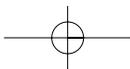
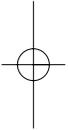
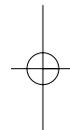
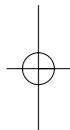
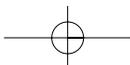


ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS PARA EL SIGLO XXI





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
COORDINACIÓN DE HUMANIDADES
CENTRO DE INVESTIGACIONES SOBRE AMÉRICA DEL NORTE



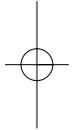
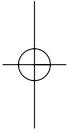
ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS PARA EL SIGLO XXI

Rosío Vargas
José Luis Valdés Ugalde
(editores)



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
Centro de Investigaciones sobre América del Norte
México, 2006





Portada: Patricia Pérez

Primera edición, diciembre de 2006

D.R. © 2006 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

CENTRO DE INVESTIGACIONES SOBRE AMÉRICA DEL NORTE

Torre II de Humanidades, pisos 9 y 10

Ciudad Universitaria, 04510, México, D.F.

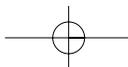
Tels. (52 55) 5623 0300 al 09

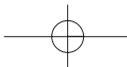
<http://www.cisan.unam.mx>

cisan@servidor.unam.mx

ISBN: 970-32-3472-0

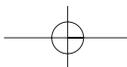
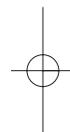
Impreso en México / Printed in Mexico

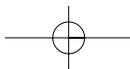
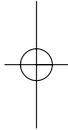
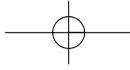




ÍNDICE

Introducción	9
<i>Rosío Vargas</i>	
El mercado de gas natural y su regulación	23
<i>Adrián Lajous</i>	
La determinación de los precios del gas natural	35
<i>Daniel Flores Curiel</i>	
Perspectivas del gas natural en América Latina	51
<i>Francisco Figueroa de la Vega</i>	
Diagnóstico de las fuentes renovables de energía en México: obstáculos y perspectivas	77
<i>Rubén José Dorantes Rodríguez</i>	





INTRODUCCIÓN¹

El contexto petrolero internacional

El escenario internacional ofrece evidencias claras de que la producción de petróleo ha iniciado su declive. La situación no debería sorprendernos, pues desde que se empezó a usar en el mundo, se ha consumido 24 por ciento del petróleo recuperable. A escala mundial, desde 1985, el petróleo descubierto es menor que el que se extrae cada año, esto significa que, desde entonces, se reducen los recursos, por lo que a las actuales tasas de consumo las reservas conocidas no podrán extenderse un horizonte mayor de cuarenta años. Los nuevos proyectos de infraestructura petrolera, mayores a 500 millones de barriles, son pocos. Se calculan tres proyectos “grandes” para el 2008, mas no se ha previsto ninguno para el 2009. La exploración petrolera se realiza en regiones cada vez más remotas, donde los costos de producción se encarecen. Respecto de los encontrados en el pasado, los yacimientos son de menores dimensiones, además de la menor calidad del crudo que proviene en un 60 por ciento de campos maduros. Estas cifras apuntan a un escenario de producción que tiende a deteriorarse a medida que la explotación se acerca a su punto máximo, para luego empezar a declinar, situación que los geólogos calculan que ocurra entre los años 2007 y 2015.

La visión convencional, sostenida por agencias internacionales y departamentos de energía, la Agencia Internacional de Energía (AIE) y otras organizaciones, considera que las reservas mundiales son vastas, noción muy cuestionable actualmente, incluso en el caso del Medio Oriente.

Al igual que en otros momentos históricos de crisis energética, el mercado petrolero no cuenta con capacidad de producción excedente. Pese a que la OPEP ha incorporado a la oferta mundial un millón de barriles para amortiguar el alza en los precios, no ha podido detenerlos. De igual manera, los

¹ Agradecemos los valiosos comentarios a este texto de Antonio Gershenson, así como el apoyo técnico de Dagoberto González Martínez.

países de la OPEP producen a pleno rendimiento, y fuera de la organización la producción también opera al máximo.

En México, se anuncia algo semejante: Pemex sólo reconoce problemas técnicos, aunque no geológicos. Cantarell, nuestro yacimiento petrolero más importante, ha iniciado su declive. Los activos del litoral de Tabasco, Ku Mallob Zaap, no serán suficientes para contrarrestar la caída de Cantarell. Chicontepec, los prospectos de aguas profundas y Lakanhuasa se enfrentan a enormes retos económicos y financieros. La situación decreciente de los recursos energéticos mexicanos queda de manifiesto en las cifras de sus reservas petroleras. De 44 años de producción en 1996, las reservas probadas nacionales cayeron a once años en 2005. En las regiones marinas, de donde provino el 83.6 por ciento de la producción nacional en el 2004, la baja en enero de 2005 fue de 33 a 9 años. La producción nacional de crudo empezó a decaer en septiembre de 2004.

Asimismo, la otra parte de la ecuación, la demanda mundial, ya ha alcanzado los 84.4 millones de b/d. El desbalance del mercado internacional, que se traduce en la escasez del recurso, se evidencia en el precio del energético. La cotización del barril de petróleo en septiembre de 2005 alcanzó los 69 dólares por barril. La mezcla mexicana llegó a cotizarse en 52 dólares por barril. Todos los tipos se encuentran bajo presión alcista, sobre todo los ligeros.

Ante un escenario como el anterior, se exacerbarían las acciones beligerantes de las potencias para apropiarse los recursos petroleros remanentes. La guerra preventiva para controlar reservas petroleras es un hecho con la invasión a Irak. El control de los recursos es importante para mantener posiciones, sobre todo en el caso de Estados Unidos, por ser el pivote de su hegemonía mundial y tener este recurso un carácter estratégico. Antes de que los países lleguen al nivel de confrontación y de que la declinación de los recursos fósiles encarezca más su precio en los mercados internacionales, es prioritaria una evaluación sobre otras posibilidades energéticas diferentes al petróleo. En virtud de la gama de alternativas existentes internacionalmente, en este volumen decidimos centrarnos en algunas de las energías más importantes en Estados Unidos y México, como parte de una discusión que apenas comienza en la que todavía habrá mucho por decir.

El gas natural mexicano

En términos generales, ha aumentado la importancia mundial del gas natural. De tener una participación marginal, se ha convertido en un combustible que se transporta a través de grandes distancias hasta su lugar de consumo.

Por lo anterior, se espera que en los próximos treinta años su demanda se duplique y dicho energético ocupe el lugar del petróleo.

Con la importancia del gas natural, surge la necesidad de evaluar sus posibilidades y limitaciones. Su impacto más benigno sobre el medio ambiente frente al petróleo y el carbón, así como la utilización de las plantas de ciclo combinado en la generación de electricidad, claves en la incorporación del sector privado a la generación eléctrica, dan cuenta de la relevancia del gas natural en la oferta energética nacional; sin embargo, la producción se encuentra prácticamente estancada y las importaciones son crecientes.

Una vez introducidos los cambios en el modelo energético al incorporar los ciclos combinados y alentar la demanda de gas en otros sectores de la economía, surge la duda sobre las bondades del recurso, debido a su elevado consumo y a la dependencia estratégica de las importaciones de gas natural, frente a las restricciones para satisfacer la demanda con producción nacional. Hoy nos enfrentamos a la dependencia de las importaciones, el alza en el precio y un horizonte poco claro de las reservas gaseras:

- Con la insuficiente producción nacional de gas natural y el creciente uso en la generación de electricidad, especialmente por la decisión de depender casi en su totalidad de la nueva capacidad instalada en plantas de gas natural, pertenecientes a empresas privadas, el 38 por ciento del consumo de este energético provino en 2004 de Estados Unidos. Estas importaciones, más de una cuarta parte, las realizaron directamente particulares, sobre todo en instalaciones ubicadas en la frontera norte.
- Si la situación de dependencia es grave a nivel nacional, en Baja California es alarmante: no hay gasoductos desde el interior del país y el cien por ciento del gas natural que se consume es importado. Además, en alguna medida, este combustible ha desplazado en el consumo doméstico al combustóleo en la generación de electricidad y se ha vuelto indispensable para la mayoría de las actividades. Ante este panorama, México importará volúmenes significativos de gas natural en los próximos años.
- La demanda generada se avivó bajo el pretexto de que era la fuente más barata para producir electricidad. Sin embargo, las cifras de la Agencia Internacional de Energía (AIE) lo desmienten año con año. Las reservas de gas mexicano han caído por cambios en la metodología de su estimación. Éstas pasaron de 49 a 9 años de la producción anual, en 2004. Por regiones, las marinas y las del norte cuentan con reservas equivalentes a siete años de la producción respectiva, y la región sur, doce años. Si bien se admite un potencial, las reservas se consideran más bien maduras.

Al igual que en el resto de América Latina, en México se requiere la evaluación de los recursos gaseros probables, además de determinar sus costos incrementales. La pertinencia de calcular el potencial del recurso no sólo obedece a consideraciones macroeconómicas, sino también tiene que ver con criterios empresariales, por ejemplo, el horizonte de explotación y el agotamiento del recurso, como parte de un plan de negocios.

Las causas de la caída en la producción del recurso gasífero, como bien señala Francisco Figueroa en su artículo, incluido en este volumen, radican en la falta de inversiones y la escasez real del recurso. Aunque en México las evidencias sugieren la combinación de estas dos razones, la política gubernamental intenta explicar el problema de la oferta insuficiente en la falta de inversiones. Hoy en día, esto no parece suficiente, pues debería incorporarse el argumento geológico al debate, así como el horizonte de agotamiento de los recursos como prospecto para las inversiones. Es prioritaria una evaluación realista sobre el verdadero potencial.

En el resto de América Latina, destacan las reservas de la Comunidad Andina y, en particular, las venezolanas como las más importantes. Ante un panorama poco optimista en cuanto a la oferta total en América del Norte, es previsible que los recursos de Perú y Bolivia se volverán indispensables para México, en caso de seguir apostando al gas natural como fuente privilegiada en su sector eléctrico.

La integración energética con América del Norte y el problema de la soberanía mexicana

El déficit de gas —no sólo en México, sino en toda Norteamérica— obliga a una revisión del potencial del recurso en términos de perspectivas. Así, en tanto que México importa el gas natural de Estados Unidos, éste a su vez lo hace de Canadá. Igual que Estados Unidos llegó a su límite de producción en los 48 estados contiguos, sucede en Canadá, ya que sus reservas cayeron de 35 años de producción a nueve años en la actualidad, situándose en horizontes de temporalidad similares a los estadounidenses. México se amolda a la integración del mercado del gas natural en América del Norte. Ésta es la razón detrás de la idea de liberalizar el mercado del gas en México. Sin embargo, cuando se inició la desregulación de esta industria, no se contempló la posibilidad de este déficit estructural. Este último ha contribuido a elevar los precios, y los ha hecho volátiles en la región, lo que lleva a contemplar la posibilidad de un sucedáneo, como la opción del gas natural licuado (GNL), a medida que la producción de los campos gaseros en Norteamérica empieza a declinar.

Si bien las teorías de las relaciones internacionales señalan que la integración económica a la par de sus bondades tiene una cuota en términos de pérdida de soberanía para los países que se adhieren, esto no parece ser suficientemente reconocido, y menos aún ponderado, por sus promotores. En México, los costos de la integración en relación con la soberanía surgen como debate con la construcción de las plantas de regasificación en la frontera norte, pero en realidad éste no se ha abordado con profundidad a nivel nacional. Vinculadas a la industria eléctrica, estas plantas de GNL desempeñarán el papel de receptoras del gas procedente de otras latitudes, para regasificarlo y reenviarlo a territorio estadounidense, que sólo cuenta con cuatro plantas de este tipo en su territorio continental. Uno de los argumentos para ubicar dicha infraestructura en México (tres plantas) se centró en los menores costos ambientales resultantes del impacto en la generación de electricidad para las empresas estadounidenses (Shell-Sempra y Chevron-Texaco), la razón se relacionaría con el gran temor que prevalece en Estados Unidos ante la posibilidad de un ataque terrorista a este tipo de infraestructura. Un suceso de esta naturaleza tendría como blanco plantas nucleares o plantas de regasificación; lo que explicaría el gran interés de los estadounidenses en “proteger” la infraestructura energética mexicana. Además de las respectivas preocupaciones con el terrorismo, la ubicación de las plantas ha enfrentado muchos problemas políticos con las comunidades y gobiernos estatales, prácticamente en todo el territorio estadounidense,² excepto en la costa del Golfo. La hipótesis sobre las razones para ubicarlas en México se fortalece en la medida en que las plantas de GNL en la frontera se consideran parte de la infraestructura estratégica de Estados Unidos y están encaminadas a fortalecer su seguridad energética.

La determinación de precios del crudo y el gas natural

Asociado a la producción y abastecimiento de gas natural está el problema de los precios del hidrocarburo, su volatilidad y el asunto de su formación o determinación. Además de fluctuar bruscamente en diferentes momentos, los precios del gas natural han tenido una tendencia ascendente. Éstos aumentaron más rápido desde que, a principios de 1999, los precios del petróleo crudo subieron. La tendencia ascendente, tanto en el caso de los precios del crudo, como del gas, se acentuó con la invasión a Irak, sobre todo a partir de la segunda mitad de 2003. Situación que la prensa internacional

² Síndrome Nimby (*Not in my backyard* o “No en mi patio trasero”).

asoció con la inestabilidad en el país y el conflicto en el Medio Oriente, sin reconocer la naturaleza de un problema estructural que apenas se vislumbra. Si bien hasta 1998 los precios oscilaban en torno a los dos dólares por millón de Btu, entre 1999 y la primera mitad de 2003 aumentaron a cuatro dólares, y desde entonces han estado cerca de los seis dólares. Esto sucede con una tendencia al alza muy marcada, lo que probablemente elevará esa cifra en pocos meses. Más aún, no se avizoran las posibilidades de revertir dicha tendencia, no sólo en lo que respecta a México, sino en el conjunto del mercado de América del Norte del que forma parte.

Si bien es claro que el alza en los precios refleja un problema de escasez en la región, en el caso de México, se añade un problema regulatorio, asociado a la determinación de precios que impacta desfavorablemente a varios sectores de su economía y, por supuesto, al consumidor. Por considerar importante la forma en que se determinan los precios del crudo y del gas natural, incorporamos los rasgos principales de la metodología utilizada para tal efecto, lo cual da la pauta para entender la problemática que aquí surge.

Del crudo mexicano, algunos medios impresos han sugerido la posibilidad de arreglos poco claros entre Pemex y sus clientes en Estados Unidos, debido a la decisión de la empresa mexicana de reducir en 3 d/b el crudo destinado a este mercado. Esto suscitó el interés por indagar la forma en que se determina dicho precio. En realidad, el proceso parece transparente y sencillo. El aspecto medular de la metodología es que considera la calidad del crudo y su destino, es decir, el tipo de refinería donde se procesará. El mercado estadounidense, el más competitivo para el crudo pesado mexicano, al parecer, es la razón de que la mayor parte de las exportaciones se dirija hacia allá. Sobre todo a las refinerías ubicadas en la Costa Este o en el Golfo de México, que tienen la capacidad para procesar crudos pesados. De esta manera, el valor del crudo mexicano depende de los productos que de él se derivan. El precio resulta de los grados API + el azufre + los residuos de vacío (en unidades de coquización). Para su determinación la metodología utiliza, entonces, un sistema de fórmulas para valorar o tasar crudos.

Desde el punto de vista técnico, la fórmula es incuestionable, no obstante, el precio así establecido no refleja directamente el problema de la "escasez" del mercado, ni las restricciones estructurales por el lado de la oferta, tampoco el desbalance existente respecto de la demanda mundial del hidrocarburo. También soslaya el factor geopolítico o factor riesgo, debido a la incertidumbre en el escenario internacional, así como otros factores de índole económica-financiera que igualmente influyen en los niveles de precio de los crudos marcadores en el mercado petrolero internacional. Elementos que, de ser considerados, influirían en la capacidad de negociación

del país para la cotización de sus crudos. Esta situación refleja, en parte, un México que ve su petróleo sólo como bien comercializable, no como un recurso estratégico.

A nivel nacional, sin embargo, el problema más importante se relaciona con la determinación de los precios del gas natural. Ésta es tarea del ente regulatorio mexicano: la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Ante variaciones en el precio de referencia en el mercado estadounidense (Houston Ship Channel), la CRE ha realizado una serie de ajustes parciales que promueven distorsiones en el precio, obstaculizan la importación de gas por parte de particulares y desalientan la competencia potencial. En vez de establecer un precio que refleje el costo de oportunidad del gas, ha establecido subsidios que sólo plantean mayores problemas a la política pública. El gobierno ha fallado en el compromiso de permitir que la industria del gas se rija por los mecanismos de mercado, a través de un conjunto estable de reglas. Por lo anterior, no sólo es conveniente, sino urgente, crear o reordenar el mecanismo de determinación de precios del gas natural, no por la vía de los subsidios, como lo hace la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), sino con base en los mecanismos regulatorios y de mercado con que se ha comprometido México.

Ante esta falta de compromiso de los entes regulatorios, evidente en la forma en que determinan el precio del gas, surge la pregunta ¿hay algún beneficiario directo?, ¿o responde a objetivos ajenos al mercado del gas? Intentaremos dar una respuesta. Si bien la CRE es la responsable por la metodología utilizada, además de los compradores del gas subsidiado, es la SHCP la que recibe los beneficios económicos, vía los ingresos que recauda en forma de impuestos, o mediante el manejo de los diferenciales entre el precio de referencia del gas natural, el costo nacional de producción y el precio final de venta de primera mano. Una situación similar ocurre con la importación de gasolinas y productos refinados. Otro beneficiario es el grupo en el poder, el cual busca congraciarse con los grupos empresariales y residenciales, a partir del otorgamiento de subsidios al gas, y a la electricidad, que en buena medida utiliza el gas natural para su generación. En este sentido, se hizo pública una propuesta del jefe del Ejecutivo el 12 de septiembre de 2005, que incluye diez medidas en materia energética, dentro de las cuales se contempla la reducción en el precio del GNL de 11 a 6.65 dólares por millón de Btu, así como no aumentar más de 4 por ciento el precio de la electricidad doméstica y el gas LP para el siguiente año.

Otros factores que intervienen en la determinación del precio del GNL en sus fases de producción, transporte y distribución, de acuerdo con el artículo que presenta Daniel Flores Curiel, son la legislación, la tecnología

y las características monopólicas de la industria. Factores que dificultan la existencia de un mercado competitivo.

En el resto de América Latina también hay problemas en la determinación del precio final del gas natural, uno es la existencia de subsidios y de subsidios cruzados por parte de los gobiernos. También existe abuso de poder de las empresas dominantes, sobre todo en la actividad de la distribución de gas natural. La determinación de los precios del gas natural en los principales países latinoamericanos la examina con detalle Francisco Figueroa.

Las fuentes renovables y la eficiencia energética

Hay un cierto consenso en que el gas natural será el combustible más importante en las primeras décadas de este siglo; igualmente se sabe que su horizonte de vida se extenderá no más allá de diez años, después de que inicie el declive del petróleo. Se prevé que su auge sea efímero, en comparación con otros combustibles, como el carbón. La importancia que cobrará su oferta en los balances energéticos nacionales será, sin embargo, considerable, sobre todo en Estados Unidos, bajo la modalidad de GNL.

El gas natural también es un combustible de transición hasta la utilización plena de las fuentes renovables de energía o el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas. El tiempo de la transición es incierto.

Las energías renovables incluyen la hidroelectricidad (aunque igualmente se clasifica como convencional), las minihidráulicas, la geotermia, la biomasa, el viento y la energía solar. Las tecnologías energéticas son una gama más amplia de posibilidades. Rubén Dorantes señala la importancia de las fuentes renovables en el caso de México, pues emerge de la insuficiente oferta interna de combustibles, de un sistema energético obsoleto, de altos costos de producción, del poco énfasis que se otorga al uso final de los energéticos y la poca eficiencia con la que se producen, además de la dependencia tecnológica del sector y, ahora, de la dependencia del gas natural de las fuentes de aprovisionamiento del exterior.

También existe cierto consenso en que los gobiernos deberían diversificar sus fuentes de energía tan rápido como sea posible y con el mínimo daño a la ecología, pero hay una serie de obstáculos para caminar por la vía de los recursos renovables. Las tecnologías renovables necesitan mejores fondos, más investigación, un rápido desarrollo y un mayor despliegue.

En las naciones en vías de desarrollo, las fuentes renovables requieren de importantes subsidios para su pleno aprovechamiento. Los países desarrollados son, hasta ahora, los que mejor afrontan los costos de energías alter-

nativas, ya que éstas se vuelven importantes, como la energía eólica y la solar, en tanto que la tecnología del hidrógeno aún está poco desarrollada y enfrenta altos costos de producción. Por su parte, la tecnología de fusión todavía no supera la etapa experimental. Los biocombustibles (los derivados del etanol e incluso del diésel) tienen un futuro promisorio en el sector transporte y en la alternativa de los transportes híbridos. Con miras a amortiguar el impacto ambiental del calentamiento global, se propone hacer confinamientos para las emisiones de carbono. Una opción considerada como la panacea por su menor impacto sobre el medio ambiente, así como por la posibilidad de hacer uso del carbón, que países como Estados Unidos tienen en cantidades importantes, se refiere a las plantas de energía de ciclo combinado integrado gasificado (IGCC, por sus siglas en inglés). Éstas operan a partir de aplastar el carbón, que se mezcla con vapor para formar un fluido de combustible caliente, denominado syngas, desechando azufre, mercurio y otros contaminantes tóxicos. Cuando el syngas se consume, se libera electricidad, hidrógeno y bióxido de carbono, cuyo destino es la captura y el almacenamiento geológico. Al confinarse las emisiones, la IGCC se vuelve una planta de cero emisiones.

