

El mercado del gas natural en diciembre de 2006

Pedro Antonio Merino García*
María Teresa Nonay Domingo**

En este artículo se describe la evaluación del mercado del gas natural durante el mes de diciembre de 2006. Se analiza la evolución de la oferta, se describen los hechos relevantes de la demanda, y se analiza la evolución de las importaciones mundiales de gas natural licuado, se comenta la evolución de los precios internacionales del gas natural y por último se exponen las previsiones de nueva capacidad de licuefacción de gas natural a nivel mundial y de regasificación del gas natural licuado en Estados Unidos.

Palabras clave: gas natural, gas licuado del petróleo, precios.

Clasificación JEL: L95, Q31, Q32.



COLABORACIONES

1. Introducción

En este artículo se describe la evolución del mercado del gas natural durante el mes de diciembre de 2006.

En primer lugar, se analiza la evolución por el lado de la oferta, mencionando los hechos destacables ocurridos en el mes de diciembre en las distintas cuencas y la evolución del número de torres de perforación a nivel mundial.

En segundo lugar, se describen los hechos relevantes por el lado de la

demanda en los tres mercados principales a nivel internacional (Asia, Estados Unidos y Europa), y se analiza la evolución de las importaciones mundiales de gas natural licuado (GNL).

En tercer lugar, se comenta la evolución de los precios internacionales del gas natural y la del Henry Hub estadounidense. También se analizan la evolución de las posiciones especulativas de gas natural en el mercado de futuros de Nueva York y las previsiones de precios de la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA).

En cuarto lugar, se exponen las previsiones de nueva capacidad de licuefacción

* Técnico Comercial y Economista del Estado.

** Ingeniero industrial.

ción de gas natural a nivel mundial y de regasificación de gas natural licuado en Estados Unidos.

Por último se incluyen las principales conclusiones.

2. Evolución reciente del mercado de gas natural

2.1. Hechos destacables por el lado de la oferta

En términos interanuales, puede decirse que el mercado global todavía está absorbiendo los nuevos suministros procedentes de Trinidad, Nigeria, Qatar y Australia, lo cual ha dado pie a flujos que en algunas ocasiones carecen de sentido económico.

En lo que se refiere a la cuenca atlántica, la evolución por países ha sido dispar. En el caso de Estados Unidos, Texas, en el Golfo de México, está viviendo un momento «alcista» en las actividades de «*upstream onshore*», sobre todo en lo que se refiere a gas no convencional. A principios de diciembre, se habían tramitado cerca de 3.000 permisos de perforación en el *Barnett Shale* (el segundo mayor reservorio de gas no convencional estadounidense después del de *San Juan* en las montañas rocosas), frente a los aproximadamente 2000 del año 2005 o los 1.400 del año 2004.

Además, la actividad *offshore* en las aguas superficiales del Golfo, donde la producción era superior a los 7.000 millones de pies cúbicos (1) diarios antes de la temporada de huracanes de 2005, parece haberse estabilizado tras este suceso en torno a los 6.000 millones de pies cúbicos diarios. Por otro lado, es destacable que

en el último trimestre del año la producción de gas procedente de las aguas profundas del Golfo de México ha descendido hasta los 2.500 millones de pies cúbicos diarios (en 2004 alcanzó un pico diario de aproximadamente 4.000 millones de pies cúbicos), a pesar de la ausencia de daños significativos por tormentas y huracanes este año.

En el mes de diciembre, Trinidad tuvo que desviar cargamentos de GNL hacia Estados Unidos debido a la menor demanda de España, donde las abundantes lluvias tras meses de sequía, permitieron al país incrementar su producción hidroeléctrica (en detrimento de la producción de electricidad con ciclos combinados a gas). El presidente de *Atlantic LNG* (Trinidad) anunció en diciembre que el tren cuatro empezaría a estar plenamente operativo a nivel comercial en el primer trimestre de 2007.

En el mar del Norte, la puesta en marcha del campo de gas condensado de 17 millones de metros cúbicos diarios *Britannia* se retrasó a finales de diciembre por cuestiones de mantenimiento, incrementándose así la presión sobre el comercio de GNL. Por otro lado, la terminal de exportación de GNL de *Snøhvit LNG* (5,6 miles de millones de metros cúbicos anuales), en la isla de Melkoya (Noruega) recibirá un carguero de Egipto en enero para comenzar el proceso de puesta en marcha.

En lo que se refiere a la cuenca pacífica, la producción disminuyó globalmente en diciembre más de un 7 por 100, a pesar de la entrada en operación de una nueva terminal en *Bayu-Undan* en Australia. Esta producción extra fue contrarrestada por los recortes en Malasia e Indonesia.

Globalmente, el volumen de exportación desde la cuenca pacífica a Japón



COLABORACIONES

(1) 1 millón de pies cúbicos = 0,028 millones de metros cúbicos = 1000 millones Btu.

disminuyó un 2,9 por 100 en noviembre puesto que este país tuvo que absorber cargamentos más caros de la cuenca atlántica, debido a obligaciones contractuales a corto plazo y a acuerdos con precios *spot*.

En general, la cuenca pacífica no ha sido capaz de atender todo el crecimiento de los mercados asiáticos en 2006, si bien este año se enviaron a Japón 14 cargueros más que en 2005.

En cuanto a la cuenca de Oriente Medio, la producción del tren número 5 de *RasGas* en Qatar (6,5 miles de millones de pies cúbicos anuales), está todavía por adjudicar.

Hay que recordar que gracias a los nuevos trenes que entraron en operación en 2006 en Qatar y Omán, el mercado asiático ha permanecido este año bien abastecido.

