

Liberación de la Industria del Gas Natural

Serie Propuestas

No. 30

Diciembre 2003

2	Introducción
3	I. Importancia del Gas Natural
6	II. Tendencias de Desregulación y Competencia
10	III. Situación en México
15	IV. Oportunidades y Retos
16	Propuestas
17	Conclusiones
18	Bibliografía

Introducción

Desde 1980 la demanda mundial de gas natural ha registrado un incremento notable. Amplia variedad de aplicaciones, gran eficiencia energética y bajas emisiones contaminantes han explicado el alto crecimiento en su consumo como fuente de energía. A mediano y largo plazos, ese dinamismo continuará por efecto de regulaciones ambientales cada vez más estrictas y por las ventajas que, como combustible y materia prima, el gas natural representa para el transporte y la industria, en especial la eléctrica.

México no escapa a las tendencias internacionales y, por lo mismo, las condiciones de competencia en el mercado en las cuales se obtiene el gas natural adquieren gran relevancia para la economía. El alto dinamismo en la demanda del energético hace imperativo para los consumidores el poder adquirirlo a precios competitivos.

En el desarrollo de la competencia y en la evolución de los precios, el marco legal desempeña una función determinante. La experiencia internacional revela que frente al control de precios y la monopolización de distintos segmentos de la industria, la desregulación y la apertura a la competencia, favorecen la eficiencia productiva y menores precios a los usuarios.

El objetivo de este trabajo es examinar las condiciones de competencia del mercado de gas natural en México y, a la luz de la experiencia internacional, analizar las oportunidades que tales condiciones brindan a los usuarios para enfrentar precios competitivos a largo plazo. El documento se divide en cinco secciones. La primera comenta la importancia del hidrocarburo como fuente primaria de energía y presenta un panorama de su mercado mundial. En la segunda se analiza la estructura de la industria, la cual permite explicar las tendencias de regulación y competencia en la misma.

La tercera sección examina las condiciones del mercado de gas natural en nuestro país. Se argumenta que no obstante los avances en la competencia por la apertura de los segmentos de transporte y distribución en 1995, el monopolio estatal en la producción obstaculiza, a largo plazo, la obtención de precios competitivos para los consumidores.

En la cuarta sección se identifican oportunidades y retos para la industria. Se plantea que, ante el alto crecimiento en el consumo, es necesario modificar la estructura de mercado en la producción para incentivar una mayor eficiencia y obtener precios competitivos. Finalmente, se presentan nuestras propuestas para la desregulación y competencia de la industria del gas natural en México, seguidas por las conclusiones del trabajo.

I. Importancia del Gas Natural

El gas natural tiene una amplia presencia en la vida moderna. En el hogar resulta común su uso en la preparación de alimentos, en el secado de ropa y en la calefacción de habitaciones, pero también cuenta con una aplicación muy difundida en el comercio y los servicios. Por ejemplo, en restaurantes, instalaciones para alojamiento (hoteles, moteles, etc.), hospitales y edificios de oficinas.

En la industria su utilización como combustible y materia prima es especialmente importante en las ramas de alimentos, petroquímica, química, siderurgia, vidrio y electricidad. En particular, en esta última, las nuevas plantas utilizan gas natural como combustible y generan electricidad a partir de una turbina de gas y otra de vapor en lo que se conoce como tecnología de ciclo combinado. En estas unidades la eficiencia en el uso del combustible es de casi 60%, comparada con 34% en las tradicionales, basadas en combustóleo.

El uso de gas natural tiene varias ventajas: en primer lugar, una alta eficiencia. Desde el origen del su-

ministro hasta su consumo final, nueve de cada diez unidades de energía extraídas del hidrocarburo son aprovechadas.¹ Otras fuentes energéticas como petróleo, carbón e hidroeléctrica, tienen una eficiencia de alrededor de 29% a causa de pérdidas en los procesos de producción, transporte-transmisión y distribución.

En segundo lugar, como combustible es limpio y poco contaminante. Cuando arde genera de 40 a 45% menos dióxido de carbono que el carbón y de 20 a 30% menos que los derivados del petróleo. Sus emisiones de dióxido de azufre son prácticamente nulas y no produce partículas sólidas ni cenizas.

En tercer lugar, el hidrocarburo puede hallarse en combinación con el petróleo, en cuyo caso la extracción de ambos puede realizarse simultáneamente; ello explica porqué los principales países productores de petróleo también lo son de gas. No obstante, su obtención es menos costosa cuando los yacimientos donde se localiza están libres de otros hidrocarburos, es decir, son no asociados.

Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por gas metano con proporciones variables de otros gases (butano, etano, propano, pentano, etc.) y gasolinas naturales. Cada molécula de metano está compuesta por un átomo de carbón y cuatro de hidrógeno.

Por su origen, el gas natural se clasifica en asociado y no asociado. El asociado se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. El no asociado, por el contrario, se encuentra en yacimientos sin aceite crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales. En 2003, en México 70% de la producción fue de tipo asociado.^a

Por su composición, el gas natural puede clasificarse en húmedo y seco. El húmedo se obtiene cuando del gas natural se eliminan las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos. Este tipo de gas, a su vez, se clasifica en húmedo dulce y húmedo amargo. El primero se caracteriza por contener productos licuables como gasolinas y gas L.P (Licuado de Petróleo), en tanto que el segundo, adicionalmente, contiene compuestos corrosivos de azufre.

