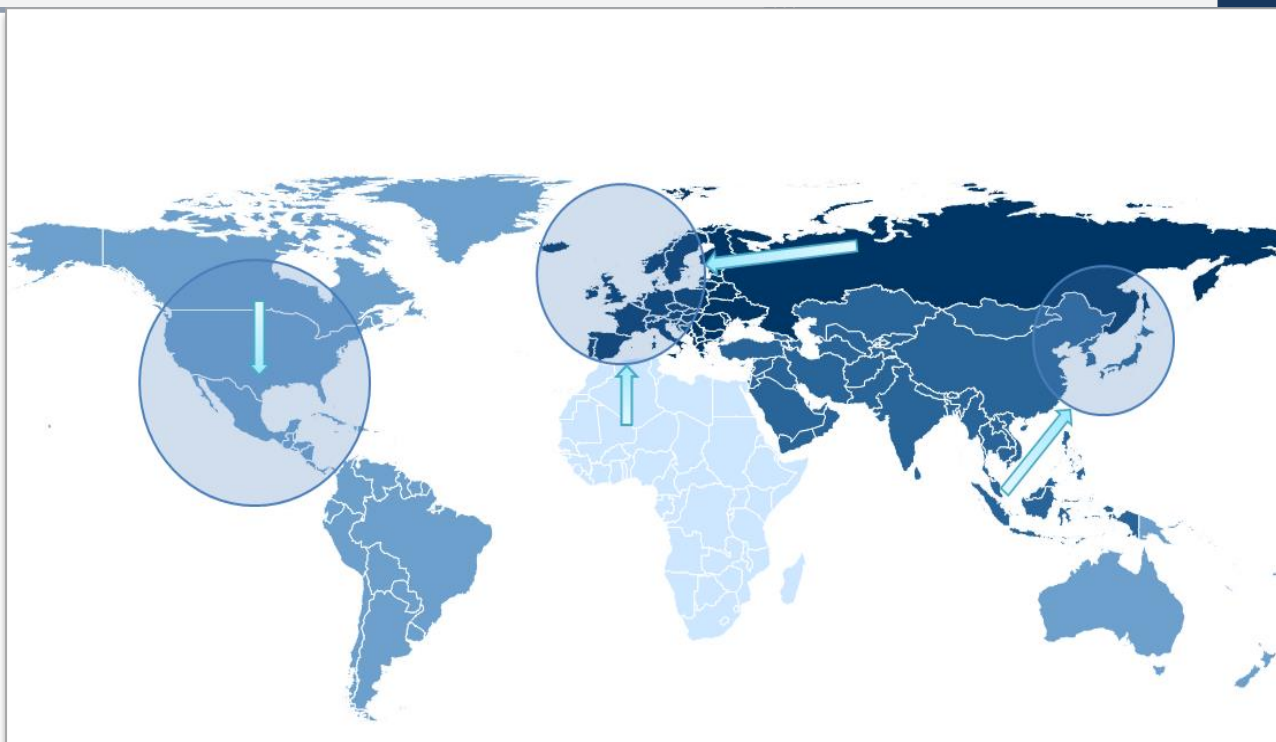


PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL

A MEDIANO Y LARGO PLAZO

REPORTE ESPECIAL DE ANÁLISIS ECONÓMICO N° 001-2012-OEE/OS



Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima – Perú

www.osinergmin.gob.pe

Oficina de Estudios Económicos

Teléfono: 219-3400 Anexo 1057

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca/osinergmin/estudios_economicos/

Índice

Introducción	3
El Mercado Mundial de Gas Natural	4
Factores que influyen en los precios del gas natural	6
Marco Metodológico.....	9
Proyección de precios	11
Conclusiones e Implicancias para el caso peruano	15
Anexo N° 1: Modelo de Cointegración.....	17
Anexo N° 2: Detalle sobre la construcción de las variables	18
Anexo N° 3: Construcción de escenarios.....	23
Referencias.....	25

Introducción

El Perú se ha beneficiado en los últimos 12 años de la posibilidad de contar con gas natural a un precio promocional, relativamente estable y diseñado de acuerdo con la estrategia del país para desarrollar esta industria. Ello ha generado que en la actualidad cerca de un 40% de la generación se realice con gas natural, el desplazamiento de otros combustibles en la industria y recientemente un incremento en su penetración en los segmentos vehicular y residencial. Sin embargo, a la fecha casi la totalidad del gas natural que se produce en base al lote 88 de Camisea está comprometido en contratos con diferentes clientes, de acuerdo a la legislación vigente, los nuevos lotes tendrán la libertad de fijar sus precios en boca de pozo de acuerdo a las condiciones del mercado nacional e internacional. En este contexto, el analizar la posible evolución de los precios del gas natural a nivel internacional puede servir para tener un mejor conocimiento de las tendencias en los mercados y las posibles decisiones que pueden tomar los inversionistas y cómo estas pueden afectar las políticas públicas que se están planteando en la actualidad, entre las cuales destacan la promoción del acceso a energía, siendo uno de sus rubros la masificación del gas natural, o la promoción de la industria petroquímica o incluso la necesidad de analizar la posibilidad de promover otras opciones de generación eléctrica como las centrales hidroeléctricas.

En el presente reporte especial se presentan proyecciones de los precios del gas natural para los tres principales mercados regionales que se pueden identificar, así como algunas reflexiones sobre las implicancias de estas para el Perú. En primer lugar, se analiza la evolución de los mercados de Asia, Europa y Norteamérica a fin de identificar los posibles factores de oferta y demanda que han afectado la evolución de los precios. Entre estos factores destacan la mayor vinculación entre los mercados gracias a desarrollos como el transporte en la modalidad de LNG; y recientemente, en el caso de Norte América, la importante reducción de los precios debido a la explotación de recursos no convencionales. En una segunda sección se discuten los factores de oferta y demanda que tanto la literatura teórica como empírica indican que deben afectar la evolución de los precios en los mercados spot. En tercer lugar, se presenta la metodología utilizada para proyectar los precios del gas natural en los tres mercados regionales, incluyendo una discusión sobre las variables utilizadas y cómo se construyeron. En cuarto lugar se presentan los escenarios de proyección de precios, los cuales dependen básicamente de la evolución de la economía mundial y el desarrollo de las nuevas reservas, ambos factores sujetos en la actualidad a importantes niveles de incertidumbre. Por último, se presentan las principales conclusiones y posibles implicancias para el caso peruano.

El Mercado Mundial de Gas Natural

El comercio de gas natural ha estado tradicionalmente restringido a zonas geográficas debido a los altos costos de transporte (necesidad de construcción de ductos de alto costo por el volumen ocupado por el gas natural seco). Ello ha tendido a cambiar en los últimos años gracias al desarrollo de redes de transporte y de tecnologías como el transporte bajo la modalidad de LNG. Respecto a este punto, Brito y Hartley (2007) analizan cómo el desarrollo del mercado del LNG puede modificar la estructura del mercado mundial del gas natural, pues la reducción en los costos de transporte y el desarrollo de nuevas facilidades puede permitir a la firma invertir sin la necesidad de asegurar sus ventas a través de contratos de largo plazo, lo cual puede acelerar la transición de un mercado basado principalmente en contratos bilaterales a uno de transacciones de corto plazo. Sin embargo, es posible distinguir todavía tres áreas de comercio de gas natural, las cuales son las regiones de América del Norte, Europa y Asia-Pacífico.

En **América del Norte**, el comercio se da principalmente mediante ductos (el cual representa el 88% del total comercializado en la región), siendo Canadá un importante exportador de gas natural hacia los Estados Unidos. En este mercado, los precios de gas natural están fijados mediante *gas-to-gas competition*, es decir se fija por las leyes de oferta y demanda.

Por otro lado, el mercado de LNG (que representa el 12% del total comercializado en la región) se ha desarrollado principalmente en Estados Unidos, el cuál importa LNG desde países como Qatar, Trinidad y Tobago, y Yemén.

