

EL MERCADO DE GAS NATURAL Y SU REGULACIÓN

*Adrián Lajous**

El 12 de mayo de 2005 se cumplieron diez años de la entrada en vigor del decreto por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional, en el ramo del petróleo. Este decreto sentó las bases para el desarrollo de un nuevo marco regulatorio del mercado del gas natural en México y modificó la arquitectura industrial de las áreas de transporte, distribución y comercialización. En 1995, se promulgó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. El nuevo marco regulatorio y una nueva institución reguladora abrían el camino a una posible liberalización del mercado del gas natural en México, prometían su transformación y avanzaban en la integración de un solo mercado de gas en Norteamérica.

En esas fechas, se iniciaba también una fase expansiva de la producción de gas que permitió aumentar la producción en cerca de 1.2 miles de millones de pies cúbicos diarios (mMmpcd) entre 1995 y 1999, un crecimiento de 32 por ciento. A partir de ese último año, la producción se contrajo, y no fue sino hasta la segunda mitad de 2003 cuando se inició su recuperación. Sin embargo, la producción, en marzo de 2005, era todavía 5 por ciento inferior a la del pico mensual alcanzado anteriormente. Así, en este periodo de diez años, la industria mexicana del gas recorrió un ciclo completo de producción. Más importante aún, desde 1999 —fecha en que se cuenta con cifras confiables— las reservas probadas de gas natural han caído sistemáticamente, debido a múltiples ajustes y reclasificaciones, así como por la escasez de descubrimientos significativos. Entre enero de 1999 y 2005, las reservas probadas disminuyeron 55 por ciento y, al ritmo de producción actual, su vida es de doce años.

A partir del 2000, México se convirtió en importador neto de gas natural. La expansión de las importaciones coincidió con un creciente déficit comercial de gas en Estados Unidos, lo que ha propiciado un fuerte aumento de

* Director general de Pemex de 1994 a 1999. Actualmente preside la Junta de Gobierno del Instituto de Estudios Energéticos de Oxford. Correo electrónico: <alajous@petrometrica.com>.

precios en este país. El disparo de precios del gas del invierno de 2000 llevó al gobierno mexicano a suspender el mecanismo de precios regulados por un periodo de tres años y fijar el precio en cuatro dólares por millar de pies cúbicos (Mpc). Cuando se restableció el mecanismo, la CRE se negó a realizar los ajustes correspondientes al cambio en el balance nacional de gas, por lo que la estructura de precios regulados dejó de reflejar el costo de oportunidad de éste. Hace poco, se tomó la decisión de subsidiar el precio del gas para uso residencial y la autoridad enfrentó una presión creciente, alentada por sí misma, para reducir el precio del gas natural en otros sectores. Los cambios en las condiciones fundamentales del mercado pusieron a prueba el marco y las instituciones reguladoras del país, constatándose la falta de compromiso de las autoridades con estas últimas.

El contexto norteamericano

Norteamérica enfrenta un fuerte déficit estructural de gas natural, que se traducirá en crecientes importaciones de GNL, proveniente de otras regiones. Diversas iniciativas y prospectos tendientes a incrementar la producción, empezarán a madurar a fines de la presente década; sin embargo, no será sino hasta la siguiente cuando se incorporará gas de Alaska y de la cuenca del Mackenzie a la oferta regional. La contribución de fuentes no convencionales de gas —de arenas de baja permeabilidad y de cuencas carboníferas— crecerá de manera importante en Estados Unidos y Canadá, estimulada por los altos precios del gas. Su costo también tenderá a subir, si bien nuevas tecnologías podrán temperar dicha tendencia. En Estados Unidos, el gas no convencional pronto se convertirá en la principal fuente de suministro interno.

La producción estadounidense de gas natural ha permanecido estancada en los últimos cinco años, puesto que la marcada declinación de las cuencas productoras tradicionales pudo compensarse con la aportación creciente de fuentes no convencionales y de campos localizados en aguas profundas del Golfo de México, así como en las Montañas Rocallosas. A partir de 1986, la creciente brecha entre la producción y el consumo ha sido cubierta principalmente con importaciones provenientes de Canadá. Entre aquel año y 2003, tres cuartas partes del incremento en el consumo de Estados Unidos fueron satisfechas con gas canadiense. En dicho periodo, la producción de Canadá se duplicó y sus exportaciones se cuadruplicaron. Sin embargo, en 2003, estas últimas cayeron por primera vez en 16 años. El gobierno y la industria canadienses calculan que la producción

de gas tenderá a estabilizarse durante esta década, por lo que las exportaciones caerán gradualmente.

