

# El gas en el mundo en 2002

© Institut Français du Pétrole

Mientras que aproximadamente el 50% del petróleo producido en el mundo se transporta de un continente a otro, los intercambios interregionales del gas natural son mucho más limitados (apenas un 5% de la producción comercializada) y se limitan en su mayor parte a los transportes por barcos metaneros. Aunque las nuevas tendencias observadas en la comercialización de gas natural licuado y los progresos tecnológicos relacionados con el tendido de gasoductos en aguas profundas permitan prever una futura integración de los mercados regionales, la evolución de los mismos a corto y mediano plazo estará fuertemente determinada por las características propias de cada uno de ellos.

El siguiente análisis fue realizado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP) y presentado el pasado 6 de febrero en el coloquio internacional "Panorama 2003" que anualmente organizan.

**M**ientras las zonas ricas en recursos gasíferos hacen gala de gran dinamismo para desarrollar su potencial, las grandes regiones consumidoras están confrontadas a cambios estructurales y coyunturales en sus industrias energéticas. Por otra parte, aunque los mercados gasíferos estén en su mayoría desconectados, tanto en sus estructuras como en su funcionamiento, todos están sujetos a un cierto número de factores comunes que marcan una tendencia general de la industria. Si nos remitimos a los primeros resultados disponibles, el gas natural no tuvo una "gran cosecha" en el año 2002. En particular, el estancamiento de la actividad económica que sigue afectando a numerosos países, tiene un impacto directo sobre el consumo de gas natural, aunque su progresión sea globalmente mejor que la de las demás energías fósiles.

## Un año tumultuoso para el mercado norteamericano

Dos tendencias dominantes caracterizaron a la industria gasífera estadounidense en 2002: la volatilidad de los precios del gas y la contracción de la demanda.

## El sector de producción se mantiene bastante dinámico

Mientras que en 2001 las reservas gasíferas estadounidenses aumentaban por cuarta vez en los últimos cinco años, estableciéndose en 5195 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> al 1° de enero de 2002, la multiplicación de las perforaciones de pozos gasíferos sigue siendo el motor que impulsa la producción en América del Norte. Los precios relativamente elevados del gas son los causantes de esta situación, no sólo en Estados Unidos sino también en Canadá, donde el aumento de la capacidad exportadora

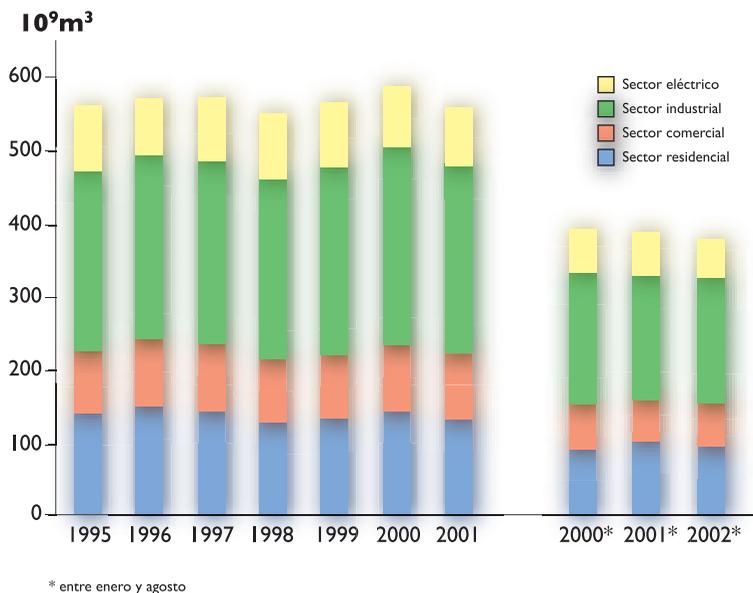
también ha estimulado la actividad.

Con todo, la producción estadounidense disminuyó ligeramente en los ocho primeros meses del año (-0,4% con respecto al mismo período de 2001). Además, las duras condiciones climáticas que perturbaron las actividades de producción *off shore* en el golfo de México, a fines de septiembre y principios de octubre, podrían acentuar en alguna medida la caída de la producción. En Canadá, las primeras indicaciones reflejan una pérdida de producción del 2,8% en los seis primeros meses de 2002.

