

Seguridad de suministro del gas natural en México

Adrián Lajous

Los flujos de hidrocarburos entre México y Estados Unidos han contribuido a la seguridad energética de los dos países. Se trata de corrientes comerciales de magnitudes significativas para ambos. México ha sido por muchos años uno de los tres principales suministradores de petróleo crudo importado de Estados Unidos. A su vez, este país ha venido exportando volúmenes importantes de gasolinas y de gases líquidos del petróleo a México. Recientemente nuestro país ha adquirido cantidades crecientes de gas natural en Estados Unidos. No obstante la magnitud de estos flujos, su importancia relativa ha decrecido frente a la rápida expansión del comercio no petrolero entre los dos países. La apertura comercial de México y su codificación en el Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos y Canadá transformaron la estructura económica de México y enmarcan la intensificación de su intercambio de hidrocarburos. La seguridad de suministro en ambas direcciones ha sido una dimensión poco explorada y analizada de este conjunto de flujos de hidrocarburos. Para comprenderla mejor es necesario identificar el papel estratégico específico de estas corrientes en sus mercados respectivos. El análisis de estos suministros debe hacerse en el contexto de consideraciones más amplias de seguridad energética. Esta se define usualmente en términos de la disponibilidad confiable y suficiente de energía a precios razonables. Tradicionalmente, las preocupaciones en torno a la seguridad energética de los países industriales se han referido al suministro de petróleo y, más específicamente, a las consecuencias de una interrupción de los flujos de petróleo crudo que se originan en el Golfo Pérsico. Recientemente, la seguridad de suministro del gas natural ha cobrado mayor relevancia debido a la creciente importancia del gas natural en la matriz energética global, la expansión de las importaciones de gas en los países de la OECD, así como al surgimiento de un mercado global de gas licuado y a la aparición de un déficit estructural de gas en Norteamérica.

Intervención en el Congreso Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética y la reunión de la International Association for Energy Economics, Ciudad de México, 20 de octubre de 2003. El autor es actualmente Investigador Visitante en la Kennedy School of Government de la Universidad de Harvard y fue Director General de Pemex entre 1994 y 1999.

La dependencia cada vez mayor de México en materia de importación de gas obliga a evaluar su vulnerabilidad económica ante incrementos súbitos de precios del gas ocasionados por desequilibrios recurrentes en el balance regional de la oferta y la demanda. Esta nota centra su atención en la seguridad de suministro del gas natural en México. Solo se esbozan algunas consideraciones contextuales respecto a los hidrocarburos líquidos. El análisis se circunscribe al corto y mediano plazos, y hace hincapié en los riesgos de *shocks* de precios asociados a una disrupción imprevista de la oferta. La posibilidad de una alta y creciente dependencia en las importaciones de gas obliga a adoptar una perspectiva de país importador muy distinta a la que se tiene como exportador de petróleo. Este cambio no es fácil dado que México ha sido un país autosuficiente en gas natural, salvo por muy breves periodos.

Producción

La producción de gas natural de México ha venido declinando a partir del año 2000 aunque en el tercer trimestre de 2000 aparecieron señales de recuperación. Sin embargo, la producción aun no alcanza los niveles del primer trimestre de 2001. Este patrón agregado de comportamiento es el resultado de tendencias regionales divergentes. La baja sostenida en la producción de gas asociado en Tabasco y Chiapas ha sido compensada parcialmente con el incremento de la producción vinculado al desarrollo de Cantarell y los aumentos de gas no-asociado registrados en la Cuenca de Burgos y el Estado de Veracruz. La incipiente recuperación estará apoyada por los fuertes incrementos en la perforación de desarrollo en estas cuencas, así como por el descubrimiento y desarrollo de Lankahuasa, frente a Nautla.