Los desechos orgánicos y el reprocesamiento de basura para generar gas metano también son parte de las propuestas. Incluso la nanotecnología o tecnología de materiales forma parte del debate. Sin excluir la posibilidad del resurgimiento de las plantas nucleares, a partir de la prolongación de la vida de los reactores y mejorar su diseño. Amparada bajo la bandera ecológica resurge la opción de la fisión, alternativa cuestionable, pero de gran fuerza por los grupos de interés que la promueven. Muchas otras propuestas tecnológicas surgen a nivel internacional.

Hay un cambio de actitud positivo hacia los recursos renovables, sobre todo en los países desarrollados. Por ejemplo, en Estados Unidos, los renovables se empiezan a inscribir como un factor que contribuye a la seguridad energética de esa nación. La propuesta no es del gobierno federal, sino de la iniciativa privada, ocupada en dicha actividad. Sin embargo, aquí también existen importantes obstáculos, relacionados con los poderosos grupos de interés que detentan el control de las energías convencionales, apoyados, además, por la administración del presidente George W. Bush, quienes no están dispuestos a dar un giro drástico en favor de los energéticos renovables. Esto también se refleja en el otorgamiento del presupuesto del Congreso estadounidense, tanto por la Cámara de Representantes y, en menor medida, por el Senado, en favor de los combustibles convencionales, dejando la eficiencia energética y los combustibles renovables en un lugar secundario.

Las fuentes alternativas y las propuestas de eficiencia cobran fuerza a nivel estatal y local. Como sucede en California, donde se impulsan los estándares de portafolio a partir de energías renovables. Éstos tienen como meta generar, de ser posible, el 20 por ciento de la electricidad para el 2017 o antes. Relacionada con este objetivo, también está la meta de instalar paneles fotovoltaicos en un millón de hogares. Aquí es fundamental el potencial resultante de la eficiencia energética para los próximos diez años.

Una alternativa no contemplada por las naciones industrializadas, y menos aún en el caso de Estados Unidos, es la conservación de energía, pese a ser la opción más evidente y fácil de aplicar con las estrategias adecuadas; no obstante, exige un sacrificio del *modus vivendi* estadounidense, que nadie está dispuesto a realizar.

En México, se observa poco interés por impulsar las energías renovables. No se puede, sin embargo, soslayar su participación en la oferta total. Como en el caso de la geotermia (2 por ciento) en la generación de electricidad y los recientes avances en la energía eólica en La Ventosa, Oaxaca, en la que participa capital trasnacional.

El asunto de la seguridad energética en México apenas se asoma como importante y la preocupación por iniciar una transición energética o un cambio de paradigma está aún fuera de discusión. En nuestro país, no parece haber una voluntad política por iniciar una decidida transición a otras alternativas. No obstante, existen propuestas para complementar la oferta energética de los combustibles convencionales.

El potencial de los recursos renovables en México es enorme y sus costos competitivos, algunos son definitivamente viables, de acuerdo con los argumentos de Rubén Dorantes. Las hay con costos incluso menores que la energía producida con recursos no renovables. Propuestas como las siguientes parten de una base de recursos existentes y se alinean a la directriz oficial de combinar las plantas convencionales con la incorporación de algunos proyectos de recursos renovables:

1. Elevar a su máxima capacidad la operación de las plantas eléctricas de la CFE que no dependen del gas natural, de modo que este organismo compre lo menos posible de energía a las empresas privadas que utilizan este combustible.
2. Aumentar la producción nacional de gas natural con recursos existentes propios, pero que ahora se desvían a otras áreas y con otros propósitos.
3. Aumentar la capacidad de generación, sólo en la medida en que la demanda real lo requiera.

4. Diversificar las fuentes de generación de electricidad al máximo posible.
5. En las refinerías, producir los combustibles utilizados o por utilizar para sustituir el gas natural en plantas de ciclo combinado.
6. Completar la actual generación con el enorme potencial de las energías solar, eólica y la minihidráulica, potencial este último que hoy día oscila en los 900 MW.
7. Como parte de la diversificación, sería conveniente instalar hidroeléctricas medianas y mini, sin inundar superficies mayores, de tal modo que generen electricidad de manera eficiente al ser instaladas en sitios adecuados.
8. Un potencial especialmente importante es el de la energía eólica en la región de La Ventosa, Oaxaca, no sólo por el alto rendimiento que permite el régimen de vientos, sino porque se complementa con el de las lluvias. En las épocas en que menos llueve, el viento es más rápido y más constante. Estas fuentes de energía generan empleos, sobre todo en zonas deprimidas, asimismo permiten una mayor participación de bienes y servicios nacionales en su construcción.
9. Iniciativas que consideren opciones, como el lado de la demanda y la planeación de recursos integrados. Alentar la eficiencia energética reduciría la necesidad de crear nueva capacidad de generación y evitaría la posibilidad de manipular el mercado por parte de los oligopolios privados. La eficiencia energética tiene un potencial enorme. México puede aprovechar la infraestructura institucional existente, tal como la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) y el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (Fide). México cuenta, además, con importantes avances en materia de normatividad, lo que favorece la aplicación de la eficiencia. También se complementaría lo anterior elaborando estudios de base, a fin de evaluar el potencial de la eficiencia energética y crear la infraestructura que la promueva.

La discusión en torno a las alternativas energéticas deberá establecer las prioridades de las estrategias a desarrollar, más que favorecer sólo algunas fuentes. Son tantos los requerimientos, que ninguna estrategia y opción energética puede excluirse. Los recursos renovables y la eficiencia no son suficientes para todo lo que será necesario.

La pertinencia de un cambio de paradigmas y nociones

Es evidente que las opciones energéticas que se adopten tendrán que relacionarse con los objetivos de los Estados-nación o los propósitos específicos

bajo los que se elaboren. En algunos casos, las opciones propuestas privilegian el objetivo de amortiguar el calentamiento global; en otros, es la necesidad de aumentar la capacidad de generación para ampliar la oferta energética ante el crecimiento de la demanda poblacional, meta de la política energética de cualquier nación en vías de desarrollo; en otros casos más, se traza el derrotero del sostén de un determinado nivel económico, mantener la competitividad internacional, además de fortalecer la seguridad energética. Seguramente las prioridades nacionales y la dotación de recursos de cada país definirán el desarrollo de las opciones energéticas futuras.

La ocasión para reflexionar en torno a las alternativas energéticas nos permitió observar que los verdaderos obstáculos no son de costos, tecnológicos o institucionales: tienen su razón en la falta de voluntad política para introducir los cambios necesarios y romper las inercias; obedecen también al egoísmo o corta visión de los grupos de interés que, de alguna manera, obstaculizan el desarrollo de opciones energéticas diferentes a las convencionales.

Nos damos cuenta de que en América Latina la falta de capital y los sesgos propios del subdesarrollo permiten la existencia de sistemas energéticos que carecen de una visión integral. Considerar la dotación de recursos naturales y recursos de capital en la construcción de proyectos con una visión global, requeriría cuestionar las bases de pensamiento en las que actualmente se sustentan tales sistemas.

En México, una noción que empieza a cuestionarse es la creencia en la abundancia ilimitada de recursos fósiles. Su corolario es que los dilemas del descenso en la producción se atribuyen únicamente a un problema de inversiones o falta de tecnología. Los geólogos de otros países han alertado sobre las fechas de declinación de los recursos petroleros por países y, en el caso mexicano, esta situación se empieza a tornar clara. Las inversiones, ciertamente, prolongarán el principio del declive de la producción petrolera mexicana, pero este tiempo debe valorarse como un espacio que brinda la oportunidad para explorar otros desarrollos capaces de sustituir el petróleo y el gas natural. Esperar que las soluciones provengan del vecino del norte es muy riesgoso.

Otra idea es que no hay desarrollo tecnológico (como ocurre con los recursos renovables) en México y que por ello no se pueden llevar a cabo ciertos aprovechamientos energéticos. En el caso del petróleo, esto haría necesarias las alianzas estratégicas con las transnacionales, para que ciertas actividades sean posibles, como ocurre con la perforación en aguas profundas. En todos los casos, las posibilidades de un desarrollo tecnológico existen, el capital humano e institucional también, pero se ha insistido en mantener la dependencia tecnológica del exterior.

En muchos otros, predomina una serie de nociones que han sido importadas de modelos basados en otras realidades y que resultan insostenibles bajo la nuestra. Un paradigma plausible de someterse a juicio sería la idea de que más energía es mejor. En realidad, se debería de valorar el servicio que proporciona la energía, no la cantidad de kilowatts para lograrlo. También es cuestionable la necesidad de más kilowatts per cápita para vivir mejor. En relación con esto, destacan los argumentos de que la conservación de energía pone en entredicho el crecimiento del PIB. La realidad ha mostrado que esto no es necesariamente cierto, al romperse la relación positiva entre consumo de energía y crecimiento del PIB. En México, la demanda de energía eléctrica ha crecido en los últimos años por abajo del crecimiento del producto nacional.

Otra noción cuestionable es tratar de minimizar el papel del Estado, para dejar que el sector privado se encargue de todo. Aquél tiene un papel rector, sobre todo cuando la tarea es incorporar nuevas tecnologías o introducir nuevas políticas. La lección que se obtuvo de la crisis de energía en California (2000-2001) fue la de no apostar todo a la tecnología de ciclos combinados, tampoco a los mercados libres, ante la vulnerabilidad y posibilidad de especulación por parte de un sector privado coludido. Esto se demostró en ese estado cuando se elevó el precio de forma exorbitante, en un momento en que la demanda máxima no estaba en su punto más alto. La situación evidenció la manipulación del mercado y la dificultad de los entes regulatorios para ejercer su autoridad oportunamente. En México, apostar todo a los ciclos combinados ha llevado a una dependencia estratégica de las importaciones de este hidrocarburo.

Aunque la lista de nociones cuestionables la podríamos prolongar, sólo sugerimos una más, que se refiere a otro de los pilares del subdesarrollo y que perpetuará la modalidad de inserción asimétrica y dependiente con que se integra México a sus socios de la región: se refiere a suponer que el capital humano y los valores en Estados Unidos y Canadá son superiores a los nuestros. A la luz de las políticas del jefe del Ejecutivo, todo apunta a prolongar el modelo rentista, de únicamente productor de crudo, sin añadir valor a su materia prima (petróleo) y que tampoco propicia los encadenamientos industriales, es más, los aniquila, pues no alienta el desarrollo tecnológico e industrial nacional, al no sentar las bases para la fuga de la renta petrolera nacional, bajo la forma de exportación de ganancias de las trasnacionales.

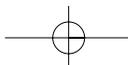
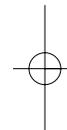
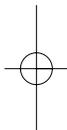
Por ahora, todo hace pensar que persistirá el paradigma de los recursos fósiles a partir del gas natural y, particularmente, en forma de GNL, bajo la forma del nuevo proyecto del gran capital, con el espectro del resurgimiento de la energía nuclear. Desde la óptica del neoliberalismo, la dependencia del gas



no sólo no está mal, sino que la creación de un amplio mercado para este combustible ha sido el proyecto del gran capital. En cuanto a la nuclear, ésta forma parte del proyecto de integración profunda o Alianza para la Seguridad y Prosperidad en América del Norte, donde convergen los intereses de las elites de los tres países.

Desde el punto de vista del mercado, se persigue que los países renuncien a la definición de su soberanía energética, pues es el actor privado el que toma las riendas de la industria; no obstante, hay un Estado que no ha renunciado a mantener y reforzar su seguridad nacional y energética, ése es nuestro vecino del norte.

Rosío Vargas



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 políticas 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.



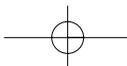
mente incorrecto, los pronósticos de precios utilizados por ellos son cuestionables y su aplicación a largo plazo a la determinación de precios de mercado carece de rigor. En primer lugar, el volumen registrado de importaciones en la terminal de regasificación de Lake Charles es inferior a su capacidad 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

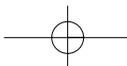


en Altamira fue pactar un precio similar al que pagaría en las importaciones por gasoducto. De esta manera, las ventajas del suministro de GNL se capturarían íntegramente por parte de su empresa suministradora. En el caso de Ensenada, el precio pactado fue superior al que se requería para desplazar gas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

La regulación de precios

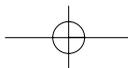
En la segunda mitad de los noventa, el gobierno mexicano diseñó e inició la construcción de instrumentos e instituciones que permitieran regular el mercado de gas natural. La principal innovación propuesta era la introducción de competencia en un mercado en el que Pemex ejercía un cerrado monopolio comercial. 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.

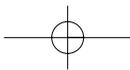
En enero de 2001, el entonces secretario de Energía asumió arbitrariamente las facultades de la CRE, al fijar el precio del gas por un periodo de tres años. Esta decisión puso en evidencia la falta de compromiso del nuevo gobierno con el marco regulatorio establecido, así como con el propio ente regulador. 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.





LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL

*Daniel Flores Curiel**

Introducción

A pesar de que se trata de un bien que por ley pertenece a la nación, el gas natural (como el resto de los productos petroleros) no tiene las características de un bien público. A diferencia de los parques o las calles, el gas natural que ha sido empleado por un individuo o empresa ya no puede ser usado por otros. Por lo tanto, si se desea sacar algún provecho del gas natural que pertenece a la nación, es necesario establecer la cantidad de gas que se desea producir y algún criterio para asignar esta producción entre individuos y empresas.

El sistema de precios es la forma que emplea el mercado para determinar la cantidad de bienes o insumos que se producirán y para asignarlos entre los distintos agentes económicos. En condiciones de competencia perfecta, los precios del mercado reflejarían el interés (medido en dinero), de los individuos por consumir determinado bien y el costo de su producción. Así, el sistema de precios asignaría los bienes entre los consumidores que más los valoran y garantizaría un nivel de producción que permitiría dotar de bienes a los consumidores dispuestos a pagar su costo. Sin embargo, por razones que se discutirán más adelante, el mercado de gas natural en México no es competitivo. Por el contrario, lo conforma una serie de monopolios.

Los problemas de eficiencia característicos de los monopolios se identificaron desde hace muchos años. En el libro clásico de Adam Smith (1776) se reconoce que los monopolistas tienen tendencia a mantener precios relativamente altos para obtener ganancias extraordinarias. Por ello, es conveniente promover la competencia en los mercados y, cuando no sea posible, regular a los monopolistas.

Hay dos elementos esenciales para entender la problemática en torno de la determinación de los precios del gas natural: la legislación y la tecno-

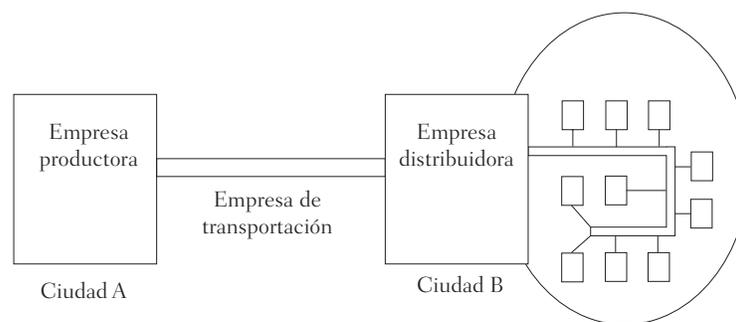
* Facultad de Economía, Universidad Autónoma de Nuevo León. Correo electrónico: <danflore_mx@yahoo.com>.

logía. De acuerdo con el artículo 27 de la Constitución, los hidrocarburos del subsuelo son propiedad de la nación. El gas natural es uno de estos productos y, en consecuencia, la paraestatal Pemex es la única legalmente facultada para extraerlo en el territorio nacional. Así, por ley, la producción de gas natural en México corre a cargo de un monopolio. Por otra parte, la forma más barata de transportarlo es por medio de gasoductos. En virtud de que hay costos fijos relativamente altos cuando se emplea este medio, se considera que la transportación y la distribución del gas natural tienen características de monopolio natural.

El gas natural es un producto que regularmente se ofrece a los consumidores, en conjunto con un servicio que lo pone en su hogar o empresa. Como se mencionó antes, este recurso energético se transporta por medio de gasoductos y sería sumamente costoso que cada individuo o empresa se encargara de llevarlo desde un punto de venta hasta el lugar donde habrá de consumirse. Por esta razón, un análisis completo de los precios del gas natural tiene que incluir los precios del producto y los que se cobran por transportarlo.

Dicho lo anterior, se explicaría que los tres componentes principales en el servicio de gas natural son la producción, la transportación y la distribución.¹ A pesar de que es físicamente posible integrar una empresa encargada de estos tres aspectos, como en alguna ocasión lo fue Pemex, en la actualidad pueden ser distintas empresas las encargadas de cada uno de estos elementos del servicio. Por ejemplo, en la gráfica 1 se muestra la estructura

GRÁFICA 1
ESTRUCTURA DEL SERVICIO DE GAS NATURAL



FUENTE: Elaboración propia.

¹ Se dice que el precio que los distribuidores cobran a los usuarios finales integra los cargos de adquisición, transportación, almacenaje y distribución. Véase "Reglamento de Gas Natural", *Diario Oficial de la Federación*, 11 de mayo de 1995.

que tendría el servicio de gas natural con tres empresas. Es importante aclarar que las ciudades A y B pueden encontrarse en el mismo país o en distintos, además, que los consumidores en la ciudad B pueden ser hogares o empresas.

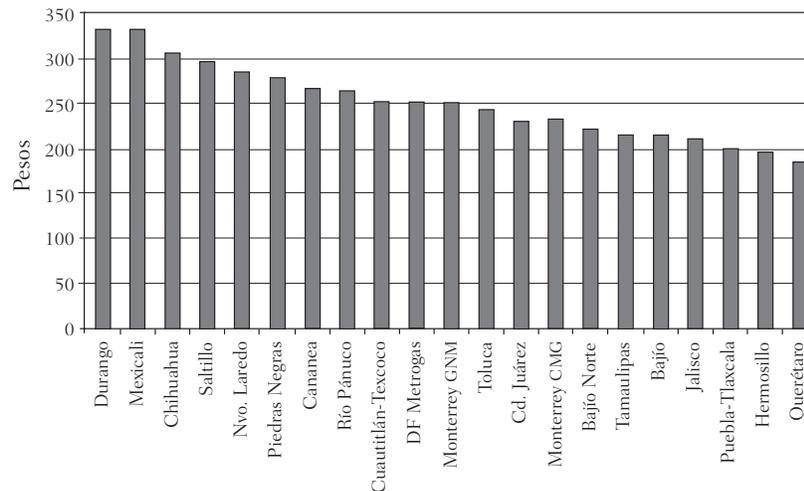
La CRE se encarga de regular en el territorio nacional los precios que cada empresa con poder monopolístico, ya sea productora, transportadora o distribuidora, cobra por el producto o servicio que ofrecen. En primer lugar, la CRE establece precios tope para la venta del gas natural que produce Pemex, tomando como referencia los precios en el sur de Texas. En segundo lugar, establece precios tope para la transportación del gas natural. Es preciso aclarar que existen diversas empresas, entre ellas Pemex, con permiso para transportar gas natural mediante los gasoductos. Sin embargo, el hecho de que existan varias empresas dedicadas a labores similares, no implica que sean competidoras. Para tener competitividad se necesitaría que dos empresas tuvieran gasoductos en trayectos que conecten los mismos puntos. Finalmente, la CRE autoriza las tarifas que cada distribuidora puede cobrar a sus usuarios por llevar el producto hasta su hogar o empresa. Cada una tiene un contrato de exclusividad temporal para administrar una red de distribución local de gas natural.

En cada ciudad de la república que cuenta con servicio de gas natural, se cobra un precio distinto. En sus facturas, las empresas distribuidoras trasladan los costos de adquisición del gas al usuario final, agregan un cargo por el servicio que prestan y cobran el IVA sobre el monto total. Las diferencias en precios entre ciudades se deben al origen del gas, la distancia que tuvo que transportarse o los cargos que hace la empresa distribuidora por su servicio. En la gráfica 2 se muestran, ordenados de mayor a menor, los precios antes de impuestos que pagaría un consumidor promedio en las distintas ciudades del país que cuentan con servicio de gas natural.

En cualquiera de las ciudades que cuentan con servicio de distribución de gas natural, se diferencia el precio que pagan los usuarios residenciales, comerciales e industriales. Además, existen diferencias en precios para los usuarios del mismo tipo, debido a que las empresas distribuidoras llevan a cabo prácticas discriminatorias de segundo grado.² La mayoría establece tarifas en dos partes, compuestas por un cargo fijo y un precio unitario uniforme. Con este tipo de tarifas, las distribuidoras de gas otorgan a los consumidores un descuento por volumen, es decir, los usuarios que realizan mayor consumo, terminan pagando un precio unitario más bajo.

² J. Tirole, *The Theory of Industrial Organization* (Cambridge: MIT Press, 1988).

GRÁFICA 2
PRECIO DEL GAS NATURAL PARA USUARIOS DOMÉSTICOS



FUENTE: Elaboración propia con datos de la CRE.

El objetivo de este artículo es analizar cómo se determinan los precios de cada componente que integra el servicio de gas natural. Para ello, se revisarán por separado los precios que corresponden a las ventas de primera mano y los precios del servicio de distribución. La estructura es la siguiente: en el primer apartado se explica la metodología de la CRE para fijar el precio de venta de primera mano del gas natural; en el segundo se analizan los factores que afectan los precios en el mercado norteamericano de este producto, toda vez que el precio del gas en México se vincula al precio en ese mercado; en el tercer apartado se estudian los precios que cobran las empresas por el servicio de distribución y, por último, están las conclusiones.