2.1.1. Evolución del número de torres de perforación

El número de torres de perforación activas de gas natural en el mundo se incrementó en diciembre frente a noviembre en 47 unidades. La mayor parte de este incremento se produjo en Canadá (22 unidades) y en los Estados Unidos (17 unidades).

El número de torres de perforación de gas activas es mucho mayor en Estados Unidos y Canadá que en el resto del mundo. Durante el mes de diciembre, el número de torres de gas activas se incrementó hasta las 1.431 unidades en Estados Unidos, y hasta las 323 en Canadá, dónde venían disminuyendo desde el mes de julio.

Por su parte, Latinoamérica experimentó un incremento de 6 torres hasta las



COLABORACIONES

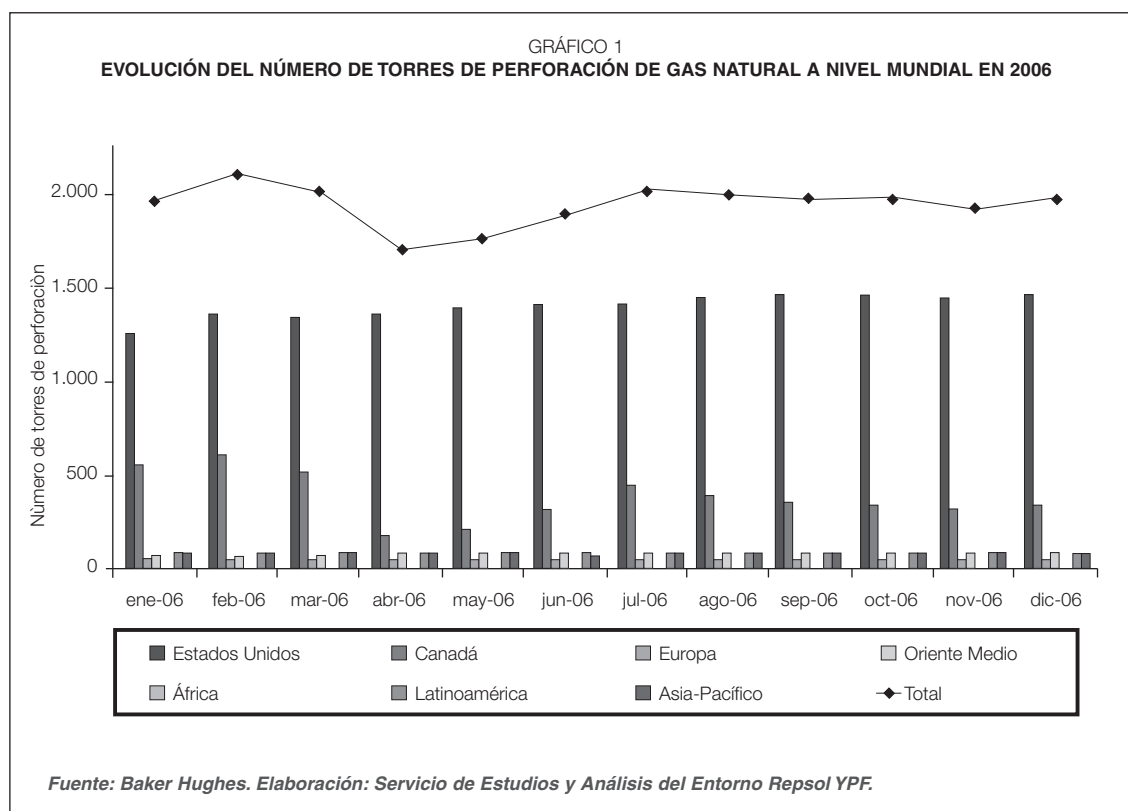
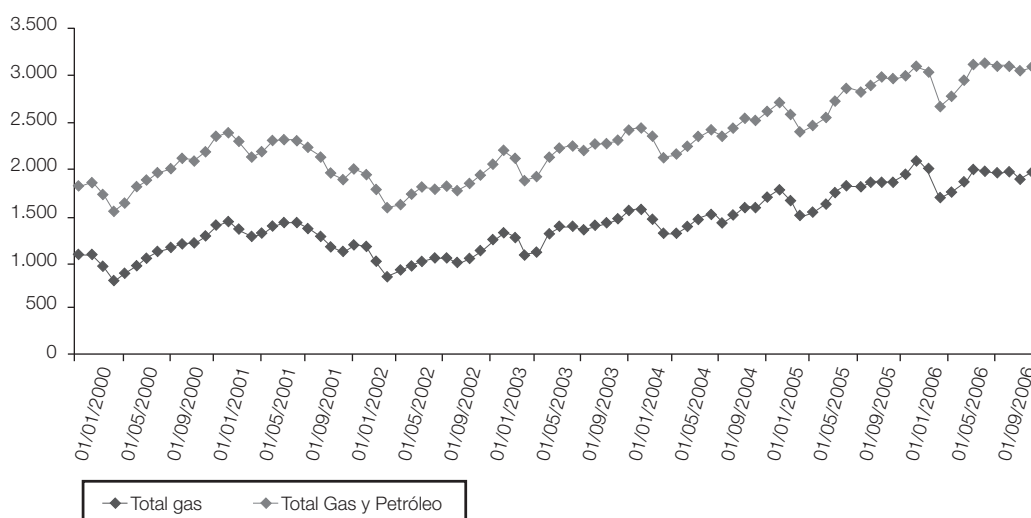


GRÁFICO 2
EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE TORRES DE PERFORACIÓN DE GAS NATURAL ACTIVAS Y NÚMERO DE TORRES DE PERFORACIÓN ACTIVAS TOTALES (PETRÓLEO Y GAS)



Fuente: Baker Hughes. Elaboración: Servicio de Estudios y Análisis del Entorno Repsol YPF.