En **Europa**, el volumen comercializado a través de gasoductos es mucho mayor (aproximadamente, tres veces lo comercializado por gasoductos en América del Norte). Bajo esta modalidad de comercio, los principales países exportadores de gas natural son Rusia, Noruega y Países Bajos. Por otro lado, las importaciones de LNG provienen principalmente de países del Medio Oriente y África como Qatar, Argelia y Nigeria. En Europa, los precios del gas natural están directamente relacionados con el precio del petróleo, en ese sentido, los productores no pueden ejercer mucho poder para manipular el precio.¹

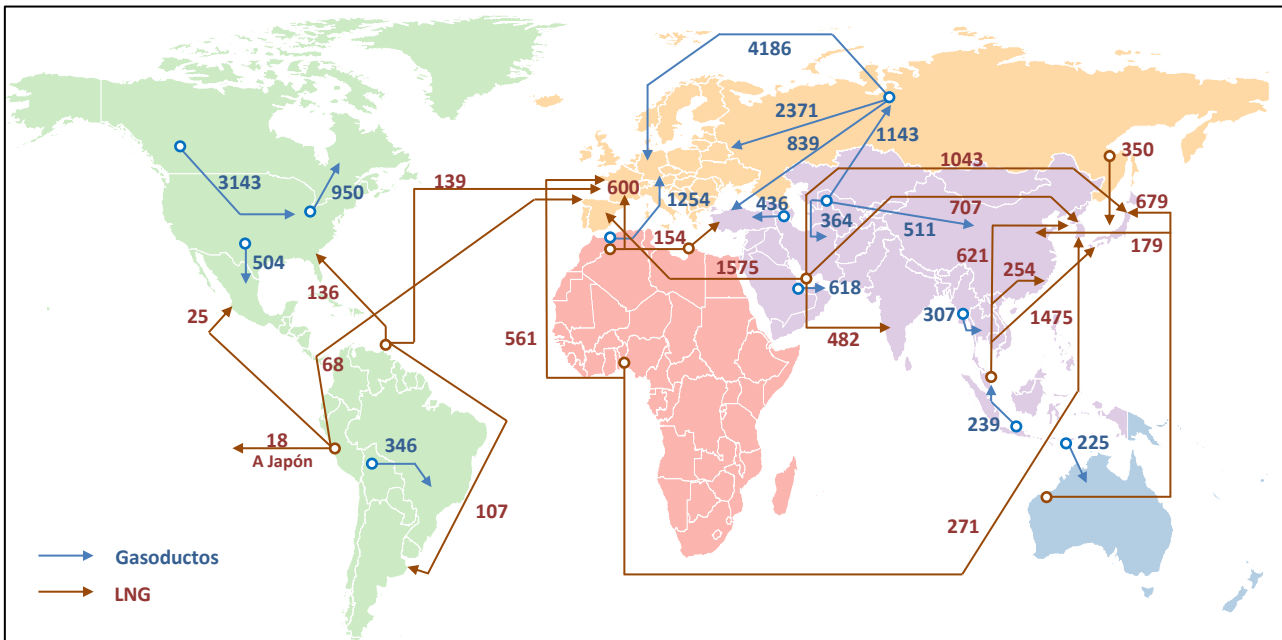
Además, el gran tamaño de algunos campos genera que se firmen contratos de exportación con una duración de 20 años a más y con un reducido número de empresas importadoras de gas. El Reino Unido, es un caso aparte en Europa, ya que en los últimos años ha estado migrando al sistema Norteamericano con medidas como la privatización de British Gas, la creación del organismo regulatorio OFGEM encargado de promover la competencia, y la creación del precio de referencia NBP (*National Balancing Point*), el cual es un punto de comercio virtual para la compra y venta de gas natural.

¹ Los precios de los contratos largo plazo en Europa están indexados con el precio del petróleo mediante una fórmula negociada y definida en el contrato.

En la región **Asia-Pacífico**, el comercio es diferente a las dos regiones detalladas anteriormente, ya que el comercio se da principalmente en forma de LNG (el comercio bajo esta modalidad representa el 83% del total comercializado en la región); esto es así por la falta del recurso natural y también por la imposibilidad de construir ductos para suministrarse de otros países por la gran distancia y el mar que los separa. Es así que Asia es el principal demandante de LNG, sólo Japón importa el 32% del total de LNG. Los precios del gas natural en Japón y Corea están relacionados con el precio del petróleo,² mientras que en Australia y Nueva Zelanda los precios se fijan mediante *gas-to-gas competition*.

En el Gráfico N° 1 se puede observar el flujo de comercio del gas natural en cada una de las regiones detalladas líneas arriba como entre ellas, el cual se ha incrementado en los últimos años.

Gráfico N° 1: Principales intercambios comerciales, 2011 (Trillones de BTU)



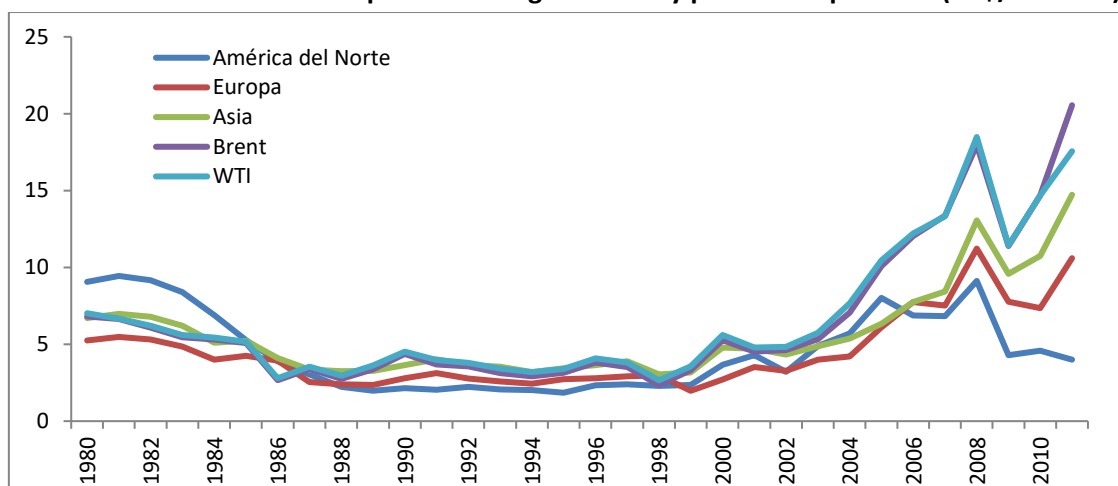
Fuente: British Petroleum (2012)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinerghmin

Debido a las características mencionadas anteriormente, los precios de importación del gas natural en Europa y Asia siguen el comportamiento del precio del petróleo (marcador Brent) y tienden por lo tanto a tener cierta vinculación. Por otro lado, el precio de importación del gas natural en América del Norte ha dejado de seguir el comportamiento del precio del petróleo (marcador WTI) en los últimos años, y ha disminuido debido al descubrimiento de reservas no convencionales de gas natural, tal como se muestra en el Gráfico N° 2.

² En Japón, los precios del gas natural están indexados al precio del petróleo con un rezago de 3 meses.

Gráfico N° 2: Precios de importación de gas natural y precios del petróleo (US\$/MMBTU)



Fuente: EIA, IEA

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinermin

Factores que influyen en los precios del gas natural

El desarrollo de los mercados del gas natural está sujeto a diferentes factores como: (i) el costo de transporte, que se ha ido reduciendo en los últimos años, y la existencia de facilidades de infraestructura; (ii) el precio de combustibles sustitutos como el petróleo, pues en algunas regiones el precio del gas natural está indexado al precio del petróleo en contratos de largo plazo; (iii) la existencia de fuentes alternativas competitivas que pueden reducir la demanda, por ejemplo, en generación de electricidad y en el uso residencial, entre otros.

En esta sección se describirá en detalle los factores de oferta y demanda que influyen sobre el desempeño del sector y la formación de precios. Estos factores han determinado que América del Norte y el Reino Unido sigan un desarrollo parecido al mercado del petróleo, el cual es comercializado como un *commodity* actualmente, pues se han desarrollado mercados spot y de futuros del gas natural. Por otro lado, Europa y Asia, aún no presentan el dinamismo de los mercados de América del Norte y el Reino Unido.

Factores de Oferta

Los factores de oferta que influyen sobre el desarrollo del mercado de gas natural son: (i) los recursos y reservas de gas natural, (ii) la tecnología para la producción de gas natural, y (iii) el costo de oportunidad del dinero.

Respecto al primer factor, en el caso de América del Norte y el Reino Unido, ambos contaban con vastas reservas de gas natural desde que iniciaron el desarrollo de su mercado, lo que les permitió ser autosuficientes. Por otro lado, en Europa muchos países no tienen suficientes reservas, por lo que dependen de importaciones de gas natural, principalmente desde Rusia,

Qatar y Noruega; en esa medida, muchos países exportadores logran extraer grandes rentas económicas. Dentro de este factor, es importante mencionar que en los últimos años se han descubierto grandes reservas de *shale gas* en varios países del mundo, de los cuales Estados Unidos es el único que está explotando estos recursos a través del proceso de fracturación hidráulica,³ este escenario ha generado que el *Henry Hub* disminuya 47% de noviembre del 2008 a noviembre del 2012.

En el caso de la tecnología, la reducción de los costos de producción de LNG ha permitido un mayor dinamismo del mercado, pues está influenciando el desarrollo de un mercado *spot*, aunque los contratos de largo plazo siguen siendo una figura dominante en las regiones de Europa y Asia.