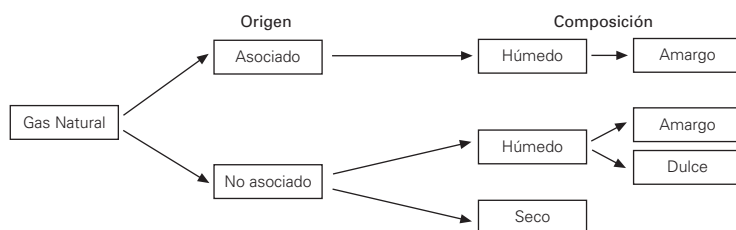
A diferencia de los anteriores, el gas seco, es un compuesto formado esencialmente por metano (94-99 por ciento) que contiene cantidades escasas de productos licuables. Para fines prácticos, los términos gas natural y gas seco son utilizados indistintamente.

1 Véase Departamento de Energía (2003)

En los yacimientos, generalmente, el gas natural asociado se encuentra como gas húmedo amargo, mientras que el no asociado puede hallarse como húmedo amargo, húmedo dulce o seco.

Cabe señalar, sin embargo, que los dos últimos pueden ser obtenidos a partir del primero, una vez procesado. De suerte que, al eliminar los compuestos de azufre, el gas húmedo amargo se transforma en gas húmedo dulce, y al extraer de éste los productos licuables se obtiene el gas seco.

Por su almacenamiento o procesamiento, el gas se clasifica en gas natural comprimido, gas seco almacenado a alta presión en estado gaseoso en un recipiente, y gas natural licuado (GNL), compuesto predominantemente de metano, que ha sido licuado por compresión y enfriamiento para facilitar su transporte y almacenamiento.^b



Notas:

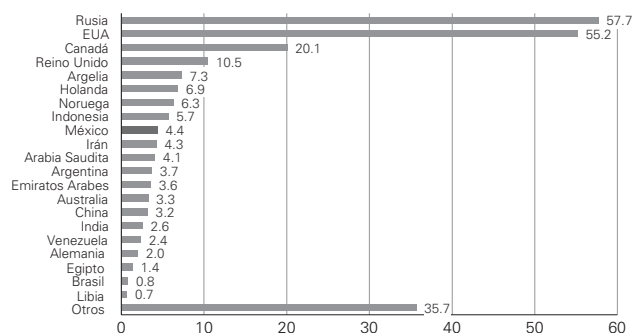
- a Uno de los principales usos del gas natural ocurre en la extracción de petróleo: inyectándolo en los pozos para impulsar mediante presión el aceite crudo hacia la superficie o bien, como combustible para las bombas mecánicas que lo succionan.
- b El GNL es gas natural que ha sido enfriado hasta el punto que se condensa en líquido, lo cual ocurre a una temperatura de -161°C y a presión atmosférica. La licuefacción reduce su volumen aproximadamente 600 veces. EUA concentra el 60% de las instalaciones de GNL en el mundo y los principales países que lo comercializan son Argelia, Indonesia y Qatar.

Fuente: Departamento de Energía (EUA) y Secretaría de Energía (México)

En 2002, los principales productores de gas natural fueron Rusia y EUA, con una participación en el total de la producción mundial de 24 y 23%, respectivamente. También estos países se encuentran entre los de mayor volumen de reservas. Aproximadamente, 80% de éstas se ubican en el hemisferio norte del planeta y en el Medio Oriente. En 2002, Rusia registró 31% de las reservas mundiales, seguida por Irán y Arabia Saudita.

Producción de Gas Natural, 2002

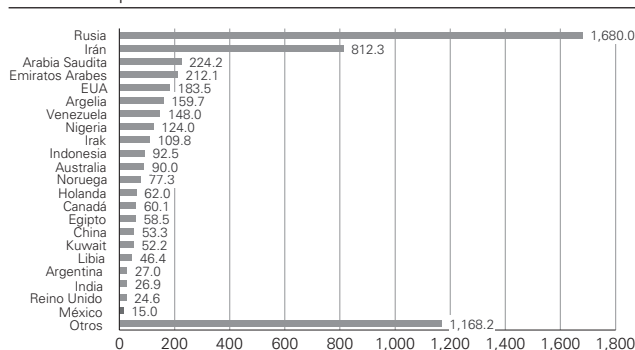
Miles de millones de pies cúbicos diarios



Fuente: BBVA Bancomer con datos del Tercer Informe de Gobierno, 2003

Reservas Probadas de Gas Natural, 2002

Billones de pies cúbicos



Fuente: BBVA Bancomer con datos del Tercer Informe de Gobierno, 2003

En 2002, el gas natural representó 24.3% de la demanda mundial de energía primaria, participación que irá en aumento, dado que es el combustible fósil con mayor crecimiento en su consumo. Durante 1992 a 2002 su crecimiento medio anual fue 2.2%, contra 1.1% del petróleo y 0.9% del carbón. Por su parte, el incremento anual promedio de la producción en el mismo lapso fue 2.1% y de 1.2% para las reservas probadas.

Consumo Mundial de Energéticos

Miles de millones de toneladas de petróleo crudo equivalente

	1992	2002	TMAC*
Petróleo	3.17	3.52	1.1
Carbón	2.20	2.40	0.9
Gas natural	1.84	2.28	2.2
Nuclear	0.48	0.61	2.5
Hidroeléctrica	0.51	0.59	1.5
Total mundial	8.20	9.41	1.5

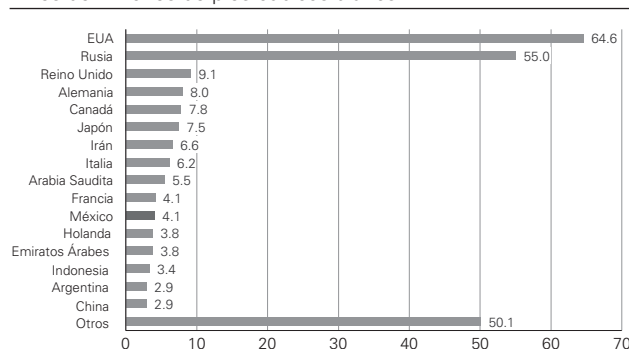
* Tasa Media Anual de Crecimiento 1992 - 2002, %
Fuente: Secretaría de Energía (2003)