El balance de gas en México ha contribuido también al déficit regional. La demanda nacional de gas crece rápidamente, mientras que la producción declinó a partir de 1999, aunque tuvo un modesto repunte desde 2003. Estas tendencias divergentes se han traducido en una expansión sin precedentes de las importaciones de gas natural, y todo parece indicar que México seguirá siendo un importador neto de este combustible, cuando menos durante el resto de este decenio. En 2005, las importaciones realizadas por Pemex ascendieron a 766 MMpcd y, si se agregan las importaciones de terceros, se superó el umbral de los 1000 MMpcd. Esto significa que cerca de un tercio de las ventas internas de gas son importadas por ductos de Estados Unidos.

Norteamérica cuenta con importantes recursos gasíferos —convencionales y no convencionales, en cuencas maduras y en nuevas fronteras—, que deberá desarrollar en los próximos años. Tendrá que descubrir nuevos yacimientos y explotar más eficientemente los ya conocidos, mediante la aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas productivas. Será necesario construir grandes gasoductos que atraviesen regiones inhóspitas y ambientes frágiles. Todo esto tomará tiempo y requerirá cuantiosos recursos financieros. Mientras maduran estas oportunidades, será indispensable construir oportunamente infraestructura marítima e instalaciones de regasificación que permitan importar volúmenes crecientes de GNL. Éste tendrá un papel clave en la transición a nuevas fuentes propias de gas natural y reducirá el riesgo de tener que recurrir a fuentes de energía menos limpias y de mayor costo.

En 2004, las importaciones de GNL de Estados Unidos ascendieron a 1.8 MMpcd, y el gobierno de ese país pronostica la importación de 6.9 MMpcd de gas licuado en 2010. Prevé también que en 2012 éstas superarán a las provenientes por ducto de Canadá. Los balances de gas, subyacentes en estos pronósticos, suponen una reducción de las exportaciones de gas a México a partir de 2007, cuando el país comience la importación de GNL. Asimismo, asumen importaciones de gas y electricidad de Baja California, originadas, a su vez, en importaciones de GNL en la península. Estos cambios en el volumen y dirección de flujos comerciales requieren la construcción de plantas de regasificación en Estados Unidos, en México y, posiblemente, en la costa oriental de Canadá. Actualmente, Estados Unidos cuenta con cuatro terminales marítimas con capacidades de carga base y pico diarias de 2.6 y 3.7 mMMpc, respectivamente. En el 2005, éstas aumentaron a 3.5 y 4.6 mMMpc, y se preveían nuevas expansiones entre 2006 y 2007. En México, se construye una planta en Altamira, con capacidad inicial de

500 MMpcd; también se han autorizado otras dos con capacidad de proceso inicial de 1.7 mMMpcd. Otros proyectos, tanto en Estados Unidos como en Canadá, se hallan bajo consideración. En México se evalúan diversos proyectos en ambos litorales.

La formación de precios

La arquitectura del sistema de precios del gas de México es relativamente sencilla: la referencia básica es el precio que rige en el sur de Texas. Éste es el mercado relevante para los principales centros de producción y consumo de México. El sur de Texas constituye el mercado y la fuente marginal del gas que fluye por la red troncal mexicana. Durante largo tiempo, el principal punto de arbitraje del gas, donde físicamente confluía gas proveniente del sureste del país con el de Burgos y del sur de Texas, estaba en Los Ramones, cerca de Monterrey. Aquí se igualaban los precios del gas proveniente de ambas direcciones. Bajo la metodología inicial de la CRE, el precio en la frontera de Reynosa se igualaba a las cotizaciones del sur de Texas. A dicho precio se agrega el costo regulado del transporte a Los Ramones y se le resta el costo acumulado del transporte a Ciudad Pemex, punto de origen del gas del sureste de México. Al precio en esta plaza, se suman las tarifas autorizadas de transporte a lo largo de la red de gasoductos, para calcular los precios en todos los puntos de venta. Existe un punto de arbitraje secundario en Chihuahua, donde confluye el gas del oeste de Texas y de Los Ramones. Los precios del productor obedecen a la misma lógica. Al precio en las plantas de proceso, se resta el costo de transporte al campo de producción y se les acredita el precio de los líquidos, valuados en Mount Belvieu, cerca de Houston, para definir el precio productor del gas húmedo. La estabilidad del punto de arbitraje es fundamental para la definición del nivel de precios del gas en la costa del Golfo, así como en el centro y sureste del país. En la medida que el gas ha fluido al sur de Los Ramones, el punto de arbitraje se desplazó en esa dirección y los precios en el centro y sur del país deberían aumentar. Esta migración del punto de arbitraje tiene como límite Cempoala, Veracruz, donde se bifurca al Altiplano el gas que fluye hacia el norte. El movimiento del punto de arbitraje no modifica el precio en Monterrey ni en el norte del país.