Finalmente, otro factor que puede afectar la oferta de gas natural, en particular el atractivo de producir más dadas unas reservas, es el costo de oportunidad de los activos alternativos al gas natural tal como identificara Hotelling (1931) para el caso de los recursos no renovables, donde en una situación simplificada, los precios tenderían a subir en proporción directa a una medida de costo de oportunidad de dichos activos, los cuales se pueden medir como la rentabilidad de invertir en bonos o en índice de acciones. Sin embargo, existen algunos problemas que suelen complicar la viabilidad de incorporar este factor debido a la necesidad de incorporar variables con el cambio tecnológico, el poder de mercado y otros (véase Slade, 1997). En estudios como el de Kilian et al. (2011) indican que incorporar este factor en predicciones de precios del petróleo no incrementa la capacidad predictiva de los modelos.

Factores de Demanda

Los factores de demanda que influyen sobre el desarrollo del mercado de gas natural son: **(i)** el nivel de actividad económica, y **(ii)** usos alternativos y sustitutos del gas natural.

El primer factor es de gran importancia pues la demanda de energía es una demanda derivada de su uso en procesos productivos que pueden ser muy intensivos o no en energía dependiendo de las estructuras productivas de los países y las regiones. Esta intensidad en el uso dependerá también de las políticas de eficiencia energética implementadas en los países. Bhattacharyya (2011) calculó una elasticidad demanda de la energía para China en el año 2005 de 1.31, es decir, por un incremento de 1% en el PBI, la demanda de energía se incrementa en 1.31%.

Respecto al segundo, es importante considerar el uso del gas natural destinado a diferentes sectores de la economía. Por ejemplo, en América del Norte y el Reino Unido el gas es usado en gran medida para la generación de energía eléctrica, además para el consumo en los sectores residencial y comercial. Por otro lado, en algunas partes del continente europeo, el gas natural tiene una pequeña participación en la generación de electricidad, ya que se prefiere otras fuentes de energía.

³ Vásquez et al. (2012)

Así, el gas natural tiene diferentes sustitutos en sus usos. Por ejemplo en el sector eléctrico una fuente de sustitución es el carbón, cuyos precios se redujeron en años anteriores debido a consideraciones ambientales pero donde la tecnología ha mejorado, o las hidroeléctricas. En la industria y uso residencial compite con derivados del petróleo, especialmente GLP. Por ello, un factor que se debe considerar en principio sería el precio sus principales sustitutos, siendo usual considerar alguno de los marcadores del petróleo, tal como hacen Brown y Yucel (2009) en sus análisis sobre la integración de los mercados regionales de gas natural.

En el siguiente cuadro se resumen los factores de oferta y demanda que influyen sobre la formación del precio del gas natural en los mercados internacionales:

Cuadro N° 1: Factores de Oferta y Demanda que influyen en los mercados de Gas Natural

América del Norte y Reino Unido	Europa y Japón/Corea
<ul style="list-style-type: none">- Desarrollo basado en recursos propios, sin dependencia inicial en importaciones.- Oferta basada en campos pequeños y medianos.- Gran demanda de gas natural para los sectores eléctrico, comercial y residencial.	<ul style="list-style-type: none">- Dependencia en importaciones desde el inicio.- Oferta basada en importaciones desde campos gigantes.- Pequeña participación en la generación de energía.

Fuente: Energy Charter Secretariat, Bélgica (2007)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinerghmin

Los factores descritos líneas arriba han determinado que en América del Norte y el Reino Unido los precios del gas se determinen competitivamente (*gas-to-gas competition*) y que se hayan formado dos marcadores internacionales, el *Henry Hub* y el *NBP*. Por otro lado, en Europa, Japón y Corea, los precios del gas natural aún guardan relación con los precios del petróleo, y sólo se han formado algunos marcadores en algunos países de Europa que no son usados recurrentemente a nivel internacional.

Otros factores

Finalmente, otro factor que influye sobre el desarrollo del mercado de gas natural es el marco institucional. Por ejemplo, en América del Norte y el Reino Unido existen regímenes impositivos y procedimientos de concesión de licencias estandarizados y claros, lo cual ha permitido que en estas regiones el mercado de gas natural esté más desarrollado que en otras.

Marco Metodológico

En esta sección presentamos, de manera muy breve, el marco metodológico que sustenta las proyecciones para el precio del gas natural en los mercados de América del Norte, Europa y Asia.

El marco metodológico propuesto está basado en el análisis multivariado de series de tiempo. A diferencia del análisis univariado (en el cual se analiza el comportamiento de las variables económicas de manera individual), el análisis multivariado de series de tiempo permite un análisis conjunto de las variables, especificando las relaciones que existen entre ellas.⁴

El marco de análisis multivariado más básico es el de los Vectores Autorregresivos (VAR) (Sims, 1980), en el cual se especifican una serie de relaciones entre un conjunto de variables (vector) y sus rezagos. El uso de la metodología VAR se ha extendido significativamente, siendo una herramienta básica para el análisis y proyección de series de tiempo económicas y financieras.⁵ Si bien los modelos VAR y sus variantes tienen un conjunto de propiedades deseables para el análisis de series de tiempo, su adecuado uso requiere que las variables analizadas tengan ciertas características. En específico, se requiere que las variables sean *estacionarias*.⁶

Si no se cumple la propiedad de estacionariedad, no es posible usar los métodos convencionales y es necesario proponer otro marco de análisis. Al respecto, en el caso en el cual las series de tiempo no sean estacionarias (naturaleza común en el caso de las series económicas y financieras), se puede recurrir al análisis de cointegración. El análisis de cointegración permite el adecuado tratamiento de variables que no son estacionarias (integradas)⁷ a través de la

⁴ Para una adecuada referencia de la variedad de modelos de series de tiempo en un contexto univariado y multivariado se pueden revisar los textos de Hamilton (1994) y Enders (2004).

⁵ Para una revisión del análisis, estimación y proyección en el marco de modelos VAR se puede revisar el texto de Lütkepohl (2005).

⁶ La estacionariedad de una serie de tiempo es una característica importante y básicamente está referida al cumplimiento de las siguientes condiciones (en su versión débil):

a) $E[y_t] = \mu$ (media constante)

b) $Var(y_t) = \sigma_y^2$ (varianza constante)

c) $Cov(y_s, y_r) = Cov(y_{s+t}, y_{r+t})$ (autocovarianza igual para la misma diferencia de tiempo)

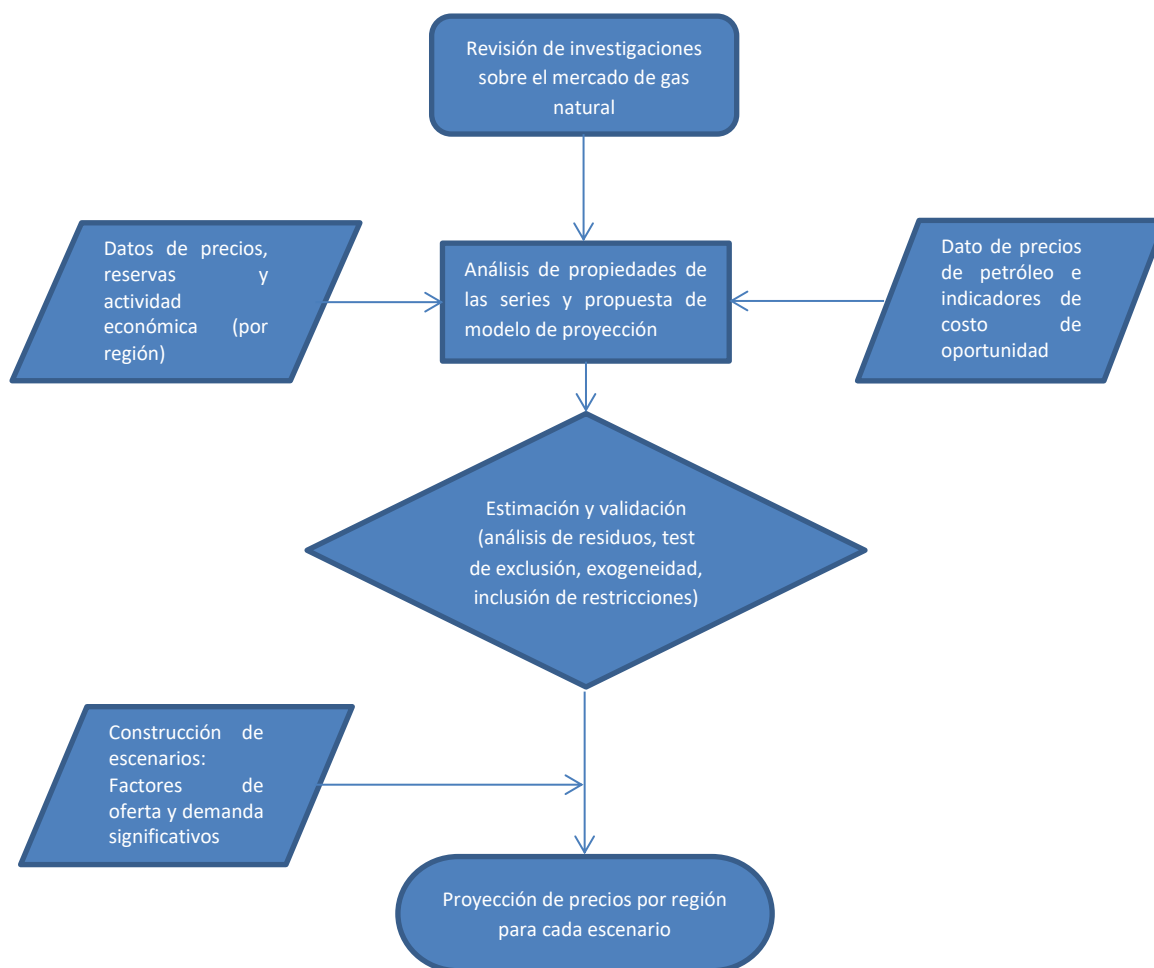
⁷ En general, se habla de series integradas de orden d, I(d) si es necesario tomar las d diferencias para que la serie de tiempo tenga características deseables para su tratamiento. A saber, tomando las d diferencias la serie I(d) se vuelve estacionaria