COLABORACIONES

68 unidades en diciembre. En Oriente Medio esta cifra aumentó 2 unidades (hasta las 67 torres activas), y en Asia-Pacífico y África tan sólo aumentó una unidad hasta las 59 y las 4 torres activas respectivamente.

La única región donde el número de torres de gas activas disminuyó durante el mes de diciembre fue Europa (disminución de 2 unidades hasta las 24).

El número de torres de gas representó en diciembre de 2006 más de la mitad del número total de torres de perforación, el 64 por 100 concretamente. Así, las 1.977 torres de gas superaron en 657 unidades a las de petróleo. En media, durante 2006 hubo activas 617 torres de gas más que de petróleo. Esto representa un incremento de 102 unidades respecto a 2005, y de 417 respecto al año 2000.

En términos anuales, el número medio de torres activas de gas se incrementó o se mantuvo en 2006 respecto a 2005 en

todas las regiones de manera generalizada excepto en Latinoamérica, donde disminuyó en 5 unidades.

En Estados Unidos, el número medio de torres de perforación activas se incrementó en 187 unidades en 2006 respecto a 2005 (un 16 por 100), alcanzando las 1.371 unidades, lo que representa aproximadamente el 70 por 100 del total mundial de torres de gas activas.

2.2. Hechos destacables por el lado de la demanda

Durante el mes de diciembre, lo más destacable a nivel global ha sido la reducción general de la demanda debido a las elevadas temperaturas.

Con un 15 por 100 menos de lo normal de días con necesidad de calefacción (*Heating Degree Days*, en inglés), durante el mes de diciembre se redujo la

demanda de gas natural de manera generalizada. Este hecho ha provocado el envío de numerosos cargamentos desde Asia y Europa principalmente hacia los Estados Unidos.

En Estados Unidos la demanda de gas para uso residencial-comercial cayó sólo en diciembre aproximadamente 8.000 millones de pies cúbicos diarios respecto al mismo mes del año anterior.

Esto, unido al hecho de que Estados Unidos ha tenido que absorber una gran parte del GNL de otras regiones por falta de capacidad, ha provocado un significativo incremento en los niveles de los almacenamientos de gas estadounidenses.

La reducción del consumo en otras regiones ha venido determinada por el uso de otros combustibles para generación eléctrica, así como por las condiciones climáticas (temperaturas más altas de lo normal en Europa y Asia, e incremento de las lluvias y del nivel de los embalses en España).

El mercado norteamericano, por su capacidad de almacenamiento (del orden de los 4667 miles de millones de pies cúbicos frente a los 2567 miles de millones de Europa o a los 434 de Asia) parece ser la única salida para el GNL cuando se reduce la demanda en otras regiones, sobre todo en Asia. Al no poseer los países importadores asiáticos suficiente capacidad de almacenamiento para hacer acopio del excedente de GNL que se genera al disminuir la demanda, la única opción es desviar los cargamentos hacia Estados Unidos.

Así que en Estados Unidos, las compañías poseedoras de capacidad de almacenamiento absorbieron durante el mes de diciembre el excedente de GNL a la espera de que bajen las temperaturas y se incremente la demanda asiática, y con ella el precio del gas *spot*. El aprovisionamiento

se ha dado tanto en tanques terrestres (como es el caso de BG en las plantas de *Elba Island* y *Lake Charles*) como en cargueros en alta mar (como el caso de *Excelerate* desde sus terminales offshore de *Gulf Gateway* y *Energy Bridge*).

A finales de diciembre de 2006, la cantidad de gas almacenado en Estados Unidos ascendía a 3.074 miles de millones de pies cúbicos, 433 miles de millones por encima del nivel de 2005 y más de 400 miles de millones superior al nivel medio (a esa fecha) de los últimos cinco años. Tal incremento mitigaría con creces el impacto de una súbita bajada de las temperaturas.

Por otro lado, debido al elevado nivel de los inventarios estadounidenses, las exportaciones desde Canadá a los Estados Unidos se redujeron en aproximadamente 1,5 miles de millones de pies cúbicos diarios.