Ventas de primera mano

No hay economías de gran escala en la producción (exploración y procesamiento) de gas natural, esta actividad puede realizarse de manera eficiente por empresas relativamente pequeñas. De hecho, los principales países productores de gas natural han permitido la competencia en sus mercados.³ En la medida que éstos se encuentran desarrollados y existe

³ BBVA Bancomer, "Liberación de la industria del gas natural", *Propuestas*, no. 30 (2003).

competencia, se vuelve innecesario regular los precios. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, existen razones legales que impiden que algo similar suceda en México. Solamente la empresa paraestatal Pemex, a través de sus subsidiarias, puede realizar esta actividad en el territorio nacional. Por ello, el precio de venta de primera mano del gas natural se encuentra regulado.⁴

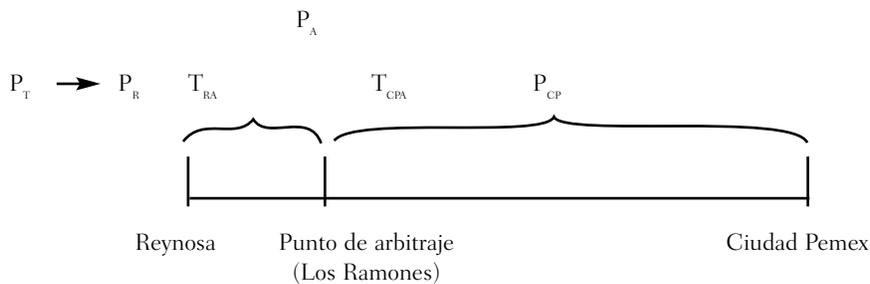
El punto de partida en la determinación del precio del servicio de gas natural es el precio del producto en su lugar de origen. La mayor parte de la producción de gas natural en México se lleva a cabo en dos sitios, Ciudad Pemex y la cuenca de Burgos, ubicados en los extremos sureste y noreste del país, respectivamente. Si bien más del 80 por ciento del gas natural que se consume en el país proviene de estas fuentes, las ciudades de la frontera noroeste se abastecen con gas proveniente de Estados Unidos. Estos precios se encuentran totalmente fuera del dominio de la CRE. En cambio, para los consumidores en las ciudades abastecidas con gas nacional, el precio del producto en su lugar de origen tiene uno de referencia estipulado por la CRE.

La metodología que emplea la CRE para determinar el precio del gas natural para su venta de primera mano en México se conoce como “regla de enlace hacia atrás”. Su objetivo es ligar el precio de venta de primera mano del gas natural con el que prevalece en el sur de Texas, considerando que éste representa una medida del costo de oportunidad que tiene Pemex cuando vende gas en México.

La regla de enlace hacia atrás utilizada en México tiene cuatro elementos básicos: el precio en Texas, el precio de referencia en el punto de origen (Ciudad Pemex o Reynosa), el punto de arbitraje (Los Ramones) y los costos de transporte. La gráfica 3 esclarece la forma en que se relacionan estos elementos. El punto de partida es igualar el precio de referencia en Reynosa (P_R) con el precio de Texas (P_T). Lo siguiente es tomar los precios de transporte regulados para los trayectos de Reynosa a Los Ramones (T_{RA}) y de Ciudad Pemex a Los Ramones (T_{CPA}). Una vez hecho esto, se establece el precio de referencia en Ciudad Pemex (P_{CP}) de tal manera que el precio del gas en Los Ramones (P_A), el punto de arbitraje, sea igual transportándolo de Ciudad Pemex o Reynosa (esto es, $P_R + T_{RA} = P_A = P_{CP} + T_{CPA}$).

⁴ En el “Reglamento de Gas Natural”, la venta de primera mano se define como: “La primera enajenación de gas de origen nacional que realice Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional”.

GRÁFICA 3
REGLA DE ENLACE HACIA ATRÁS PARA LA VENTA DE PRIMERA MANO



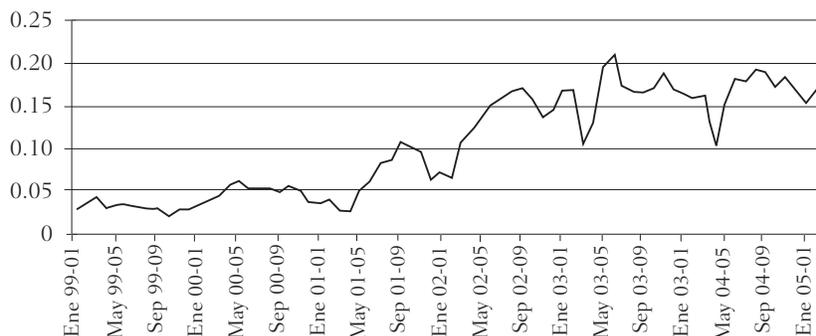
Desde la fecha en que se adoptó la regla de enlace hacia atrás, el mercado de gas natural en México se ha integrado al de Norteamérica. A pesar de que Pemex es un gran productor de gas natural, su participación en ese mercado es pequeña, en comparación con lo que producen las empresas estadounidenses y canadienses. En los últimos veinte años, la producción de México ha representado entre 4 y 5 por ciento de la producción de Norteamérica. Por lo tanto, se diría que el comportamiento de Pemex tiene un efecto prácticamente nulo sobre los precios del gas natural en ese mercado.

De acuerdo con las cifras que publica la Secretaría de Energía, la producción de México en el 2004 fue de 4 572 Mmcd. Por otra parte, en el mismo periodo se realizó la importación de 765 Mmcd de gas natural. En la gráfica 4 se observa la evolución de las importaciones de gas natural en los últimos cinco años. Si bien, en la actualidad las importaciones representan solamente 16.7 por ciento de la producción nacional, su crecimiento ha sido muy alto. La mayor parte de estas importaciones se emplean para satisfacer la demanda en las ciudades que se ubican en la zona fronteriza del norte del país.

La integración de México a los mercados de gas natural de América del Norte, por medio de la regla de enlace hacia atrás, ha sido motivo de discusión en muy diversos foros, por ejemplo, en el ámbito académico se ha debatido sobre la eficiencia de dicha regla. Brito y Rosellón desarrollan modelos teóricos para mostrar que la metodología empleada para regular la venta de primera mano del gas natural en México es eficiente.⁵ Para ser precisos,

⁵ D. Brito, y J. Rosellón, "Pricing Natural Gas in Mexico: An Application of the Little-Mirrlees Rule", Baker Institute Research Papers, Rice University (2002), y 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.

GRÁFICA 4
IMPORTACIONES COMO PROPORCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL
DE GAS NATURAL



FUENTE: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

muestran que la regla de enlace hacia atrás maximiza el bienestar social. Por otra parte, en los trabajos de Arteaga y Flores se cuestiona esta metodología presentando modelos con supuestos distintos que conducen a concluir que tal regla no es necesariamente eficiente.⁶

Además de la discusión sobre un aspecto meramente técnico, como la precisión con que el precio de Texas y esta metodología miden el costo de oportunidad del gas natural que se produce en México, se ha cuestionado que sea el costo de oportunidad el parámetro para fijar el precio del gas natural. Tradicionalmente, se plantea que las empresas públicas tienen como objetivo maximizar el bienestar social y que esto se consigue eligiendo los precios más bajos posibles, sin incurrir en pérdidas.⁷ Por ello, resultaría controversial que, aprovechando las fluctuaciones del mercado norteamericano, un gobierno obtenga rentas por la venta de gas natural. En el fondo, el problema es que los usuarios del gas natural perciben que se les cobra un impuesto.

El precio del gas natural en Norteamérica

Independientemente de que exista un debate sobre la conveniencia que tiene emplear el precio de Texas como referencia para la venta de gas en

⁶ J. Arteaga, y D. Flores, "Una nota sobre la regulación del precio del gas en México", *El Trimestre Económico* 69 (2002): 115-121, y J. Arteaga y D. Flores, "¿Debe ser Texas la referencia para fijar el precio del gas en México?", *Economic Analysis Working Papers* 2 (2003).

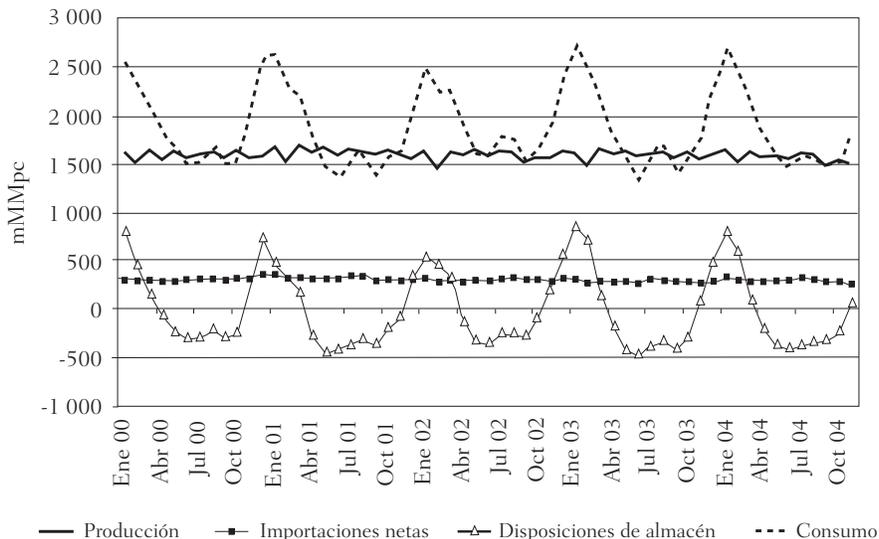
⁷ Sobre la elección de los precios de Ramsey, véase Tirole, *The Theory...*

México, esta regulación se mantiene vigente y difícilmente se cambiará mientras no existan alternativas viables. Por lo tanto, si se desea comprender el comportamiento de los precios del gas natural en México, es fundamental entender los factores que afectan el precio del gas en el mercado norteamericano.

Estados Unidos es uno de los más grandes productores de gas natural en el mundo. Este país produce aproximadamente 70 por ciento del gas de la región. A pesar de ello, su consumo es tan alto que tiene que recurrir regularmente a las importaciones. Debido a la dificultad que implica transportar gas natural por una vía distinta a los gasoductos, la mayor parte de las importaciones provienen de Canadá. Así, la demanda de ese recurso energético en la región depende principalmente de las necesidades de consumo de Estados Unidos, mientras que la oferta se restringe a la producción de Estados Unidos, México y Canadá.

Como se aprecia en la gráfica 5, la producción y las importaciones de gas natural en Estados Unidos son relativamente estables; sin embargo, el consumo tiene un comportamiento cíclico muy evidente. El consumo residencial es relativamente más alto en el invierno que en el verano, mientras que el consumo industrial se mantiene relativamente estable durante todo el año. Así,

GRÁFICA 5
EL MERCADO DE GAS EN ESTADOS UNIDOS

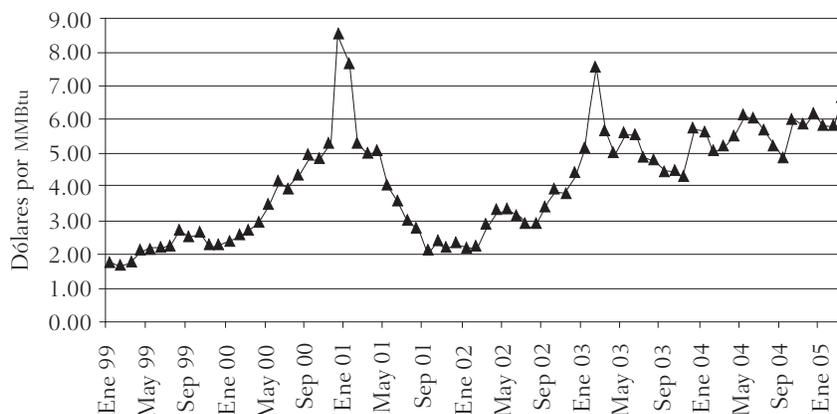


FUENTE: Elaboración propia con información del *Monthly Energy Review*.

para enfrentar estos picos de la demanda, se recurre al gas importado. Durante una parte del año (en el verano), se emplean las importaciones para almacenar gas. Por otro lado, durante los meses de invierno, se dispone del gas natural almacenado.

Costello, Huntington y Wilson explican que los precios del gas natural en Estados Unidos se mantuvieron relativamente bajos y estables entre mediados de los años ochenta y noventa.⁸ Sin embargo, a partir del 2000, los precios del hidrocarburo empezaron a mostrar una tendencia creciente y mayor volatilidad. En la gráfica 6 se observa que el precio del gas natural se encontraba en 2 dólares por MMBtu al finalizar la década anterior, mientras que en los últimos dos años, el precio ha fluctuado entre 4 y 6 dólares por MMBtu.

GRÁFICA 6
PRECIO DEL GAS NATURAL EN TEXAS



FUENTE: Elaboración propia con información de la Secretaría de Energía.

Alan Greenspan afirmaba que el incremento en el precio del gas natural en Estados Unidos se debe a la presión de la demanda, especialmente para la generación de energía eléctrica, combinada con una oferta que se limita a la producción de los países de Norteamérica.⁹ El atractivo del gas natural como fuente para la generación de energía eléctrica, se debe a su limpieza.

⁸ K. Costello y J. Wilson, "After the Natural Gas Bubble: An Economic Evaluation of the Recent U.S. National Petroleum Council Study", *The Energy Journal* 26 (2005): 89-109.

⁹ A. Greenspan, "Natural Gas Supply and Demand: We Must Have Access to World Markets", *Vital Speeches of the Day* 69 (2003): 546-548.

En la medida que la preservación del medio ambiente se vuelve más importante, resulta deseable emplear gas natural, en lugar de otros combustibles más contaminantes. Por lo tanto, en el futuro cercano se esperaría incluso una mayor presión sobre el precio.

Cabe subrayar que Greenspan identifica dos problemas asociados con el precio del gas natural: su nivel y su volatilidad. De acuerdo con él, la problemática del mercado norteamericano de gas natural tendría que resolverse mejorando la tecnología para transportarlo y, en consecuencia, facilitar el acceso a fuentes de abastecimiento en otros lugares del mundo. Sin embargo, la dificultad para transportar gas natural no fue repentina, sino que se trata de un problema tecnológico y económico sin superar.

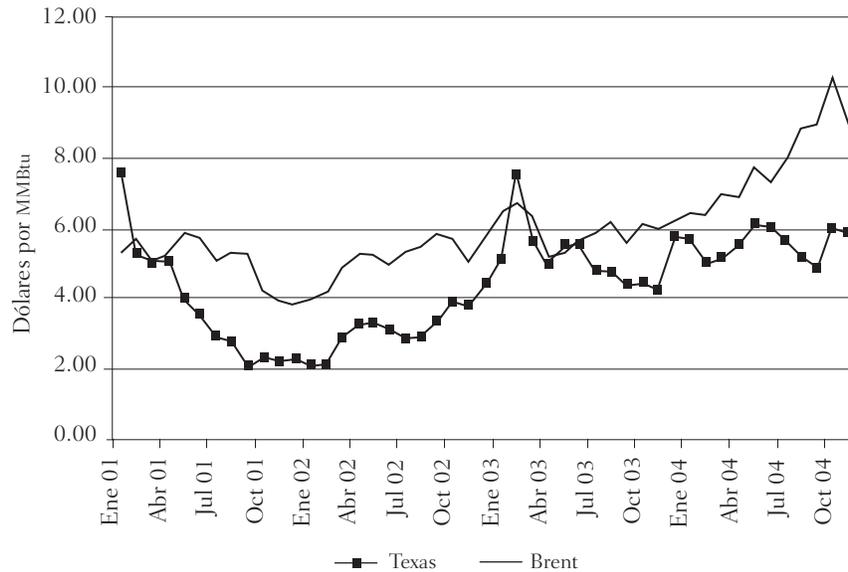
Es poco probable que la apertura de fuentes adicionales de importación de gas natural sea suficiente para reducir el nivel de los precios en el mercado norteamericano. No obstante, sí se esperaría que coadyudara a aminorar la volatilidad. A pesar de que existen limitaciones para transportarlo, no sería correcto concluir que su precio solamente se encuentra relacionado con las presiones de oferta y demanda en el mercado regional.

El gas natural es un energético que compite, especialmente en la industria, con otras alternativas, como el petróleo, el gas LP o la electricidad. A diferencia del gas natural, que se transporta principalmente por medio de gasoductos, el petróleo y el gas LP se transportan fácil y económicamente por vía marítima. Esto permite que exista un mercado mundial de estos energéticos, más flexible y desarrollado que el del gas natural norteamericano. La posibilidad de sustituir una fuente de energía con otra, provoca que los precios de los distintos energéticos, incluido el gas natural, guarden una relación estrecha.

Debido a que el consumo es relativamente bajo cuando se compara con la industria, en el sector residencial existen menos incentivos para sustituir un energético con otro. En el corto plazo, la población tendría que sufragar en diversos costos para cambiar sus aparatos domésticos o adaptarlos para emplear nuevas fuentes de energía. Sin embargo, si se esperan cambios permanentes en los precios relativos de los energéticos, resulta redituable llevar a cabo esos cambios.

En la gráfica 7 se observa que los precios del gas natural y el petróleo muestran una tendencia creciente. Al final del 2001, el precio del petróleo Brent se encontraba en 4 dólares por MMBtu, mientras que el gas natural en Texas se cotizaba en 2 dólares por MMBtu. Hacia fines de 2004, el precio del petróleo había alcanzado los 9 dólares, mientras que el gas llegaba a 6 dólares. Esto significa que, en un plazo de dos años, el precio del petróleo subió 125 por ciento, en tanto que el gas natural, durante el mismo periodo, se incrementó 200 por ciento.

GRÁFICA 7
PRECIOS DEL GAS NATURAL EN TEXAS Y DEL PETRÓLEO BRENT

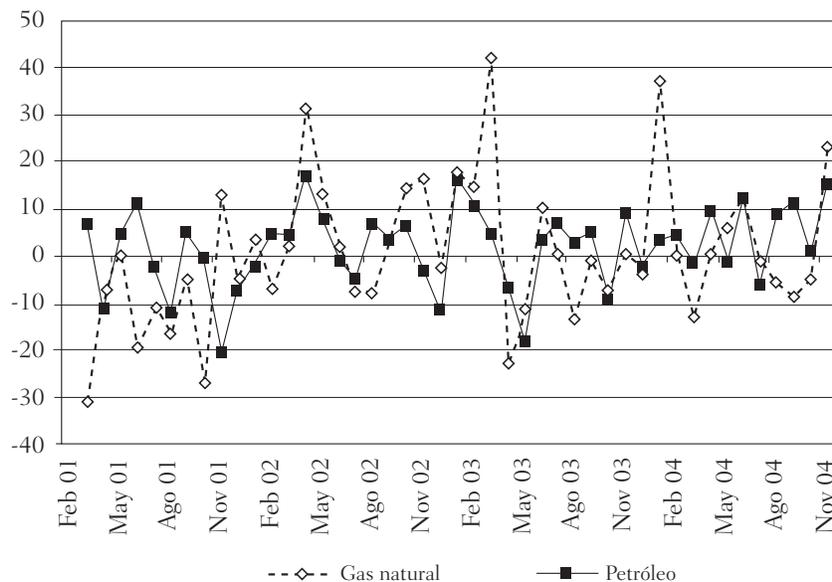


FUENTE: Elaboración propia con información de la Secretaría de Energía.

Sin embargo, cabe enfatizar que el problema del gas natural no se remite exclusivamente al nivel de precio, sino a su volatilidad. Los movimientos en el precio del gas natural son más abruptos que los del petróleo, especialmente por la presión que impone el consumo residencial de gas natural en Estados Unidos durante el invierno. En la gráfica 8 se muestra que los precios del gas natural variarían hasta 40 por ciento de un mes a otro, mientras que los del petróleo difícilmente oscilan más del 20 por ciento. Conviene anotar que los incrementos de precio más fuertes se dan en los meses invernales.

La volatilidad del precio del gas natural en el mercado norteamericano es un riesgo que se ha trasladado a los usuarios en México, a raíz de la integración económica. Para evitar las fluctuaciones en el precio del energético, los usuarios deben recurrir a las coberturas en el mercado de futuros. Sin embargo, no todos los usuarios se encuentran igualmente informados sobre las ventajas de recurrir a este tipo de mercado. Gran cantidad de pequeñas empresas y usuarios residenciales simplemente desconocen el funcionamiento de las coberturas y los riesgos del mercado norteamericano de gas natural.

GRÁFICA 8
CAMBIOS PORCENTUALES EN LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL
Y DEL PETRÓLEO



FUENTE: Elaboración propia.

El precio del servicio de distribución

En el “Reglamento del Gas Natural” la distribución se define como “la actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de ductos dentro de una zona geográfica”. La distribución de gas natural se privatizó a finales de la década pasada. Entre 1996 y 2000 se llevaron a cabo licitaciones, abiertas a la participación de extranjeros, para otorgar permisos de distribución a empresas privadas en diversas zonas del país.

Es importante señalar que las ofertas de las empresas participantes en los concursos combinaban compromisos de tarifas con la expansión de su red. Para ser precisos, las mejores ofertas ofrecerían una tarifa más baja y una mayor cobertura. Esencialmente, la empresa ganadora adquiriría estos compromisos y obtendría a cambio un monopolio temporal en ese mercado.

Abunda la bibliografía económica sobre los resultados de distintos tipos de subastas o licitaciones.¹⁰ En una subasta tradicional de sobre ce-

¹⁰ P. Milgrom, “Auctions and Bidding: A Primer”, *Journal of Economic Perspectives* 3 (1989): 3-22.

rado, los concursantes ofrecen una cantidad de dinero por debajo del valor que ellos consideran tiene el bien subastado. La ganancia o excedente del concursante, cuando se le asigna el bien subastado, es justamente la diferencia entre su postura y el valor del bien. Evidentemente, el concursante sabe que ofrecer menos dinero incrementa su excedente, pero reduce sus probabilidades de ganar. En la licitación de un servicio, los contendientes deben calcular los costos que tendría proveerse ese servicio y, en función de la mecánica del concurso, ofrecen un precio que les permita obtener cierto margen de ganancia. Las empresas participantes en la licitación saben que ofrecer un precio más alto significa incrementar su margen de ganancia, pero reducir la probabilidad de ganar la licitación.