La construcción del sistema de precios del gas natural tuvo como punto de partida los precios al consumidor, no la estructura de costos. Los primeros sirvieron de referencia para la estructuración de los demás precios de la cadena del gas, incluyendo los precios del productor. De esta manera,

se garantiza coherencia y competitividad de las diferentes fases de la industria. Se logra también que el Estado capte, a través de Pemex, la renta económica que resulta de costos de extracción relativamente bajos. La regulación de las ventas de primera mano resta todo poder discrecional a Pemex en la fijación del precio. Corresponde a la CRE la aprobación de los términos y condiciones a que deben sujetarse las ventas de primera mano del gas y expedir la metodología para la determinación de los precios. Ésta debe reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas, respecto de los mercados internacionales relevantes. De esta manera, los principios básicos en los que descansa el régimen de precios regulados del gas natural son claros.

La CRE ha realizado una serie de ajustes parciales, no siempre consistentes con el mecanismo de formación de precios, que afectan severamente su integridad. El resultado ha sido una brecha creciente entre precios regulados y costos de suministro alternativos. El problema principal es la fijación artificial y arbitraria del punto de arbitraje en el ducto troncal norte-sur; punto donde efectivamente confluyen corrientes del norte con las que provienen del sur. La ubicación de este punto se desplazó al sur, al aumentar los requerimientos de importación. Este hecho no ha sido reconocido por la CRE para evitar el aumento de precios que este desplazamiento supone; tampoco ha reconocido plenamente otros ajustes menores en los costos de transporte en el sur de Texas, ni en los de interconexión con el sistema de ductos estadounidense, que inciden sobre el precio de referencia en la frontera de Reynosa. Estas distorsiones obstaculizan la importación de gas por parte de particulares. Las conductas del ente regulador y de la autoridad antes descritas restan confiabilidad al régimen regulatorio y la incertidumbre resultante desalienta la competencia potencial.

Alternativas propuestas

La aplicación del principio de que el precio del gas natural debe fijarse en términos de su costo de oportunidad —del costo de suministro alternativo— ha sido cuestionada frecuentemente por los grandes consumidores industriales, quienes insisten en la modificación del mecanismo vigente de formación de precios. Ellos reiteran que no solicitan el otorgamiento de un subsidio, sino que buscan fórmulas que establezcan niveles de precios más bajos que los actuales. Hacen referencia a lo que sus representantes denominan *precio México*. Entre las propuestas destaca una variante del mecanismo vigente que plantea la conveniencia de asumir que el país es un exportador

neto de gas natural a Estados Unidos. Bajo estas condiciones, se tomaría como referencia el precio del sur de Texas, al que se restaría el costo del transporte a cualquier otro punto de la red nacional de gasoductos. En términos más precisos, el punto principal de arbitraje se situaría sobre la frontera en Reynosa, en lugar de Los Ramones —el punto virtual fijado por la CRE— e incluso más lejos del punto de arbitraje real, ubicado en Cempoala. Este cambio supondría una reducción de 15 centavos por MMBtu en toda la estructura de precios, aunque habría que deducir unos ocho centavos de costos de importación y transporte que la CRE no ha reconocido a Pemex. En cambio, para reflejar plenamente el costo de oportunidad del gas, habría que elevar el precio al sur de Los Ramones en unos 44 centavos.