A nivel mundial, los consumidores más importantes del gas natural son los principales productores del mismo, los cuales lo utilizan en la industria y el transporte, y los países productores de petróleo,

quienes lo emplean en los procesos de extracción de crudo.² La anterior situación y las limitaciones tecnológicas y de costo en el transporte intercontinental han dificultado la conformación de un mercado mundial integrado y dado lugar a mercados regionales en los distintos continentes, en los cuales países vecinos intercambian el energético mediante gasoductos, principalmente. A diferencia de la producción de petróleo, la cual se intercambia en los mercados internacionales en aproximadamente un 50%, la de gas natural lo hace en 16%.

Consumo Mundial de Gas Natural Seco*, 2002

Miles de millones de pies cúbicos diarios



* Total mundial: 245.3
Fuente: Secretaría de Energía (2003)

El vigoroso crecimiento del consumo ha comenzado a generar presiones sobre la oferta en distintas regiones, la cual está limitada por la capacidad probada de producción del hidrocarburo y por la infraestructura desarrollada para su importación. Por lo anterior, la tendencia mundial es hacia la exploración de nuevos yacimientos, principalmente no asociados, que eleven el monto de reservas probadas; al mismo tiempo, de avanzar en la construcción de terminales de gas natural licuado para incrementar el comercio internacional del hidrocarburo.³

2 Véase nota a en el recuadro intitulado Gas Natural
3 Véase nota b en el recuadro intitulado Gas Natural

II. Tendencias de Desregulación y Competencia

En la mayor parte del siglo XX, los mercados regionales de gas natural se caracterizaron por la satisfacción de la demanda mediante la producción interna e importaciones transportadas principalmente por gasoductos. La estructura típica de la industria de un país productor se integró por tres segmentos: producción, transporte y distribución.

La producción involucró todas las actividades relacionadas con la exploración, perforación, extracción y procesamiento del hidrocarburo. El transporte comprendió su traslado mediante gasoductos desde los centros productores hacia los de mayores consumidores (industrias y compañías de distribución local). La distribución consistió en suministrar el combustible mediante redes de tuberías a los consumidores pequeños y medianos.

Las diferentes características tecnológicas en los segmentos de la industria hicieron que las condiciones de competencia para productores, transportistas y distribuidores difirieran sustancialmente. Debido a la ausencia de ventajas en costos relacionadas con el nivel de producción —economías de escala—, la producción podía ser realizada de manera eficiente por muchos pequeños productores en competencia.⁴

No obstante, la infraestructura de red en el transporte y en la distribución dio a esos segmentos atributos de monopolio natural. Es decir, puesto que la manera más barata de transportar gas entre los múltiples centros de producción y los principales de consumo fue mediante gasoductos sólo un pequeño número de estos enlazó a los diferentes puntos de oferta y demanda. De igual manera, debido a que la forma más eficiente de suministrar el gas a nivel local consistió en usar una sola red centralizada, la distribución también contó con economías de escala, el principal atributo de un monopolio natural.

Las economías de escala en las redes de transporte y distribución fueron la motivación para que ante la posibilidad de precios monopólicos en la

industria, a nivel mundial las autoridades la regularan fuertemente. Típicamente se establecieron controles de precios en la producción y en las tarifas de transporte y distribución cuando los segmentos eran manejados por empresas privadas, en otros casos, el transporte fue proporcionado directamente por entidades públicas y en situaciones extremas, ocurrió la integración vertical en la industria por medio de empresas estatales.

No obstante, los controles de precios y la falta de competencia en los distintos segmentos de la industria dieron como resultado, en muchos casos, una oferta insuficiente para satisfacer a la creciente demanda. Los productores encontraron poco atractivo incrementar su producción y la exploración por el control en los precios o bien enfrentaron la discriminación en las compras por parte de los monopolios en el transporte, los cuales típicamente compraban y revendían la producción a los distribuidores y usuarios de alto consumo.

Tipo de Mercado y Participación de los Sectores Público y Privado en la Producción de Gas Natural, 2003 • Principales países productores de petróleo

	Tipo de mercado	Tipo de participación	Producción*
Rusia	Competencia	Mixta	1
EUA	Competencia	Privada	2
Canada	Competencia	Privada	3
Reino Unido	Competencia	Privada	4
Algeria	Competencia	Mixta**	5
Holanda	Oligopolio	Privada	6
Noruega	Competencia	Privada	7
Indonesia	Monopolio	Pública**	8
México	Monopolio	Pública	9
Argentina	Competencia	Privada	11
Australia	Competencia	Privada	13
Japón	Competencia	Mixta	24

* Posición en el mundo, 2002

** En proceso de privatización total

Fuente: Estudios Económicos BBVA Bancomer

Lo anterior y el fuerte incremento en la demanda del energético a partir de la década de los 80s, luego del aumento excesivo en el precio del pe-

4 Véase OCDE (2000).

tróleo, motivó a los principales países productores y consumidores a iniciar una profunda desregulación de precios y a abrir la industria a la competencia. En 2003, todos menos dos de esos países ya tenían mercados competitivos en la producción, solamente poseían monopolios públicos México e Indonesia, pero este último se encontraba ya en el proceso de privatizar totalmente su producción de gas (véase cuadro anterior).