Con la información pública disponible es difícil determinar la trayectoria probable de la producción a mediano plazo. Sin embargo, las metas adoptadas por Pemex justifican una cierta dosis de escepticismo. Alcanzar una producción de 7 mil millones de pies cúbicos diarios (mmmpcd) en el año 2006, a partir de una producción del orden de 4.5 mmmpcd en 2003, es un objetivo excesivamente ambicioso. Se trata de un incremento de 56 por ciento en el próximo trienio. En promedio habría que aumentar la producción en más de 800 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) cada año en términos netos. Esta tarea supone un intenso esfuerzo, dada la madurez de las principales cuencas productoras de gas no-asociado. La declinación previsible en algunas regiones; la rápida declinación natural de los campos de la Cuenca de Burgos y la caída observada en la productividad de sus pozos; y el alto costo técnico y la baja aportación de los pozos que se están perforando en Chicontepec, obligan a intensificar la perforación exploratoria y de desarrollo en Burgos y a un aumento excepcional de la producción -tanto terrestre como costa afuera- en Veracruz. Delimitar el campo Lankahuasa es prioritario como es también la construcción de la infraestructura necesaria para llevar, lo más rápidamente posible, el gas de este campo a la red

nacional de gasoductos. Así mismo, la exploración que se lleva a cabo en las estructuras geológicas cercanas a este descubrimiento merece un firme apoyo pues las perspectivas de la producción nacional a corto y mediano plazos dependerán, en gran medida, del éxito que se logre en esta región marina.

Las reservas probadas de gas natural no podrían sostener una producción de 7 mmpcd por mucho tiempo, lo que obliga a desplegar una actividad exploratoria de gran aliento en materia de gas. A ese ritmo de producción, al término de 2006 la relación reservas/producción de las reservas probadas actuales sería de sólo un poco más de 5 años. No debe olvidarse que esta relación fue de 13 años al inicio del presente año y si se agregan las reservas probables alcanza 27 años. Sin embargo, esta última relación desciende a 17 años si se excluye a Chicontepec, región que aporta una amplia proporción de las reservas totales de gas. Por otra parte, algunas de las cuencas gasíferas maduras sólo pueden rejuvenecerse mediante una actividad exploratoria exitosa, así como con la aplicación de tecnología y prácticas de administración de yacimientos que permitan incrementar factores de recuperación del gas. Este es el caso de Burgos, donde se fincan tantas esperanzas, dado que la relación reservas/producción en esa cuenca es actualmente de 5 años. Las limitaciones de esta relación en el análisis de las perspectivas de producción son bien conocidas. En un país poco explorado, como es el caso de México, el nivel y la tendencia de la relación reservas/producción sirven para llamar la atención sobre la necesidad de asignar recursos a la exploración. Afortunadamente, en los últimos dos años Pemex ha incrementado de manera significativa las actividades de exploración, tarea que resulta imperativa en la presente coyuntura.

Demanda

El arte de pronosticar la demanda de gas natural a corto y mediano plazos es muy ingrato. Los modelos empleados incorporan un amplio número de variables que interactúan de manera compleja y dinámica, por lo que su utilidad se reduce ante la presencia de cambios estructurales. Los resultados de estos ejercicios suelen ser rápidamente falsificados por la realidad. En años recientes la demanda real ha tendido a ser menor a la pronosticada. Este ha sido el caso de los pronósticos publicados en las prospectivas a 10 años de la Secretaría de Energía y es probable que en su próxima edición vuelvan a ajustar a la baja la trayectoria de la demanda de gas de los próximos años. Los factores que han contribuido a reducir la demanda pronosticada han sido los siguientes: tasas de crecimiento económico e industrial menores a las supuestas; precios del gas más altos; una mejor comprensión de la relación entre los ritmos de crecimiento de la economía, la demanda de electricidad y la demanda derivada de gas; una menor conversión a gas natural en el sector residencial; y cierta moderación del sesgo tendiente a magnificar los requerimientos de gas. Aun así, en la prospectiva más reciente la demanda de gas natural -excluyendo la del sector petrolero- crece a una tasa media

anual de más de 10 por ciento en los próximos 10 años y de 13 por ciento hasta 2006.