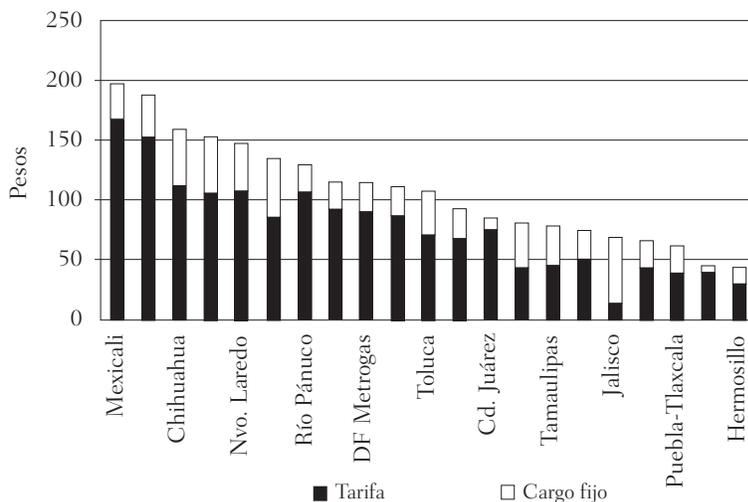
El número de concursantes en una licitación es importante en la determinación del margen de ganancia de la empresa ganadora. En la medida que haya más concursantes en una licitación, los participantes tendrán menos probabilidad de ganar el concurso y, por lo tanto, mayores incentivos para ofrecer precios más bajos reduciendo sus márgenes de ganancia. Cuando hay pocos concursantes, como ocurre regularmente en las licitaciones para la distribución del servicio de gas, las empresas tienden a obtener márgenes de ganancia relativamente altos.

Existen grandes diferencias en los precios que absorben los distintos distribuidores locales de gas natural en el país. En la gráfica 9, se muestra lo que pagaría un usuario residencial promedio, por la misma cantidad de gas natural, en distintos lugares del país. Es importante resaltar que estas diferencias no se relacionan con el origen del gas y los costos de transportarlo a las distintas regiones, corresponden únicamente al cargo que hace el distribuidor local. Los usuarios residenciales de Mexicali y Durango pagan por el servicio de distribución, aproximadamente, cuatro veces lo que pagan en Querétaro o Hermosillo. Es difícil comprender que existan diferencias de precios tan grandes entre ciudades, cuando las empresas distribuidoras se encuentran sujetas a una estrecha regulación.

Las empresas con poder monopólico suelen recurrir, mediante incentivos, a la discriminación de precios, en cualquiera de sus dos modalidades más comunes, para aumentar sus ganancias. En primer lugar, las empresas cobran precios distintos a usuarios con características identificables diferentes; por ejemplo, las distribuidoras de gas natural cobran precios distintos a cada uno de los tres tipos de usuario que atienden. En segundo lugar, emplean mecanismos de precios, característicos por ofrecer un descuento por volumen, para distinguir entre usuarios del mismo tipo.

Es conveniente entender que las prácticas discriminatorias son factibles, cuando los consumidores no pueden recurrir a un mercado de segun-

GRÁFICA 9
 PRECIO DEL SERVICIO DE GAS NATURAL PARA USUARIOS RESIDENCIALES



FUENTE: Elaboración propia.

da mano. De otra forma, los consumidores que reciben un precio preferencial obtendrían ganancias revendiendo el producto a consumidores con otro trato. Por ello, es común observar la discriminación de precios en servicios, como los cortes de cabello, el transporte urbano o las consultas médicas. Es prácticamente imposible que los consumidores adquieran estos servicios con tarifas preferenciales y los transfieran a otros que pagan tarifas más elevadas.

Por la dificultad para transportar el gas natural, es prácticamente imposible que exista un mercado de segunda mano para los consumidores. Esto significa que las empresas encargadas de esto practican la discriminación de precios entre sus clientes. Además, el reglamento de gas natural permite a los permisionarios establecer diferencias en las tarifas a sus clientes, mientras no sean indebidamente discriminatorias.

Los monopolistas como los distribuidores de gas natural, que pueden discriminar, tienden a cobrar precios más elevados a los consumidores con demanda más inelástica, es decir, se cobra más caro a los clientes cuyo consumo sea menos sensible a los cambios en el precio. En México, como en otros lugares del mundo, los precios que pagan distintos tipos de usuario por el servicio de gas natural son reflejo de lo anterior. En promedio, los consu-

midores residenciales pagan 6.6 veces más por giga-caloría que los industriales y 2.3 veces más que los comerciales.

El grupo cuyo consumo es menos sensible a los cambios en precio es el de los usuarios residenciales. Éstos emplean gas natural principalmente para cocinar, secar ropa, calentar el agua y para la calefacción. El consumo de gas para realizar estas actividades no depende en gran medida de los precios, más bien responde a las condiciones del clima y las necesidades de la familia. Por ello, los consumidores residenciales pagan un precio más alto que los otros grupos.

Los consumidores industriales son el grupo más sensible a los precios del gas. Ellos usan el combustible como insumo para producir otros bienes o servicios. Un incremento en el precio del recurso eleva los costos y conduce a precios más altos en los bienes o servicios que generan. Las empresas, conocedoras de que un precio más elevado implica vender menos bienes o servicios, reaccionan reduciendo su producción y, consecuentemente, su consumo de gas. Además, este grupo tiene mayor oportunidad de sustituir entre las distintas alternativas de combustible.

Conclusiones

En este artículo se analizó la determinación de los precios del gas natural en México; se explica qué motivos legales y tecnológicos provocan que la producción, transporte y distribución de gas natural sea una cadena conformada por monopolios, debido a que las empresas monopólicas tienen incentivos a fijar precios más altos que los socialmente deseables, resulta necesario establecer una regulación que las encamine hacia este objetivo. En México, la CRE se encarga de los precios de venta de primera mano de Pemex y autoriza las tarifas que cobran las empresas distribuidoras de gas natural.

También se examinó la metodología de la CRE para determinar el precio del gas natural para su venta de primera mano en México. El gas natural es un energético que compite, especialmente en la industria, con otras alternativas (como el petróleo, el gas LP o la electricidad), pero, la posibilidad de sustituir una fuente de energía con otra, provoca que los precios de los distintos energéticos, incluido el gas natural, guarden una relación estrecha, es decir, el precio del gas natural en Norteamérica tiene un comportamiento similar al precio mundial del petróleo.

Otro matiz del precio del gas natural corresponde al servicio de distribución, en manos de monopolios privados, empresas que suelen cobrar precios más elevados a los consumidores con demanda más inelástica: es decir,

cobran más a los clientes cuyo consumo es menos sensible a los cambios en el precio. Ese grupo menos sensible a los cambios en el precio es el de usuarios residenciales. El consumo de gas para realizar las actividades domésticas depende en gran medida de los precios, responde principalmente a las condiciones del clima y las necesidades familiares. Por ello, los consumidores residenciales pagan en promedio 6.6 veces más por giga-caloría que los industriales y 2.3 veces más que los comerciales.

PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA

Francisco Figueroa de la Vega*

El gas natural a principios del siglo XXI

El gas natural incide en varios aspectos de la contribución de la energía a la sustentabilidad del desarrollo. En primer lugar, mejora la eficiencia en los procesos de transformación y en los usos de los sectores socioeconómicos; en segundo lugar, favorece la competitividad internacional de los bienes, por su menor costo en los procesos productivos; en tercero, contribuye a la equidad por el menor costo de la energía útil suministrada a los sectores de menores recursos. Finalmente, atenúa los impactos ambientales, particularmente en los centros urbanos. Como es un recurso abundante en la región permite una mayor robustez del suministro, autarquía energética y alcance en el uso de los recursos naturales.¹

La argumentación anterior se confirma por cómo se ha desarrollado la actividad gasífera en la región en la última década, aunque no puede dejarse de lado una breve explicación de ese proceso que se origina en la política restrictiva de financiamiento en infraestructura energética por parte de los organismos multilaterales de crédito a los países de la región durante la crisis de la deuda en la década de los ochenta. Ello indujo, junto con la caída de los precios del petróleo posterior a la crisis de la década de los setenta, a sustituir energías renovables con base en la generación hidroeléctrica, que cuenta con un gran potencial, y otras fuentes de energía de origen agrícola (alcohol, biomasa), por energías no renovables, en particular, por gas natural,

* Consultor de la Organización Latinoamericana de Energía (Olade) y de la revista *Oil and Gas Journal*. Correo electrónico: <ffgueroa@andinanet.net>. Artículo basado en el informe ejecutivo del autor "El gas natural en América Latina y el Caribe: perspectivas de los mercados y seguridad del suministro a largo plazo", *Oil and Gas Journal*, julio de 2004, <http://ogj.pennnet.com/datastats/reports/ogila_reports.cfm>.

¹ Olade-CEPAL-GTZ, *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: enfoques para la política energética* (Quito: Olade-Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, mayo de 1998); ídem, *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas* (Quito: Olade-CEPAL-GTZ, julio de 2000); ídem, *El gas natural en la Comunidad Andina* (Quito: Olade-CEPAL-GTZ, septiembre de 2001).

que contaba con el interés de inversionistas privados, en vista del avance de la tecnología en la generación térmica de electricidad, plazos cortos de instalación y puesta en operación de centrales y la abundancia de recursos gasíferos, que condujeron a transformaciones estructurales e institucionales. La solución pareció incluso razonable, liberaba petróleo y combustibles líquidos a la vez que expandía su producción en los yacimientos de gas destinado al mercado internacional, como de hecho ocurrió e incluso algunos países pasaron a ser autosuficientes o exportadores de petróleo. Ello también era compatible con las presiones internacionales sobre la protección del clima en la medida en que el gas natural tiene mejor combustión y, por lo tanto, menores emisiones, aunque en el transcurso de las discusiones también se desarrollaron nuevos enfoques sobre los impactos ambientales derivados de los embalses de las centrales hidroeléctricas que favorecían las explotaciones gasíferas. En consecuencia, las circunstancias financieras, económicas y ambientales fueron propicias para un cambio institucional en la actividad energética en muchos países.

Pero no puede ignorarse que puesto que el gas natural pertenece a la categoría de las energías no renovables, por definición significa que es un recurso con un horizonte finito. Como tal, es también un capital no reproducible que se reduce con la producción, y para mantener la capacidad productiva requiere de inversiones sistemáticas que en su mayor parte están asociadas a la actividad petrolera.

El agotamiento inevitable de los recursos gasíferos sugiere la necesidad de estimar el horizonte en que los productores cesarán la explotación por su inviabilidad como negocio. Ello pone de relieve que el gas natural es una fuente de energía transitoria y, por lo tanto, un puente entre las energías convencionales del pasado (carbón y petróleo) y las fuentes de energía futuras que irrumpirán antes de mediados del siglo XXI. Entonces, no llama la atención que grandes empresas petroleras tengan un departamento de estudios sobre las energías alternativas comercializables dentro de plazos previsible, y que tiendan a reconvertir sus negocios específicos dentro de una estrategia energética. Obviamente, es una cuestión de supervivencia empresarial que sólo puede asegurarse indagando en el largo plazo.

Por el lado de los consumidores el tema no es menor, si se tiene en cuenta que a éstos no les interesa el origen de la energía que consumen sino la calidad, seguridad de suministro y costo del servicio para que sus equipos funcionen. La cuestión es quién se ocupa de ello para que la generación de electricidad, la industria, el transporte de pasajeros y de carga, y los usuarios residenciales y comerciales tengan el servicio que esperan. Los entes reguladores que se ocupan del transporte y la distribución de gas natural, que

en esencia no son energéticos, sólo deben velar para que esos medios funcionen; obviamente, es el ente gubernamental de energía el que tiene la responsabilidad de coordinar el sector para asegurar el suministro antes de que las crisis no se le vengan encima. Ese sector es el que asegura a los otros sectores de la economía y usuarios que, cuando no hay ruidos en el sistema, está haciendo bien su trabajo.

De esto se deriva que, si los sistemas de transporte y distribución funcionan razonablemente, los problemas de suministro sólo pueden deberse a una falta de armonización entre la demanda y la oferta, ya sea porque el consumo es estimulado por precios muy bajos respecto a los otros energéticos o bien y porque la producción es insuficiente para esos precios. Ello ocurre normalmente en mercados monopólicos donde, por la decisión de alguna “mano visible”, la producción subsidia al consumo porque los precios han sido fijados a un nivel en el que la rentabilidad privada no hace viable el negocio o lo que es análogo por sus efectos, porque la “mano visible” decide sobre inversiones insuficientes a realizar en las empresas públicas. Sólo en los mercados competitivos los precios armonizan el suministro en la medida que el ente coordinador de energía vigile la transparencia de las operaciones y se anticipe a los problemas, para que tampoco suceda una crisis de suministro eléctrico, como la de California.

A esos problemas operativos de los mercados se suma que el horizonte finito de los recursos gasíferos tiene dos causas básicas: falta de inversiones sistemáticas en exploración, desarrollo y explotación, y el fin definitivo de los recursos físicos establecido por la naturaleza. Por sus efectos, el problema es similar y el primero se anticipa al segundo. Este artículo se concentrará en el último de esos temas, que tiene singular relevancia a medida que transcurre el tiempo de agotamiento de los recursos gasíferos en la región.

El *upstream*

Recursos

Los recursos recuperables de gas natural para la región (véase el cuadro 1) indican una disponibilidad de volúmenes de significación. Estos se establecieron en forma análoga a los de petróleo, carbón, potenciales hidráulicos y biomasa, entre otros; parten de un cálculo calificado de la base de recursos, en sus distintas categorías de riesgo, con potencial de ser extraídos a partir de evidencias geológicas superficiales y analogías con áreas de similares características, y luego ponderados por factores de recuperación que resultan

de la experiencia. No son premoniciones ni juegos de azar sino cuidadosas estimaciones de riesgo sobre las que las empresas están dispuestas a invertir a cambio de una rentabilidad que las compense. Su manifestación es el precio al que las empresas vayan a ofrecer el producto en el mercado, pugnando entre ellas para lograr la mejor solución entre penetración y rentabilidad. Por lo tanto, ese precio del gas natural es resultado de la competencia entre oferentes y demandantes por el producto dentro de estrechos márgenes, en el que la competitividad del gas natural frente a las otras fuentes de energía está dada como mínimo por el costo incremental a largo plazo y como máximo por el costo de oportunidad de las fuentes de energía alternativas en los distintos usos, más allá de si son moléculas o electrones.

Entre los datos de recursos recuperables de gas natural estimados a principios del año 2003 para la región (véase el cuadro 1) predominan los de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) seguidos a distancia por el resto de las subregiones y México. Esos recursos tienen distintas características más allá de los volúmenes calculados, a una fecha determinada, como definitivos (columna 5). No obstante, no se trata de establecer el *ranking* de qué país tiene más recursos, sino de cuál podrá extraer más de ellos en el futuro para satisfacer sus necesidades comerciales internas y externas.

CUADRO 1
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: RECURSOS RECUPERABLES
AL 1 DE ENERO DE 2003 (mMMmc)

<i>Países</i>	<i>Producción acumulada (1)</i>	<i>Reservas probadas (2)</i>	<i>Recursos descubiertos (3)=(1)+(2)</i>	<i>Recursos no descubiertos (4)</i>	<i>Recursos recuperables (5)=(3)+(4)</i>
CAN	1 160.3	6 203.8	7 364.1	3 767.7	11 131.8
Mercosur y Chile	1 009.8	945.2	1 955.0	479.9	2 434.9
El Caribe	208.9	647.2	856.1	191.5	1 047.6
México	1 202.2	612.0	1 814.2	412.8	2 227.0
Total	3 581.2	8 408.2	11 989.4	4 851.9	16 841.3

FUENTE: Elaboración propia con base en datos del USGS y de la Olade, 2004.

En la CAN, la madurez de la exploración es relativamente alta si se tienen en cuenta los recursos descubiertos (66.2 por ciento), pero la producción acumulada de éstos es relativamente baja, mientras que las reservas probadas

son notoriamente elevadas (55.7 por ciento), la mayoría de las cuales se ubica en Venezuela. Sin embargo, la disponibilidad de esas reservas en dicho país está fuertemente condicionada por su utilización en la actividad petrolera tanto para energizar la producción, como por su asociación con la extracción, mientras que no sucede lo mismo en Bolivia por la alta relación gas/petróleo. De modo que, hasta que Venezuela no agote progresivamente sus reservas de petróleo conservará el gas en el proceso de reinyección del gas extraído y aparecerá como un potencial proveedor a largo plazo. Prueba de ello es que no ha prosperado su proyecto de exportar gas natural licuado (GNL), mientras que Trinidad y Tobago ya se adelantó a exportarlo desde 1999 y Perú y Bolivia están cerca de ello.

El segundo bloque subregional en importancia es el del Mercosur y Chile, con una producción acumulada cercana a la de la CAN, cuyos recursos descubiertos son elevados (80.3 por ciento) pero con una disponibilidad de reservas menor (38.8 por ciento), que limita su horizonte de explotación, aunque se incrementaría a casi el 60 por ciento si se consideran los recursos por descubrir (19.7 por ciento). La ventaja para esta subregión es que se ubica convenientemente relacionada con la CAN, pues cuenta con fronteras comunes con los países que tienen más recursos gasíferos. Así, Brasil y Argentina ya están interconectados por gasoductos con Bolivia, mientras que en el otro extremo, al norte, si bien Venezuela y Brasil aún no concretan, el día que así ocurra, Sudamérica tendría asegurado el suministro a largo plazo.

En el Caribe, la gran sorpresa es Trinidad y Tobago, un pequeño país insular que ha desarrollado sus recursos de gas natural posicionándose entre los primeros exportadores de GNL del mundo. Por su parte, Barbados y Cuba tienen recursos gasíferos en cantidades suficientes para abastecer al mercado interno en progresivo desarrollo.

México es la gran incógnita. Hasta hace algunos años sus reservas eran, después de las de Venezuela, un seguro a largo plazo para su mercado, lo cual incluía las posibilidades de convertirse en un exportador relevante en la región. Mas, al parecer, tiene restricciones que impiden expandir sus descubrimientos y producción y, aun cuando crece a la mayor velocidad, es insuficiente para abastecer al mercado interno, debido a lo cual importará crecientes volúmenes. La reevaluación de sus reservas lo ubican como el país con mayor madurez exploratoria y, por lo tanto, con modestos recursos por descubrir, que podrían complementarse con suministros de GNL desde Venezuela por el Atlántico y de Perú y Bolivia por el Pacífico.

Centroamérica es la región menos dotada por la naturaleza. Sus recursos energéticos son escasos, no dispone de gas natural y tiene un mercado con potencial para importarlo por gasoductos de Venezuela a través de

Colombia o por mar como GNL, para atender centrales de gran capacidad y distribuir electricidad por medio del sistema interconectado. Las posibilidades de interconexión por gasoductos con México parecen cada vez más remotas por la situación mencionada de ese país; a lo sumo, podría darse una interconexión con Guatemala.

La cuantificación de los recursos recuperables descubiertos de 8 408 mMMMmc y por descubrir de 4 852 mMMMmc en la región no tiene relevancia si no hay interconexiones por gasoductos o sin proyectos de exportación de GNL. Pero si los mercados subregionales estuvieran interconectados, la región podría asegurar un suministro de gas natural por un tiempo prolongado, excepto que no existan esas disponibilidades.

En el año 2000, por iniciativa de Brasil, los presidentes de los países de América del Sur solicitaron principalmente al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y a la Corporación Andina de Fomento (CAF) estudiar la infraestructura y financiamiento necesarios para posibilitar su integración. Esas instituciones pretendieron analizar el tema con un criterio sistémico que integraba a las comunicaciones, vías terrestres e interconexiones energéticas. La Olade, pese a ser el organismo energético regional, quedó excluido de tales estudios, mismos que hasta la fecha no han mostrado resultados concretos, salvo aquellos que han derivado de la iniciativa e inversión privada en el Cono Sur.

Reservas y producción

La dinámica entre descubrimientos y producción de las subregiones es disímil. En la CAN y el Caribe los descubrimientos han estado más cerca de la producción, mientras que en México y el Mercosur y Chile se han rezagado sustancialmente. Esto se observa en la velocidad en que se han reducido los horizontes, aunque en el Caribe el indicador parece llamativo, en vista del bajo consumo interno de Trinidad y Tobago antes de iniciar las exportaciones (véase el cuadro 2). Es claro que los recursos recuperables han constituido una fuerte restricción en los países con menor dotación, aun cuando también pueda argumentarse que se han realizado inversiones insuficientes en exploración.

El Caribe, el Mercosur y Chile se presentan como las subregiones más dinámicas debido básicamente al crecimiento de la producción por las exportaciones de Trinidad y Tobago y por el crecimiento de los consumos internos de Argentina, Brasil, Chile y Uruguay estimulados por las interconexiones por gasoductos.

CUADRO 2
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS NATURAL

Subregiones	Producción anual			Reservas probadas			Horizonte	
	1990	2003	Tasa media anual %	1990	2003	Tasa media anual %	1990	2003
	mMMmc			mMMmc			Años	
CAN	39.5	60.9	3.4	3 727.6	5 072.8	2.4	94	90
Mercosur y Chile	30.4	62.4	5.7	796.1	995.1	1.7	26	16
El Caribe	6.7	22.4	9.7	329.3	783.7	6.9	2 072	160
México	47.1	47	0.0	844.2	569.2	-3	18	13
Total	123.7	192.7	3.5	5 697.2	7 420.8	2.1	46	39

FUENTE: Elaboración propia con datos del SIEE, Olade.

