIDE) a realizar la estructuración

financiera de la participación de PETROPERÚ en el proyecto.

A su vez, estas instituciones encargaron a la Corporación Andina de Fomento (CAF) la elaboración de un estudio que permitirá determinar las opciones de participación de la empresa estatal. Dicho estudio sería entregado en el tercer trimestre del presente año.

Cabe resaltar que PETROPERÚ es una empresa estatal; por lo tanto, tendría que someterse a las normas de endeudamiento público. Asimismo, ya que la Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto^[10] prohíbe que el Estado realice transferencias de recursos económicos a las empresas públicas (por lo que aportes de capital no están permitidos), se requeriría de una nueva Ley que autorice el mecanismo de transferencia de recursos a PETROPERÚ para su participación en el gasoducto del sur.

De darse la participación de PETROPERÚ en el proyecto, sería recomendable solicitar primero una auditoría de costos o solicitar a la concesionaria una explicación económica-financiera sobre el incremento en los costos, ya que se utilizaría dinero del Estado para financiar el proyecto.

En resumen, la participación de PETROPERÚ aún no está definida, pero la intención del Gobierno es participar como accionista del gasoducto con el objetivo de promover las inversiones en las centrales térmicas, la planta fraccionadora y el polo petroquímico, para así concretar el proyecto integrado del gasoducto del sur andino.



Por último, hay que tener en cuenta que el inicio de operaciones del proyecto no se dará en el corto plazo, y que en el mejor de los escenarios se daría después del año 2016 (con la participación del Estado).

Debido a esto, el MINEM está trabajando con PROINVERSIÓN otras iniciativas de inversión para la masificación del uso de gas natural a nivel nacional. Al respecto, se pretende la implementación de gasoductos virtuales y la construcción de redes en las ciudades (ya sea transporte de gas natural

comprimido - GNC o gas natural licuado - GNL), incluyendo a algunos de los departamentos por donde pasará el gasoducto del sur. Asimismo, PETROPERÚ ha suscrito un acuerdo de intenciones con la empresa Repsol para evaluar la factibilidad de llevar GNL a la zona sur del país.^[11] En ambos casos, es necesario analizar la consistencia entre estas iniciativas, teniendo en cuenta, por ejemplo, qué ocurrirá con la inversión que se realice cuando el gasoducto del sur entre en operación.

Notas

Shale Gas ¿cambio en la matriz energética mundial?

[1] Compañías que realizan actividades de exploración en áreas que no tienen recursos convencionales.

[2] La pizarra es una roca metamórfica homogénea formada por la compactación de arcillas. Es densa, de grano fino y tiene como principal característica su división en finas láminas o capas.

[3] British Petroleum (2012), *BP Statistical Review of World Energy*, pp. 20 y 22.

[4] APCO worldwide (2010), *China's 12th Five-Year, How is actually Works and what's in store for the next five years*. Dicho plan fue aprobado por el Partido Comunista de China (PCCh).

[5] Walsh, B., "The Golden Age: Could Europe and China's fracking forays remake global energy?" *Time, Business*, pp. 45-46, 21-05-2012.

[6] British Petroleum (2012), *BP Statistical Review of World Energy*, p. 29.
British Petroleum (2011), *BP Statistical Review of World Energy*, p.28.

[7] Los precios del gas natural se determinan regionalmente y en el mercado; es decir, por la oferta y la demanda.

[8] Para el ratio se utilizó el marcador Henry Hub (que es un hub de distribución en el sistema de gasoducto de gas natural de Lousiana) y el West Texas Intermediate (WTI), precio de referencia para el crudo liviano de Estados Unidos.

[9] Environmental Protection Agency (2011), *Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming*. Office of Research and Development.

[10] Cuadrilla Resources es una compañía del Reino Unido que se dedica a la exploración y explotación de Gas Natural.

[11] International Energy Agency (2012), *Golden Rules for a Golden Age of Gas*. Office of the Chief Economist (OCE).

[12] Sistema cuyo objetivo es dar a conocer a los trabajadores y personas involucradas los procedimientos para trabajar con sustancias peligrosas.

Situación de las exportaciones de Gas Natural Licuado en el Perú

[1] Mediante Resolución Ministerial N° 031-2006-MEM/DM.

[2] Para mayor información ver la página <http://www.perulng.com/>

[3] MINEM (2011), *Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos*. Dirección General de Hidrocarburos. pp. 10.

[4] PERU LNG (2004), *El Proyecto de Exportación de Gas Natural*. Presentación realizada por Carlos del Solar.

[5] Esta disminución se explica básicamente por la reducción del precio del Henry Hub a consecuencia del incremento de reservas encontradas de *shale gas*, como se explicó en el artículo anterior

[6] IEA (2006), *Natural Gas Market Review*, pp. 19.

[7] Es importante recalcar que actualmente PERUPETRO está realizando investigaciones sobre el destino final de las exportaciones, ya que se ha estado especulando que las exportaciones de gas natural habrían tenido destinos diferentes a México en los que se cobraba un mayor precio. En ese sentido, habría unas mayores regalías que no estarían siendo reconocidas por la empresa en beneficio del Estado Peruano. Cabe recalcar que para determinar la regalía por el gas natural fiscalizado cuyo destino sea la planta GNL, se multiplicará el valor del gas natural fiscalizado por el porcentaje de regalía, que es de 30 % si el Valor de Referencia (VR) es menor o igual a 4 US\$/MMBTU y de 38% si el VR es mayor igual a 5 US\$/MMBTU, para valores intermedios del VR el porcentaje de regalía se obtiene interpolando. El valor del gas natural fiscalizado se calcula multiplicando el gas natural fiscalizado por el precio realizado o el valor mínimo para valorización (VMV), el cual es el mínimo establecido de acuerdo a la siguiente tabla:

VR (US\$/MMBTU)	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	≥ 10.0
VMV (US\$/MMBTU)	0.50	0.53	0.63	0.79	0.97	1.18	1.47	1.76

Fuente: Contrato de explotación del Lote 56, cláusula 8.2.9

* El valor de referencia es representado por uno o varios marcadores como el *Henry Hub*.