En el futuro la mayor parte del crecimiento de la demanda de gas natural provendrá del sector eléctrico. La instalación de turbinas de gas en plantas de ciclo combinado es la opción tecnológica más atractiva para la generación de electricidad. Su mayor eficiencia térmica, menores emisiones, costos de capital más bajos, plazos de construcción y de arranque más cortos, requerimientos de espacio menores y escalas de planta más flexibles constituyen ventajas importantes respecto a centrales convencionales que queman combustóleo o carbón y respecto a reactores nucleares. Estas ventajas son de tal magnitud que la diversificación de fuentes de energía tiene un costo considerable. El costo incremental de la diversificación puede ser visto como la prima de un seguro que cubre los riesgos asociados al suministro de gas. El análisis de la decisión de diversificar no es sencillo y su resultado depende del contexto en el que ésta se toma. Igualmente difícil es la selección de alternativas. En el caso de México la propuesta de diversificación basada en plantas que queman carbón importado es un tanto sorprendente, dada la dotación de petróleo y el impacto positivo que tiene la absorción de combustóleo en el mercado interno sobre el precio de exportación del petróleo crudo pesado. No obstante, basar la expansión eléctrica casi exclusivamente en ciclos combinados plantea un problema estratégico importante. Respecto a plantas de carbón o combustóleo que cuentan con quemadores duales, los ciclos combinados ofrecen menores opciones de sustitución a combustibles de bajo costo. Desde esta perspectiva, la menor flexibilidad de los ciclos combinados incrementa la vulnerabilidad del sistema eléctrico y hace aún más crítica la seguridad de suministro del gas. En estas condiciones la diversificación de sus fuentes y de sus rutas de suministro cobra importancia.

Importaciones

Si bien no es fácil pronosticar a corto y mediano plazos la demanda y la producción de gas natural, es aun más difícil prever la evolución de las importaciones. Por tratarse de una magnitud residual que resulta de variaciones en dos magnitudes mucho mayores, sus fluctuaciones pueden ser significativas. En el tercer trimestre de 2003 las importaciones de gas natural alcanzaron 770 mmpcd y pronto se superará el umbral de 1 mmpcd. Además, es fácil imaginar las circunstancias que pueden llevar a una mayor dependencia en las importaciones de gas natural en los años venideros. Por estas razones es necesario fortalecer la infraestructura de ductos de transporte, particularmente en el norte y noreste del país y ampliar el número y la capacidad de las interconexiones con el sistema norteamericano de ductos. Es crucial contar con capacidad suficiente y oportuna de transporte y distribución de gas. La puesta en operación de nuevos ductos de la frontera a Monterrey, de Reynosa a San Fernando y de otros de menor tamaño en la región fronteriza deberá ser complementada con la ampliación del gasoducto de

Ciudad Juárez al sur de Chihuahua. Todos estos ductos han sido construidos por particulares o son el fruto de una coinversión con Pemex Gas. Valdría la pena considerar la construcción de un ducto adicional que uniera directamente el norte de Veracruz y el Bajío. Asimismo, es necesario ampliar la capacidad de transporte de los ductos existentes mediante la incorporación de unidades adicionales de compresión. El esfuerzo requerido puede ser hecho por el sector privado. Estas inversiones complementarias aumentarían la confiabilidad de la red nacional de gasoductos y su rentabilidad. Convendrá también construir terminales de regasificación para poder descargar gas natural licuado en ambas costas del territorio nacional.

El rezago creciente de la producción de gas respecto a la demanda interna, así como el plazo innecesariamente largo que tomó la autorización de plantas de regasificación, son el resultado de múltiples factores. Conviene destacar la tardía asignación de recursos al programa estratégico de gas de Pemex aprobado en 1999 y la falta de una política clara con relación al gas licuado. Es posible que hayan incidido en estos procesos la búsqueda infructuosa de alternativas a la inversión pública en la exploración y producción de gas natural, y el deseo de excluir a Pemex de la contratación de gas licuado. Además, compromisos de importación de largo plazo pudieron percibirse como un reconocimiento explícito de la incapacidad de Pemex para incrementar la producción al ritmo requerido. Por otra parte, la contratación de gas licuado a precios vinculados al mercado norteamericano era visto como un futuro obstáculo al deseo de mantener precios preferenciales de gas en México. Estas corrientes cruzadas, y la posición que frente a ellas asumieron los principales actores involucrados, explican en parte la lentitud con la que finalmente se tomaron las decisiones.