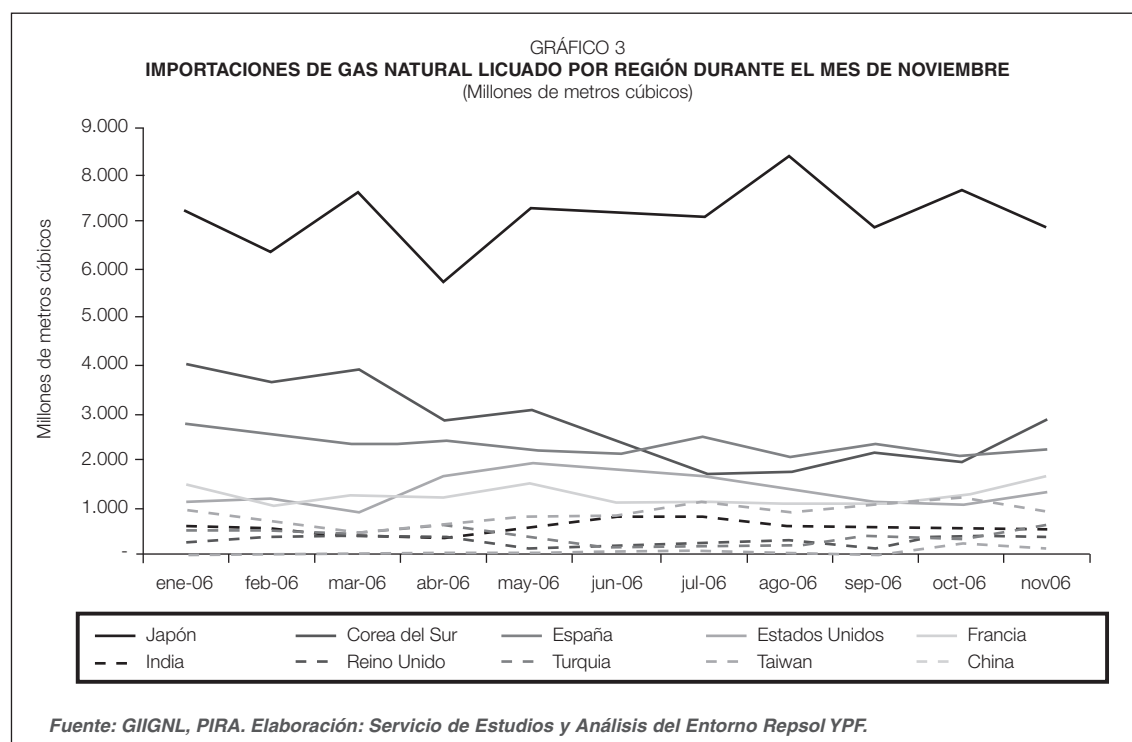
En lo que respecta al mercado asiático, durante el mes de diciembre el almacenamiento típico del verano se ha combinado con el atípico de un invierno con temperaturas más elevadas de lo normal. Los elevados niveles de inventarios han provocado la disminución de las importaciones asiáticas de GNL, sobre todo en Japón, el mayor importador de la región (más de 77 miles de millones de metros cúbicos en 2005), donde disminuyeron más de un 10 por 100 en noviembre frente al mes anterior.

A pesar del descenso en sus importaciones de GNL, Japón tuvo que aceptar en noviembre cargamentos de la cuenca atlántica a un precio elevado por cuestiones contractuales y acuerdos *spot*.

El nuevo contrato de suministro con Qatar aliviará algo de presión sobre los compradores asiáticos y puede que mitigue la competencia por los cargueros de la cuenca atlántica.



COLABORACIONES



COLABORACIONES

En Europa, el mes de diciembre se caracterizó por el estancamiento de la demanda y los elevados inventarios. Sin embargo, a pesar de ello, Europa siguió comprando GNL a elevados precios indexados al crudo en vez de gas natural por tubería, lo que contribuyó a que los precios del GNL no colapsaran a la baja.

La demanda en el Reino Unido ha sido la más fuerte debido a las previsiones a mediados de diciembre de la llegada de una ola de frío al Norte de Europa, los problemas en el campo *Britannia* y las reducciones del flujo de gas del almacenamiento de *Rouhg*, también en el mar del Norte, al sistema de transmisión nacional británico a pesar de no presentar a priori ningún problema técnico.

Durante la primera mitad de diciembre, Francia incrementó sus importaciones de GNL un 6 por 100 durante la primera quincena de diciembre, y recortó sus importaciones de gas por tubería un 27 por 100.

Por su parte, España usó sus reservas hidráulicas para producir electricidad, lo que provocó un recorte de sus adquisiciones de Trinidad (en media durante 2006 España ha recibido de 3 a 6 cargueros mensuales desde allí), que tuvo que desviar cargamentos hacia Estados Unidos. En noviembre, a pesar de que las importaciones españolas de GNL se incrementaron más de un 7 por 100, las de gas por tubería disminuyeron en torno a un 20 por 100 (tanto las procedentes de Argelia como las procedentes de Noruega vía Francia).

2.2.1. Evolución de las importaciones de gas natural licuado

Los datos de diciembre referentes a las importaciones durante el mes de noviembre, muestran que en general éstas se incrementaron en Europa mientras que disminuyeron en Asia.

En Asia, las importaciones de Japón experimentaron un descenso de 825 millones de metros cúbicos (hasta los 6.872 millones), en Taiwán disminuyeron 255 millones (hasta los 915 millones de metros cúbicos), en India 77 millones (hasta los 508 millones de metros cúbicos) y en China 76 millones (hasta los 164 millones de metros cúbicos). La excepción fue Corea del Sur, donde las importaciones se incrementaron 870 millones de metros cúbicos hasta los 2.822 millones.

En Europa, las importaciones se incrementaron de manera generalizada, sobre todo en Francia (incremento de 364 millones hasta los 1.620 millones de metros cúbicos), Turquía (incremento de 215 millones hasta los 573 millones de metros cúbicos) y España (incremento de 155 millones hasta los 2.405 millones de metros cúbicos).

Sin embargo, las importaciones disminuyeron en Italia (46 millones hasta los 269 millones de metros cúbicos) y se

mantuvieron en el Reino Unido (377 millones de metros cúbicos).