La producción de México estuvo estancada y sus reservas cayeron en modo importante, principalmente por el cambio en la metodología de estimación, llegando sus niveles y horizonte de reservas a los más bajos que pueden observarse en la región.

Es interesante observar que cuando la actividad gasífera se encuentra en manos de empresas estatales, la racionalidad empresarial busca mostrar reservas con horizontes de producción extendidos que aseguren por anticipado un suministro a largo plazo, aunque los indicadores en México no confirman la generalidad del argumento. Por el contrario, la racionalidad empresarial privada busca minimizar costos de perforación y el lucro cesante por el *stock* de reservas inmovilizado, además de que pone el énfasis en la cuantificación de recursos recuperables por descubrir. De manera que, a menos que aparezcan descubrimientos excepcionales, como en Bolivia, buscarán mantener el nivel de reservas con un horizonte entre ocho y diez años (como se observa en Estados Unidos), el tiempo necesario para descubrir y desarrollar nuevas reservas.

El downstream

Transporte y distribución

Las redes de transporte más desarrolladas se encuentran en Argentina, México y Venezuela, aunque en este último país aún faltan interconexiones

que integren la red interior. Brasil, Colombia, Chile y Bolivia también tienen un sistema de transporte en desarrollo con importante proyección. En Chile y Uruguay, la penetración del gas depende en forma exclusiva de los recursos de Argentina y predominan los sistemas de distribución.

Las redes de distribución más desarrolladas se encuentran en Argentina; están en proceso de expansión en México y Venezuela, seguidos por Colombia, Bolivia y Perú. En el resto de los países, los usos del gas natural a nivel del sector residencial son muy bajos, pero hay perspectivas a corto plazo de una fuerte expansión en Chile, Brasil y Uruguay. Es importante señalar que en estos últimos países existen desde hace muchos años sistemas de distribución de gas manufacturado (primero a partir de carbón y luego de derivados del petróleo), pero limitados a las grandes ciudades y para usuarios residenciales y comerciales.

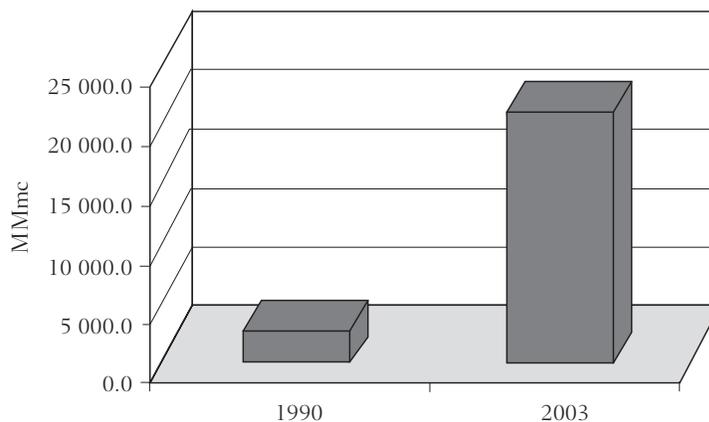
El mercado

Los consumos finales más importantes en la región se encuentran en Argentina, México y Venezuela. En estos dos últimos, al igual que en el resto de los países, se concentran en la industria y en la petroquímica, excepto en Argentina, donde la difusión del gas natural abarca a todos los sectores, principalmente industrial y residencial.

Los consumos intermedios más importantes se verifican en México, Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago. El principal destino del gas es la generación de electricidad y la producción de gas licuado de petróleo (propano, butano) para uso residencial. En el resto de los países, el destino es similar, excepto en Brasil, donde la producción de GLP es más importante, y en Trinidad y Tobago para exportación de GNL.

La posición relativa de los países se modifica para muchos cuando se relaciona el consumo total (intermedio y final) con la población. Ello indica, en parte, en qué medida los habitantes reciben los beneficios de la actividad tanto en forma directa, consumiendo en sus hogares o en el transporte vehicular, una fuente energética de alto rendimiento en los distintos usos y con baja contaminación local, como en forma indirecta en las actividades económicas intermedias y finales, que generan empleo y hacen más competitivos los productos que derivan de ellas en los mercados internos y externos. Los consumos por habitante, excepto en Trinidad y Tobago, son bajos comparados con los de Estados Unidos (2.349 mc/hab), aunque Venezuela supera a los de Europa (1.454 mc/hab), mientras que Argentina, México y Chile se encuentran más arriba del promedio mundial (434 mc/hab).

GRÁFICA 1
ALC: EVOLUCIÓN DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL



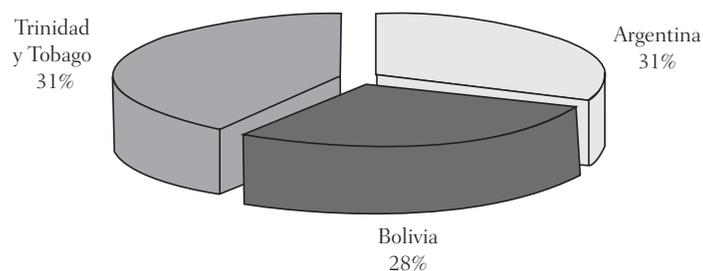
FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade.

Exportación

Los importantes avances en la producción de gas natural en la región, entre 1990 y 2003, se han debido en gran parte a los fuertes incrementos en el comercio de éste. Sin embargo, el crecimiento promedio anual del 17.7 por ciento se inicia en 1997 a partir de las interconexiones entre países del Mercosur y Chile con Bolivia en la región. Luego, en 1999 se suman las exportaciones de GNL de Trinidad y Tobago (véase la gráfica 1).

Ese desempeño de la industria se verifica en tres países: Argentina, que exporta a Chile, Brasil y Uruguay, mientras que Bolivia realizó hasta 1999 ex-

GRÁFICA 2
ALC: EXPORTACIONES DE GAS NATURAL (2003)



FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade.

CUADRO 3
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
MATRIZ DE INTERCAMBIOS COMERCIALES DE GAS NATURAL 2003 (MMmc)

<i>Subregiones</i>	<i>CAN</i>	<i>Mercosur y Chile</i>	<i>Centro-américa</i>	<i>El Caribe</i>	<i>México</i>	<i>Total ALC</i>	<i>Resto del mundo</i>	<i>Total</i>
CAN		5 800				5 800		5 800
Mercosur y Chile		6 461				6 461		6 461
Centroamérica								
El Caribe						8 570		8 570
México								
Total ALC		12 261				12 261	8 570	20 831
Resto del mundo					6 883	6 883		6 883
Total		12 261			6 883	19 144	8 570	27 714

FUENTE: Elaboración propia.

portaciones a Argentina y desde ese mismo año a Brasil. Por su parte, Trinidad y Tobago exporta GNL a Estados Unidos y Europa.

La participación de las exportaciones de los países mencionados en el total de exportaciones de la región (véase la gráfica 2) muestra la importancia que tiene en ellas Trinidad y Tobago, que en pocos años pasó a encabezar el comercio de gas natural en la región, luego del desarrollo de una importante infraestructura en plantas para la exportación de GNL.

Los volúmenes asociados a cada país se observan en el cuadro 3. En el 2003, México ha dejado de exportar a Estados Unidos, para convertirse en importador de ese país.

CUADRO 4
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 1990-2003 (mMMmc)

<i>Países</i>	<i>Oferta</i>				<i>Total</i>		<i>Demanda</i>			
	<i>Producción</i>		<i>Importación</i>				<i>Consumo</i>		<i>Exportación</i>	
	1990	2003	1990	2003	1990	2003	1990	2003	1990	2003
Mercosur y Chile	30.4	62.4	2.2	12.3	32.6	74.7	32.6	68.2	0.0	6.5
CAN	39.5	60.9	0.0	0.0	39.5	60.9	37	55.1	2.5	5.8
México	47.1	47	0.4	6.9	47.5	53.9	47.5	53.9	0.0	0.0
El Caribe	6.7	22.4	0.0	0.0	6.7	22.4	6.7	13.8	0.0	8.6
Total	123.7	192.7	2.6	19.2	126.3	211.9	123.8	191	2.5	20.9

FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade, 2004.

Oferta y demanda

La oferta y demanda de gas natural en la región se ha modificado en la última década, como resultado del impulso que se ha dado a este energético en varios países de la región. Tradicionalmente, se ordenaba a los países por sus reservas probadas, pero es evidente que su volumen no es un indicador del desempeño de la actividad. Por ello, se ha ordenado a las subregiones de acuerdo con el total de la actividad en el año 2003 (véase el cuadro 4). Se observa así que, con respecto a 1990, algunas subregiones han avanzado más que otras, debido a la dinámica que esos negocios han incorporado en éstas.

Perspectivas de suministro regional a largo plazo

Para el análisis de las perspectivas de los mercados de gas natural en la región, se ha partido de algunos supuestos para alcanzar los siguientes objetivos:

- Evaluar el alcance de los recursos de gas natural para asegurar el suministro a largo plazo.
- Determinar los posibles intercambios comerciales de gas natural entre los países excedentarios y deficitarios, teniendo como referencia las interconexiones, gasoductos e infraestructura de exportación e importación de GNL, en operación y las que cuentan con mayor probabilidad de concreción.

Para ello, se ha obtenido información sobre los recursos y los escenarios de referencia de los requerimientos de gas natural, disponibles en las perspectivas de algunos países, mientras que en otros la información proviene de estudios específicos. En los casos que esa información no ha estado disponible se adoptó el criterio *business as usual* con base en información histórica de la Olade. Las estimaciones por subregión se presentan en forma más detallada en la parte II del trabajo publicado por *Oil and Gas Journal*.²

Un plazo menor a los veinte años no evidenciaría, con suficiente antelación, que la disponibilidad de los recursos gasíferos podría limitar el horizonte de exportación de algunos países, y en consecuencia, poner en riesgo interconexiones en proyecto, que individualmente y bajo el supuesto de la disponibilidad teórica de reservas sí se justifican. Por ello, el análisis prospectivo para el gas natural sugiere la necesidad de considerar al menos un

² Figueroa, "El gas natural...".

horizonte de veinte años. Al respecto, las autorizaciones y contratos de exportación que se han concretando en la región tienen una duración de hasta veinte años, en la mayoría de los casos, a efectos de garantizar las interconexiones entre países. Ese análisis se realizará sin entrar a discutir si la red de gasoductos es óptima para la región, ya que se estima que, a medida que se consoliden los procesos de reforma en los países, el sistema de transporte tenderá a encontrar la mejor solución de equilibrio por sus propios mecanismos de ajuste. Esto es, que las empresas perseguirán objetivos de rentabilidad y penetración en el mercado, mientras que la política energética buscará alcanzar objetivos de suministro sostenible a largo plazo en un contexto energético que configurará una estrategia para el sector en cada país. De ello, seguramente derivarán soluciones que tenderán a conciliar las respectivas expectativas en la actividad gasífera.

Se parte de la base de que los requerimientos de gas natural tendrán, entre los años 2003 y 2020, una moderada expansión regional (1.9 por ciento) regional tanto por la incorporación de centrales termoeléctricas de alto rendimiento (turbinas a gas y ciclo combinado) como por su difusión gradual en los otros usos, tendiendo a saturarse (véase el cuadro 5). Esa expansión se observa ya en la mayoría de los países productores y en muchos de sus vecinos que importan gas para completar su propia producción o para incorporarlo como fuente energética alternativa de menor costo y bajo impacto ambiental.

Los requerimientos de los mercados, interno y externo, que deriven de esa expansión, determinarán aumentos en la producción y la necesidad del

CUADRO 5
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 2010-2020 (mmmc)

Países	Oferta				Total		Demanda			
	Producción		Importación requerida				Consumo		Exportación	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
CAN	85.2	109.9	2.1	2.1	87.3	112	63.4	79.3	23.9	32.7
México	65.5	113.9	15.6	50.2	81.1	164.1	81.1	164.1	0.0	0.0
Mercosur y Chile	67.8	67.1	24.5	32.6	92.3	99.7	80.9	96.8	11.4	2.9
El Caribe	30.9	36.6	0.0	0.0	30.9	36.6	18.2	23.9	12.7	12.7
Total	249.4	327.5	42.2	84.9	291.6	412.4	243.6	364.1	48.1	48.3

FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade, 2004.

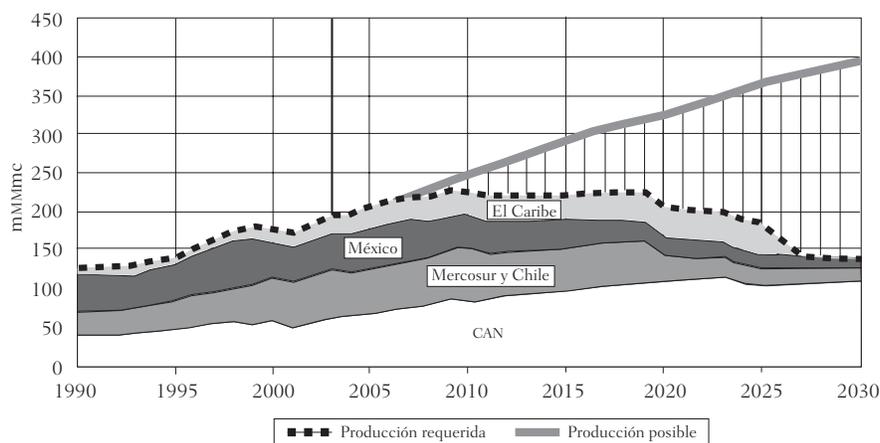
correlativo incremento de reservas para sostener el suministro a largo plazo o en su defecto importar.

Después del 2010 es muy incierto prever el curso que tomarán las decisiones de inversión en interconexiones gasíferas frente a la posible penetración de nuevas fuentes energéticas que deriven de los avances tecnológicos. El juego de ambos aspectos determinará seguramente escenarios alternativos para los que se requerirá de una prospectiva integral del sector energético. Lo que sí puede preverse con relativa certeza es que hasta el 2010 la región liberará combustibles líquidos en el equivalente a las sustituciones que realice, y que los mismos estarán disponibles para las necesidades de los mercados, particularmente de Estados Unidos y de Europa. Además, debe señalarse que las sustituciones mencionadas contribuirán significativamente a aumentar la eficiencia energética y a reducir el impacto ambiental, local y global, ofreciendo mejores condiciones tanto para los 504 millones de habitantes de la región como para los del resto del mundo.

Cuando se analiza el alcance de los recursos por subregión (véase el cuadro 1) teniendo en cuenta, además, una limitada perspectiva de interconexión entre países adicional a la existente en operación, el suministro de gas natural a largo plazo no parece estar asegurado (véase la gráfica 3).

Los condicionamientos que imponen los sistemas de transporte al suministro son elevados, pero son mayores los horizontes de producción posible con los recursos disponibles, aun suponiendo que no hay restricciones

GRÁFICA 3
ALC: PRODUCCIÓN ANUAL

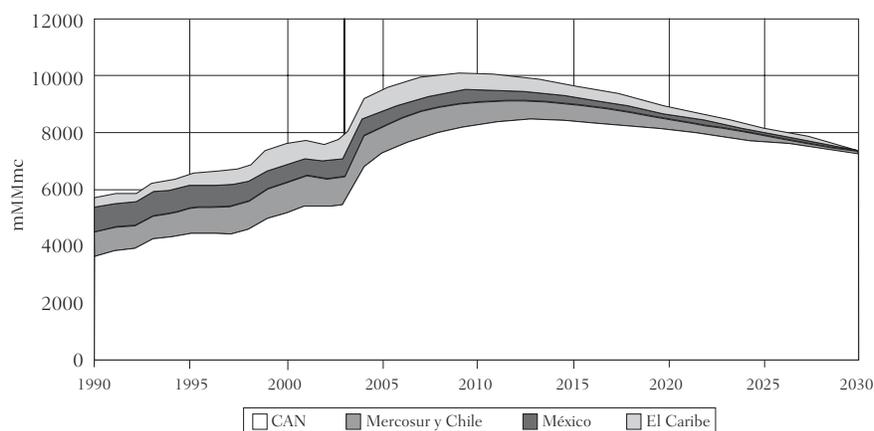


FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade, 2004.

financieras para la inversión en exploración. La consolidación de las perspectivas de suministro de gas subregionales, que se presentan en la segunda parte de este artículo, indica que si el consumo de la región crece a un 1.9 por ciento acumulativo anual que se ha supuesto como escenario de referencia, dentro de los próximos diez años Argentina y México tendrían que importar volúmenes significativos de gas natural, adicionales a los que han previsto. La situación resulta menos comprometida para el Caribe y no presentaría dificultades para la CAN. Los consumos esperados de gas natural, en un horizonte tan extendido, seguramente disminuirán, pero no los de la energía equivalente. También puede ocurrir que la frontera de recursos se amplíe por una creciente exploración que requerirá de las inversiones correspondientes, con lo cual la expansión de la producción también podría cerrar parte de la brecha. Finalmente, si no ocurrieran las situaciones mencionadas, la brecha no cubierta por gas importado tendrá que ser cubierta por sustitutos del gas natural.

También, la trayectoria de la producción posible por subregión podría asegurar el suministro a largo plazo en algunos de sus respectivos países, mientras que en otros los recursos serían insuficientes o habría dificultades en cuanto a los medios de transporte se refiere. El escenario de referencia puede parecer optimista si se tienen en cuenta las dificultades financieras que afrontan actualmente varios países pero, si se observan los crecimientos individuales del consumo de gas que han tenido aquellos que han decidido

GRÁFICA 4
ALC: RESERVAS REMANENTES



FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade, 2004.

abrir sus mercados energéticos al gas natural, la previsión del consumo regional parece aún de baja significación.

A la luz de los descubrimientos y la producción que cabe esperar en cada subregión, las reservas remanentes tendrían un crecimiento hasta fines de la presente década y luego comenzarían una declinación sistemática con agotamientos progresivos en todas la subregiones, aunque de menor importancia en la CAN (véase la gráfica 4).

Cabe señalar que la futura crisis de suministro de gas natural en algunos países de Sudamérica también se advirtió, utilizando metodologías diferentes a la del presente artículo, en trabajos recientes.³

Perspectivas del comercio regional de gas natural

Como se ha visto, desde mediados de la década de 1990 hasta el 2003, las corrientes de comercio se han dado únicamente entre las subregiones de la CAN y Mercosur y Chile, a través de Bolivia con Brasil y Argentina, así como por las exportaciones hacia el resto del mundo desde Trinidad y Tobago y el comercio entre México y Estados Unidos (véase el cuadro 3). La expansión de esas corrientes y su difusión a otros países dependerán en gran parte del alcance de los recursos de gas natural en los países productores para satisfacer las necesidades del mercado, interno y externo, así como de las interconexiones que se concreten.

Entre el 2003 y 2010, el comercio interregional de gas natural podría incrementarse en un 98 por ciento y estaría asegurado en el Mercosur y Chile, con los aportes de Bolivia a Brasil y la reanudación de exportaciones a Argentina en 2004. Lo mismo se observa en el comercio entre México y Estados Unidos, la continuidad de exportaciones crecientes de Trinidad y Tobago, las posibles exportaciones de Perú y Bolivia a México y las de Colombia a Venezuela (véase el cuadro 6). La novedad sería la posible incorporación de nuevos intercambios en la CAN, de Colombia hacia Ecuador y Panamá, que parecen tener viabilidad en los proyectos, en vista del emprendedor espíritu comercial de aquel país que, aun con recursos relativamente escasos, busca abrir nuevos mercados. Sin embargo, no se ha considerado esa posibilidad en el presente escenario, debido a la reducida vocación para ello que se observa en Ecuador, y a las dificultades institucionales que se han presentado en la interconexión con Panamá.

³ P. Thouin, "Visión prospectiva sobre el gas natural en América del Sur", *Revista Energética*, Olade (octubre-diciembre de 2001); Franlab Beicip, "Gas Market Integration in South America" (Olade-ARPEL, octubre de 2001).

CUADRO 6
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
MATRIZ DE INTERCAMBIOS COMERCIALES DE GAS NATURAL, 2010 (MMmc)

<i>Subregiones</i>	<i>CAN</i>	<i>Mercosur y Chile</i>	<i>Centro-américa</i>	<i>El Caribe</i>	<i>México</i>	<i>Total ALC</i>	<i>Resto del mundo</i>	<i>Total</i>
CAN	2 067	13 140			8 760	23 967		23 967
Mercosur y Chile		11 408				11 408		11 408
Centro-américa								
El Caribe							12 748	12 748
México								
Total ALC	2 067	24 548			8 760	35 375	12 748	48 123
Resto del mundo					6 839	6 839		6 839
Total	2 067	24 548			15 599	42 214	12 748	54 962

FUENTE: Elaboración propia.

En el mismo periodo, 2003-2010, las corrientes de comercio podrían ser mayores, dado que no se han incluido en el cuadro 6 los posibles efectos sobre el comercio regional de las importaciones adicionales a las previstas por una menor producción respecto a la esperada, ni las que se podrían originar de las grandes interconexiones en proyecto, entre éstas, el gasoducto del Mercosur, que dependería de una compleja ingeniería financiera mediante la concreción de contratos de compraventa entre Argentina y Bolivia con Paraguay y Brasil; el gasoducto Austral, desde Tierra del Fuego en Argentina hasta Puerto Alegre en Brasil; el Proyecto Mariscal Sucre (Cristóbal Colón) para exportación de GNL de Venezuela, y las expansiones de capacidad para la exportación de GNL desde Trinidad y Tobago. Tampoco se han incluido posibles exportaciones de este país a Centroamérica que parecen bloqueadas por distintos factores, entre ellos la falta de un estudio adecuado sobre la competitividad entre las interconexiones eléctricas y las de gas o entregas por ductos y GNL, que para su desarrollo requerirían de un decidido fomento de la banca multilateral. Tampoco se descarta la posible interconexión de México con Guatemala, que cuenta con los acuerdos necesarios para asegurar el interés privado en esa empresa.