La creciente dependencia de las importaciones de gas natural resulta paradójica, dada la amplia dotación de este recurso en nuestro subsuelo. Una perspectiva de más largo plazo permite ver esta situación como un desajuste temporal que eventualmente habrá de corregirse. No obstante, su importancia no debe subestimarse. Las importaciones en los primeros 9 meses del año equivalen a cerca de un tercio de las ventas de gas seco realizadas por Pemex y a casi una quinta parte del consumo total, lo que contrasta con una situación de equilibrio comercial que se alcanzó en 1999. Sin embargo, conviene contextualizar estas cifras en términos de otros agregados relevantes. El valor total de las importaciones de gasolina terminada es superior y las importaciones de gas equivalen a menos de 8 por ciento de las exportaciones totales de petróleo crudo. En términos calóricos, las importaciones de gas en lo que va del año equivalen a 115 mbd de combustóleo. Por otra parte, desde una perspectiva netamente comercial, en el margen puede convenir a México intercambiar petróleo por gas natural, dado el mayor costo de producción del gas no-asociado. Sólo si el precio relativo del gas aumentara sustancialmente se erosionaría esta ventaja comparativa. Sería también el caso si los riesgos de interrupción de los flujos de

gas fueran diferentes a los del crudo. Mientras tanto cálculos de esta naturaleza sirven de antídoto a estrategias autárquicas que pueden resultar muy costosas.

Norteamérica enfrenta un déficit estructural de gas natural muy probablemente irreversible. La producción de las cuencas tradicionales de Estados Unidos y el Occidente de Canadá ya iniciaron su declinación. Algunas cuencas hasta ahora vedadas a la perforación y otras de muy alto costo pueden contribuir a moderar la declinación, así como la explotación de recursos no convencionales. Excluyendo a México, las únicas fuentes incrementales de gas se ubican en Alaska y en el Delta del Mackenzie en Canadá. En este contexto las importaciones de gas natural licuado cobran cada vez mayor importancia. También en este contexto deben ubicarse las importaciones de gas natural de México. El mercado de gas natural de Norte América es el más grande del mundo y el que cuenta con mayor liquidez. Su déficit estructural es relevante debido a que este desequilibrio explica la elevación de precios observada y su creciente volatilidad. La liquidez del mercado es particularmente importante debido a que permite el uso de instrumentos de administración de riesgos con los que se pueden moderar los efectos de esta volatilidad. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el costo de los mismos ha aumentado y su plazo ha tendido a acortarse. En los próximos tres años y medio la única fuente de importaciones para México será el mercado norteamericano. Posteriormente se abre la posibilidad de adquirir gas licuado tanto en la Cuenca del Atlántico como en la del Pacífico. El gas licuado ofrece una alternativa flexible al gas por ducto. Su comercio internacional esta creciendo rápidamente y conforme éste madure se logrará una mayor convergencia de mercados regionales.

Gas natural licuado

Las importaciones terrestres de gas natural desde Estados Unidos aumentarán antes de que pueda revertirse esta tendencia con producción propia y/o con importaciones de gas licuado. Ante el riesgo de no poder incrementar oportunamente la producción al ritmo de la demanda interna, México está obligado a desarrollar ambas fuentes de gas importado. Para ello tendrá que construir terminales de gas licuado y plantas de regasificación en ambos litorales. Los nodos seleccionados son los puertos de Altamira y de Lázaro Cárdenas. Ambos alimentan el sistema nacional de gasoductos. El primero surtirá el centro de Veracruz y la región de Monterrey, y el segundo enviará gas al Bajío con lo que desplazará dinámicamente gas en dirección del Valle de México. En el Noroeste del país se desarrollarán instalaciones de gas licuado en Baja California Norte para suministrar a esta región aislada de la red nacional y, posiblemente, al Sur de California. Un buen número de permisos para la construcción de estas instalaciones fue otorgado y en Altamira se inició ya la construcción de una terminal. Esta infraestructura dará mayor flexibilidad al suministro de gas y contribuirá, si bien en forma modesta, a crear una capacidad de almacenamiento

hasta ahora inexistente en el país.