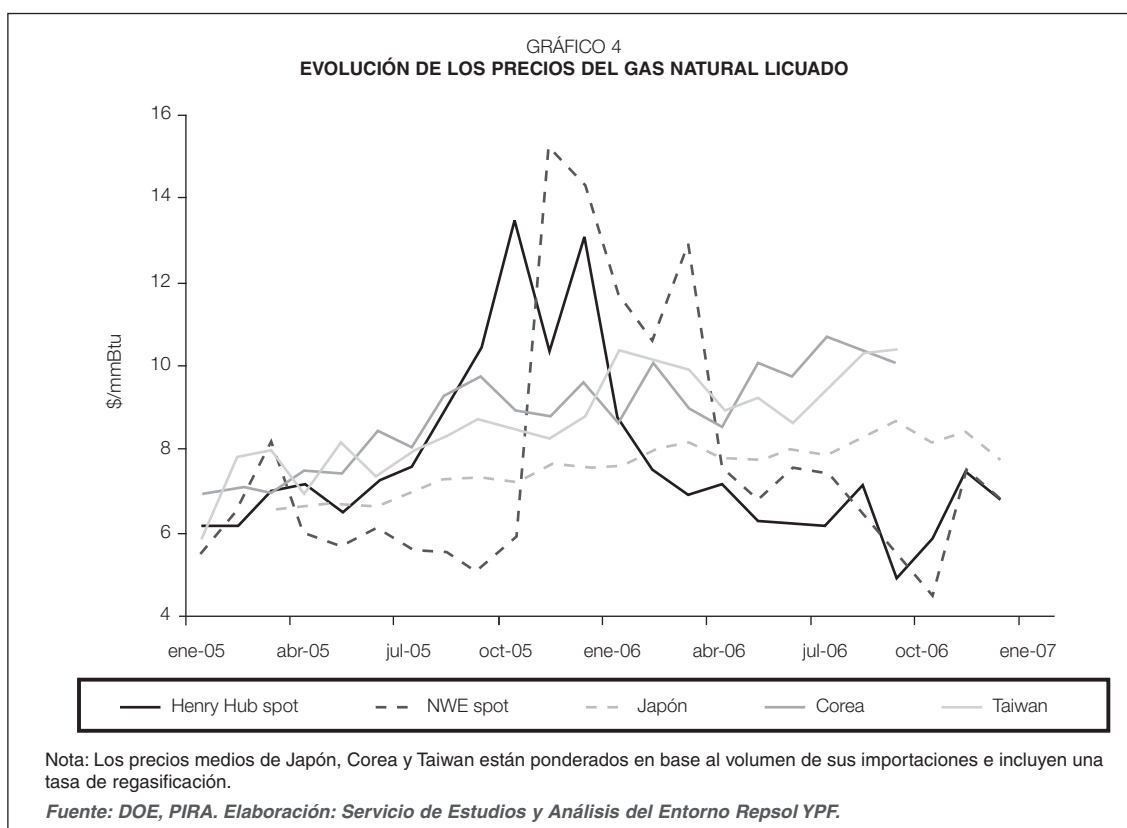
3. Evolución de los precios

El precio *spot* del gas estadounidense ha seguido manteniéndose en diciembre por debajo de los precios asiáticos, si bien el precio del gas ha bajado cerca de 0,65 dólares en los tres principales mercados (Japón, Estados Unidos y Noroeste Europeo).

Tras haber repuntado en noviembre los precios de manera generalizada ante lo que parecía la llegada del invierno, las condiciones climáticas que se han dado durante el mes de diciembre, caracterizadas por unas temperaturas más elevadas de lo normal para esta época del año, han reducido la demanda de gas para calefacción, lo que ha incrementado significativamente los inventarios en todas las regio-



COLABORACIONES



CUADRO 1
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL HENRY HUB

	2004	2005	2006	1T06	2T06	3T06	4T06	Nov. 06	Dic. 06
Henry Hub (\$/mmBtu)	5,91	9,00	6,79	7,70	6,54	6,26	6,64	7,41	6,68

Fuente: Bloomberg. Elaboración: Servicio de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

nes. Como consecuencia, el precio del gas se ha reducido de forma generalizada.

A pesar de la reducción general, el precio del gas japonés siguió siendo el más alto en diciembre (7,75 \$/mmBtu), frente al Henry Hub (6,77 \$/mmBtu), que estuvo en media ligeramente por debajo del North West Europe (6,83 \$/mmBtu).

3.1. Evolución del precio del gas natural Henry Hub

Durante el mes de diciembre, el Henry Hub promedió 6,68 dólares por millón de Btu (\$/mmBtu), lo que representa una disminución 0,73 dólares respecto a la media de noviembre. Las condiciones climáticas fueron el principal factor de influencia en los precios del gas natural.

Así como en noviembre la llegada del invierno incrementó el consumo de gas y su precio, en diciembre el incremento de las temperaturas provocó un descenso del consumo de gas que derivó en un descenso del precio mensual.

Sin embargo, en media trimestral el precio del gas Henry Hub promedió en el cuarto trimestre de 2006 6,64 \$/mmBtu, lo que representa un incremento de 0,38 dólares respecto al tercer trimestre.

El precio medio en 2006 fue de 6,79 \$/mmBtu, más de dos dólares por debajo del promedio del año pasado, pero casi un dólar por encima del promedio de 2004.