Parece aventurado prever las corrientes de comercio más allá del 2010. Quedan muchas interrogantes sobre los nuevos recursos gasíferos por descubrir, cuyas inversiones de riesgo estarán condicionadas por la seguridad jurídica en muchos países de la región, así como por los presupuestos de que dispongan las empresas estatales.

Entre esas interrogantes, destaca la posible evolución de los precios del gas natural en boca de pozo, que inevitablemente dependerá de la escasez creciente de los recursos en cada país. Los aumentos de precios del gas natural tendrán, además, un efecto que repercutirá en el otro extremo de la cadena descolocando al producto del mercado: nos referimos a la penetración de nuevas fuentes de energía que, con el avance tecnológico, pueden afectar la estructura de la demanda energética al ofrecer energía a menores precios y morigerar así los requerimientos de gas natural, con el riesgo de que los países que no exploten sus reservas a tiempo tengan que dejarlas bajo tierra.

Precios e inversión en interconexiones regionales

A principios de la década de los noventa era difícil pensar en un desarrollo de la integración gasífera en América Latina. Sin embargo, desde entonces y con los procesos de reforma en el sector energético se han desarticulado en gran parte las barreras a las posibilidades de inversión. Como se ha visto precedentemente, ello ha determinado un creciente desarrollo del mercado del gas con distintos grados de avance en varios países y con proyección regional. Esta parte busca sintetizar algunos de los efectos que han derivado de los procesos de reforma indicados sobre los precios *upstream* y *downstream*, y los costos de inversión y tarifas de transporte de las interconexiones entre países.

Precios *upstream*

Los precios del gas natural que resultan de las transacciones en el mercado mayorista son normalmente los que se observan en boca de pozo, más los costos hasta la puesta en cabecera de gasoducto o precios *upstream*. Los otros precios observables del gas natural en puerta de ciudad o *city gate* difieren del primero por los costos de transporte, cuyas tarifas generalmente están reguladas o son arbitradas por los entes reguladores en los países que más han avanzado en el desarrollo de la actividad.

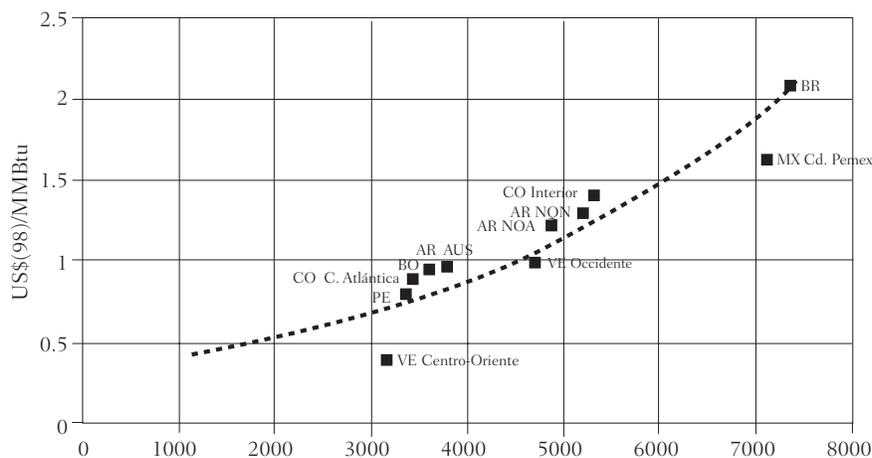
Una disminución transversal de los precios en boca de pozo en relación con las respectivas reservas probadas acumuladas, desde las áreas de menor a mayor dificultad en la exploración, tendría que registrar una evolución creciente. Esto se advierte a partir de la muestra que se ha obtenido para algunos precios en la región (véase la gráfica 5). Sin embargo, los precios en boca de pozo que se comparan no se han integrado de modo similar.

Los precios de Argentina son un promedio de compra en cada cuenca productiva (Noroeste-NOA; Neuquén-NQN y Austral-AUS), antes de impuestos, que surgen de los contratos registrados en el mercado mayorista.⁴

El precio observado en Bolivia es el valor base del contrato con Brasil que se ajusta con la variación del precio de una canasta de combustibles seleccionados (*fuel oil* de distintos orígenes) y que puede variar desde 0.89 hasta 1.06 dólares por millón de British thermal unit (US\$/MMBtu),⁵ mientras que en Brasil, el precio del gas doméstico está atado al del *fuel oil* y su valor FOB vigente ha sido determinado por Petrobras.⁶

En Colombia, se tiende a que los productores comercialicen libremente la producción de gas natural, por lo que los precios indicados (costa atlántica e interior) son los máximos establecidos por resoluciones del ente de aplicación.⁷

GRÁFICA 5
ALC: PRECIOS EN BOCA DE POZO



AR: Argentina; BO: Bolivia; BR: Brasil; CO: Colombia; MX: México; PE: Perú; VE: Venezuela
FUENTE: Elaboración propia.

⁴ "Estadísticas", *Gas & Gas*, varios números (1998).

⁵ MDE, *El gasoducto Bolivia-Brasil* (La Paz: Ministerio de Desarrollo Económico, julio de 1997).

⁶ E. de Paula, "Interconexiones eléctricas y gasíferas en Brasil", *Revista Energética*, Olade (abril de 1999).

⁷ R. Campo, "Interconexiones eléctricas y gasíferas entre países andinos", *Revista Energética*, Olade (abril de 1999).

El precio del gas natural en México, Ciudad Pemex, se determinó con base en el costo de oportunidad del gas natural, de acuerdo con el promedio de 36 meses del Houston Ship Channel y deducido el costo promedio de transporte desde la frontera con Estados Unidos.⁸

En Venezuela, los precios en boca de pozo calculados por PDVSA se han asociado a los costos incrementales de largo plazo (CILP) en las principales cuencas productivas (Centro-Oriente y Occidente).⁹ En Perú, el precio de referencia para su eventual exportación también sería calculado con base en los CILP.

Entonces, mientras que en Argentina y México los precios se determinan como resultado de transacciones de gas en el mercado interno y de Estados Unidos respectivamente, en Venezuela y Perú reflejarían su costo económico y en el resto de los países estarían atados al costo de oportunidad del sustituto. No obstante, lo más probable es que si se tomaran los precios de México teniendo como referencia el costo económico en lugar del costo de oportunidad del gas, aquél se encontraría, teniendo en cuenta sus rendimientos por pozo y menor madurez de la exploración que en Estados Unidos, más próximo a los precios de Venezuela, y ello mostraría una curva potencial de oferta más aplanada que la de la gráfica 5. Si en Brasil, el costo de oportunidad del sustituto se reemplazara por el costo económico del gas natural, esto indicaría que, dada su explotación *off shore* predominante y de mayor costo que en tierra, el precio en boca de pozo podría ser más bajo, pero aun así se ubicaría en el extremo de la curva donde los precios son los más altos en la región.

La adopción del costo económico como referencia para la formación de precios tendría los siguientes efectos: en México, un estímulo para la exportación futura a Estados Unidos y, en Brasil, continuaría estimulando la importación desde los países vecinos.

Las características indicadas en cada país son resultado de los procesos de modernización en la industria del gas que se han observado en el pasado reciente.¹⁰ Ese proceso no ha sido homogéneo ni en el espacio ni en el tiempo en los países productores, que han buscado la constitución de mercados a partir de la redefinición de la propiedad del producto, la desintegración vertical y horizontal de la cadena institucional del gas y la introducción del libre comercio donde era posible, al ir eliminando barreras al transporte

⁸ CEPAL, "Gasoducto regional México-Istmo centroamericano: estudio de prefactibilidad", Proyecto Olade-CEPAL-GTZ (México: CEPAL, Unidad de Energía, enero de 1998).

⁹ Francisco Figueroa de la Vega, C. Navas y R. Campo, *Estudio del mercado de gas natural en Venezuela* (Quito: Olade, octubre de 1999).

¹⁰ Olade-CEPAL-GTZ, *Energía y desarrollo sustentable en AL*.

e integrando las redes nacionales. En ese contexto, cada país tiende a crear un mercado mayorista competitivo, optando por mecanismos de integración de precios, algunos de ellos transitorios, como paso previo a un sistema de precios de mercado en el ámbito interno. Pero, para el desarrollo de un mercado regional parece necesario transitar a una nueva etapa donde los precios mayoristas sean desregulados, a efecto de fomentar la competencia entre los productores de los distintos países.

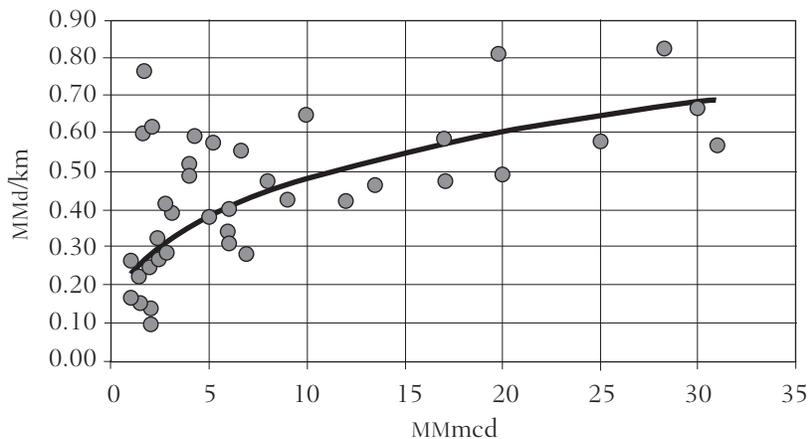
En resumen, según sea el procedimiento para determinar precios en boca de pozo, el precio de mercado oscilará entre el CILP (mínimo) y el costo de oportunidad del sustituto de referencia (máximo), a igual costo de transporte hasta el *city gate*, dependiendo de la transparencia en la oferta. Sin embargo, cuanto más competitivo sea el mercado los precios tenderán a aproximarse al CILP, más un beneficio normal, mientras que bajo condiciones de baja competitividad tenderán a aproximarse al valor de los sustitutos. Se desprende de lo anterior que, si en el futuro, la red de transporte de gas natural interconectara a proveedores y consumidores de la región en el contexto de un mercado competitivo, no discriminatorio y con libre acceso a los ductos, la gráfica 5 indicaría inicialmente, en vista de los costos de transporte, las nuevas orientaciones que cabe esperar para las futuras corrientes de comercio de gas en la región, las que estarán condicionadas por la disponibilidad de recursos en cada país y por las decisiones de inversión en gasoductos de interconexión.

Inversión en gasoductos y tarifas de transporte

Las inversiones por kilómetro en gasoductos de interconexión subregional (tubería, plantas de compresión e instalaciones complementarias), que se han realizado para los gasoductos en operación y en proyectos de transporte, indican economías de escala debido a un crecimiento menos que proporcional de los costos de inversión a medida que aumenta la capacidad de los ductos (véase la gráfica 6). Ello convalida la argumentación de las reformas, en muchos países, sobre la necesidad de introducir regulaciones de tarifas en los medios de transporte, caracterizados como monopolios naturales por las economías de escala que tiene esa actividad. Esas reformas han dado lugar a la constitución de entes reguladores en México (CRE), Colombia (CREG), Brasil (ANP), Chile (CNE), Argentina (Enargas), entre otros.

En la gráfica 6, se observa una importante dispersión entre los valores puntuales de los 38 proyectos con respecto a la tendencia. Ello se debe, en parte, a que los costos de los proyectos que se encuentran por encima de la

GRÁFICA 6
ALC: INVERSIÓN EN TRANSPORTES FRENTE A CAPACIDAD



FUENTE: Elaboración propia.

tendencia indicarían, para un mismo nivel de capacidad, la complejidad derivada de trazas en áreas geográficas que presentan mayor dificultad en el tendido de los ductos.

Por su parte, las inversiones por debajo de la tendencia presentarían la situación inversa. Por ejemplo, los proyectos de gasoductos submarinos como las posibles interconexiones entre Colombia y Panamá, Buenos Aires y Montevideo o el gasoducto Transcaribe se encuentran por encima de la tendencia, en particular este último que por su gran complejidad revela costos de inversión muy altos, mientras que los proyectos de gasoductos transcordilleranos de Argentina y Chile se encuentran agrupados a ambos lados y cercanos a la tendencia. En el resto, su ubicación varía dentro de una franja aparentemente razonable. No obstante, no puede afirmarse con certeza que los datos reflejen únicamente discrepancias por complejidad. Por ejemplo, otro factor que explicaría la dispersión respecto a la tendencia es la distorsión que puede haber en la cuantificación del valor de las inversiones, las que pueden expresar falta de homogeneidad respecto a los elementos considerados en su cálculo, ya que en algunos casos pueden incluir ramales u otros componentes. A esto se agrega la distorsión que puede introducir haber considerado inversiones en valores corrientes, aunque en la mayoría de los casos, los estudios de los proyectos se concentran entre los años 1995 y 2000, por lo que en este caso los desvíos no parecen ser de mayor

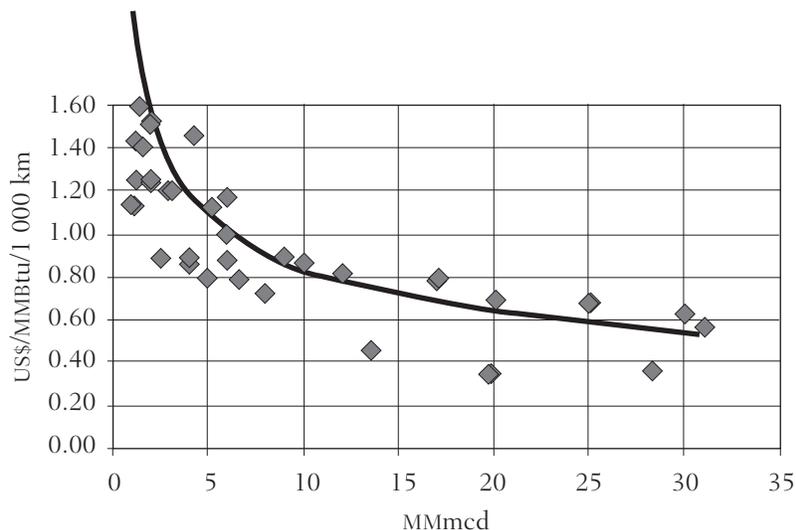
significación. Otra observación importante es que la mayoría de los proyectos se concentra en un rango de capacidades entre 2 y 15 MMmcd, quince de los cuales se encuentran en operación o construcción. Para los grandes proyectos, esto es, de capacidades superiores a los 15 MMmcd, se registra una menor cantidad, y de ellos sólo se encuentra en operación el que interconecta Bolivia con Brasil. También, a las posibles distorsiones señaladas se agregan las que se derivan de los cálculos de capacidad que, a igual costo de inversión, pueden desplazar horizontalmente los valores puntuales de cada proyecto.

Por las razones expuestas, la tendencia de la gráfica 6 no puede considerarse un ábaco para cálculos de ingeniería, pero indica en grandes números relaciones que sugieren las economías de escala que se alcanzan normalmente en la actividad. Las economías mencionadas tienen su efecto correlativo en las tarifas de transporte.

Las tarifas de transporte, medidas en US\$/MMBtu, homogeneizadas para una distancia de mil kilómetros, muestran una sensible caída a bajos niveles de capacidad, para luego insinuar un amortiguamiento hacia una asíntota imaginaria, a medida que la capacidad crece (véase la gráfica 7).

GRÁFICA 7

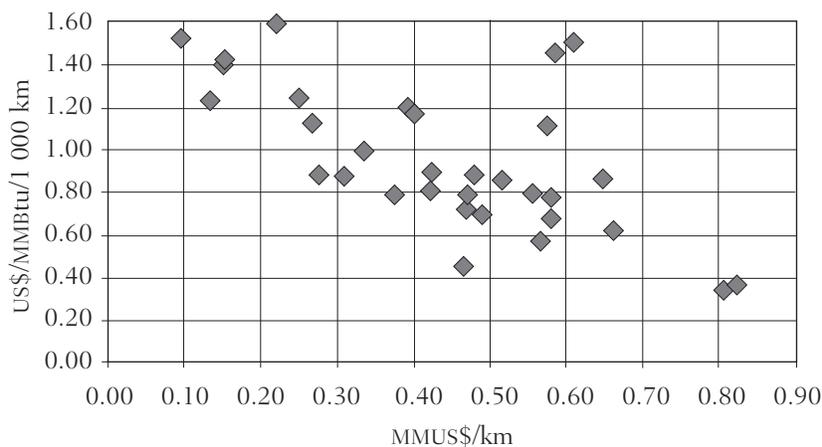
ALC: TARIFAS DE TRANSPORTE FRENTE A CAPACIDAD



FUENTE: Elaboración propia.

Las tarifas más elevadas se corresponden con el transporte por gasoductos en tramos submarinos de baja capacidad y también con los terrestres de mayor complejidad. Sin embargo, ese comportamiento no necesariamente se convalida en todos los casos. Al parecer, en los cálculos de rentabilidad de cada gasoducto proyectado se combinan de diferente modo los componentes del flujo de fondos, por ejemplo, diámetro y espesor de tubería con plantas de compresión, lo cual da lugar a una estructura de costos de inversión diferente entre proyectos, a lo que se agrega el precio negociado en los contratos de compraventa del gas en origen y destino que incide en la tarifa. Ello determina que la relación entre las tarifas e inversiones en gasoductos sea más dispersa, aunque con una tendencia en general declinante (véase la gráfica 8).

GRÁFICA 8
ALC: TARIFAS DE TRANSPORTE FRENTE A INVERSIÓN



FUENTE: Elaboración propia.

Otra cuestión considerable es que en los países donde hay una red antigua de gasoductos en operación, también existe una capacidad técnico-profesional interna que, para la determinación de tarifas, se basa en parámetros que además establece la experiencia. Pero en los países con menos experiencia las tarifas parecen ser mayores y aparentemente desvinculadas de los precios del mercado mayorista del gas, como si se tratara de un negocio no interdependiente. Ello situaría a los gasoductos como segmentos entre pro-

ductores y consumidores, donde la tarifa de transporte puede distorsionar la finalidad última de la actividad que debería ser el comercio de gas y no su transporte, ya que en realidad este último es sólo un medio para alcanzarlo. Entonces, al estar caracterizada la actividad de transporte como monopolio natural, resulta de particular importancia el establecimiento oportuno de marcos regulatorios que eviten el potencial ejercicio de abuso de posiciones dominantes de los transportistas sobre el mercado de gas natural.

Perspectivas

Los precios del gas natural por cuencas productivas, de acuerdo con el mayor grado de madurez y complejidad de la exploración, tenderán a ser mayores. A su vez, si la racionalidad se apega a cómo se forman los precios en las empresas constituidas como verdaderas unidades de negocios, los precios del gas en boca de pozo, en cada cuenca productiva, deberían subir a partir de cierto momento por la escasez creciente de los recursos. Esto es, que la racionalidad empresarial buscará que su ecuación financiera mantenga un nivel razonable de rentabilidad, incrementando los precios en proporción al aumento de los costos de reposición del producto.

No obstante, ese crecimiento tiene límites. El primero de ellos es el precio de frontera del gas natural posible de importar (por ductos o por buques de GNL) más el costo de transporte hasta el lugar de entrega (*city gate*). Si ese precio es menor al precio del gas de uso doméstico, en igual destino, sacará del mercado a los productores que no puedan competir. De ese modo, el precio del *mix* de gas comercializado en un mercado libre y abierto puede llegar a tener aumentos muy atenuados a largo plazo, cuando los proveedores tienen libre disponibilidad del producto, disponen de recursos de gas en abundancia y la red de transporte está convenientemente integrada como para que los oferentes y demandantes puedan acceder libremente y sin discriminación a ella. Ése podría ser el caso que derive de una integración creciente en la región, donde la penetración del gas de Venezuela, Perú y Bolivia posiblemente desplazaría la oferta de los productores, cuyos precios no puedan competir en los mercados existentes y potenciales.

El segundo límite es el precio de los sustitutos costo-seguro-flete (CIF, por sus siglas en inglés) ponderado por los rendimientos en cada uso. Si ese precio es menor al precio del gas doméstico más los costos de transporte hasta el mismo punto, también ponderado por los rendimientos en los mismos usos, el productor perderá gradualmente mercado.

Dentro de las consideraciones anteriores esto significa que, de acuerdo con la madurez de la exploración en los yacimientos de cada productor y sus características (estructurales, profundidad, dispersión geográfica y capacidad de gestión), los precios en boca de pozo serán distintos y se agregará el diferencial de costos de transporte por distancia y capacidad. Ello implicará que primero en Argentina y luego en Colombia la expansión de la producción inducirá a precios crecientes más pronunciados cuanto más intensa sea la explotación para satisfacer los requerimientos internos y externos. La situación posiblemente promoverá a largo plazo intercambios comerciales con Bolivia, Perú y Venezuela. Pero esas posibilidades también estarán condicionadas por los supuestos de competitividad y acceso a los ductos y por el precio de los nuevos sustitutos en desarrollo, cuyos costos en el futuro podrían incluso ser menores a los precios de frontera del gas natural.

Fuentes

BEICIP, FRANLAB

2001 “Gas Market Integration in South America”. Olade/ARPEL, octubre.

CAMPO, R.

1999 “Interconexiones eléctricas y gasíferas entre países andinos”, *Revista Energética*, abril.

CEPAL

1998 “Gasoducto regional México-Istmo centroamericano: estudio de prefactibilidad”. Proyecto Olade-CEPAL-GTZ, México: Unidad de Energía, enero.

DE PAULA, E.

1999 “Interconexiones eléctricas y gasíferas en Brasil”, *Revista Energética*, abril.

FIGUEROA DE LA VEGA, F.

2004 “El gas natural en América Latina y el Caribe: perspectivas de los mercados y seguridad del suministro a largo plazo”. Informe Ejecutivo, *Oil and Gas Journal*, PennWell, julio, en <www.ogjresearch.com>.