La tendencia hacia la desregulación de precios y el fortalecimiento de la competencia en la industria han permitido reducir los precios en beneficio de los consumidores. Por su éxito, las experiencias de Canadá, EUA y Nueva Zelanda son particularmente ilustrativas.

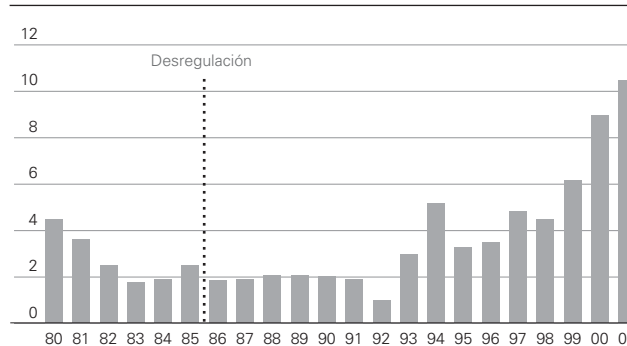
Canadá

Canadá es un ejemplo de cómo una desregulación encaminada a fomentar una mayor competencia impulsa la obtención de precios más bajos por ganancias en eficiencia e incrementos en la producción.

Con el objetivo de crear infraestructura, el gobierno canadiense permitió desde 1950 el establecimiento de monopolios en los segmentos de transporte y distribución, pero a partir de 1975 reguló fuertemente los precios de los productores. Estas políticas desalentaron la producción y generaron desequilibrios entre oferta y demanda que presionaron al alza los precios a los consumidores a pesar de la regulación de precios a los productores. Así, entre 1985 y 1986, con el objeto de beneficiar al consumidor y obtener una mayor eficiencia productiva, se liberalizaron los precios y se permitió a los consumidores negociar directamente el precio con el productor de su preferencia, eliminando las prácticas de empaquetamiento de las empresas de transporte.⁵

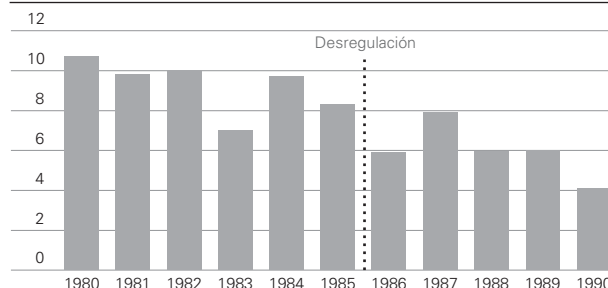
La desregulación de precios incentivó la perforación de pozos y la introducción de nuevas tecnologías que redujeron los costos de exploración. Lo anterior favoreció una significativa expansión en la producción.

Canadá: Número de Pozos de Gas Perforados



Fuente: Booth, Glen (2003)

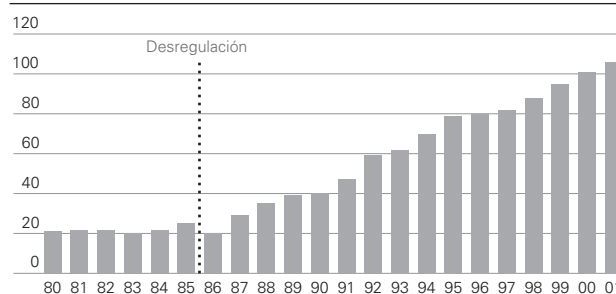
Canadá: Costos de Exploración de Gas Natural
Dólares de 1989 / barril de petróleo crudo equivalente



Fuente: Booth, Glen (2003)

Además, el país incrementó sus exportaciones. Luego de la desregulación del sector, las exportaciones canadienses registraron una etapa de alto crecimiento: entre 1991 y 2001 las exportaciones tuvieron un incremento cercano a 72%.

Canadá: Exportaciones de Gas Natural
Millones de metros cúbicos

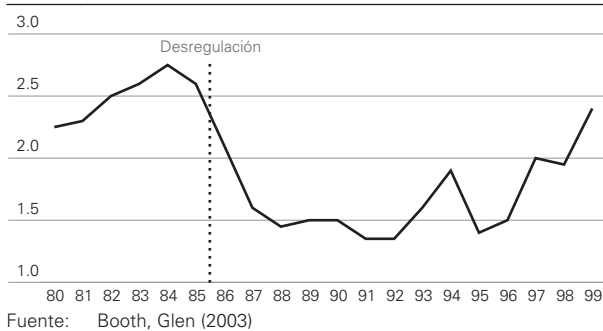


Fuente: Booth, Glen (2003)

5 Los contratos empaquetados implicaban que el distribuidor o consumidor final de gas natural tenía que comprarlo a la empresa transportadora sin la posibilidad de negociar los precios directamente con los productores de gas.

Con las iniciativas de desregulación y apertura a la competencia, los precios registraron una evolución descendente durante la segunda mitad de la década de los ochenta y en la primera de los noventa. Luego el precio inició una tendencia alista, ocasionada principalmente por el crecimiento en la demanda externa.

Canadá: Precios Promedio de Gas Natural
Dólares por Giga Joule



Estados Unidos

Estados Unidos ha transitado por varias reformas legales en materia de gas natural para conformar un mercado competitivo. En 1978 se promulgó la Ley de Política de Gas Natural y se creó la Comisión Federal Reguladora de Energía (CFRE), la cual reformó la política de precios. Ello consistió en llevar a cabo una desregulación limitada en el precio de los productores.