especificación de relaciones de cointegración que permitan identificar adecuadamente las relaciones de corto y largo plazo entre un conjunto de variables.⁸

Así, la proyección de precios de gas natural en los mercados especificados toma en cuenta el marco de análisis de cointegración inicialmente propuesto por Johansen (1995). Una breve descripción del modelo de cointegración utilizado se presenta en el Anexo N° 1.

En el Gráfico N° 3 se muestra el esquema de la metodología utilizada para la proyección de precios, que abarca desde la revisión de investigaciones, la construcción del modelo y los escenarios, hasta la proyección de los precios.

Gráfico N° 3: Resumen del Modelo de Proyección



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinerghmin

⁸ Si dos series de tiempo son integradas del mismo orden y una combinación lineal de estas es integrada de un orden menor se dice que las series de tiempo en cuestión tienen una relación de cointegración.

Proyección de precios

De acuerdo con el marco metodológico propuesto, la discusión sobre los factores de oferta y de demanda que afectan a los precios del gas natural y la disponibilidad de información, para la proyección de precios de gas natural se utilizó un modelo de corrección de errores para los precios del gas natural en las tres regiones mencionadas. La evidencia empírica muestra que al interior de las regiones Europa/Asia y Norte América existen relaciones de cointegración, así como la ausencia de cointegración entre los dos grupos de mercados.⁹ Al respecto, se ha utilizado información anual para el período 1980-2011 para las siguientes variables en cada una de las regiones: Precios promedio del gas natural (US\$/MMBTU), reservas (expresadas en trillones de BTU) y un indicador de actividad económica (PBI ponderado por el consumo de gas natural en cada país).¹⁰

Si bien, de acuerdo con la discusión previa, existen otros factores que afectan a los precios del gas natural, no es posible contar con información histórica¹¹ que permita, dentro del marco propuesto, construir series de tiempo que sean incorporadas en el modelo o en su defecto, la agregación de variables adicionales (precios del petróleo o rendimientos) no agregan mayor información al modelo.¹²

Adicionalmente, teniendo en cuenta la incertidumbre respecto de los factores de oferta y demanda incorporados en el modelo en el mediano y largo plazo, se plantean distintos escenarios para llevar a cabo las proyecciones. Estos escenarios toman en cuenta la información histórica, así como otras proyecciones sobre la posible evolución de reservas a partir del desarrollo de recursos no convencionales (particularmente, el *shale gas*) y de los niveles de actividad económica. El Cuadro N° 2 resume cómo se ha construido los distintos escenarios a partir de los supuestos sobre la evolución de las reservas de gas natural y la actividad económica así como las fuentes utilizadas para su construcción.¹³

⁹ Esto se debe a que los contratos en Europa y Asia aún están indexados a los precios del petróleo, a diferencia del mercado norteamericano, en el que los precios se fijan por la interacción entre la oferta y la demanda.

¹⁰ En el Anexo N° 2 se muestran los detalles sobre la construcción de variables.

¹¹ La restricción en la información se da por el lado de los precios de importación de LNG, ya que esta industria se empezó a desarrollar recién a inicios de la década de los 70s.

¹² De manera similar al análisis propuesto por Kilian et al. (2011), variables como la tasa de interés y agregados monetarios no agregan capacidad de predicción en modelos multivariados para el caso del precio del petróleo, contrario a lo que sugiere el marco teórico propuesto por Hotelling (1931). Así, la incorporación de tasas de interés (o la medida de rendimiento del mercado, medida por el índice SP500) y de los precios del petróleo, no agregan capacidad predictiva al modelo.

¹³ En el Anexo N° 3 se muestran los detalles sobre la construcción de los escenarios.

Cuadro N° 2: Escenarios para la proyección de precios del gas natural

Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	
(1)+(3)	(1)+(4)	(2)+(3)	(2)+(4)	
Región	PBI		Reservas	
	Tasa de crecimiento histórica, promedio geométrico (1)	Tasa de crecimiento del World Economic Outlook (2)	Tasa de crecimiento histórica, promedio geométrico (3)	Tasa de crecimiento histórica incorporando reservas de <i>shale gas</i> (4)
América del Norte	6.7%	2.9%	0.3%	4.7%
Asia-Pacífico	10.0%	6.6%	4.0%	5.7%
Europa	8.0%	2.8%	3.0%	3.5%

Fuente: British Petroleum (2012), Fondo Monetario Internacional (2012)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinerghmin

Los resultados de la proyección de precios de cada una de las regiones bajo los distintos escenarios se muestran en los Gráficos N°4, N°5 y N°6.

Tal como se puede ver en los resultados de las proyecciones, en un escenario basado en el comportamiento histórico (escenario 1), se tendrían unos precios en Norteamérica que seguirían relativamente bajos, tendiendo a estabilizarse alrededor de US\$ 2 por MMBTU, mientras que en Europa se daría una reducción cercana al 17%, lo cual se debería a una demanda no tan dinámica, y en Asia sí se podría experimentar un ligero incremento en los últimos años si países como China mantienen su ritmo de crecimiento.

En un escenario con incorporación de *shale gas* y crecimiento histórico (escenario 2) los resultados son similares, aunque con precios ligeramente menores, sobre todo en Norteamérica, pues los precios llegarían a US\$ 1.3 por MMBTU en el año 2017. Por otro lado, en un escenario considerando las tasas de crecimiento del *World Economic Outlook* (escenario 3), los precios de América del Norte y Asia serían ligeramente mayores en comparación con el escenario 2, sin embargo, el precio en Europa sería menor, siendo de US\$ 6.7 por MMBTU en el año 2017.

Por último, en el escenario en el que se incorpora el *shale gas* y las tasas de crecimiento del *World Economic Outlook* (escenario 4), se aprecia que los precios en Norteamérica serían menores que en cualquier otro escenario, llegando a ser de US\$ 1.1 por MMBTU en el año 2017, esto se debe a que las proyecciones de crecimiento del WEO son menores que las tasas de crecimiento históricas y que la mayor cantidad de reservas impulsaría el precio a la baja.