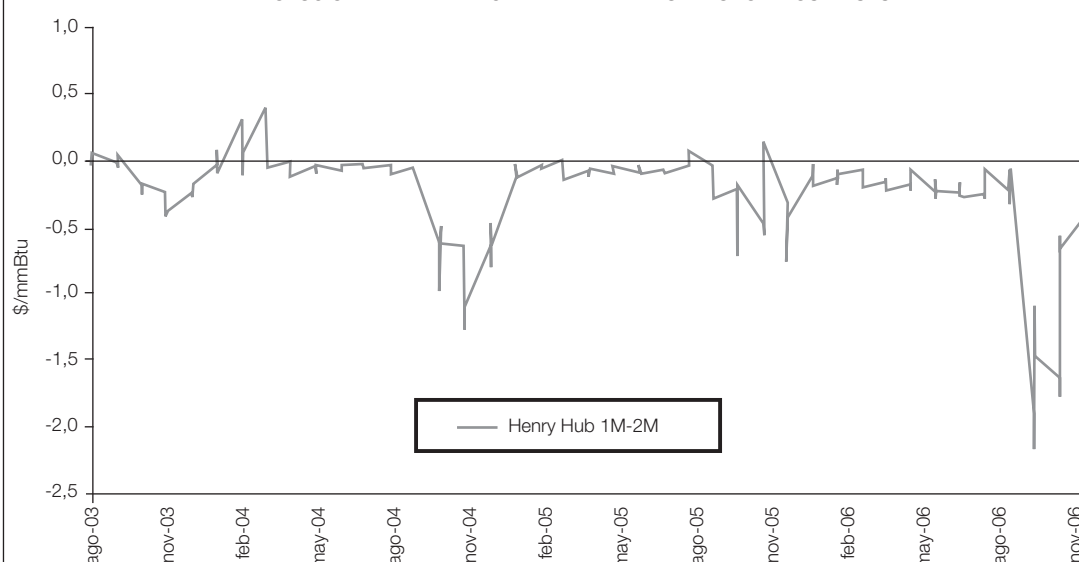
El Gráfico 5 ilustra la diferencia entre los futuros del Henry Hub a un mes y a dos meses en el mercado de Nueva York.

En el gráfico se aprecia como esta diferencia ha sido mucho mayor en

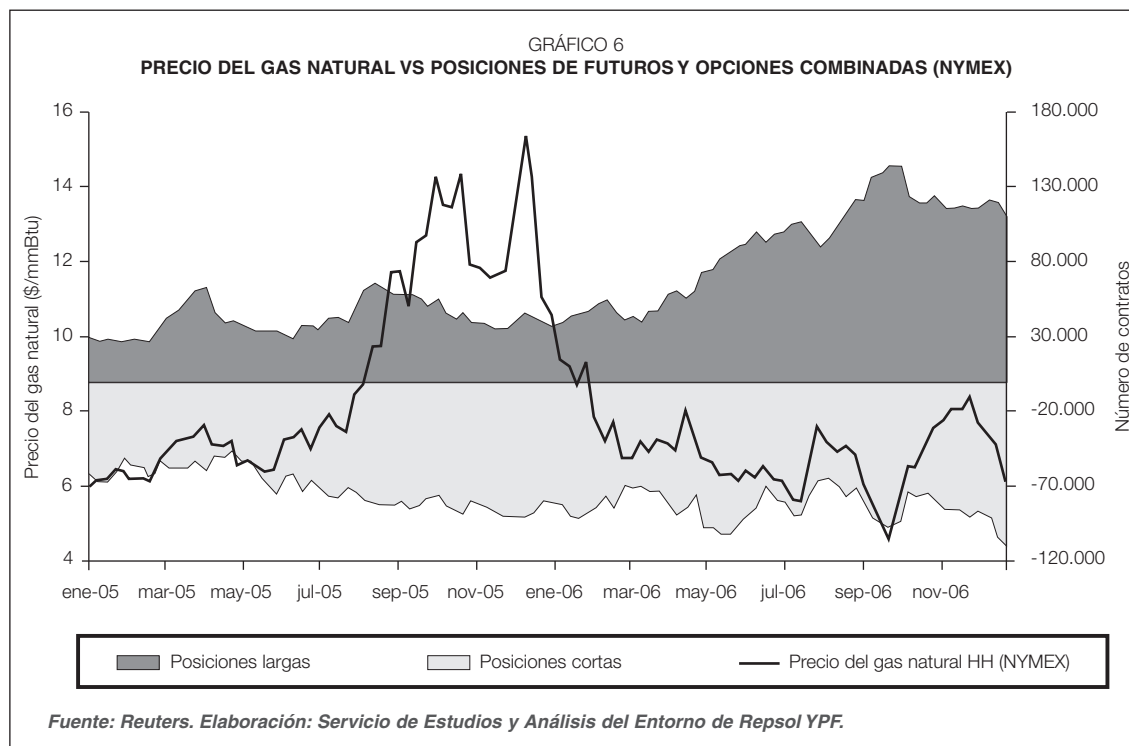


COLABORACIONES

GRÁFICO 5
EVOLUCIÓN DEL DIFERENCIAL DEL HENRY HUB A UNO Y DOS MESES



Fuente: Bloomberg. Elaboración: Servicio de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.



noviembre de 2006 que en años anteriores. Sin embargo, se fue estrechando desde más de un dólar y medio a principios de noviembre hasta llegar a ser inferior a medio dólar a finales de año.

3.2. Evolución de las posiciones en el mercado de futuros de Nueva York

Las posiciones de gas natural de los agentes no comerciales existentes la última semana de diciembre en la bolsa de Nueva York disminuyeron respecto a la última semana de noviembre.

A fecha 26 de diciembre y respecto a la última semana de noviembre, las posiciones totales largas de gas en el caso de opciones y futuros combinados, disminuyeron en 15.092 contratos.

Por su parte, las posiciones largas netas disminuyeron significativamente en 45.197 contratos, desde los 42.275 contratos a los 2.922 negativos (ya que a

fecha 26 de diciembre las posiciones cortas superaron a las largas).