La propuesta se basa en una hipótesis contrafactual: México sería un exportador neto de gas natural si se hubiera abierto la industria petrolera a la inversión privada, nacional y extranjera. Precisamente esta restricción explica el creciente volumen de importaciones. Los consumidores no tienen por qué pagar por esta limitación impuesta por la política pública. Esta hipótesis y su corolario plantean problemas muy complejos de carácter metodológico y, en términos de las consecuencias de su aplicación, a la formación de los precios del gas natural. En primer lugar, es difícil verificar dicha hipótesis. Supone una discusión de fondo sobre las reservas de gas y el potencial gasífero del país, de perfiles alternativos de producción de petróleo y gas natural, de magnitudes de inversión pública y privada requeridas, así como de regímenes fiscales y concesionarios aplicables; en segundo, resulta difícil segregar el impacto de la política petrolera de otras políticas públicas que afectan la demanda y oferta de gas natural, además de que determinan la balanza comercial de este combustible; tercero, la adopción de precios que no reflejan costos de oportunidad en una economía abierta consolida el monopolio comercial de Pemex y obstaculiza la introducción de competencia, a través de importaciones no reguladas, pues los agentes privados no estarían dispuestos a importar gas para venderlo en México a un precio inferior al de su adquisición. Esto sólo lo haría una empresa monopólica con la obligación del suministro, por lo que la competencia se circunscribiría a regiones fronterizas desatendidas por Pemex. El análisis microeconómico estático tiende a subestimar el costo que tiene evitar la competencia, pues no capta los beneficios dinámicos de su introducción; en cuarto lugar, los precios no regulados del GNL serían superiores a los precios regulados de las ventas de primera mano de Pemex, creando complejas distorsiones; quinto, de adoptarse esta propuesta, se cierra la posibilidad de integrar un solo mercado de gas en Norteamérica. El mercado de gas en México se aislaría, como lo estuvo durante el periodo de la política de sustitución de

importaciones, cuando prevalecieron subsidios generalizados a los combustibles industriales, entre otros y, en sexto y último lugar, el subsidio —la diferencia entre el costo de oportunidad del gas y el precio regulado— tendría que cubrirlo Pemex o trasladarlo a la autoridad fiscal. En ambos casos, un régimen de subsidios generalizado plantea serios problemas a la política pública.

En la búsqueda de mecanismos alternativos para reducir el precio del gas natural, dos especialistas académicos de reconocido prestigio han presentado una propuesta que conviene analizar. Si bien Brito y Rosellón reconocen que la recomendación de una política de precios de gas natural queda fuera del alcance de su estudio, consideran que una fórmula de precios que combine el costo de suministro de GNL a la terminal de Altamira y el precio del gas importado de Estados Unidos sería una referencia más apropiada para la determinación del precio en Ciudad Pemex.¹ Así, el precio de referencia del gas producido en México sería el del GNL antes de ser descargado y el del gas importado por ducto sería el precio efectivo de importación. El promedio ponderado de estos precios sustituiría el actual precio de referencia de Houston.

Brito y Rosellón también argumentan que la metodología de formación de precios que tiene como referencia el precio del gas en el canal marítimo de Houston dejó de ser válida, debido a cambios significativos en las condiciones de este mercado. Señalan que en el pasado el precio del gas en Houston reflejaba su costo de oportunidad. Sin embargo, ahora la fuente marginal del gas es el GNL y su importación se restringe debido a la falta de capacidad de regasificación en terminales del Golfo de México y de la costa oriental estadounidense. Según ellos, estos cuellos de botella generan *cuasi rentas* que se reflejan en el precio del gas en Houston. Dichas distorsiones se transmiten a los precios vigentes en México, mientras se siga utilizando como referencia el precio de Houston. Brito y Rosellón afirman que el costo del gas marginal —el GNL— es del orden de 3.50 dólares por MMBtu, un nivel muy inferior al precio de mercado en Houston y en Henry Hub; se refieren también a un estudio de Hartley y Medlock que sugiere que el precio del gas deberá descender a un nivel de 4-4.50 dólares por MMBtu en un horizonte de cinco a diez años.²

El análisis de Brito y Rosellón de las condiciones del mercado del gas del Golfo de México y de la formación de precios en esta región es factual-

¹ D. Brito y J. Rosellón, "Price Regulation in a Vertically Integrated Natural Gas Industry. The Case of Mexico", *Review of Network Economics* 4 (2005): 75-92.