Gráfico N° 4: Proyección de precios de gas natural (América del Norte, US\$/MMBTU)

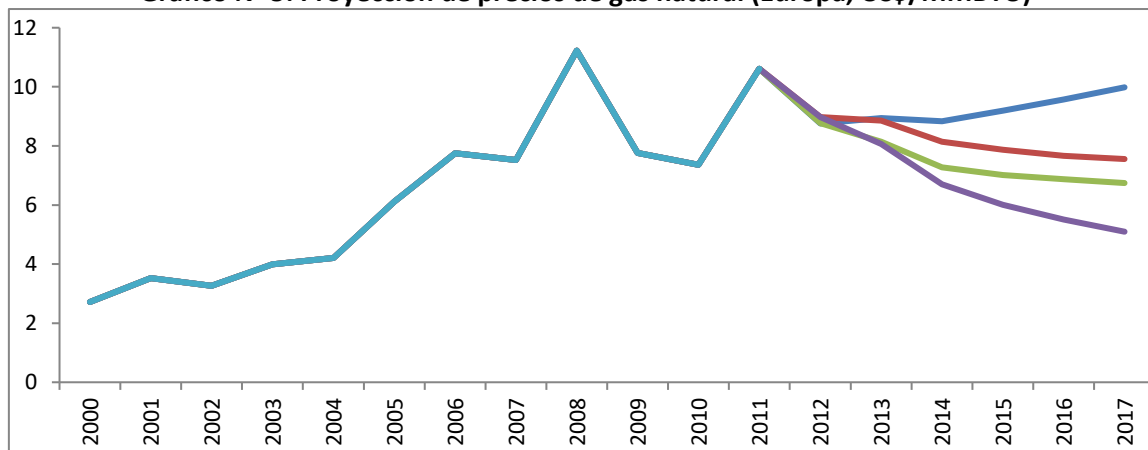


	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Escenario 1	2.7	2.4	2.3	2.2	2.3	2.3
Escenario 2	2.6	2.2	1.8	1.6	1.5	1.3
Escenario 3	2.6	2.2	2.1	2.0	1.9	1.9
Escenario 4	2.5	2.0	1.6	1.4	1.3	1.1
Precios Históricos						

Fuente: Estimaciones propias

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinerghmin

Gráfico N° 5: Proyección de precios de gas natural (Europa, US\$/MMBTU)



	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Escenario 1	8.8	8.9	8.8	9.2	9.6	10.0
Escenario 2	9.0	8.9	8.1	7.9	7.7	7.6
Escenario 3	8.8	8.1	7.3	7.0	6.9	6.7
Escenario 4	9.0	8.1	6.7	6.0	5.5	5.1
Precios Históricos						

Fuente: Estimaciones propias

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinerghmin

Gráfico N° 6: Proyección de precios de gas natural (Asia, US\$/MMBTU)



	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Escenario 1	10.8	12.1	12.6	13.5	14.4	15.4
Escenario 2	11.0	11.6	11.2	11.4	11.5	11.8
Escenario 3	11.2	12.0	12.0	12.6	13.1	13.5
Escenario 4	11.4	11.5	10.7	10.6	10.4	10.3
Precios Históricos						

Fuente: Estimaciones propias

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinerghmin

En conclusión, el precio del gas natural para Norteamérica sería menor en un escenario con *shale gas* y con la tasa de crecimiento del WEO, mientras que sería mayor en un escenario con tasas de crecimiento históricas; es decir, la explotación de las reservas de *shale gas* generaría una mayor oferta de gas natural, llevando el precio a la baja. Por otro lado, el precio del gas natural en Europa sería menor considerando la tasa de crecimiento del WEO, lo cual sería resultado de una demanda no tan dinámica. Finalmente, el precio del gas natural en Asia se incrementaría en el periodo 2012-2017, en todos los escenarios, sin embargo, el incremento sería menor en el escenario que incluye *shale gas* y la tasa de crecimiento del WEO.

Conclusiones e Implicancias para el caso peruano

Los resultados obtenidos en las proyecciones de los distintos escenarios indican que por lo menos en los próximos cinco años los precios del gas natural en los principales mercados regionales se mantendrán con una ligera tendencia a la baja, principalmente en el caso norteamericano debido al auge del *shale gas*. Adicionalmente, el escenario económico mundial, cuyas proyecciones han sido revisadas a la baja por organismos como el FMI en repetidas oportunidades, haría que los precios del gas natural no retornen a mayores niveles como los registrados en años anteriores. Sin embargo, es de esperarse en un análisis de más largo plazo, que no es posible dadas las limitaciones de información en este informe, y de no darse mayores cambios tecnológicos, un incremento de los precios a los niveles cercanos a los costos medios de explotación que serían superiores a los precios en boca de pozo actuales en Estados Unidos (Cohen, 2009).

Otro resultado interesante de las proyecciones es el que indica que las diferencias de precios entre regiones continuarán siendo importantes debido a los costos y limitaciones en la capacidad de transporte y regasificación del LNG, a pesar de los cambios en el proceso de formación de precios basados en transacciones *spot* evidenciadas por Brito y Hartley (2007), así como a las diferencias en disponibilidad de recursos entre regiones.

Respecto a la región latinoamericana, la información histórica no ha permitido realizar un análisis estadístico debido principalmente a que en la región no existe un mercado integrado de gas natural y que los precios en los diferentes países han pasado por diferentes regulaciones. Adicionalmente, recién a partir del año 2009 se cuenta con una planta de licuefacción en América del Sur, específicamente en Perú. Sin embargo, por el análisis de los destinos del gas natural y el posible ingreso en base al *netback*,¹⁴ se podría ver que en el Escenario 1, los explotadores de gas natural en Perú podrían conseguir precios cercanos a US\$ 6.21 por MMBTU y US\$ 9.14 por MMBTU por sus ventas a Europa y Asia, respectivamente; mientras que en el Escenario 4, conseguirían precios cercanos a US\$ 3.73 por MMBTU y US\$ 6.82 por MMBTU por sus ventas a Europa y Asia, respectivamente.

Con estos precios tendrían que competir los usos internos del gas natural. Por ejemplo, en la generación eléctrica, competiría con otras tecnologías como las centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas a diesel o carbón, en este segmento es importante considerar otros factores que afectarían la inversión en generación, como el contexto macroeconómico y la percepción regional, el marco institucional y riesgo regulatorio, señales de precios e inversión, diseño de mercado y riesgos comerciales, entre otros.

¹⁴ El valor *netback* se obtiene restándole al valor de mercado, los costos de transportar el gas. Para mayor detalle ver el Reporte de Análisis Económico Sectorial del Sector Gas Natural N° 1.

La industria que podría tener mayores complicaciones en este caso sería la petroquímica debido a que competiría con otras inversiones en la región MENA (Medio Este y Norte de África) y en Norte América, en las que el costo del Etano es de 0.75 y 4.63 US\$/MMBTU, respectivamente, al tercer trimestre del 2012.¹⁵

¹⁵ "Análisis del Mercado Internacional de la Petroquímica y Potencial para el Perú" (Diciembre 2012)

Anexo N° 1: Modelo de Cointegración

El marco de análisis es desarrollado en Johansen (1995). Esta aproximación permite probar la existencia de un número de relaciones de cointegración, identificar los vectores de cointegración y hacer inferencia sobre las relaciones de cointegración estimadas dentro del marco de análisis de Máxima Verosimilitud. El método de Johansen está basado en un VAR (k) sin restricciones expresado en forma de corrección de errores:

$$\Delta Y_t = \sum_{i=1}^{k-1} \Gamma_i \Delta Y_{t-i} + \Pi Y_{t-1} + \Phi X_t + \varepsilon_t,$$

donde Y_t denota un vector (de dimensión $p \times 1$) de variables, Γ_i con $i=1, \dots, k-1$ es la matriz de coeficientes de corto plazo, Π es la matriz de impacto de largo plazo, la cual resume toda la información de largo plazo en el proceso estocástico Y_t y cuyo rango determina el número de vectores de cointegración en el sistema, X_t es un vector (de dimensión $d \times 1$) de variables determinísticas (constante, tendencia lineal o variables *dummy*). X_t también puede contener variables estacionarias que son débilmente exógenas o que pueden ser excluidas del espacio de cointegración. ε_t representa un proceso Gaussiano i.i.d multivariado.

Cuando todas las variables Y_t son $I(1)$, la presencia de r vectores de cointegración linealmente independientes implica que la matriz de impacto de largo plazo puede ser representada como $\Pi = \alpha\beta'$, donde α y β son matrices de dimensión $p \times r$ con rango columna completo. La matriz β contiene los vectores de cointegración y la matriz α es la matriz de coeficientes de ajuste para los desequilibrios respecto de las relaciones de cointegración. Nótese que la ausencia de cointegración entre las variables Y_t , implica que el rango de Π es cero, $r = 0$, y que la ecuación anterior se puede expresar como un VAR (k-1) en primeras diferencias de las variables originales, ΔY_t . Finalmente, nótese que la presentación del modelo se encuentra en su forma reducida y que es factible presentar una versión estructural del modelo imponiendo un conjunto de restricciones sobre las matrices relevantes de manera que permitan especificar un conjunto de relaciones estructurales entre las variables de interés. Este tipo de procedimientos de estimación (modelo de corrección de errores estructural, SVEC) han sido desarrollados por Johansen y Juselius (1990), King et al. (1991) y Breitung et al. (2004). Una revisión sobre los modelos de cointegración se observa en Juselius (2007).