El mercado de gas licuado en la cuenca del Atlántico está madurando rápidamente. Las principales fuentes de abastecimiento son Trinidad, África Occidental y el Norte de África. Comienzan a fluir cargamentos esporádicos del Golfo Pérsico, si bien su destino natural es el Lejano Oriente. Eventualmente Venezuela desarrollará proyectos de gas natural licuado. Quizá la principal fuente de incertidumbre en este mercado la constituyen los obstáculos a la construcción de nuevas instalaciones de regasificación en Estados Unidos. Esta situación contrasta con el creciente número de instalaciones de este tipo en la Península Ibérica y, desde luego, en Japón y Corea. En la costa asiática de la Cuenca del Pacífico se cuenta con un amplio mercado de gas licuado, mientras que en California no se ha podido construir una sola unidad de regasificación a pesar de los múltiples proyectos de suministro que están surgiendo en Sakhalin y Australia, Bolivia y Perú. Una vez que pueda descargarse gas licuado en este hemisferio, la ampliación de la oferta del Medio Oriente tenderá a desplazar gas del Pacífico hacia la costa norteamericana.

Los requerimientos de importación de gas licuado de Estados Unidos y el rezago en la ampliación y construcción de plantas de regasificación en ese país ofrecen a México interesantes oportunidades. La más importante de ellas es que permiten reducir los riesgos de contratación de suministros de gas licuado a largo plazo. En la medida en que México cuenta con producción de gas no asociado cerca de la frontera con Estados Unidos puede vender este gas a un precio relacionado con el imperante en el mercado de Henry Hub. Asimismo, comprará gas licuado con base en la misma referencia. Las diferencias entre el precio de importación y el de exportación acotan el riesgo de precios de los contratos de importación de gas licuado en Altamira. Las cotizaciones del contrato de futuros en Henry Hub son la referencia obligada de los principales instrumentos de administración de riesgos de precios, lo que facilita su utilización. En el caso de Lázaro Cárdenas, conviene recordar que las cotizaciones del gas entregado en este puerto se ubican entre las más altas del país, lo que aumenta la viabilidad del suministro de gas licuado y permite, en principio, obtener precios más bajos. En Baja California los precios estarán determinados por el de las fuentes alternas de suministro del mercado del Sur de California. En estas condiciones México podría captar un parte de la renta regulatoria generada por las restricciones a la construcción de plantas de regasificación en la costa californiana, sin sacrificar normas ambientales y de seguridad. El acceso a la Cuenca del Atlántico y a la del Pacífico ubica al país en una posición privilegiada para aprovechar cambios en la competitividad relativa de los dos mercados. A mediano plazo es posible que se genere una situación de oferta excedente en el Pacífico de la que México podría beneficiarse.

Precios

Todo parece indicar que en Norteamérica ya terminó la era de bajos precios del gas natural. Una vez agotada la oferta excedente de gas que por algunos años prevaleció en Estados Unidos, el precio del gas natural aumentó sensiblemente y su comportamiento se ha vuelto cada vez más volátil. Cuando una mercancía cuya oferta es inelástica en el corto plazo se produce al límite de su capacidad, cualquier fluctuación imprevista en el volumen demandado se traduce en fuertes fluctuaciones de precios. Actualmente, en los mercados al mayoreo de Estados Unidos la volatilidad de los precios del gas es superior a la del petróleo y sus derivados, si bien menor a la de la electricidad. El nivel de los precios del gas en ese país es superior al que prevalece en otros países industriales cuyos precios no son fijados por la competencia en su propio mercado, sino indirectamente, en función del precio de combustibles líquidos sucedáneos. En Estados Unidos, las fuentes marginales de gas natural -actualmente gas licuado de Qatar y gas de alto costo de las Montañas Rocallosas- suponen precios que convergen en torno a los 4.50 dólares por millar de pies cúbicos (mpc). El costo del gas Ártico será sensiblemente mayor. Hay que considerar también las restricciones y estrangulamientos que enfrentan los sistemas de suministro en algunas regiones y en diversas fases de la cadena productiva. Estas incidirán también sobre el nivel y variabilidad de los precios.