Aunque todas las previsiones a largo plazo siguen siendo optimistas en cuanto al lugar del gas en el balance energético estadounidense, la demanda volvió a caer sensiblemente en la mayor parte del año 2002. Esta merma del 3,9% registrada en los ocho primeros meses, refleja esencialmente el impacto de una menor actividad económica en el sector industrial cuya demanda de gas se redujo en un 2,3%. Además de la disminución de sus ventas al sector residencial, por las cálidas temperaturas registradas, el sector eléctrico es el que ha sufrido la caída más importante, con un retroceso del 12,5% con respecto al mismo período de 2001. Cabe recordar que en ese año el consumo total de gas en Estados Unidos ya había bajado un 5,5% con respecto al año 2000.

Esta contracción de la demanda también resulta de unos precios del

Figura 1. Evolución del consumo de gas por sector en Estados Unidos



Fuente: Energy Information Administration (EIA)

gas bastante elevados y más volátiles de lo previsto. En efecto, la caída de la demanda en la segunda parte de 2001 había contribuido a reconstituir el 57% de los *stocks* y el volumen almacenado alcanzó el máximo nivel de los últimos 20 años. A pesar de este contexto, el precio del gas siguió trepando hasta superar los US\$ 3 el millón de BTU a partir de marzo y traspasar la barrera de los US\$ 5 el millón de BTU a fines de 2002.

Esta situación tuvo repercusiones directas en la demanda de gas, especialmente en el sector eléctrico y de calderas industriales, que tienen la posibilidad de utilizar indistintamente fuel oil/destilados o gas en sus instalaciones.

Fue así como muchas empresas estadounidenses pasaron el año en un contexto de intervenciones judiciales y sinsabores financieros. El sector de *e-trading* de la energía resultó muy perjudicado por la pérdida de credibilidad, lo que hizo que muchas empresas estadounidenses se vieran obligadas a abandonar o reducir sus actividades en Europa (Mirant, Aquila, Williams, Duke, El Paso, etc.).

Las perspectivas a largo plazo de la industria gasífera estadounidense siguen siendo, a pesar de todo, optimistas. Aunque sean más conservadoras y hayan sido revisadas a la baja con respecto a las anteriores, las últimas estimaciones de la *Energy Infor-*

*mation Administration* (EIA) prevén una progresión anual del 1,8% de la demanda de gas entre 2001 y 2025. Esta tasa de crecimiento es apenas más elevada que la del carbón (1,3% anual) y los productos petroleros (1,7% anual), pero es netamente inferior a la de los renovables, como el etanol (+2,2% anual), especialmente para la generación eléctrica. Según estas previsiones, la demanda de gas en 2025 llegará a 988 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>, impulsada por el rápido crecimiento de la demanda del sector eléctrico, donde la proporción de gas pasaría del 17% en 2001 al 29% en 2025, en detrimento del carbón. Actualmente hay centrales de ciclo combinado de gas en fase de construcción o en proyecto. Es proba-

ble que el desarrollo de esta tecnología contribuya a limitar el uso de otros combustibles en las centrales.

Con respecto a la producción, la EIA prevé de aquí a 2020 un alza del 1,3% (a 710 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>) basada principalmente en un aporte más importante de gas no convencional y en recursos convencionales de gas más costosos. En este escenario, los grandes yacimientos de Alaska sólo empezarían a abastecer el mercado estadounidense a partir de 2020. El déficit entre la oferta y la demanda en el período de referencia fue colmado por las importaciones de gas canadiense y mexicano por gasoductos, pero también por una proporción creciente de compras de gas natural licuado. Aunque ya dispone de cuatro terminales de recepción (tres de las cuales están actualmente en servicio) para una capacidad total de regasificación de aproximadamente 28 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>, Estados Unidos encara activamente la construcción de nuevas terminales en su territorio y en México, además de la ampliación de las instalaciones existentes.

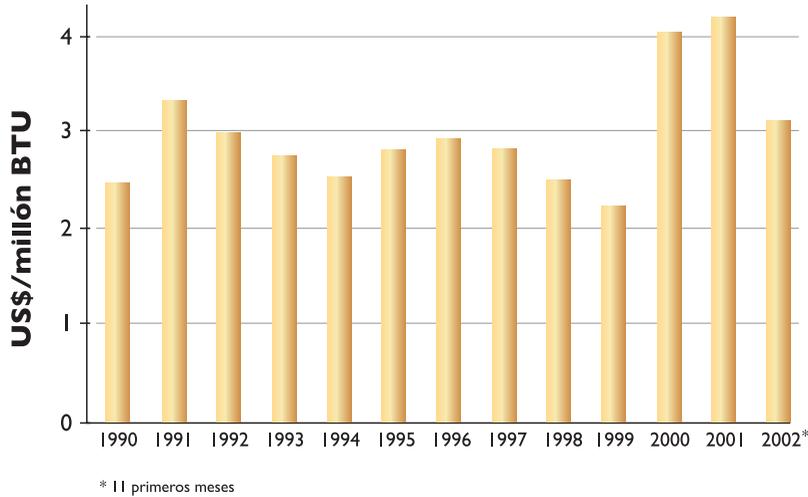
### El mercado europeo: entre la apertura y la reestructuración