Anexo N° 2: Detalle sobre la construcción de las variables

- Las variables descritas a continuación han sido construida para tres regiones: América del Norte, Europa y Eurasia, y Asia Pacífico; cada una de las cuales incluyen los países descritos a continuación:
 - América del Norte: Estados Unidos, Canadá y México.
 - Europa y Eurasia: Austria, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega, Polonia, Portugal, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido, Albania, Bosnia- Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Chipre, República de Macedonia, Gibraltar, Malta, Rumanía, Serbia y Montenegro, Eslovenia, Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Estonia, Georgia, Kazajistán, Kirguistán, Letonia, Lituania, Moldavia, Rusia, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán.
 - Asia Pacífico: Brunei, Camboya, China, Hong Kong, Indonesia, Japón, Laos, Macao, Malasia, Mongolia, Corea del Norte, Filipinas, Singapur, Afganistán, Bangladesh, India, Myanmar, Nepal, Pakistán, Sri Lanka, Corea del Sur, Taiwán, Tailandia, Vietnam, Australia, Nueva Zelanda, Papúa Nueva Guinea, y Oceanía.
- Las reservas probadas están denominadas en trillones de BTU; éstas se calcularon sumando las reservas probadas de cada país para cada región. Originalmente las reservas estaban denominadas en trillones de metros cúbicos, para lo cual se utilizó el factor de conversión de 35.7 como se muestra en el cuadro de conversiones.
- La producción está denominada en trillones de BTU; ésta se calculó sumando la producción de cada país por cada región. Originalmente las reservas estaban denominadas en millones de toe, para lo cual se utilizó el factor de conversión de 39.7 como se muestra en el cuadro de conversiones.
- El consumo está denominado en trillones de BTU; éste se calculó sumando el consumo de cada país por cada región. Originalmente las reservas estaban denominadas en millones de toe, para lo cual se utilizó el factor de conversión de 39.7 como se muestra en el cuadro de conversiones.
- El PBI está denominado en billones de dólares. Este se calculó sumando el PBI ajustado por paridad de poder de compra de cada país y por cada región.
- Además, se calculó un PBI promedio ponderado por el consumo. Para ello se calculó primero un ponderador del consumo para cada país que se aplicó sobre el PBI de cada país. En este caso se ha considerado el PBI sólo para los países que también tienen información sobre el consumo.
- Los precios están expresados en US\$/MMBTU (dólares por millón de BTU). Entre los años 1988 y 2010, para cada país, se calculó un precio promedio simple de importación de los precios de importación por ducto y en forma de LNG, el cual fue ponderado por el consumo de cada país. En este caso se ha considerado el consumo sólo para los países que también tienen información sobre el precio. Entre los años 1980 y 1987 se tomaron

los siguientes precios: para América del Norte el *Henry Hub*; para Asia Pacífico, el precio CIF de importación de LNG de Japón; y para Europa y Eurasia, el precio CIF de importación de gas natural de la Unión Europea. Por último, debido a que no se contaban con precios del gas natural para Europa y Eurasia y para Asia Pacífico en el periodo 1980-1983, se calcularon esos precios asumiendo que la relación de precios del año 1984 es la misma para los periodos previos.

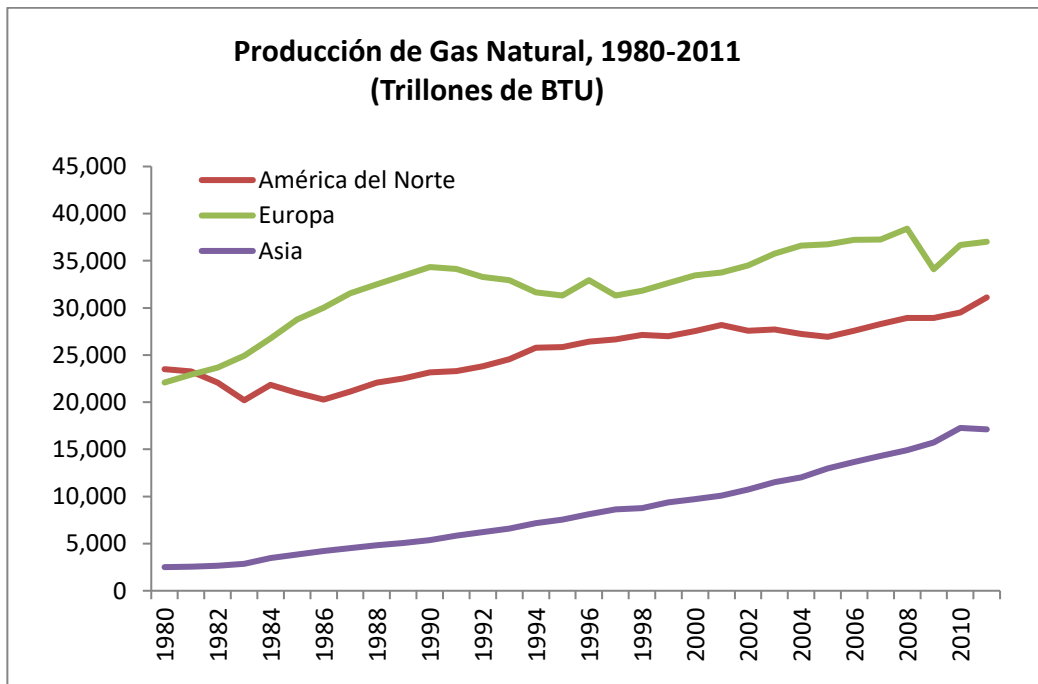
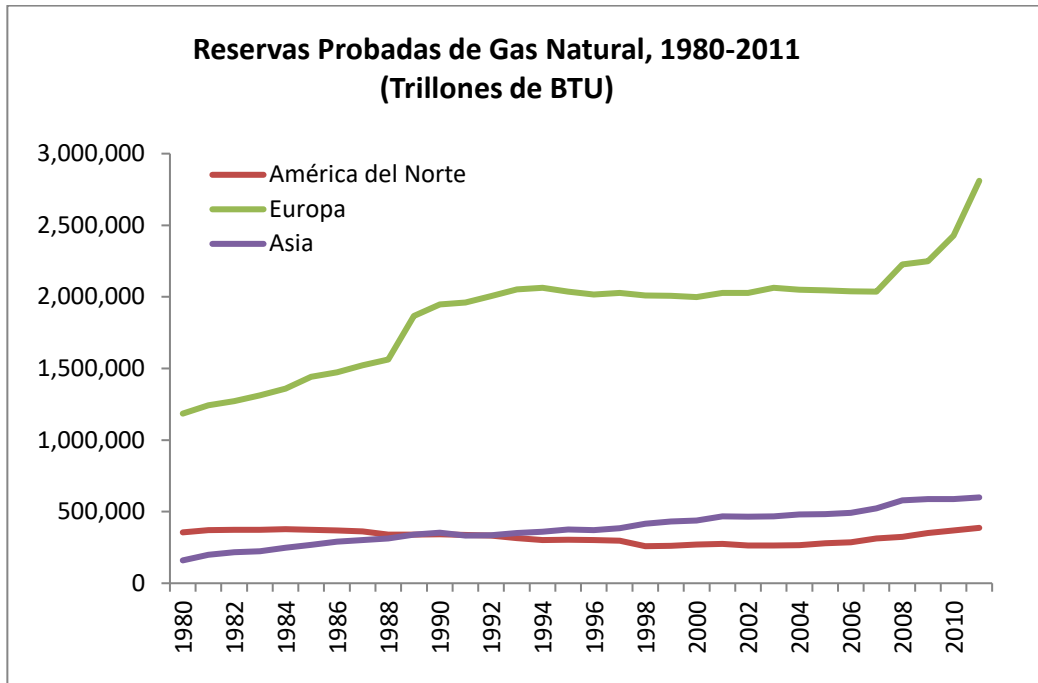
- Los precios del petróleo Brent y WTI están expresados en US\$/MMBTU (dólares por millón de BTU). Originalmente los precios estaban denominados en US\$/bbl (dólares por barril), para lo cual se utilizó el factor de conversión de 5.41 como se muestra en el cuadro de conversiones.
- La tasa de interés que se utilizó fue la tasa FED efectiva.
- Para el rendimiento del mercado se utilizó el rendimiento del S&P500 calculado por Damodaran.