Precios altos y volátiles de gas plantean severos problemas para la economía mexicana. Una buena parte de la planta industrial fue diseñada y construida bajo el supuesto de bajos precios del gas. Su localización se hizo en condiciones en las que prevalecía un precio nacional uniforme que no consideraba costos de transporte. Por muchos años se subsidiaron de manera generalizada los combustibles industriales. Estos subsidios fluyeron principalmente a los grandes consumidores, dado el alto grado de concentración de la industria intensiva en el uso de energía y, específicamente, de gas natural. Han pasado 10 años desde que se adoptaron precios internos del gas que buscan reflejar costos alternativos de suministro en una economía abierta. El sistema de precios productor, y los precios de transferencia al interior de Pemex, se diseñaron bajo estos principios básicos. El marco regulatorio que se estableció en la segunda mitad de los años noventa hizo suyos estos mismos principios de formación de precios. Durante este plazo no toda la industria llevó a cabo los cambios y ajustes exigidos por las nuevas circunstancias. Muchos industriales mantuvieron las esperanzas de que las autoridades sustituyeran el nuevo sistema de precios, que simulaba los que imperan en el mercado, por uno que les otorgara precios preferentes. Algunos de ellos prefirieron esta posibilidad frente a la ventaja que suponía que el Estado dejara de intervenir directamente en la determinación del precio del gas natural. Otros más se escudaron en los problemas reales de ajuste de consumidores medianos y pequeños para exigir un mejor trato en materia de precios. La solicitud de precios preferenciales para apoyar la competitividad de la industria mexicana

olvida que algunos de nuestros principales competidores en Asia son países importadores de gas licuado que pagan precios mayores a los que prevalecen en Norteamérica. Un análisis riguroso de las fuentes y determinantes de nuestra competitividad internacional seguramente identificaría otras prioridades de política pública.

En el invierno del año 2000, el incremento extraordinario de precios del gas natural en Estados Unidos llevó al nuevo gobierno de México a suspender el proceso de desarrollo y liberalización del mercado de gas. Este había sido larga y cuidadosamente preparado. Fue entonces cuando la Secretaría de Energía fijó el precio del gas en 4 dólares el mpc por un período de 3 años. Hasta ahora el precio de referencia previsto en la regulación ha sido, en promedio, sólo 4 centavos de dólar mayor, lo que se ha traducido en un subsidio de unos 90 millones de dólares. Sin embargo, las repercusiones de esta intervención directa de la autoridad en la formación del precio del gas natural han sido sustantivas, principalmente en términos de oportunidades perdidas. En este periodo Pemex Gas se vio obligado a subsidiar directamente, y en forma generalizada, a los consumidores de gas natural, tarea que no le corresponde. Si el Estado decide otorgar subsidios específicos está en su pleno y legítimo derecho. Pero conviene que estos sean transparentes y orientados a fines específicos. El que los subsidios no hayan sido de mayor magnitud es sólo producto del azar, al igual que la posibilidad de que Pemex Gas haya cubierto buena parte de este subsidio con ganancias obtenidas en el mercado de futuros. Estas circunstancias no justifican retrospectivamente la medida adoptada.