En una coyuntura económica todavía difícil, la industria gasífera europea prosigue su reestructuración y replantea su posición. Por otra parte, es muy probable que las temperaturas benignas registradas en la mayor par-

Figura 2. Precio del gas natural en el Henry Hub (Estados Unidos)



Figura 3. Precio del gas importado en Europa



te del año, con marcas muy similares a las de 2000, contribuyan a reducir las ventas al sector residencial con respecto al año anterior (2001).

### Principales tendencias

Sobre la base de los primeros meses del año, se estima que la producción de gas en Europa tenderá a estancarse con respecto a su nivel de 2001. Es probable que el buen desempeño de los yacimientos noruegos permita compensar el menor volumen producido en el Reino Unido (-1,5% en los nueve primeros meses) y en Dinamarca.

Frente a las ventas deprimidas al sector residencial-terciario, como consecuencia de las temperaturas benignas, se espera un repunte de las ventas a la industria y al sector eléctrico, que reflejará la mayor competitividad del gas natural respecto de los productos petroleros. En algunos países, la progresión del abastecimiento industrial también obedece al desarrollo de nuevas aplicaciones del gas

natural en ese sector (Bélgica) y al aumento de las ventas para la cogeneración (Francia).

Globalmente, el consumo de gas natural debería crecer nuevamente en Europa en 2002, pero a un ritmo muy inferior al anunciado en la mayoría de los escenarios de previsión de la demanda. Con una progresión de las ventas totales de gas del 16,8% en los nueve primeros meses del año, que incluye un marcado aumento del consumo en las centrales térmicas (+69%) y la industria (+16,4%), España confirma su estrategia de desarrollo del mercado del gas.

Actualmente, alrededor del 55% del gas comercializado en el mercado europeo (Europa occidental y central) procede de proveedores externos. Más que la progresión, probablemente modesta, de las entregas de gas ruso a Europa, uno de los acontecimientos más relevantes de 2002 será la puesta en servicio del gasoducto "Blue Stream" que une Rusia y Turquía a través del Mar Negro. Este

verdadero reto tecnológico que implicaba el tendido del gasoducto a 2200 m de profundidad, fue puesto a prueba en octubre.

Con una baja promedio de US\$ 1 el millón de BTU en el año con respecto a 2001, y aunque se mantuvieron en niveles superiores al promedio observado en los años 90, los precios del gas a la importación (contratos a largo plazo) permitieron que esta energía recobrara su competitividad frente a sus competidoras en el mercado europeo. Así, tomando todas las procedencias en su conjunto, el precio promedio del gas fue de US\$ 3 el millón de BTU, mientras que el precio del fuel oil pesado 1% S, por ejemplo, se fue afirmando a partir de febrero/marzo para alcanzar los US\$ 142,6 la tonelada como promedio en los once primeros meses (contra US\$ 128,9 la tonelada en 2001).

Unos tres años después de la inauguración del *gas Hub* de Zeebrugge, Bélgica, y la puesta en marcha de la empresa de servicios Huberator, se creó un segundo centro de comercialización de gas en el norte de Europa. Fundada el 27 de febrero de 2002, Eurobub –cuyo 100% pertenece a Gas-transport Services, rama de transporte de la compañía holandesa NV Nederlandse Gasunie– tiene por objeto ofrecer una gama completa de servicios de *trading* en los distintos puntos de comercialización de la red gasífera de alto poder calorífico de Oude Statenzijl-/Bunde/Emden. Una segunda firma, NWE Hubco, perteneciente a BEB, Ruhrgas AG y Statoil, también ofrece

servicios de *trading* en esta región de Bunde-Emden. El precio de las transacciones registradas en Bunde a partir de junio, ha pasado de US\$ 2 a US\$ 3,5 el millón de BTU.