FIGUEROA DE LA VEGA, F., C. NAVAS y R. CAMPO

1999 “Estudio del mercado de gas natural en Venezuela”, Quito, Olade, octubre.

GAS & GAS

1998 “Estadísticas”, *Gas & Gas*, varios números, Buenos Aires.

MDE

1997 *El gasoducto Bolivia-Brasil*. La Paz: Ministerio de Desarrollo Económico, julio.

Olade-CEPAL-GTZ

1998 *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: enfoques para la política energética*. Quito: Olade-Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, mayo.

2000 *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas*. Quito: Olade-Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, julio.

2001 *El gas natural en la Comunidad Andina*. Quito: Olade-Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, septiembre.

THOUIN, P.

2001 “Visión prospectiva sobre el gas natural en América del Sur”, *Revista Energética* 4, no. 25, Olade, octubre-diciembre.

DIAGNÓSTICO DE LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN MÉXICO

OBSTÁCULOS Y PERSPECTIVAS

*Rubén José Dorantes Rodríguez**

Introducción

Uno de los pilares fundamentales para el sostenimiento actual de nuestras sociedades radica, indudablemente, en la disponibilidad energética de cada individuo, de cada comunidad y de cada país. También es cierto que, en la actualidad, uno de los energéticos que marca una diferencia importante entre sociedades pobres y ricas es la disponibilidad de la energía eléctrica: mientras más disponible esté, mejor será la calidad de vida de la población.

Las sociedades actuales necesitan grandes cantidades de energía todos los días, pues son tan diversas las actividades que se desarrollan gracias a ésta, que son pocos los que se detienen a reflexionar acerca de su origen y de la enorme cantidad de procesos de transformación y conversión que hay detrás de cada uno de sus usos. Por lo tanto, en general, nuestras sociedades aún no se preocupan por saber de dónde viene la energía, sino más bien por disponer de ésta en forma permanente y en todo lugar.

En nuestro país, desde mediados del siglo xx, los gobiernos que hemos tenido emprendieron la enorme labor de fomentar un creciente desarrollo económico en diferentes áreas, y desde luego, construyendo las grandes instalaciones energéticas que se requerían para la fabricación de combustibles derivados del petróleo y para crear las plantas eléctricas necesarias que demandaba una población con elevado crecimiento económico y demográfico.

En estas primeras etapas, nuestro país tuvo la inminente necesidad de contar con enormes recursos económicos que requería este desarrollo, recursos que no se tenían, para lo cual se inició la extraordinaria aventura, hoy es casi “deporte nacional”, de pedir los recursos monetarios requeridos, principalmente, a nuestros vecinos del norte.

Desafortunadamente, en los inicios de la década de los cincuenta, esta importación de recursos no quedó solamente en la parte económica, sino

* Profesor titular, Departamento de Energía de la UAM, Azcapotzalco. Correo electrónico: <rjdr@correo.azc.uam.mx>.

también en la industrial, la agrícola y la energética. En ese entonces, poco se entendió la estrecha vinculación entre la parte financiera y las partes agrícolas e industrial, es decir, desde mediados del siglo pasado no entendimos a tiempo que pedir dinero prestado para financiar nuestro desarrollo económico implicaba asumir directa e indirectamente las reglas estrictas que se imponen: “yo te presto dinero para desarrollarte, pero tú tienes la obligación de comprarme lo que necesites para tu desarrollo y con la prohibición de que lo adquieras en otra parte”. Pero esta obligación no quedó ahí; posteriormente, cuando el país comenzó a demostrar habilidades para crecer y desarrollarse, nuestros vecinos consideraron oportuno añadir algunas condiciones adicionales para asegurar esta clara dependencia que se había dado a las mil maravillas: “ahora, no sólo me sigues comprando, sino que te queda prohibido fabricar buena parte de la infraestructura que necesitas, o de otra manera ya no te presto y además te exigiré de inmediato lo que me has pedido”.

Bajo estas premisas, increíbles de imaginar, nuestro país emprendió la gran tarea de desarrollarse, desde luego con muchas limitaciones y libertades, pero con la enorme obligación de ir solucionando grandes rezagos existentes, como producir alimentos suficientes, construir sistemas de agua potable y de riego, proporcionar servicios en las ciudades más importantes, crear empleos y, desde luego, desarrollar la pequeña industria energética existente, pilar importante de esta gran empresa.

Los dos grandes retos de esta industria energética estaban bien identificados: construir grandes plantas generadoras de energía eléctrica y grandes refinerías de petróleo, así como los sistemas necesarios para su transformación y su distribución entre la población.

En estas primeras etapas nuestro país tuvo un desarrollo sin precedentes por el gran entusiasmo, talento y compromiso asumido para crecer a ritmos impresionantes entre las décadas de los cincuenta a los setenta. Desde el punto de vista del desarrollo tecnológico aplicado en áreas estratégicas como la industria, el campo, la energía, caminos, etc., mostró un dinamismo impresionante, se asimilaron rápidamente las tecnologías venidas del exterior y de hecho comenzaron a fabricarse en México a un ritmo muy importante. En estas décadas el crecimiento de nuestra infraestructura energética en plantas eléctricas, refinerías, redes, etc., estuvo a la altura de la demanda de la sociedad, al mismo tiempo que también se impulsó con gran éxito la formación de los profesionistas que se requerían para satisfacer la gran necesidad de capital humano en las grandes obras que se desarrollaron. También se contó con los recursos financieros que se requirieron, pero con un muy buen control en las finanzas públicas al no disparar la inflación ni “hacer

funcionar la maquina del dinero”, ni hacer crecer la deuda exterior ni la interna.

Sin embargo, este desarrollo armónico y equilibrado molestaba e inquietaba a los grandes capitales, porque de continuar por ese sendero, nuestro país rápidamente podría aprender a dejar de depender del exterior, ser soberano y autosuficiente en alimentos, energía, capital, tecnología y servir de ejemplo en la región, hechos que no podían permitirse. Así como el comunismo cubano y su expansión en América Latina representaba para Estados Unidos un alto riesgo, de igual manera lo representaba una nación pensante y joven, con una economía fuerte y con enormes recursos naturales por explotar.

Por lo tanto, había que diseñar una estrategia para hacernos tropezar, para desviar el rumbo, pero sin acciones violentas ni intervencionistas, sino con sutileza y desde luego con engaños estratégicos y empleando una poderosa arma, bien conocida y eficiente: la corrupción, mucha corrupción. Desde luego, también había que inventar un buen pretexto para hacer funcionar esta estrategia, una estrategia muy bien diseñada y argumentada tecnológicamente, la cual consistió en convencernos de las enormes riquezas petroleras de nuestro subsuelo y de la necesidad de explotarlo en muy corto plazo por las ventajas económicas que esto implicaría, al asegurarnos que los precios del crudo aumentarían hasta límites nunca antes vistos; nosotros caímos en esa mentira y se desencadenó una estrategia de desarrollo y crecimiento de gigantescas proporciones, todo basado en nuestra futura riqueza petrolera.

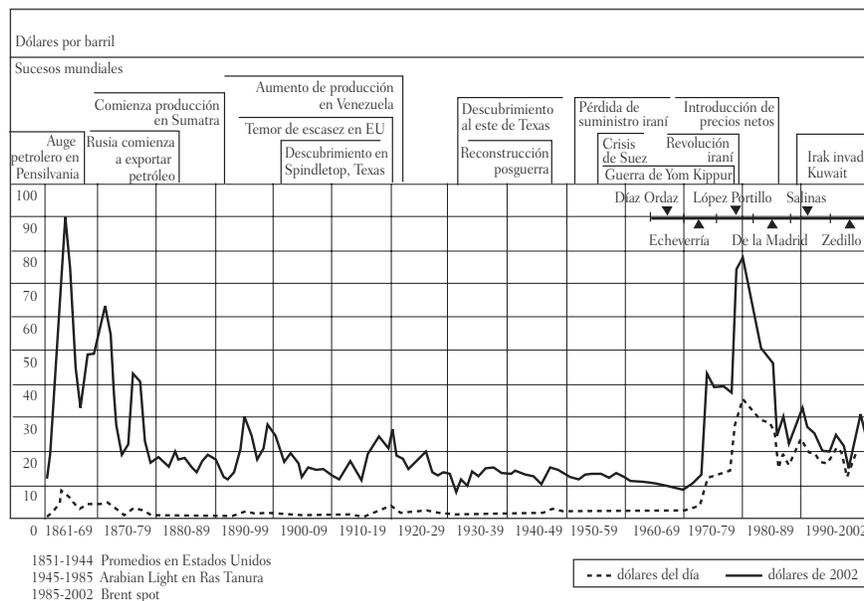
El viaje del modelo económico y de desarrollo equilibrado que tan buenos resultados había dado hasta la década de los sesenta, cambió radicalmente por un modelo absurdo y falso, que empeñaba el futuro de México a un recurso energético incierto y peligroso. Sin embargo, caímos en el error y apuntalamos nuestro nuevo modelo de desarrollo basados en una economía ficticia, donde los recursos económicos para financiar una expansión industrial acelerada fueron contratados como deuda externa y donde la tecnología indispensable para este modelo ya no se desarrolló en México, sino que provino del exterior y a precios muy elevados. Incluso, la formación capital humano también experimentó la atracción de llevarse a cabo en el extranjero, y miles y miles de jóvenes fueron enviados al exterior a formarse, desde ingenieros, científicos, humanistas y tecnócratas, hasta futuros deportistas.

En materia energética poco importó a los gobiernos de las décadas de los setenta a 2000 las advertencias de una crisis petrolera que se avecinaba, lo que invitaba a la cautela. En lugar de esto se creyó, que por decreto la riqueza podía generarse y la economía ordenarse, y que los países del exterior

“harían cola” para comprar nuestro petróleo. Obviamente las ideas académicas de aprovechar nuestros enormes recursos energéticos renovables fueron ignoradas en lo estratégico, mas no en la imagen de modernidad que el gobierno intentó dar al financiar enormes proyectos de aprovechamiento de energías renovables, pero con una integración nacional casi nula y sin mediar ningún plan de desarrollo industrial que pudiera dar continuidad a tales proyectos.

Finalmente, la cruda realidad llegó: la crisis petrolera provocada por la OPEP disparó primero los precios del petróleo crudo hasta valores de 78 dólares/barril; después vino una súbita caída de los mismos hasta 25 dólares y luego un desplome hasta los 13 dólares/barril (véase la gráfica 1).

GRÁFICA 1
COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO DESDE 1861 HASTA 2002



FUENTE: British Petroleum.

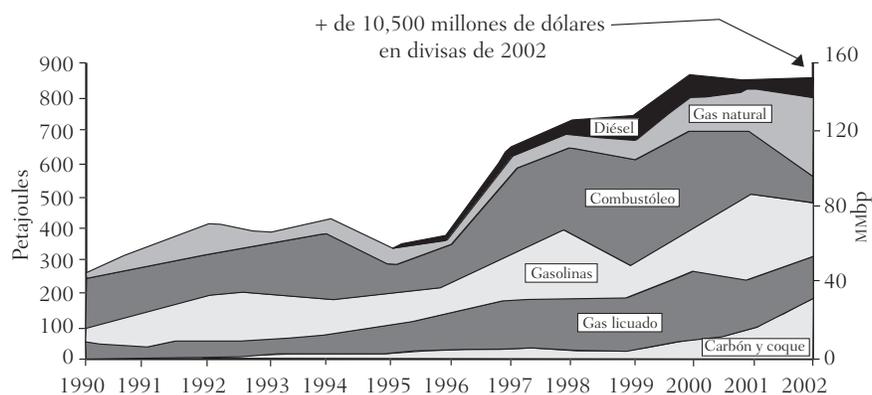
Ante esta situación de alta volatilidad de los precios del petróleo y, por lo tanto, de los ingresos por su venta, hubiera sido lógica la no dependencia de este recurso. Sin embargo, la enorme deuda contraída por el gobierno

mexicano debía pagarse con petróleo mismo y con recursos provenientes de su venta, aun en el caso de que su costo de extracción fuese más alto que su precio de venta, como sucedió en la década de los noventa.

Por otro lado, la creciente demanda interna de petróleo provocada por un crecimiento inducido artificialmente provocó una explotación irracional del recurso, además de una creciente necesidad de encontrar nuevos yacimientos para mantener la producción y las reservas.

Justamente en medio de esta crisis petrolera se debió establecer una política energética que diversificara la oferta para lograr frenar la demanda interna. El reto era satisfacer la enorme demanda de combustibles, principalmente gasolina además del combustóleo y luego del gas natural para la generación de electricidad. Alternativas no había muchas: etanol para la producción de nuevas gasolinas, y para la generación de electricidad plantas hidroeléctricas, nucleares, geotermoeléctricas, solares o eolieléctricas. De todas estas alternativas sólo se escogieron las plantas hidroeléctricas, las nucleares y las geotermoeléctricas, en ese orden de importancia, además de la importación de los combustibles en los que éramos deficitarios: gasolinas y diésel, combustóleo, gas natural y, desde luego, uranio (véase la gráfica 2). No hubo espacio para otras renovables, la solar y la eólica, por ejemplo, puesto que el fracaso escandaloso que tuvieron los grandes proyectos solares (térmicos y fotovoltaicos) de los gobiernos de Echeverría y López Portillo hicieron que tanto Pemex como la CFE y el resto del sector oficial energético (Secretaría

GRÁFICA 2
 IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES SECUNDARIOS EN MÉXICO (1990-2002)



Nota: Las cifras están dadas en petajoules y en barriles de petróleo crudo equivalente.
 FUENTE: Sener, "Balance nacional de energía 2003", en <www.energia.gob.mx>, y elaboración personal.

de Minas e Industria Paraestatal, Semip, y ahora Sener) decidieran nunca más apostar a estas tecnologías renovables, y así ha sucedido hasta nuestros días.

Lamentablemente esta situación, lejos de haberse remediado, año con año se agudiza, a grado tal de estar dejando nuestra soberanía energética en manos de unos cuantos bancos, empresas y gobiernos extranjeros, quienes no tienen interés alguno en lograr que México llegue a tener un desarrollo propio e independiente, sino más bien que logre alcanzar un nivel de desarrollo razonable y fuertemente dependiente de la economía estadounidense, principalmente.

El ocaso de nuestro viejo e ineficiente sistema energético

En este panorama energético un tanto desalentador, existe, sin embargo, una situación aun más preocupante. México, al igual que todos los países del mundo, requiere satisfacer las necesidades energéticas que demanda la sociedad en su conjunto, pero en el modelo energético actual da la impresión de que lo más importante es asegurar la sustentabilidad del sistema energético nacional en el tiempo, siguiendo los ritmos de crecimiento estimados por el gobierno federal y como se vayan presentando en la realidad. Es decir, lo que se trata es de mantener la oferta actual de energéticos secundarios (electricidad, gasolina, etc.) y de ir satisfaciendo el incremento de esta demanda, ya sea con la construcción de nuevas plantas o bien con la importación de energéticos. Poco énfasis se da, sin embargo, al uso final de estos energéticos y a la eficiencia con la que se producen y se utilizan. Por ejemplo, para un individuo no es tan importante tener electricidad para iluminar su casa, sino justamente que esté iluminada y de preferencia al costo más bajo posible. Así, durante el día es mucho mejor iluminar una casa con luz natural que con luz artificial, evitando el consumo de electricidad y todo lo que implica. Si a esto le sumamos que el combustible para producir esta electricidad es importado y que la eficiencia de transformación de la energía, desde el combustible hasta la luz artificial final es sumamente baja (menor al 10 por ciento), es necesario preocuparse más por el uso final que por la simple dotación de electricidad a la sociedad.

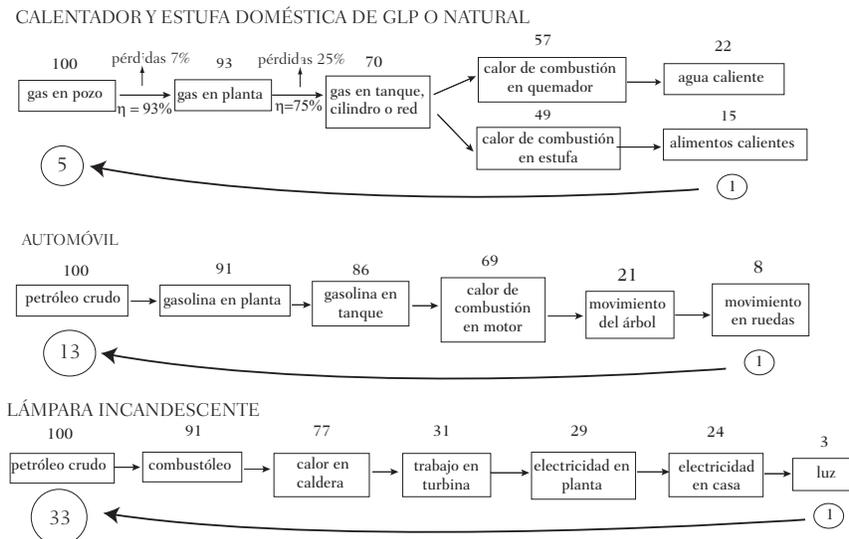
En efecto, los modelos actuales de transformación de los energéticos, desde su estado primario hasta su uso final, tienen eficiencias globales sumamente bajas. Por ejemplo, la eficiencia global de transformación de petróleo crudo en luz artificial es de sólo 3 por ciento. Es decir, que si se extraen el equivalente en petróleo crudo a 100 joules de energía, sólo 3 joules son transformados finalmente en luz utilizando un foco, por ejemplo. En el caso de un automóvil, la eficiencia global es en promedio del 8 por ciento

si el auto está en movimiento, pero si está encendido y sin movimiento, la eficiencia cae a 0 por ciento. Estos dos ejemplos, de cientos que se pueden mencionar, muestran cómo los procesos actuales para transformar energía primaria en energía útil, utilizando combustibles fósiles o energías no renovables, son muy ineficientes y en el caso del automóvil, llegan a ser perfectamente ineficientes (véase el diagrama 1).

Gran parte de estas ineficiencias se deben a la gran cantidad de procesos de conversión y transformación energética que se realizan para llevar los energéticos desde su origen como recursos naturales hasta el consumidor final, además de las bajas eficiencias de estos procesos, por ejemplo, la conversión de calor en energía cinética y luego en electricidad.

Estos procesos son así y fueron diseñados bajo la idea de energéticos inagotables y para la construcción de grandes y gigantescos sistemas centralizados, el sueño ideal de los ingenieros, y no fueron pensados considerando eficiencias globales elevadas, ni minimizando los impactos ambientales; al contrario, fueron diseñados bajo criterios poco claros de viabilidad económica y bajo la hipótesis irrefutable de bajos costos de los combustibles y de abundancia de recursos.

DIAGRAMA 1
EFICIENCIAS GLOBALES DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN ENERGÍA ÚTIL DE CUATRO PROCESOS DE ALTA INTENSIDAD ENERGÉTICA



FUENTE: Elaboración propia.

Ahora bien, en los inicios del siglo XXI, nuestra civilización actual y muchos de quienes detentan la toma de decisiones no parecen alarmados por el agotamiento de los recursos no renovables ni por sus efectos devastadores en el medio ambiente; desde luego, el usuario final sólo se ve como un consumidor y a los energéticos como artículos de consumo, nunca como bienes de la naturaleza a los que hay que preservar como se haría con un bien de enorme valor.

En México, esta situación es aún más preocupante, puesto que nuestros modestos sistemas energéticos, tanto en la producción de combustibles como en electricidad, son en gran parte obsoletos, con bajo mantenimiento, de alto costo de producción y con una dependencia tecnológica del exterior cada vez más elevada.

La enorme responsabilidad que se otorgó a Pemex, CFE y CLYFC en cuanto a garantizar el suministro de energéticos con tecnología propia, precios moderados, en forma abundante y para toda la población está cada vez más lejos de concretarse. Nuestras grandes empresas estatales están tremendamente endeudadas, controladas por sus sindicatos, con costos de producción muy elevados y una perspectiva a futuro de convertirse en oficinas de gestoría o de oficialía de partes, puesto que han perdido o están a punto de perder la misión para la cual fueron creadas. Es decir, cuando una empresa no es rentable (aunque se diga lo contrario), cuando no es libre de tomar sus propias decisiones, cuando depende tecnológicamente del exterior y tiene una visión errada del futuro al pensar que sus insumos están asegurados de por vida, tenemos una empresa condenada a desaparecer mientras el único pilar que la sostenga no se rompa, en este caso, los grandes subsidios del gobierno en combustibles, impuestos, etcétera.

México no está dando el viraje energético tan demandado y tan aconsejado por propios y extraños. Pemex cada vez importa más combustibles secundarios, las reservas de hidrocarburos bajan de manera alarmante mes con mes, no se diversifica, no se moderniza y no agrega valor final a sus productos. La CFE sufre los mismos problemas y además está empeñada en apostar casi todo a la generación con gas natural,¹ provenga de donde provenga, desde luego de todas partes del mundo menos de México; no se diversifica tecnológicamente y está perdiendo un alto porcentaje de sus cuadros técnicos. Además, no promueve la generación distribuida, la cogeneración ni la minigeneración múltiple, además de que desaprovecha toda la capacidad de generación instalada en el sector industrial en plantas de emer-

¹ Sener, "Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013", 2004, en <www.energia.gob.mx>.

gencia, por ejemplo. El ahorro y el uso eficiente de la energía han perdido modernidad y no es estratégico para estas grandes empresas.

Lo más patético para México es estar “nadando” en una cada vez más demostrada abundancia de recursos renovables y enfrentar la escasez de los no renovables. En efecto, desde hace más de treinta años se ha venido mostrando y demostrando las bondades, beneficios y oportunidades tecnológicas que se tendrían al emprender un viraje del caduco modelo energético hacia un nuevo y mejor modelo sustentado en una mejor mayor diversificación energética y en la única posibilidad existente, todavía, de desarrollar las tecnologías renovables o de integrar tecnología nacional en sus procesos de fabricación.