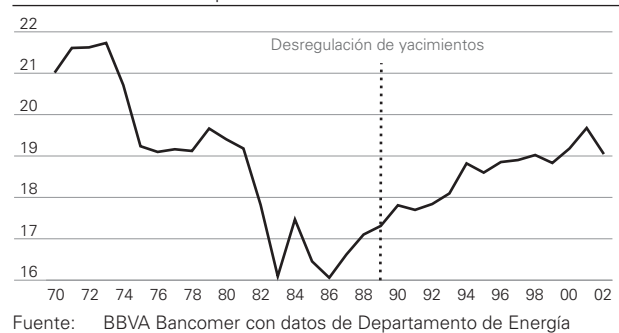
La política de desregulación a medias fracasó debido a que no consideró el poder monopólico de las empresas transportadoras, las cuales no tenían incentivos para seleccionar a los productores más eficientes. Estas cuando contrataban a un productor con precios más elevados al promedio podían trasladar los incrementos de tarifas a los consumidores mediante contratos empaquetados.

Antes de 1985, el mercado se caracterizaba por precios controlados en la producción, el transporte y la distribución. Lo anterior ocasionó escasez en la oferta del hidrocarburo pues los consumidores tenían incentivos para demandarlo en mayor cantidad por sus bajos precios, en tanto los productores perdían el interés por incrementar sus reservas.

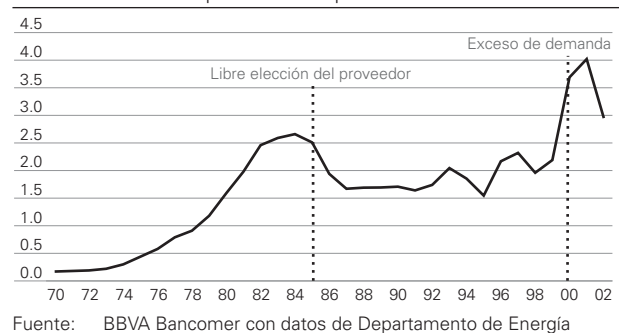
En 1985, la CFRE abrió la industria y eliminó la práctica del empaquetamiento. Los consumidores finales pudieron establecer contratos independientes con el productor, el transportista y el distribuidor de gas de su preferencia. Además, en 1993 se permitió a los productores el libre establecimiento del precio.

Con estas políticas la industria se ha movido hacia un mercado abierto y sumamente competitivo. En 2002, poco más de tres cuartas partes del gas natural adquirido por los consumidores tuvieron un proveedor distinto al distribuidor local. La producción ha aumentado y los precios disminuido. Según se observa en las siguientes gráficas, antes de 1989 la producción reflejaba una tendencia hacia la baja. Entre 1989 y 2002, después de liberar los mercados, se registró un incremento de 10% en la misma. A su vez, los precios disminuyeron luego de la desregulación de 1985.

EUA: Producción de Gas Natural
Miles de millones de pies cúbicos

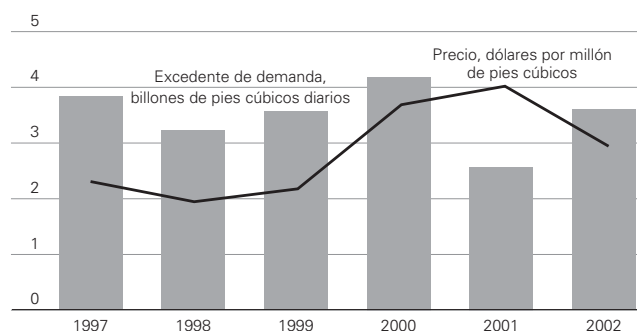


EUA: Precio Promedio del Productor
Dólares americanos por millón de pies cúbicos



No obstante, en los últimos seis años el precio del gas en EUA se ha incrementado considerablemente. De acuerdo con la gráfica siguiente, este efecto responde principalmente al aumento en la demanda interna, el cual superó al de la producción nacional. Consecuentemente, las importaciones han tenido que aumentar para cubrir los desequilibrios.

EUA: Precio y Exceso de Demanda de Gas Natural



Fuente: BBVA Bancomer con datos de Departamento de Energía

Las importaciones de gas natural han provenido principalmente de Canadá mediante gasoductos y en 2002 representaron 15% del consumo total del país. Sin embargo, se espera que Canadá no podrá mantener sus crecientes volúmenes de exportación a EUA, debido al aumento en su demanda interna y al agotamiento de la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá. A su vez, las importaciones de gas natural licuado representaron en 2002 menos de 1% del consumo total. Por lo anterior, es previsible que a mediano plazo continúen altos los precios del gas natural en EUA.

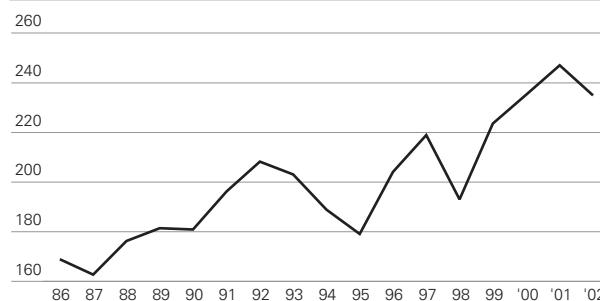
Nueva Zelanda

Hasta 1987, Nueva Zelanda llevó a cabo la explotación del gas natural mediante una empresa estatal verticalmente integrada en todos los segmentos de la industria. A partir de ese año, el país ha realizado varias reformas para reducir la participación del Estado y permitir la entrada de inversionistas privados. En 1987 el gobierno vendió 30% de su participación en Petrocorp, el monopolio estatal dedicado a la producción, transportación y distribución del hidrocarburo. En 1988 vendió el resto de sus intereses al capital privado y en 1993 llevó a cabo la desregulación del precio al mayoreo y

eliminó los derechos de franquicias regionales otorgados a las empresas privadas de distribución. Lo anterior, permitió a los productores competir por clientes en diferentes áreas geográficas.