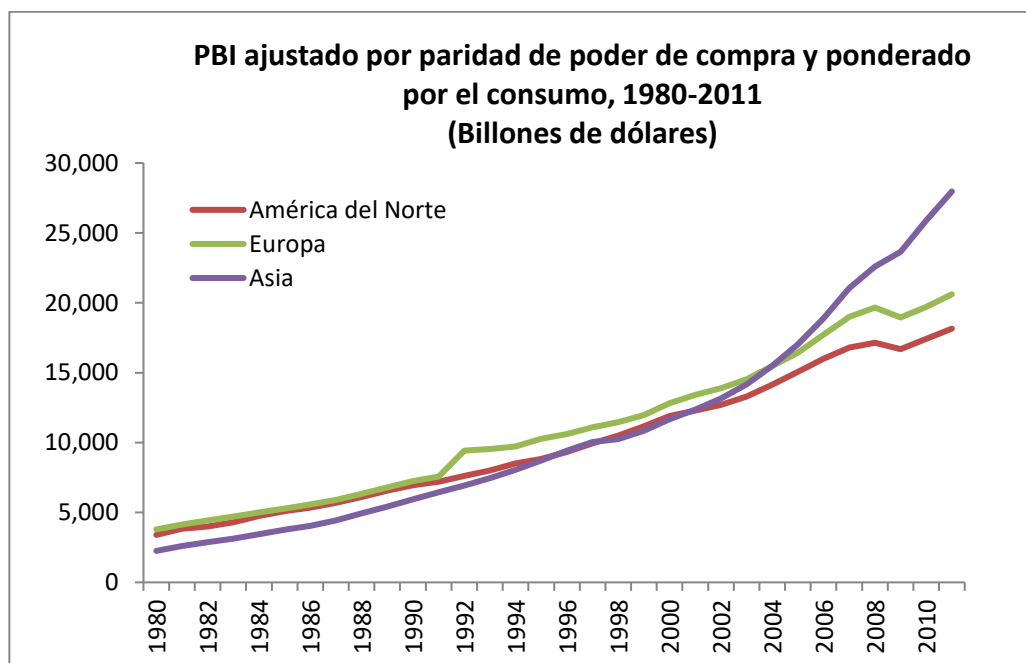
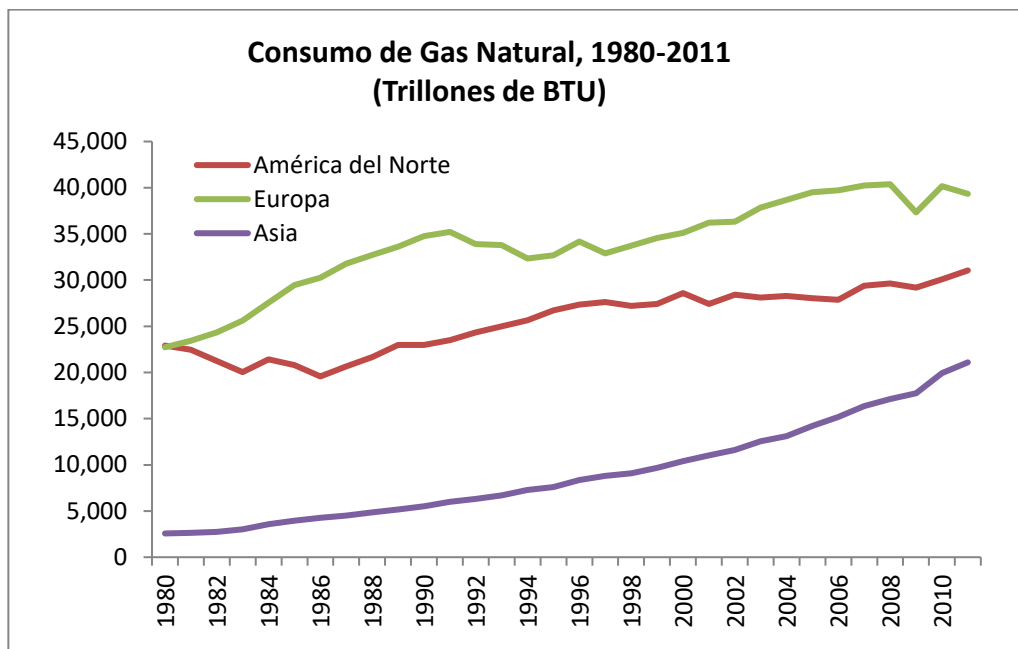
Conversiones

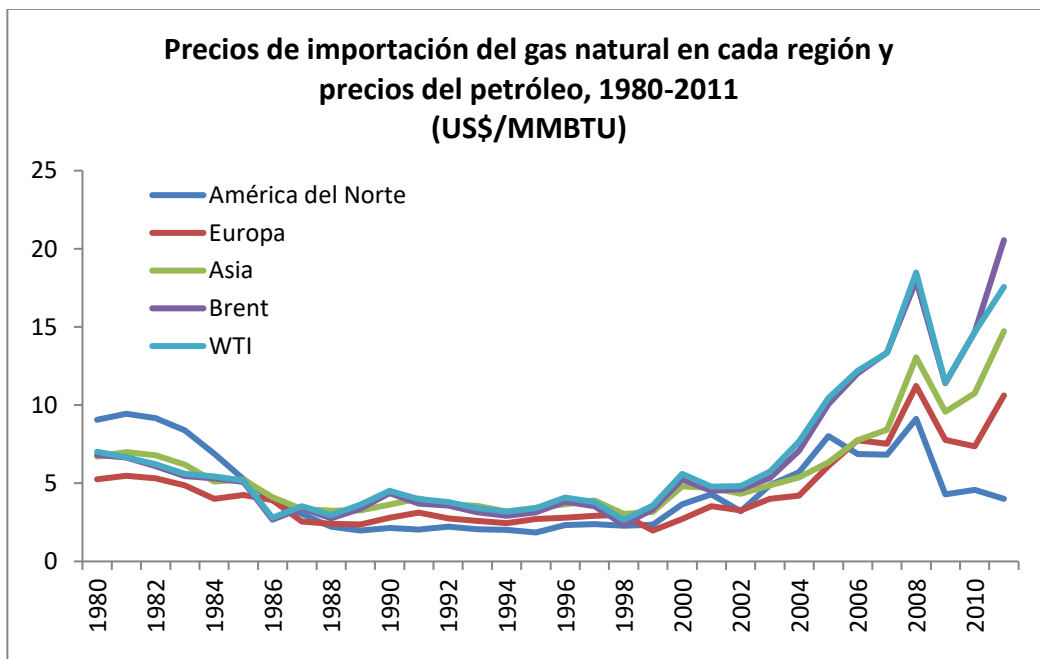
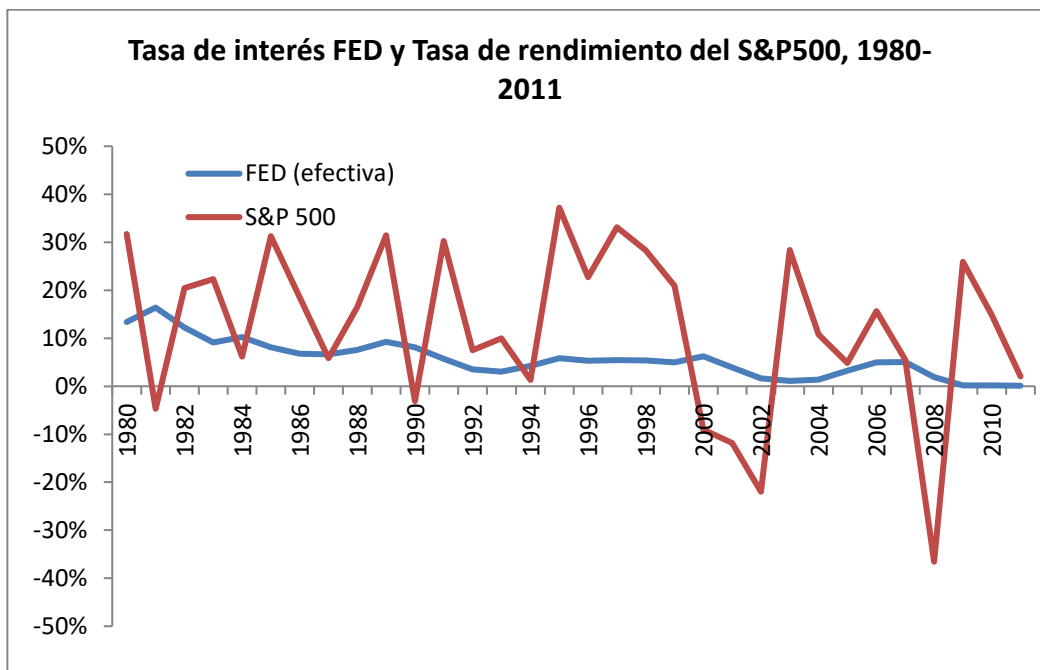
Rubros	A
De	10 ¹² British Thermal Units (BTU)
	<i>Multiplicar por</i>
10 ⁹ metros cúbicos de gas natural	35.7
10 ⁶ toneladas de petróleo equivalente	39.7
10 ⁶ barriles de petróleo equivalente	5.41

Fuente: British Petroleum

- Finalmente, es importante mencionar que se consideraron las siguientes denominaciones:
 - Un trillón = 10¹²
 - Un billón = 10⁹
 - Un millón = 10⁶







Anexo N° 3: Construcción de escenarios

- Escenario 1:
 - Se ha proyectado el PBI para el periodo 2012-2017 por cada región. Para ello se calculó la tasa de crecimiento promedio geométrica histórica del PBI para cada país, que se aplicó al PBI del año 2011, agregándose por región.
 - Se han proyectado las reservas para el periodo 2012-2017 por cada región. Para ello se calculó la tasa de crecimiento promedio geométrica histórica de las reservas por cada región, que se aplicaron a las reservas del año 2011.