En estos momentos, difícilmente otras tecnologías que no sean las renovables pueden ser objeto de una asimilación tecnológica exitosa de corto y mediano plazos, porque todas estas tecnologías no requieren complicaciones tecnológicas extremas (caso de la nuclear) o de una integración tecnológica robusta (turbinas de vapor y gas). En el caso de la energía eólica, la solar, la hidráulica grande y pequeña y desde luego la biomasa, las tecnologías exitosas y en crecimiento acelerado (en Europa y Brasil, por ejemplo) requieren fundamentalmente de una industria madura de maquinaria eléctrica (la cual todavía tenemos), de una industria para equipos de proceso térmico (la tenemos) y, sobre todo, de muchos sistemas de instrumentación y de control mecánico, eléctrico y electrónico (que también los tenemos). Existen ciertamente tecnologías renovables que debemos importar, como los módulos fotovoltaicos, pero de los cuales alguna de las empresas fabricantes podría instalarse fácilmente en México. En cambio, muy difícilmente se instalaría una de turbinas (ya lo hubieran hecho) o de reactores nucleares, porque no les conviene por cuestiones de mercado y de seguridad.

Finalmente, si bien es importante la disponibilidad e integración nacional de las tecnologías, lo fundamental en los sistemas energéticos es el recurso, es decir, el tener y poder disponer de los energéticos para mover las tecnologías. ¿Para qué sirve un auto de gasolina, gas, hidrógeno o eléctrico, de avanzada tecnología, si no tiene el energético para moverse o si la disponibilidad de éste depende de complejas coyunturas independientes al usuario? En efecto, la seguridad energética de un país no radica tanto en la disponibilidad tecnológica, sino más bien en la disponibilidad y seguridad de contar con el recurso.

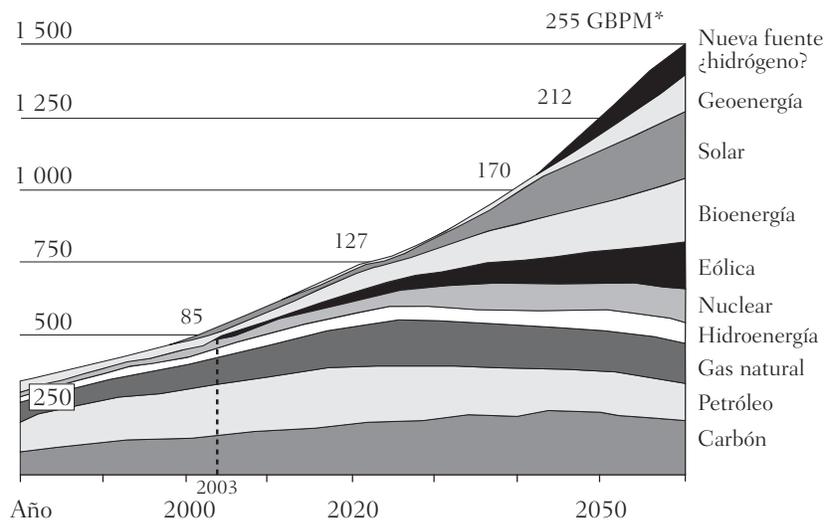
El futuro de la seguridad energética de México son las energías renovables, pero los puentes para transitar a este nuevo modelo de desarrollo los deben constituir, sin duda alguna, las energías no renovables, principalmente nuestro petróleo. Entonces no es una competencia entre unas y otras, renovables contra no renovables; es simplemente una transición entre un modelo

de desarrollo basado en combustibles fósiles, a otro basado en la energía solar, eólica, hidráulica y en la bioenergía, principalmente. Se equivocan rotundamente quienes no lo quieren ver de esta manera y peor aun, quienes todavía apuestan al resurgimiento de la industria nuclear, hermoso desarrollo tecnológico producto de la inteligencia científica de los seres humanos, pero demasiado arriesgada todavía, al menos para este siglo, y sin que pueda ser una tecnología cerrada, es decir, una tecnología limpia y con un mínimo de riesgos a la seguridad nacional.

Algunos escenarios energéticos de largo plazo

A mediados de este siglo, el mundo se moverá principalmente alrededor de las tecnologías renovables porque no habrá, quizás, mejor alternativa y porque los recursos no renovables declinarán de forma drástica (véase la gráfica 3). Además, cualquier país en el mundo dispone de recursos renovables y México es de los mejores dotados y con abundantes recursos diversificados en todo su territorio.

GRÁFICA 3
ESCENARIO POSIBLE HASTA EL 2060 DE USO MUNDIAL
DE ENERGÍA PRIMARIA



* Las siglas GBPM significan gigabarriles de petróleo equivalente, que es una unidad de energía.
FUENTE: *Transición hacia un futuro basado en las fuentes renovables de energía* (Sociedad Internacional de Energía-Donald Aitken, 2003), elaboración propia.

Por ejemplo, el reto energético que enfrenta México en cuanto al crecimiento de su sistema eléctrico nacional puede resolverse en el 2030 combinando plantas eléctricas con energéticos renovables y no renovables (véase cuadro 1). Partiendo de la base de llegar a tener una capacidad total instalada de 1 kW/hab y 130 millones de mexicanos, y considerando el estado actual de las tecnologías renovables con factores de planta convencionales, se podrían alcanzar metas de generación anual cercanas a los 640 terawatts-hora² (TWh).

CUADRO 1
 ESCENARIO ALTO AL 2030 DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
 COMBINANDO RECURSOS RENOVABLES CON NO RENOVABLES

<i>Fuente de energía</i>	<i>Capacidad instalada (MW)</i>	<i>Factor promedio de planta (%)</i>	<i>Generación anual (TWh)</i>	<i>Generación total anual (%)</i>
Hidro y geotermia	20 000	0.4	70.08	10.95
Eólica	30 000	0.5	131.40	20.55
Solar	15 000	0.24	35.04	5.48
Bioenergía	30 000	0.6	157.77	24.67
Hidrógeno u oceánica	100	0.5	n.s.	n.s.
Total renovables	95 100 (73%)	—	394.20 (62%)	61.64
No renovables	35 000 (27%)	0.8	245.28 (38%)	38.36
Gran total	130 100	—	639.48	100
Gen. anual por hab.	1 kW/hab	—	4 919 kWh (130 millones/hab)	—

FUENTE: Elaboración propia.

Alcanzar estos escenarios no es imposible. Por ejemplo, la Conae³ ha calculado que la generación anual viable de energía eléctrica con plantas minihidráulicas tan sólo en los estados de Puebla y Veracruz es superior a los 12 TWh anuales que, sumados a los 25 TWh anuales obtenidos en 2003 con

² Un terawatt-hora es una unidad de energía y equivale a mil millones de kilowatts-hora. Un kWh es la energía eléctrica consumida por un foco de 1 000 watts encendido durante una hora.

³ Conae-Sener, "Estudio de la situación actual de la minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla", 1995, en <www.conae.gob.mx>.

geotermoelectricas y con las grandes hidroelectricas, sumarian 37 TWh anuales, contra 70 TWh estimados para 2030.

En cuanto a la generacion eoloelectrica, estudios recientes realizados por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), con el patrocinio de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) y el gobierno de Oaxaca, han calculado en mas de 10 000 tan solo el potencial eolico de La Ventosa en Oaxaca, con factores de planta de 0.45. Esto permite establecer que un escenario como el mostrado en el cuadro 1 no es imposible de alcanzar, al menos tecnicamente.

Desde el punto de vista de costos de inversion y de generacion de la energia electrica, en el cuadro 2 se muestra como las tecnologias renovables tienen costos de inversion y produccion muy abordables, cercanos a los costos con tecnologias no renovables, y en el caso de las plantas eoloelectricas, minihidroelectricas y termoelectricas con biomasa los costos de la energia electrica llegan a ser menores que con plantas convencionales (aun en el caso de la fotovoltaica). Esto, sin contar los precios actuales y futuros de los combustibles fosiles, y desde luego, sin considerar los costos asociados a las externalidades, es decir, a la reparacion de los danos provocados al medio ambiente por todo el proceso de transformacion de combustibles fosiles en energia electrica. Por ejemplo, en un estudio reciente, auspiciado por la Cepal y la Semarnat,⁴ calculo en mas de seis pesos mexicanos el costo adicional que tendria que tener cada kW/h, considerando las externalidades de las plantas termoelectricas mexicanas.

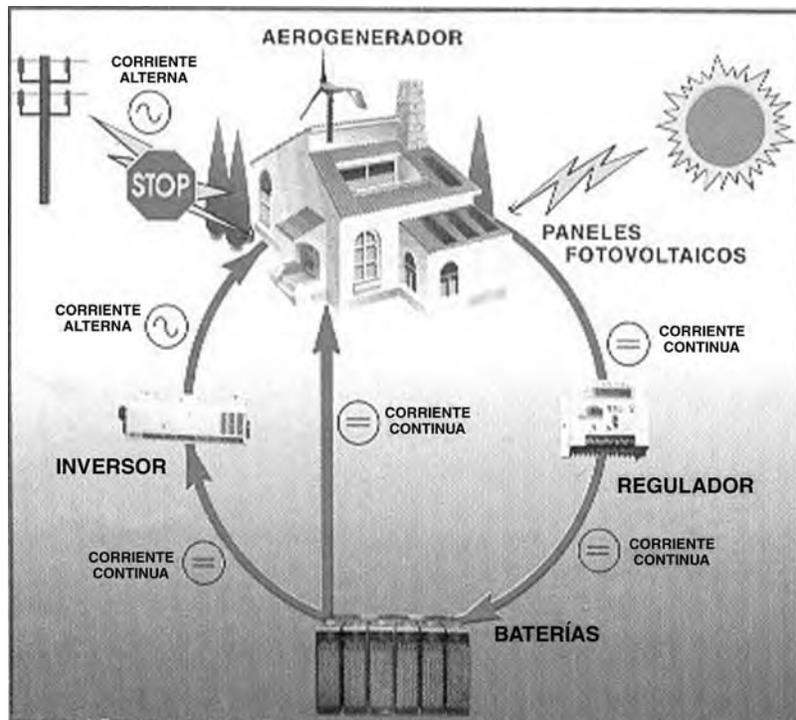
CUADRO 2
COSTOS DE INVERSIÓN Y DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
DE VARIAS TECNOLOGÍAS RENOVABLES

<i>Tecnología</i> (dólares/kW)	<i>Inversión llave en mano</i> (dólares/kWh)	<i>Costo por kWh</i>
Eólica	1 100 a 1 700	0.05 a 0.13
Fotovoltaica	5 000 a 10 000	0.25 a 1.25
Minihidroelectricidad	1 200 a 3 000	0.04 a 0.1
Biomasa	900 a 3 000	0.05 a 0.15
Solar térmico	3 000 a 4 000	0.12 a 0.18

FUENTE: World Energy Assessment, United Nations, *Development Programme*, 2000 y De Buen, Odón.

⁴ Cepal-Semarnat, "Evaluación de las externalidades ambientales de la generacion termoelectrica en México", 22 de noviembre de 2004, en <www.semarnat.gob.mx>.

FIGURA 1
 ESQUEMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL CASO DE CASAS HABITACIÓN
 GENERADORAS DE SU PROPIA ENERGÍA ELÉCTRICA EMPLEANDO PANELES
 FOTOVOLTAICOS Y AEROGENERADORES ELÉCTRICOS



FUENTE: <<http://www.heliostar.com/heliostar/aplicaciones/fotovoltaica/fotovoltaica.htm>>.

Este valor, evidentemente muy alto, dejaría atrás el mito milagroso de la CFE con el cual la generación eléctrica actual cumple con la ley al ser la energía eléctrica más económica en su producción. Desde luego, estos costos no se consideran actualmente.

Considerando estos costos de inversión y de generación eléctrica, la posibilidad de que las edificaciones generen su propia energía eléctrica, o al menos una buena parte de ésta, e incluso poder vender a la CFE y la CLYFC la energía eléctrica producida empleando tecnologías renovables, constituiría uno de los elementos fundamentales de la llamada generación distribuida, donde el usuario pasa de ser un consumidor a un productor de energía eléctrica, con lo cual se logra evitar el crecimiento desmedido de las centrales eléc-

tricas y, desde luego, la necesidad de consumir combustibles no renovables (véase la figura 1). Bajo un esquema de este tipo, esta estrategia no sólo permitiría al consumidor y usuario, ahora productor, pasar de un papel pasivo a un papel activo, sino además diversificar las tecnologías de generación eléctrica e implementar programas de ahorro y uso eficiente de energía para optimizar su sistema de generación eléctrica. Esta actitud puede también llevar a que el usuario sea más consciente del valor de los energéticos y que entienda mejor la dificultad de generar la electricidad y la necesidad de disminuir los impactos ambientales a causa de ello.

Aunque nuestro “viejo” sistema energético nacional se resiste a adoptar nuevos esquemas de generación, transformación y distribución de los energéticos, el uso de las energías renovables es toda una realidad desde hace más de tres décadas, y año con año se multiplican los proyectos de aplicación de estas tecnologías, aun con el poco apoyo gubernamental.

Situación actual del uso de las energías renovables en México

El cuadro 3 muestra la evolución del uso de algunas de las tecnologías renovables en México, como son el calentamiento solar de agua, la generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos y el bombeo de agua con aerogeneradores (también llamados papalotes), lo que permite afirmar que México posee una experiencia acumulada de varios años en el desarrollo de estos proyectos y que además va desarrollando normas técnicas para el mejor uso y aplicación de varias tecnologías renovables.

CUADRO 3
EVOLUCIÓN DEL USO DE ALGUNAS TECNOLOGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

<i>Tipo de tecnología renovable</i>	2000	2001	2002
Calentamiento solar de agua con calentadores solares de PVC y metálicos (m ² acumulados)	373 025	447 704	498 615
Generación eléctrica por sistemas fotovoltaicos (mW acumulados)	13.21	14.261	14.447
Aerogeneradores para el bombeo de agua (kW equivalentes acumulados)	No disponible	1 080	2 161

FUENTE: Sener, “Balance nacional...”, elaboración propia y Asociación Nacional de Energía Solar.

Quizás la tecnología solar más antigua y más utilizada en México sea la del calentamiento solar de agua utilizando calentadores solares planos, fabricados con tubos y aletas de cobre y también con plástico, cuya principal aplicación es el calentamiento de agua para albercas, así como para casas habitación.⁵ Esta aplicación no es de extrañarse, pues México posee uno de los potenciales en irradiación solar más altos del mundo.

Por ejemplo, la parte central de México recibe un promedio anual de 13 000 kJ/m²día de irradiancia, mientras que en los estados del norte de México se alcanzan valores promedio de 20 000 kJ/m²día. Esto quiere decir que en un techo de alrededor de 20 m² (superficie común en una casa habitación) se recibe en promedio una cantidad de energía diaria de más de 330 000 kJ/día, equivalentes a la energía disipada por 38 focos de 100 watts cada uno, encendidos durante 24 horas. Este dato tan impresionante debería ser suficiente para orientar nuestra política energética a un mayor aprovechamiento de la energía solar; sin embargo no ha sido así, y daría la impresión de que hay un menosprecio a este hecho irrefutable.

Igual de lamentable es lo que ha sucedido con el aprovechamiento de la energía eólica y con la energía minihidráulica, recursos que tenemos en abundancia, principalmente debido a las condiciones topográficas de nuestro territorio y a sus características hidrológicas y meteorológicas, es decir, abundancia de costas, bosques y montañas. En efecto, a pesar de que no existe casi ningún apoyo de tipo gubernamental que estimule el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica con estos dos recursos, y de que tampoco haya un marco legal que promueva y asegure su desarrollo, a través de los años inversionistas privados, muchos de ellos nacionales, han logrado conseguir los permisos de la CRE para desarrollar varios proyectos de generación eléctrica con estos recursos, como se muestra en el cuadro 4. La capacidad de generación total de estos proyectos es cercana a los 900 MW eléctricos, lo que equivaldría a la capacidad normal de una central nucleoelectrónica o de una gran termoeléctrica de ciclo combinado, pero con fuentes renovables de energía y con un mínimo impacto al medio ambiente. Sin embargo, muy pocos de estos proyectos se han logrado concretar a causa de una efectiva y bien encadenada acción de funcionarios públicos, congresistas y sindicatos que se oponen a su desarrollo.

También del lado del gobierno federal, particularmente de la CFE, se promueven algunos proyectos de generación con energías renovables, exceptuando la gran hidráulica y la geotermia, aunque de una forma muy modesta y tímida. Tal es el caso del proyecto eoloelectrónico La Venta II, el cual

⁵ Sener, "Balance nacional de energía 2003", en <www.energia.gob.mx>.

consiste en la construcción de una gran central de generación eoloeléctrica adicional a la pequeña central eoloeléctrica existente de sólo 1.2 MW en la zona de La Ventosa en Oaxaca, con una capacidad inicial de 100.4 MW. Sin embargo, la primera licitación fue declarada “sorpresivamente” desierta por la CFE y se promueve una segunda, aparentemente con una capacidad menor, aunque tan sólo esta zona de La Ventosa permitiría a la CFE desarrollar proyectos mucho más ambiciosos y de mayor certeza y rentabilidad al combinar la generación eoloeléctrica con la generación hidráulica de las presas instaladas sobre el río Grijalva y llegar a tener en esta zona un impresionante sistema de generación eléctrica con energías renovables, de gran confiabilidad. Sin embargo, de acuerdo con los planes de desarro-

CUADRO 4
GRANDES PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENERGÍAS RENOVABLES QUE CUENTAN CON PERMISOS DE LA CRE

<i>Tipo de tecnología</i>	<i>Empresa</i>	<i>Capacidad de generación (MW)</i>
Eoloeléctrica	Cozumel 2000	30
	Fuerza Eólica del Istmo	60
	Fuerza Eólica de Baja California	300
	Parques Ecológicos	102.5
	Baja California 2000	60.6
	Eléctrica del Valle de México	180
Minihidroeléctrica	Hidroeléctrica del Pacífico	8
	Proveedora de Electricidad de Occidente	20
	Proveedora Nacional de Electricidad	20
	Electricidad del Istmo	20
	Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro	30
	Generadora Eléctrica San Rafael	24
	Mexicana de Electrogenación	24
	Mexicana de Electrogenación Trigomil	10.9
	Total	890

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía, <www.cre.gob.mx/permisionarios/autoabast.html>.

llo de la CFE, esta posibilidad no está ni vagamente contemplada en su desarrollo futuro.⁶

Desafortunadamente, en los planes del gobierno federal la apuesta hacia una mayor apertura a las energías renovables en el sistema energético nacional todavía tendrá que esperar varios años y nuevas coyunturas políticas, económicas y ambientales que sean favorables para dar a las energías renovables el lugar preponderante que deberían comenzar a tener, en un nuevo modelo de sistema energético que pueda responder mejor hacia la sustentabilidad de este importante sector de la economía.

En los próximos años, México seguirá apostando casi todo a los combustibles fósiles, propios o importados; no parece importar su procedencia, ni tampoco las divisas que se van en la importación de estos energéticos (más de once mil millones de dólares en 2004) y desde luego, sin temor a la pérdida de la seguridad energética, al parecer un tema de baja prioridad para el gobierno.

Conclusiones

El viejo sistema energético nacional se precipita irremediamente a una paralización preocupante, ya sea por una drástica disminución de nuestras reservas petroleras o por presiones inaceptables por parte de los gobiernos que controlan las exportaciones de energéticos de México.

Las energías renovables son una real y segura alternativa energética para México, tanto en sus aplicaciones térmicas como eléctricas y cada año se incrementa su uso, a pesar del casi nulo apoyo gubernamental o de apoyos fiscales.

La mayor parte de estas tecnologías con energías renovables están maduras técnicamente y son competitivas en el corto plazo en costos de generación, sin considerar externalidades. Evidentemente, en el mediano y largo plazos su viabilidad técnica y económica superan ampliamente a cualquier otra tecnología que utilice combustibles fósiles.

Se bloquean y postergan sistemáticamente en México grandes proyectos de desarrollo con energías renovables, sólo por un conservadurismo exagerado por parte de las empresas energéticas públicas y por la necesidad en desarrollar proyectos gigantescos que reproducen las malas prácticas con sistemas de generación centralizados.

⁶ Sener, "Prospectiva del sector...".

No hay voluntad por parte de los dirigentes del sistema energético nacional de cambiar nuestra visión energética conservadora, y petrolera de corto plazo, ni mucho menos de integrar la industria al relanzamiento de un nuevo proyecto de desarrollo de infraestructura energética donde se privilegie el uso masivo de las energías renovables.

Fuentes

CEPAL-SEMARNAT

2004 “Evaluación de las externalidades ambientales de la generación termoeléctrica en México”, 22 de noviembre, en <www.semarnat.gob.mx>.

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

<www.cre.gob.mx>.

CONAE-SENER

1995 “Estudio de la situación actual de la minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla”, en <www.conae.gob.mx>.

SENER

2003 “Balance nacional de energía 2003”, en <www.energia.gob.mx>.

2004 “Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013”, en <www.energia.gob.mx>.



Alternativas energéticas para el siglo XXI de Rosío Vargas y José Luis Valdés Ugalde, se imprimió en la ciudad de México durante el mes de diciembre de 2006. En su composición se usaron tipos Fairfield LH Light y Formata Light y Médium de 8, 10, 12, 14 y 18 puntos. Se tiraron 500 ejemplares más sobrantes para reposición en papel cultural de 90 gramos. La formación la realizó María Elena Álvarez Sotelo. El cuidado de la edición estuvo a cargo del Departamento de Ediciones del CISAN. La impresión estuvo a cargo de Editores e Impresores FOC, S. A. de C. V.