En el mercado británico, los precios *spot* del gas en Bacton cayeron primero por debajo de US\$ 2 el millón de BTU en julio, antes de iniciar un repunte a fines de septiembre y alcanzar US\$ 3,3 el millón de BTU en noviembre, nivel similar al de noviembre de 2001. Entre principios de julio y de agosto, la interrupción del servicio del Interconector que une Bacton con Zeebrugge, por la presencia de hidrocarburos líquidos en la tubería, provocó una caída espectacular de los precios *spot* del gas en el *National Balancing Point* y en el *Hub* de Zeebrugge.

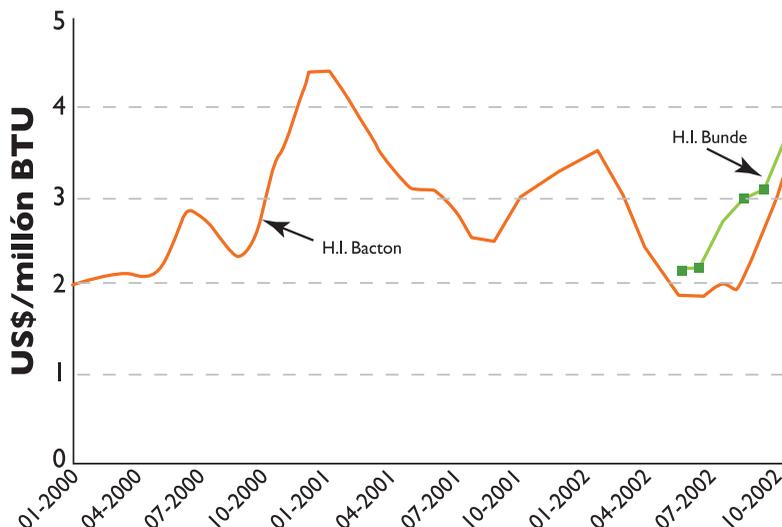
### La liberalización del mercado gasífero avanza

Ahora que Francia acaba de trasladar oficialmente a su legislación la directiva europea sobre el gas, el Consejo de ministros europeos ha dispuesto que la total apertura de los mercados eléctrico y del gas a la libre competencia se hará el 1° de julio de 2007. En virtud del acuerdo político obtenido en marzo de 2002 en el Consejo Europeo de Barcelona, todos los profesionales tendrán la posibilidad de elegir su proveedor a partir del 1° de julio de 2004. De igual forma, el mecanismo de separación jurídica entre las actividades de distribución y transporte de energía de las compañías, que constituía un escollo de proporciones para las negociaciones, también se resolvió mediante un acuerdo en noviembre de 2002.

Otro punto relacionado con la evolución del mercado y con el pedido de la Comisión para hacer que el mercado sea más flexible y fluido, es la reventa de gas. Aunque ya existan convenios de reventa de gas entre ciertos productores e importadores de GNL y a pesar de que existen algunas transacciones de reventa de gas por gasoducto (compra de gas por Edison a la firma austríaca RAG en 2001/2002 en Baumgarten, Austria), los proveedores, entre los cuales figura Gazprom, siguen oponiéndose a esta evolución.

Por último, mientras Francia prepara activamente la apertura del capital

Figura 4. Heren Index en Bacton & Bunde



Fuente: Heren Index, EGM

de Gaz de France, la ola de adquisiciones (Eon/Ruhrigas, Eni/Lasmo) y creación de nuevos grandes grupos energéticos (Vattenfall Europa) continúa.

### Asia: descubrimientos gasíferos y tensiones en el mercado del GNL

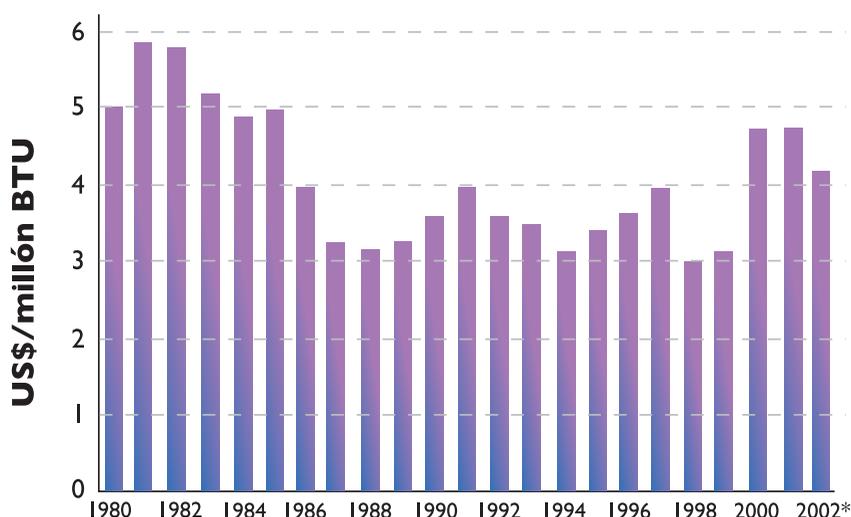
Dos grandes descubrimientos han tenido lugar en Asia en 2002. El primero de los yacimientos, que representaría unos 110 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> fue descubierto por Petronas en Malasia, en el bloque SK310 al norte de Bintulu. El segundo fue descubierto en India, frente a la costa Este, por Realiace Industries. Aunque esté situado en aguas profundas, este yacimiento cuyas reservas estimadas son del orden de 200 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>, representa un potencial de abastecimiento importante que podría conducir al país a modificar su estrategia de importación en el futuro.