La decisión tomada impidió la competencia en un mercado que había sido preparado para introducirla a través de la importación de gas por los particulares. Pemex habría reducido su participación de mercado sin perder volúmenes de venta de su propio gas. Esta reducción hubiera podido ser rápida y significativa. De una participación del 100 por ciento en 1999 podría haber caído a una de 66 por ciento en el presente año. Si bien Pemex Gas continuaría siendo el actor dominante en este mercado hubiera tenido que enfrentar un número creciente de competidores. Esto habría alentado el desarrollo de su capacidad competitiva y afinado sus habilidades comerciales. Las principales fuentes de sus utilidades -el procesamiento de gas natural- no hubieran sido afectadas ni tampoco sus ingresos por el transporte de gas sujeto a tarifas reguladas. Inclusive, no resulta claro que sus márgenes comerciales habrían disminuido sensiblemente. El proceso habría sido relativamente indoloro para Pemex Gas y fácil de gestionar para el ente regulador. Este último se vio debilitado por la intervención directa de la Secretaría, quien con esta medida limitó el desarrollo de una institución joven de reciente creación. En cambio, la introducción de la competencia habría permitido probar y contraponer a un sistema de precios regulados que buscaba simular soluciones de mercado con precios no-regulados de las importaciones. La disciplina de la competencia hubiera obligado a afinar el régimen de precios regulados.

Próximamente, la Secretaría de Energía decidirá si permite que el precio del gas natural se fije nuevamente de acuerdo a las reglas establecidas en el marco regulador o si continuará fijando el precio de manera directa. El tiempo, intereses particulares miopes y el nivel actual de precios, así como su probable comportamiento estacional, militan en contra de una solución de mercado. Optar por esta última supone una visión de más largo plazo que considere las ventajas de que sean los particulares quienes importen directamente el gas en competencia con Pemex. Lo que realmente está en juego es el fin del monopolio comercial en materia de gas natural y la creación de un mercado regulado. El contrato de gas licuado suscrito por la CFE fue un importante paso en esta dirección y marca la intención de un actor principal de fortalecer su capacidad comercial en la adquisición de combustibles industriales. La introducción de la competencia en el mercado de gas permitirá experimentar de manera controlada con procesos de liberalización comercial que podrán ampliarse más adelante a los mercados de otros combustibles, empezando por los utilizados por la industria. Todo lo que tiene que hacer la autoridad es dar por terminado el programa actual de precios fijos. Por su parte, el ente regulador tendría que emitir una directiva que limite progresivamente el volumen neto de gas que Pemex podrá importar hasta que este descienda al 66 por ciento, por ejemplo. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) tendrá entonces que recalibrar su metodología de formación de precios y tarifas para asegurar la competencia. Deberá también promover activamente el uso de instrumentos de administración de riesgos de precios para mitigar el impacto de su volatilidad.

La CRE ha hecho una serie de ajustes parciales, y no siempre consistentes, al mecanismo de formación de precios que afectan 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 –el punto donde efectivamente confluyen corrientes del norte con las que provienen del sur. La ubicación de este punto se ha desplazado sistemáticamente 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. La CRE tampoco ha reconocido plenamente otros ajustes menores en los costos de transporte en el sur de Texas, y en los de interconexión con el sistema de ductos norteamericano, que inciden sobre el precio de referencia en la frontera de Reynosa. Estas distorsiones obstaculizan la importación de gas por 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. Debilita también a la CRE. Por otra parte, la utilización de instrumentos de administración de riesgos se ha visto limitada por la acción asimétrica de las autoridades. Estas han manifestado una propensión a asumir el costo de las alzas de precios y a conceder beneficios cuando los precios bajan. Este comportamiento elimina los incentivos

para que las empresas consumidoras acudan directamente a los mercados de futuros a cubrir riesgos de precios.

En suma, la seguridad de suministro de gas natural importado se verá fortalecida mediante la diversificación de fuentes, rutas de transporte y agentes económicos; el fortalecimiento del sistema de gasoductos de México y sus interconexiones con la red norteamericana; la construcción de plantas de regasificación; y la construcción de capacidad de almacenamiento. El marco regulatorio vigente permite y promueve la inversión privada en estos rubros. Se ha avanzado en todos menos en uno de ellos. Restablecer y calibrar el régimen de precios regulados alentará la competencia y esta, a su vez, contribuirá a una mayor confiabilidad del suministro de gas natural. El Estado podrá reasignar recursos del transporte, almacenamiento y comercialización del gas a las actividades reservadas de producción que permiten reducir la dependencia en las importaciones. Con ello estará contribuyendo también a la seguridad de suministro del gas natural a más largo plazo.