Estas acciones tuvieron resultados positivos en la producción. Después de la apertura a la inversión privada, la producción mostró una tendencia alcista según lo indica la siguiente gráfica. De la misma manera, después de la desregulación de precios en 1993, la producción se expandió. Entre 1993 y 2002 registró un incremento de 16%.

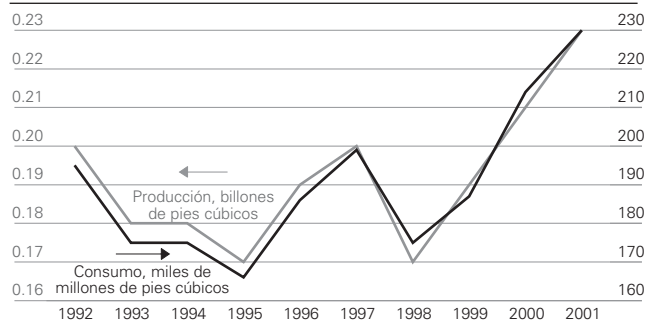
Nueva Zelanda: Producción de Gas Natural • Peta Joules



Fuente: BBVA Bancomer con datos del Ministerio de Economía

En 2002, había dos productores con ventas al mayoreo, dos empresas de transportación y más de cinco distribuidores. De acuerdo con las autoridades, esta estructura, derivada de la apertura ha permitido a Nueva Zelanda consolidar un mercado competitivo y aumentar la producción ante la vigorosa demanda del hidrocarburo.⁶

Nueva Zelanda: Producción y Consumo de Gas Natural



Fuente: BBVA Bancomer con datos del Ministerio de Economía

6 Véase Hodgson (2002).

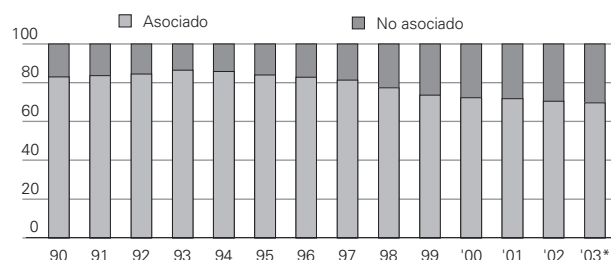
III. Situación en México

De acuerdo con el artículo 27 constitucional, sólo el Estado puede llevar a cabo la explotación de los carburos de hidrógeno del país. Así, en 1938 con la nacionalización de la industria petrolera y la conformación de Pemex, el marco legal creó un monopolio gubernamental para la producción, transporte y distribución del gas natural, el cual operó sin mayores cambios hasta mediados de la década de los noventa.

Hasta 1994 la oferta se caracterizó por un bajo volumen de importaciones y una producción nacional fuertemente asociada a la extracción de petróleo. Esto último debido a que como el crudo es el principal producto de exportación y fuente de ingresos de Pemex, la paraestatal siempre tuvo fuertes incentivos a privilegiar su exploración y extracción sobre la de gas no asociado. No obstante, desde 1995 la explotación asociada al crudo se ha reducido progresivamente dentro del total. Lo anterior a causa de una menor producción en los principales yacimientos en la región sur y del Golfo de México y a un incremento en la extracción de gas no asociado en la región norte, principalmente en la Cuenca de Burgos.

Producción de Gas Natural por Fuente

Participación % en el total



* Enero-junio

Fuente: BBVA Bancomer con datos de INEGI

En 1995, se reformó la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo de petróleo. Con ello, se abrieron los segmentos de transporte y distribución a la participación del sector privado. En 2003, 126 permisos de transporte y distribución estuvieron vigentes para construir y operar más de 37 mil kms. de ductos. Los permisos de transporte fueron principalmente para uso propio (89) y servi-

cio público (16). Estos últimos también conocidos como de acceso abierto, incluyeron el Sistema Nacional de Gasoductos y el Sistema Naco-Hermosillo, ambos propiedad de Pemex, con 8.7 y 0.4 mil kms. cada uno. Los permisos otorgados a los particulares sumaron 1.8 mil kms. en servicio público y 0.6 mil kms. en uso propio.

Desde 1996, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado permisos de distribución a los particulares. Una característica de esos permisos es que, dentro de una zona geográfica, el primero otorgado confiere por un plazo de doce años la exclusividad para la construcción del sistema de recepción, conducción y entrega del gas. Hasta 2003 se habían otorgado 21 permisos, que en conjunto tuvieron una cobertura de 28 mil kms.

Permisos de Distribución de Gas Natural por Región

Región/ubica./permisionario	Longitud (Kms)	Vol. promedio (mmpcd)
Noreste	14,739.7	477.5
Piedras Negras/Cía. Nal. de Gas	336.0	7.0
Chihuahua/DGN de Chihuahua	1,168.0	51.2
Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga/Gas Natural de México	656.0	26.3
Monterrey/Cía. Mexicana de Gas	921.0	115.0
N.Laredo/GN Natural de México	366.0	6.5
Cd. Juárez/GN de Juárez	1,828.0	35.2
Río Pánuco/GN de Pánuco	334.7	51.6
Norte Tamps./Tamauligas	861.0	22.4
Monterrey/GN de México	7,239.0	123.7
Torreón-Gómez Palacio-Durango/DGN La Laguna Durango	1,030.0	38.6
Centro	7,650.3	583.1
Toluca/Gas Natural México	595.3	68.3
D.F./Comercializadora Metrogas	2,619.0	153.2
Cuautitlán-Texcoco/Consorcio Mexi-Gas	3,517.0	268.5
Puebla-Tlaxcala/NATGASMEX	919.0	93.1
Centro-Occidente	4,562.1	390.3
Querétaro/DG de Querétaro	870.1	64.4
Silao-León-Irapuato/Gas Natural México	788.0	24.3
Bajío Norte/GN México	719.0	43.8
Guadalajara/DGN de Jalisco	2,185.0	257.8
Noroeste	1,090.0	41.6
Mexicali/DGN de Mexicali	465.0	25.0
Hermosillo/GN del Noroeste	505.0	15.2
Cananea/DG de Occidente	120.0	1.4
Total Nacional	28,042.1	1,492.5