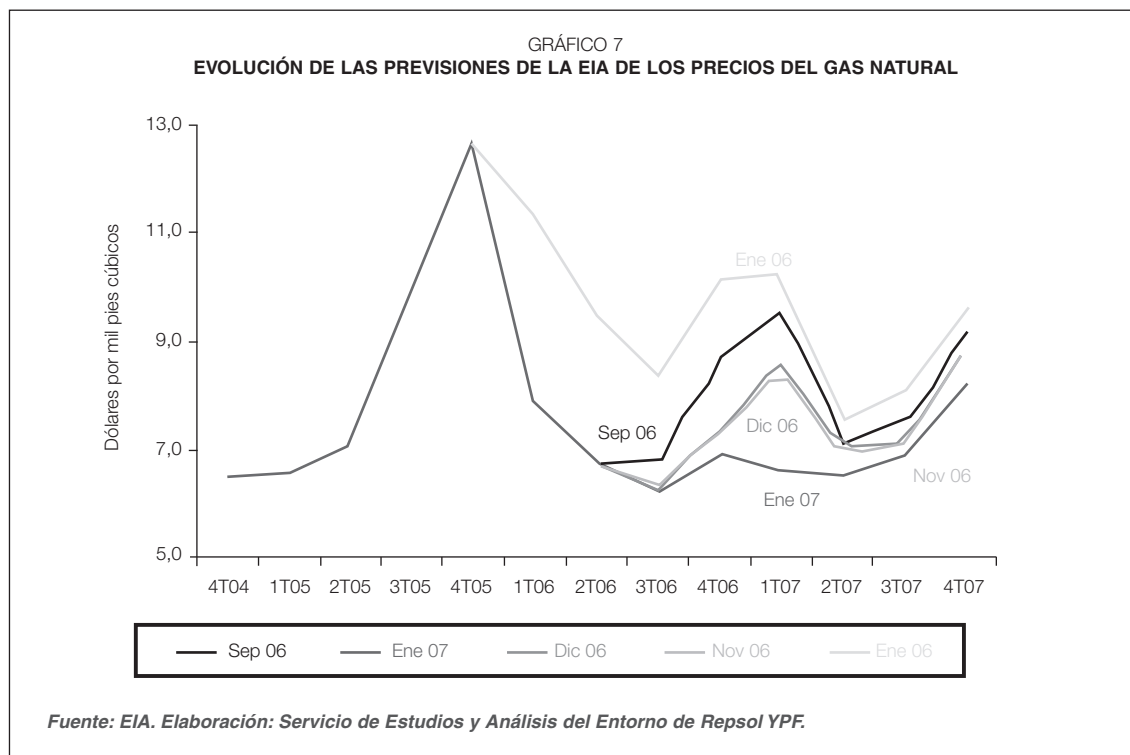
3.3. Previsiones de precios de la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA). Informe de enero de 2007

Según la Agencia, en vista de las elevadas temperaturas para esta época del año, el precio del Henry Hub se mantendrá por debajo de los 7 \$/mmBtu en los meses que restan de invierno, si bien las previsiones climatológicas apuntan hacia una ligera bajada de las temperaturas. Sin embargo, la Agencia resalta en su informe que los precios del gas seguirán siendo muy sensibles a periodos de frío prolongados en los próximos meses.

La EIA prevé que el consumo de gas natural en Estados Unidos se incremente un 2,4 por 100 en 2007 respecto a 2006, frente al descenso estimado de un 1,3 por 100 experimentado en 2006 respecto a 2005.



COLABORACIONES



COLABORACIONES

Estos incrementos tienen su fundamento en las previsiones climáticas para 2007, que anuncian menores temperaturas tanto en invierno como en verano, y por lo tanto hacen pronosticar una mayor demanda residencial y comercial para calefacción, aunque también hacen prever ligeras reducciones en la demanda de generación eléctrica para usos de refrigeración.

En lo referente a la demanda industrial, la Agencia estima que en 2007 esta crecerá un 1,1 por 100 frente al descenso aproximado del 1,5 por 100 experimentado en 2006.

En cuanto a la producción doméstica de gas natural seco, que según las estimaciones de la Agencia creció un 2,4 por 100 en 2006, esta prevé un crecimiento moderado durante 2007 (1,9 por 100).

Además, en su informe de enero, la EIA estima que las importaciones de gas han disminuido un 5,5 por 100 en 2006 y prevé que este descenso continúe en

2007 con una caída del 1,1 por 100. Este descenso se deberá principalmente a la disminución de las importaciones de gas por tubería desde Canadá, pues las importaciones de GNL crecerán según las previsiones hasta los 800 mil millones de pies cúbicos.

En lo relativo a los precios del gas, la Agencia rebaja sus previsiones para todo 2007 y prevé un descenso de los precios hasta alcanzar aproximadamente los 6,59 \$/mmBtu durante el primer trimestre de 2007. Esto representa una revisión a la baja de cerca de 2 dólares respecto a sus previsiones de diciembre.

En términos anuales, la agencia prevé que el precio medio del Henry Hub se sitúe en 2007 en los 7,06 \$/mmBtu, lo que representa una revisión a la baja de 0,81 dólares respecto a las previsiones de diciembre.