Años	PBI (Billones de dólares)			Reservas (Trillones de BTU)		
	América del Norte	Asia Pacífico	Europa y Eurasia	América del Norte	Asia Pacífico	Europa y Eurasia
2012	13,035.35	4,576.50	1,782.61	387,708.43	625,322.40	2,889,740.83
2013	13,728.28	5,022.60	1,886.84	388,759.65	652,579.74	2,971,403.01
2014	14,458.19	5,522.53	1,999.10	389,813.72	681,025.20	3,055,372.91
2015	15,227.06	6,083.03	2,120.21	390,870.65	710,710.58	3,141,715.74
2016	16,036.99	6,711.70	2,251.11	391,930.44	741,689.93	3,230,498.57
2017	16,890.18	7,417.10	2,392.87	392,993.11	774,019.64	3,321,790.34

- Escenario 2:
 - Se ha proyectado el PBI para el periodo 2012-2017 por cada región. Para ello se calculó la tasa de crecimiento promedio geométrica histórica del PBI para cada país, que se aplicó al PBI del año 2011, agregándose por región.
 - Se han proyectado las reservas para el periodo 2012-2017 por cada región. Para ello se ha adicionado a las reservas calculadas en base a la tasa de crecimiento histórica una proporción de las reservas de *shale* gas producidas cada año. Dicha proporción se ha calculado mediante un ratio de lo producido de *shale* gas sobre lo consumido de *shale* gas.

Años	PBI (Billones de dólares)			Reservas (Trillones de BTU)		
	América del Norte	Asia Pacífico	Europa y Eurasia	América del Norte	Asia Pacífico	Europa y Eurasia
2012	13,035.35	4,576.50	1,782.61	387,708.43	625,322.40	2,889,740.83
2013	13,728.28	5,022.60	1,886.84	407,535.00	662,905.50	2,993,740.50
2014	14,458.19	5,522.53	1,999.10	427,364.42	701,676.73	3,100,047.89
2015	15,227.06	6,083.03	2,120.21	447,196.70	741,687.88	3,208,728.22
2016	16,036.99	6,711.70	2,251.11	467,031.85	782,992.99	3,319,848.53
2017	16,890.18	7,417.10	2,392.87	486,869.87	825,648.47	3,433,477.79

- Escenario 3:
 - Se ha proyectado el PBI para el periodo 2012-2017 por cada región. Para ello se aplicaron las tasas de crecimiento proyectadas por el World Economic Outlook (FMI) para cada país, agregándose por región.
 - Se han proyectado las reservas para el periodo 2012-2017 por cada región. Para ello se calculó la tasa de crecimiento promedio geométrica histórica de las reservas por cada región, que se aplicaron a las reservas del año 2011.

Años	PBI (Billones de dólares)			Reservas (Trillones de BTU)		
	América del Norte	Asia Pacífico	Europa y Eurasia	América del Norte	Asia Pacífico	Europa y Eurasia
2012	12,647.83	4,431.66	1,720.78	387,708.43	625,322.40	2,889,740.83
2013	12,917.03	4,713.16	1,763.68	388,759.65	652,579.74	2,971,403.01
2014	13,296.18	5,025.41	1,815.47	389,813.72	681,025.20	3,055,372.91
2015	13,740.81	5,366.02	1,871.70	390,870.65	710,710.58	3,141,715.74
2016	14,207.38	5,733.67	1,929.79	391,930.44	741,689.93	3,230,498.57
2017	14,678.42	6,130.16	1,989.74	392,993.11	774,019.64	3,321,790.34

- Escenario 4:
 - Se ha proyectado el PBI para el periodo 2012-2017 por cada región. Para ello se aplicaron las tasas de crecimiento proyectadas por el World Economic Outlook (FMI) para cada país, agregándose por región.
 - Se han proyectado las reservas para el periodo 2012-2017 por cada región. Para ello se ha adicionado a las reservas calculadas en base a la tasa de crecimiento histórica, una proporción de las reservas de *shale* gas producidas cada año. Dicha proporción se ha calculado restando a la unidad el ratio de lo producido de sobre lo consumido de *shale* gas por región, obteniendo un efecto neto del consumo.

Años	PBI (Billones de dólares)			Reservas (Trillones de BTU)		
	América del Norte	Asia Pacífico	Europa y Eurasia	América del Norte	Asia Pacífico	Europa y Eurasia
2012	12,647.83	4,431.66	1,720.78	387,708.43	625,322.40	2,889,740.83
2013	12,917.03	4,713.16	1,763.68	407,535.00	662,905.50	2,993,740.50
2014	13,296.18	5,025.41	1,815.47	427,364.42	701,676.73	3,100,047.89
2015	13,740.81	5,366.02	1,871.70	447,196.70	741,687.88	3,208,728.22
2016	14,207.38	5,733.67	1,929.79	467,031.85	782,992.99	3,319,848.53
2017	14,678.42	6,130.16	1,989.74	486,869.87	825,648.47	3,433,477.79

Referencias

Bhattacharyya, S. (2011), *Energy Economics. Concepts, Issues, Markets and Governance*. Nueva York: Springer London Dordrecht Heidelberg.

Brito, Dagoberto y Hartley, Peter (2007), "Expectations and the Evolving World Gas Market", *The Energy Journal*, Vol. 28, Nº 1. pp. 1-24.

Breitung, J., R. Bruggemann and H. Lutkepohl (2004), "Structural Vector Autoregressive Modeling and Impulse Responses," in H. Lutkepohl and M. Kratzig (eds.), *Applied Time Series Econometrics*, Cambridge University Press, pp. 159-96.

Brown, Stephen y Yücel, Mine (2009), "Market Arbitrage: European and North American Natural Gas Prices." *The Energy Journal*. Special Issue. Pág. 167-185.

Cohen, Dave (2009), "A shale gas boom?" Publicado el 25 de junio de 2009 en *Energy Bulletin*.
<http://www.energybulletin.net/stories/2009-06-25/shale-gas-boom>

Enders, W. (2004), *Applied Econometric Time Series*, 2da Ed. J. Wiley.

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

Foss, M. (2011), *The Outlook for U.S. Gas Prices in 2020: Henry hub at \$3 or \$10*. The Oxford Institute for Energy Studies.

Hamilton, J. (1994), *Time Series Analysis*. Princeton University Press.

Hotelling, H. (1931), "The Economics of Exhaustible Resources," *The Journal of Political Economy*, Nº 2, pp. 137-175.

IEA (2006), *Natural Gas Market Review: Towards a Global Gas Market*.

IEA (2011), *World Energy Outlook. Are we entering a golden age of gas?*

International Monetary Fund (2012), *World Economic Outlook, October 2012*.

Johansen, S. y K. Juselius (1990), "Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration with Applications to the Demand for Money," *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, Nº 52, pp. 169-210.

Juselius, K. (2007), *The Cointegrated VAR Model: Methodology and Applications*. Oxford University Press.

Kilian, L., R. Alquist y R. Vigfusson (2011), "Forecasting the Price of Oil," *Handbook of Economic Forecasting*.

King, R.G., C.I. Plosser, J.H. Stock and M.W. Watson (1991), "Stochastic Trends and Economic Fluctuations," *American Economic Review*, N° 81, pp. 819-40.

Lütkepohl, H. (2005), *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*. Springer.

Negocios Globales Inteligentes S.A.C. (2012), "Análisis del Mercado Internacional de la Petroquímica y Potencial para el Perú." Informe Final.

Silverstovs, B., L'Hégaret, G., Neumann, A. y C. von Hirschhausen (2005), "International market integration for natural gas? A cointegration analysis of process in Europe, North America and Japan." *Energy Economics*, N° 4, pp. 603-615.

Sims, C. (1980), "Macroeconomics and Reality", *Econometrica*, N° 48, pp. 1-49.

Slade, M., H. Thille (1997), "Hotelling confronts CAPM: a test of the theory of exhaustible resources", *The Canadian Journal of Economics*, N° 3, pp. 685-708.

Vásquez, A.; García, R.; Cueva, S.; Nario, T. y O. Almeida (2012), *Reporte de Análisis Económico Sectorial-Gas Natural*, Año 1-Número 1. Oficina de Estudios Económicos, Osinerghmin-Perú.

RATS (Regression Analysis of Time Series). www.estima.com/ratsmain.shtml

CATS (Cointegration Analysis of Time Series) www.estima.com/catsinfo.shtml