² Peter Hartley y Kenneth Medlock III, "The Rise World Gas Trade Model" (Palo Alto, Calif.: ponencia presentada en el Energy Modeling Forum Conference on Modeling International Trade in Natural Gas, enero de 2004), 29-30.

mente incorrecto, los pronósticos de precios utilizados por ellos son cuestionables y su aplicación a largo plazo a la determinación de precios de mercado carece de rigor. En primer lugar, el volumen registrado de importaciones en la terminal de regasificación de Lake Charles es inferior a su capacidad instalada de descarga, tan sólo en unos cuantos días del verano de 2003 y 2005 se alcanzó su capacidad pico. Las terminales de Cove Point, Elba Island y Everret tuvieron índices de utilización de capacidad muy inferiores. En 2004, aumentó la utilización de la capacidad, pero aún había espacio para mayores importaciones.

Por otra parte, los pronósticos condicionales de precios obtenidos por Hartley y Medlock a partir del modelo de comercio mundial de gas de la Universidad de Rice son de escasa utilidad para la formación de precios en el corto plazo. La herramienta utilizada es un modelo espacial dinámico de equilibrio general que genera pronósticos para las próximas cuatro décadas y un poco más allá. Un pronóstico exógeno del precio del crudo condiciona el precio del gas, así como la adopción de tecnologías alternativas que tenderán a desplazar el consumo de gas natural a precios relativamente bajos. Al introducir el uso de un precio de referencia virtual, la propuesta de Brito y Rosellón plantea los mismos problemas que la basada en una referencia de exportación también virtual.

Los precios de corto plazo

El aumento del precio internacional del petróleo crudo ha acaparado el interés de los medios y distraído la atención del alto nivel del precio del gas natural en Norteamérica. En junio de 2005, en el mercado de futuros de Nueva York, la cotización del gas natural para entrega fue de 6.68 dólares por MMBtu y la cotización media de los siguientes doce meses fue de 7.25 dólares por MMBtu. La perspectiva del mercado a mediano plazo también es al alza. La cotización promedio para el siguiente lustro es de 6.66 dólares por MMBtu. Estos precios son muy superiores a los observados hasta hace poco. Basta recordar que el precio promedio en 2002 fue de sólo 3.37 dólares por MMBtu.

En Estados Unidos, los precios del gas natural tienden a ubicarse en un intervalo limitado por los equivalentes calóricos de los precios del combustible pesado de bajo azufre y el gasóleo para calefacción. Dentro de este intervalo, los precios del gas se ajustan en función de las condiciones fundamentales de su propio mercado, reflejadas en variaciones de inventarios. Debido a las crecientes diferencias de precios entre estos dos com-

bustibles líquidos, el intervalo de ajuste se ha ampliado, por lo que ha aumentado la incertidumbre y la volatilidad de precios del gas. En estas circunstancias, en las que imperan las del mercado de productos petrolíferos, resultaban significativos los riesgos de un disparo de precios del gas en la temporada invernal de 2006. Era muy probable que aumentara el nivel y la volatilidad del precio del gas, debido a una oferta restringida de éste, a precios altos y fluctuantes del gasóleo para calefacción. Esto explica que las cotizaciones en el mercado de futuros para ese invierno oscilaran en torno a los ocho dólares por MMBtu y que los pronósticos de instituciones financieras y empresas especializadas se situaran entre siete y ocho dólares. A más largo plazo, el costo de producción o suministro de fuentes marginales de mayor costo establece un piso al precio del gas.

Los precios de las importaciones de gas licuado en Estados Unidos se determinan sobre bases y condiciones de corto plazo. Si bien la formación de su precio no es uniforme, los precios de los cargamentos de GNL con autorizaciones de corto plazo están directamente vinculados a los precios internos del gas, específicamente a las cotizaciones de Henry Hub. A diferencia de otros centros consumidores, donde los precios del gas compiten directamente con los del crudo y de combustibles líquidos sucedáneos en el marco de contratos de largo plazo, en Estados Unidos prevalece la competencia de precios del gas contra precios de gas, a raíz de las dimensiones del mercado y de la producción propia, ya que los precios no los regula la autoridad. Así, por ejemplo, los precios del GNL en la terminal de Lake Charles, Luisiana —la de mayor capacidad en ese país—, sigue muy de cerca el precio del gas en Henry Hub, situado a unos cuantos kilómetros. En 2004, el precio de importación de gas por gasoducto fue de 5.81 dólares por MMBtu, el de las importaciones de gas licuado ascendió a 5.82 dólares y el registrado en Henry Hub de 5.85 dólares.