Fuente: BBVA Bancomer con datos de Comisión Reguladora de Energía (CRE)

Si bien con la reforma de 1995 se logró avanzar en la creación de infraestructura y en la conformación de una estructura de mercado con más competencia para la industria, el esfuerzo de desregulación y apertura aún es incompleto pues la producción se mantiene monopolizada. Sólo Pemex, con sus organismos subsidiarios Exploración y Producción (PEP) y Gas y Petroquímica Básica (PGPB), puede llevar a cabo las ventas de primera mano del gas natural y de los derivados susceptibles de servir como materias primas industriales que constituyen petroquímicos básicos.⁷ Lo anterior contrasta con la experiencia internacional, la cual revela la posibilidad de tener múltiples oferentes y competencia en los distintos segmentos del sector de gas natural.

Número de Empresas por Componente de la Industria del Gas Natural • 2003

	Producción	Transporte	Distribución
México	1	73	21
Estados Unidos	>3,000	78	>1,500
Canadá	>200	>12	>7
Nueva Zelanda	2	2	>5
Australia	>5	>6	>10

Fuente: CRE, Energía, EIA, Presentación PP, OCDE, Canadian Energy Pipeline Assoc., Small Explorers and Producers Assoc. of Canada, <http://www.duke-energy.com.ar/in/mercadogasnatural.asp#production>

La ausencia de alternativas en la producción pone en riesgo la existencia de precios competitivos a largo plazo. La industria de gas natural es intensiva en capital, por tanto, requiere de la continua introducción de nuevas tecnologías de exploración y producción a fin de reducir costos y generar eficiencias en beneficio de menores precios para los usuarios. Sin embargo, el monopolio público en

7 Una venta de primera mano es la primera enajenación de gas de origen nacional que realiza Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional. Los productos petroquímicos básicos son: etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano. Por otra parte, en 1996, se permitió a las empresas privadas aprovechar productos petroquímicos básicos derivados en sus procesos industriales como subproductos de no básicos o bien el poder entregarlos bajo contrato a Pemex.

la producción de México hace que las inversiones referidas estén sujetas a las posibilidades financieras del Estado.

Ante la falta de recursos, desde 1996, el gobierno federal se ha valido de la inversión privada para realizar obras de infraestructura en el sector energético, a través de los Proyectos de Inversión Directa en Infraestructura con Registro Diferido en el Gasto (Pidiregas), los cuales son registrados como Obra Pública Financiada (OPF). Bajo ese esquema las empresas privadas han construido plantas de extracción y procesamiento de gas que luego se han transferido a Pemex. No obstante, este esquema de financiamiento ha implicado que el gobierno federal respalde todas las inversiones asociadas a los proyectos, y en ocasiones asuma la mayor parte de sus riesgos.

En 2003, Pemex desarrolló la figura de Contratos de Servicios Múltiples (CSM) para financiar sus inversiones en gas natural en la Cuenca de Burgos. Su esquema es similar al de Pidiregas, pero tuvieron como principal característica considerar la realización de un solo contrato para toda la vida útil de un proyecto. Las autoridades esperan que con los CSM la producción de 1 mmpcd en 2003 se duplique para 2010.

Contratos de Servicios Múltiples. Bloques Adjudicados y en Licitación

	Empresas adjudicadas	Monto de inversión (md)	Ahorros para Pemex (md)
Adjudicados			
Octubre 2003	Repsol	2,437	392
Octubre 2003	Petrobras	260	130
	Diavaz		
	Teikoku		
Octubre 2003	Tecpetrol	1,036	47
	IPC		
	Techint		
Noviembre 2003	Petrobras	265	55
	Diavaz		
	Teikoku		
En licitación (adjudic. prevista enero 2004)	—	300	76

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Contratos de Servicios Múltiples

Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) consisten en que Pemex Exploración y Producción (PEP) contrate a empresas privadas para llevar a cabo todos los servicios requeridos para ejecutar y administrar obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociados en la Cuenca de Burgos, que abarca los estados de Tamaulipas, Coahuila y Nuevo León. Los CSM son contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios, en los cuales el contratista recibe un pago en efectivo por las obras y servicios que realiza, sin importar el nivel de producción.

En las finanzas públicas, la inversión realizada se integra bajo el esquema de Pidiregas, donde se registran los pagos a realizar durante el año corriente y el siguiente. La amortización de las obras de desarrollo e infraestructura, una vez entregadas, está considerada para realizarse en cuatro años, con porcentajes de 40, 30, 20 y 10 en cada uno. Los proyectos comienzan a generar ingresos desde el primer año, y para garantizar su viabilidad financiera, los flujos mensuales que se pagan al contratista están limitados por los ingresos que recibe PEP de la venta del gas. Es decir, los pagos al contratista se realizan con los ingresos que PEP recibe por la venta del producto.

Los CSM no constituyen derechos para explorar, explotar o producir hidrocarburos, ni representan una asociación entre PEP y particulares. PEP mantiene el control de la exploración y explotación, así como también la propiedad de los activos fijos construidos por las empresas privadas.