Asia, que es de lejos la primera re-

gión importadora de gas natural licuado del mundo (absorbiendo el 70% de los volúmenes producidos) está instalando progresivamente una red de gasoductos en el sur de la región. Después de Singapur, le toca a Malasia recibir gas procedente del yacimiento indonesio de Natuna oeste. También se están programando importantes inversiones para desarrollar la red de distribución de Indonesia y acompañar el crecimiento del mercado local, que podría incrementarse a mediano plazo de un 5 a un 8% anual.

Con respecto al GNL, los volúmenes importados por Japón, Corea del Sur y Taiwán entre enero y agosto de 2002 no habían variado con respecto al mismo período de 2001. Mientras el estancamiento económico sigue

Figura 5. Precio del GNL importado en Japón



\*Nueve primeros meses del año.



frenando la demanda japonesa de GNL, Taiwán revisa a la baja sus perspectivas de demanda de electricidad, lo que conlleva, como consecuencia inmediata, el aplazamiento del proyecto de construcción de una central en Tatán. En Corea, la demanda de GNL, que aumentó muy levemente en los ocho primeros meses del año, debería iniciar un repunte para hacer frente al pico invernal. Kogas ya ha contratado cargamentos *spot* en Omán. Sin embargo, la compañía japonesa Tepco, que tuvo que parar temporalmente sus instalaciones nucleares, compite con Kogas en las compras *spot* suplementarias. Del lado de la producción, aunque los productores de la región hayan firmado acuerdos para repartir las cantidades a entregar, una reducción de las ventas de Indonesia a fin de año ha creado cierta tensión en el mercado.

En el mercado japonés, los precios del GNL a la importación registraron un promedio de US\$ 4,2 el millón de BTU

en los nueve primeros meses, es decir una baja del 10,6% con respecto a 2001.

### **En las otras regiones sigue primando el dinamismo**

#### **Ex Unión Soviética: recuperación de la actividad**

Es muy probable que en 2002 la producción de gas rusa registre un alza y alcance los 600 10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>. En los seis primeros meses del año, sus exportaciones hacia Europa occidental y central tuvieron un aumento de 2,2 10<sup>9</sup>m<sup>3</sup> con respecto al mismo período de 2001 y se situaron en 65,8 10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>. En el mercado interno, la demanda de gas se redujo aproximadamente un 0,4% en los primeros seis meses del año.

Con el fin de acrecentar su capacidad exportadora, Gazprom prevé la construcción de numerosos gasoductos, incluyendo una conexión entre Murmansk y el Reino Unido.

#### **América Latina**

A pesar del tumulto político y

económico que sigue afectando al sector energético de esta parte del mundo, los países que disponen de recursos gasíferos importantes siguen desarrollando sus planes de exportación. Así, mientras Bolivia sigue promoviendo su proyecto GNL, Trinidad Tobago proyecta un gasoducto de exportación hacia las Antillas francesas.

#### **Medio Oriente**

Potenciales protagonistas de la definición del balance gasífero mundial a largo plazo, a juzgar por el colosal volumen de sus reservas, muchos países (Irán, Qatar, Arabia Saudita, etc.) desarrollan a la vez sus industrias locales y su producción para posicionarse en el mercado internacional. ■■■

Este trabajo fue elaborado por Marie-Françoise Chabrelie (Cedigaz) [m-francoise.chabrelie@ifp.fr](mailto:m-francoise.chabrelie@ifp.fr)  
Manuscrito definitivo entregado el 24 de diciembre de 2002  
Instituto Francés del Petróleo