Los contratos de suministro de GNL suscritos por la CFE tienen también como referencia precios internos de Estados Unidos. En el caso de Altamira, se vinculan al precio de Henry Hub, y en el de Baja California, al Southern California Border Average (Socal). En 2003 y 2004, la primera de estas cotizaciones fue, en promedio, de 36 centavos de dólar por MMBtu, superior a la segunda y la relación entre ambas fue relativamente estable. Lo sorprendente es el nivel de precios que la CFE estuvo dispuesta a pagar: Henry Hub + 17 centavos de dólar en Altamira y Socal – 33 centavos en Ensenada. En el primero de estos casos no hay argumentos que justifiquen pagar un precio mayor al de Lake Charles —que tiende a ser unos cuantos centavos menor que el de Henry Hub— y el segundo también parece particularmente alto. Aparentemente, la estrategia comercial seguida por la CFE

en Altamira fue pactar un precio similar al que pagaría en las importaciones por gasoducto. De esta manera, las ventajas del suministro de GNL se capturarían íntegramente por parte de su empresa suministradora. En el caso de Ensenada, el precio pactado fue superior al que se requería para desplazar gas hasta la frontera entre California y Arizona.

La regulación de precios

En la segunda mitad de los noventa, el gobierno mexicano diseñó e inició la construcción de instrumentos e instituciones que permitieran regular el mercado de gas natural. La principal innovación propuesta era la introducción de competencia en un mercado en el que Pemex ejercía un cerrado monopolio comercial. Con este fin, se desarticuló la integración vertical del transporte y distribución del gas natural, con la privatización de esta última función. Asimismo, se abrió a la inversión privada el transporte por gasoducto y también se autorizó la inversión privada en plantas de regasificación de GNL y en instalaciones de almacenamiento. También se eliminaron aranceles y permisos a la importación de gas natural. El límite de estos cambios lo dio la continuidad del monopolio estatal en la producción y procesamiento del gas natural. Se iniciaba así un proceso gradual, con miras a la sustitución del control estatal directo del mercado de gas, con mecanismos de intervención indirecta. La nueva regulación la guiaban los mecanismos de mercado, en la que el Estado se comprometía con un conjunto estable de reglas que gobernarían las relaciones entre las autoridades, la empresa estatal y los particulares, aplicada por una comisión reguladora autónoma.

En enero de 2001, el entonces secretario de Energía asumió arbitrariamente las facultades de la CRE, al fijar el precio del gas por un periodo de tres años. Esta decisión puso en evidencia la falta de compromiso del nuevo gobierno con el marco regulatorio establecido, así como con el propio ente regulador. Demostró también la fuerza de los intereses particulares que habían capturado el proceso de toma de decisiones en materia de precios del gas. Al restablecerse el mecanismo de precios regulados, la CRE había obstaculizado sistemáticamente los ajustes que permitirían reflejar efectivamente los nuevos costos de oportunidad, producto de cambios en las condiciones del mercado. Esta inflexibilidad ha bloqueado la importación directa de gas por parte de particulares. Revela el objetivo gubernamental de controlar el aumento de precios ocurrido en el mercado. A todas luces se trata de un fracaso regulatorio. Es una muestra más de debilitamiento institucional y de decisiones de políticas públicas, al margen de las reglas establecidas.

La llegada del GNL a la red nacional de gas en ambos litorales ampliará el número de puntos de arbitraje, con lo que aumentará la complejidad del sistema de precios. La autoridad está obligada a ordenar mejor la estructura territorial de precios, es indispensable hacerlo para facilitar la realización de intercambios de gas y flexibilizar arreglos contractuales de suministro. Deberá, también, contar con herramientas analíticas que le permitan evaluar la localización óptima de plantas de regasificación, su dimensión y la secuencia de su construcción. Se requieren modelos sofisticados que permitan comprender mejor el impacto de estas instalaciones sobre las redes nacionales de gas y electricidad. Más importante aún, las autoridades deberán dar mayor precisión al papel que desempeñarán los principales actores en el mercado de gas. Sólo así afrontarán los retos que supone su desarrollo futuro.