La previsión del precio medio del gas natural en 2006 efectuada por la Agencia en su informe de enero de ese año, difiere

CUADRO 2
PREVISIONES DE PRECIOS DE GAS NATURAL HENRY HUB
(Dólares por cada mil pies cúbicos)

	ene-06	mar-06	jun-06	jul-06	ago-06	sep-06	oct-06	nov-06	dic-06	ene-06	ene07-dic06	ene07-ene06
2006	9,00	9,00	8,86	8,86	8,86	8,86	8,86	8,86	8,86	8,86	0,0	-0,14
1T06	11,25	8,04	7,95	7,95	7,94	7,94	7,94	7,94	7,93	7,93	0,00	-3,32
2T06	9,51	7,34	6,70	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	0,00	-2,77
3T06	8,37	7,79	7,12	6,92	7,15	6,74	6,26	6,28	6,26	6,26	0,00	-2,11
4T06	10,12	9,24	9,18	8,83	8,93	8,62	6,64	7,28	7,35	6,87	-0,48	-3,25
2006	9,80	8,11	7,74	7,61	7,69	7,51	6,90	7,06	7,06	6,94	-0,12	-2,86
1T07	10,23	9,88	9,37	8,79	9,18	9,48	8,13	8,43	8,58	6,59	-1,99	
2T07	7,51	7,43	7,62	7,01	6,97	7,11	6,40	6,84	7,02	6,52	-0,50	
3T07	8,07	8,07	8,41	7,55	7,39	7,49	6,92	7,07	7,10	6,91	-0,19	
4T07	9,56	9,61	9,86	9,17	9,15	9,14	8,66	8,81	8,76	8,19	-0,57	
2007	8,84	8,74	8,81	8,13	8,17	8,30	7,53	7,79	7,87	7,06	-0,81	

Fuente: EIA. Elaboración: Servicio de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

re en nada más y nada menos que 2,86 dólares con los últimos datos de su informe de enero de 2006.

4. Previsiones de nueva capacidad de licuefacción de gas natural y regasificación de GNL

En 2007, la adición prevista a la capacidad mundial de licuefacción será aproximadamente de 7.000 millones de pies cúbicos al día.

A partir del 2007, las previsiones de ampliación son de 17.000 a 18.000 millones de pies cúbicos diarios. La mayor ampliación, de más de 5.000 millones de pies cúbicos diarios, está prevista en Qatar.

Por otro lado, las ampliaciones previstas en las plantas de regasificación existentes en Estados Unidos hasta el año 2010 permitirán incrementar el volumen nacional de regasificación en más de 2.000 millones de pies cúbicos diarios desde los 4.250 millones actuales hasta 6.350 millones.

En lo que se refiere a nuevas propuestas de plantas de regasificación en Estados Unidos, a pesar de que en la actualidad hay aprobadas cerca de una veintena (más de la mitad en la costa del Golfo de México), lo más probable es que tan sólo salgan adelante menos de una decena.

De estas, la gran mayoría estaría en la costa del Golfo de México, tan sólo una en la costa Oeste y otra offshore en la costa Este, en Boston. Las nuevas propuestas aportarían más de 10000 miles de millones de pies cúbicos a la capacidad de regasificación norteamericana. Con esto, en 2010 la capacidad total de regasificación de GNL alcanzaría en Estados Unidos más de 16.000 miles de millones de pies cúbicos de los cuales dos tercios estarían ubicados en el Golfo de México.

A la capacidad de regasificación norteamericana habría que sumar también la de la planta de Canaport, en Canadá, con una capacidad aproximada de 700 millones de pies cúbicos diarios.

4. Conclusiones

Por el lado de la oferta:

— En la cuenca atlántica, en el Golfo de México la producción offshore en las aguas superficiales parece haberse estabilizado en torno a los 6.000 millones de pies cúbicos diarios mientras que la producción en aguas profundas ha descendido hasta los 2.500 millones de pies cúbicos diarios.

— En la cuenca pacífica, la producción disminuyó en diciembre más de un 7 por 100 debido a los recortes de Malasia e Indonesia.



COLABORACIONES

— En la cuenca de Oriente Medio la producción del tren número 5 de RasGas en Qatar (6,5 miles de millones de pies cúbicos anuales), está todavía por adjudicar.

— El número de torres de perforación activas de gas natural en el mundo se incrementó en diciembre respecto a noviembre en 47 unidades. En Estados Unidos aumentaron en 17 unidades hasta alcanzar la cifra de 1.431.

Por el lado de la demanda:

— Las elevadas temperaturas han reducido las necesidades de calefacción y la demanda de gas natural de manera generalizada.

— En Estados Unidos, la demanda de gas para uso residencial/comercial cayó sólo en diciembre 8.000 millones de pies cúbicos diarios respecto al mismo mes del año anterior. Las compañías poseedoras de capacidad de almacenamiento absorbieron durante el mes de diciembre el excedente de GNL generado por el descenso de la demanda en Asia y Europa.

— En Asia, el alto grado de almacenamiento debido a las elevadas temperaturas ha provocado la disminución de las importaciones de GNL en noviembre, sobre todo en Japón (disminución de un 10 por 100 frente al mes anterior).

— En Europa, a pesar del estancamiento de la demanda y los elevados inventarios, se siguió comprando GNL a elevados precios indexados al crudo en vez de gas natural por tubería, ante la posibilidad de venderlos después a Asia. España usó sus reservas hidráulicas para producir electricidad, reduciendo sus adquisiciones de GNL de Trinidad.

Precios:

— El precio spot del gas estadounidense ha seguido manteniéndose en diciembre por debajo de los precios asiáticos, si bien el precio del gas ha bajado cerca de 0,65 dólares en los tres principales mercados (Japón, Estados Unidos y Noroeste Europeo).

— Durante el mes de diciembre, el Henry Hub promedió 6,68 dólares por millón de Btu (\$/mmBtu), lo que representa una disminución 0,73 dólares respecto a la media de noviembre. Las condiciones climáticas fueron el principal factor de influencia en los precios del gas natural.

— Según la EIA, en vista de las elevadas temperaturas para esta época del año, el precio del Henry Hub se mantendrá por debajo de los 7 \$/mmBtu en los meses que restan de invierno.



COLABORACIONES