[8] El costo de oportunidad se refiere al valor de la mejor opción no realizada. En este caso en particular, el costo de oportunidad de exportar el gas natural sería venderlo en el mercado interno. Para mayor detalle ver:

- Brito, D. y J. Rosellón (2010), "Pricing Natural Gas in México: An Application of the Little Mirrlees Rule. The Case of Quasi-Rents", *Southern Economic Journal*, 76(4): 1-8.

- Energy Charter Secretariat, Bélgica (2007), *Putting a Price on Energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*.

[9] Arabia Saudita fue el país que desarrolló la regla de netback para el mercado de petróleo en 1985. Posteriormente esta regla se utilizó en el mercado de gas natural. Los contratos de exportación de los Países Bajos usando el método netback se convirtieron en la principal referencia para todo el continente europeo.

[10] Para el cálculo de los costos de transporte, embarcación, licuefacción y regasificación, las fuentes detalladas son las siguientes:

- Razavi, H. (2009), "Natural Gas Pricing in Countries of the Middle East and North Africa", *The Energy Journal*, 30(3): 1-22.



- Simmons & Co. International (2005), "Liquefied Natural Gas", *Integrated Oil Research*.

- García, R. y A. Vásquez (2004), *La Industria del Gas Natural en el Perú*. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN.

[11] Si se toma el valor medio de las exportaciones de acuerdo a datos de la SUNAT como valor FOB en Pampa Melchorita y se les compara con el valor obtenido en este punto con la metodología del Netback, se obtienen valores ligeramente inferiores a los calculados, lo que indicaría un ligero incremento en los costos de transporte.

[12] Decreto Supremo N° 039-2010-EM que establece valor mínimo para la regalía del gas natural en caso de exportación.

El proyecto integrado de gas natural del sur, oportunidad de desarrollo y generación de valor agregado

[1] Presentación Foro Asamblea Nacional de Gobiernos Regionales (2012), *Una visión para el desarrollo del gas natural en el sur peruano*, Proyecto Integrado de Gas del Sur Peruano.

[2] "Odebrecht ve inversión de US\$ 5,000 millones en gasoducto del sur", *Diario Gestión*, Empresas, versión digital, 25 de abril de 2012.

<http://gestion.pe/2012/04/25/empresas/odebrecht-ve-inversion-us-5000-mlls-gasoducto-sur-sin-participacion-estado-2001200>

[3] Encuesta Nacional de Hogares - ENAHO (2011), Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

[4] Campodónico, H. (2012), "Proyectos y perspectivas de la empresa estatal", Tercera conferencia *Gas Natural Perú*, Presentación PETROPERÚ.

[5] La inversión del proyecto integrado en conjunto (US\$ 13 mil millones) representa alrededor del 7% del PBI peruano alcanzado en el 2011.

[6] Apoyo Consultoría (2009), *Estudios de los potenciales beneficios del proyecto Gasoducto Andino del Sur*, KUNTUR Transportadora de Gas S.A.C., pp. 4-6.

[7] Latin Energy, Ingeniería y Regulación Energética (2009), *Propuesta de Tarifa Inicial*, KUNTUR Transportadora de Gas.

[8] Al respecto, OSINERGMIN aprobó una tarifa de 2.5 US\$ por MPC mediante la Resolución del Consejo Directivo N° 105-2010-OS/CD basada en el Informe N° 166-2010-GART.

[9] En Sudamérica, la industria petroquímica se ha desarrollado más en la parte oriental, lo que deja a Perú en una zona privilegiada para su desarrollo.

[10] Ley N° 28411.

[11] *Diario Gestión*, 18 de noviembre del 2011.

<http://gestion.pe/noticia/1335714/petroperu-firma-acuerdo-repsol-llevar-gnl-al-sur>



Abreviaturas utilizadas

BP:	British Petroleum
CAF:	Corporación Andina de Fomento
EIA:	U.S. Energy Information Administration
EPA:	U.S. Environmental Protection Agency
IEA:	International Energy Agency
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PETROBRAS:	Petróleo Brasileiro S.A.
COFIDE:	Corporación Financiera de Desarrollo S.A.
MEF:	Ministerio de Economía y Finanzas
MINEM:	Ministerio de Energía y Minas
PETROPERÚ:	Petróleos del Perú S.A.
TGP:	Transportadora de Gas del Perú
DS:	Decreto Supremo
ENAHO:	Encuesta Nacional de Hogares del INEI (Perú)
GNC:	Gas natural comprimido
GNL:	Gas natural licuado
NBP:	National Balancing Point
PBI:	Producto Bruto Interno
MCF:	Miles de pies cúbicos
MMBTU:	Millones de BTU (British Thermal Unit)
MMPCD:	Millones de pies cúbicos por día
TCF:	Trillion cubic feet (EE.UU.), billones de pies cúbicos (Perú)
TCO ₂ :	Toneladas de dióxido de carbono.