A su vez, las decisiones de producción del monopolio no responden a las señales de precios del mercado. Dentro de Pemex, PGPB es quien comercializa el gas natural con base a precios regulados por la CRE en lo que se refiere a las ventas de primera mano del hidrocarburo. No obstante, PEP es quien maneja las decisiones de exploración y producción tanto de gas como de petróleo. Debido

a la mayor rentabilidad del crudo sobre el gas, PEP encuentra siempre más rentable su producción que la de gas. Así, esta última responde más bien a metas a priori o a cuotas de mercado que pueda determinar PEP y no a las señales de escasez relativa que los precios, bajo una estructura de mercado en competencia, proporcionaría de manera eficiente.

Precio del Gas Natural en Ventas de Primera Mano

En cada zona geográfica el precio del gas natural en ventas de primera mano se determina mediante una fórmula: el precio es igual a una de referencia internacional, más una tarifa neta de transporte, más un costo de servicio más IVA.

Con la referencia internacional la fórmula emula el comportamiento de los mercados abiertos y competitivos del Sur de EUA. Para ello toma como referencia los índices de precios de las principales cuencas productoras en ese país (Premian y San Juan), así como de los ductos PG&E y Tetco. El precio en los puntos de interconexión fronterizos (Reynosa, Tamaulipas; Ciudad Juárez, Chihuahua; Naco, Sonora; y Piedras Negras, Coahuila) se calcula en base a las cotizaciones citadas.

En el resto del país, el precio de venta de primera mano se calcula sumando al precio en Reynosa el costo de transporte Reynosa-Los Ramones y restando el costo de transporte por ducto de Los Ramones a Ciudad Pemex. En Reynosa se ubica el principal ducto para importaciones de EUA. Los Ramones, Nuevo León, es la localidad donde se intersecta el ducto troncal que va de Ciudad Pemex (principal centro de producción de gas en México) a Reynosa. Los Ramones es por tanto el punto de arbitraje en el que confluye el gas extraído en Ciudad Pemex (el cual fluye de sur a norte) con el de EUA (que fluye de norte a sur). Dependiendo de la demanda y de la producción se acentúan los flujos en uno u otro sentido, ya sea para exportar o importar el hidrocarburo.

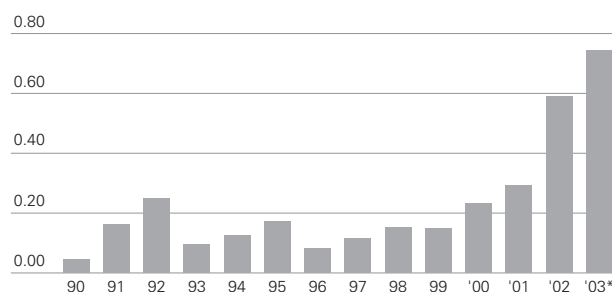
Dado que el costo de transporte para el tramo Los Ramones-Ciudad Pemex es mayor a la de Reynosa-Los Ramones, la tarifa neta de transporte resulta negativa. Por su parte, el costo por servicio es un cargo que aplica PGPB por el suministro del hidrocarburo a los consumidores sobre una base diaria, dependiendo de la uniformidad y seguridad en su demanda. Además, el organismo puede otorgar descuentos por volumen de acuerdo con compromisos de compra sobre una base mensual.

Por la ausencia de alternativas en la producción no resulta extraño que ante las ineficiencias del monopolio público exista una creciente brecha entre la producción nacional y la demanda del energético. Esta brecha sólo ha podido cerrarse mediante importaciones crecientes, las cuales representaron una solución eficiente y competitiva del mercado. A futuro esta tendencia se acentuará pues la demanda se mantendrá dinámica en los próximos años. El gobierno federal estima un consumo promedio anual de 6.8% entre 2003 y 2012, la cual superará el crecimiento del PIB.

Si bien en el país el principal consumidor de gas natural ha sido la industria petrolera —en 2002 consumió 41% del total—, el sector eléctrico fue el más dinámico. Entre 1993 y 2002 su consumo registró un crecimiento medio anual de 13.9% y se espera que su demanda continúe vigorosa. De acuerdo con estimaciones oficiales, en 2003 el sector eléctrico consumió 1 mil millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de gas en plantas con capacidad de generación de 9,024 megawatts (MW). Para 2011 su consumo será de 3.96 mmpcd y alimentará plantas con una capacidad de 27,907 MW.

Además, las importaciones han obligado al monopolio a mejorar las condiciones de servicio a sus clientes. Luego de la apertura comercial en la industria en 1995, PGPB ofreció a sus principales clientes servicios de cobertura de precios, similares a los que ofrecen las comercializadoras del hidrocarburo en EUA, para sustituir el precio de referencia en la frontera y reducir la volatilidad de precios que presenta el mercado estadounidense. Por ejemplo, en 2000 se ofreció una cobertura de precio fijo en el gas natural por tres años a 4 dólares por millón de BTU (mibtu).⁸

Importaciones de Gas Natural
Miles de millones de pies cúbicos diarios



* Enero-junio
Fuente: BBVA Bancomer con datos de INEGI

⁸ BTU: Unidad Térmica Británica. Un BTU es la cantidad de calor requerida para cambiar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

No obstante, el efecto benéfico de las importaciones sobre la competencia en el mercado nacional podría, a largo plazo, reducirse por la política gubernamental de coberturas de precios fijos al sector industrial y a los distribuidores. La perma-

nente fijación de precios desalienta la competencia potencial en el mercado al eliminar las ventajas que supondría para los particulares la importación directa del gas en competencia con Pemex.

Mecanismos de Cobertura de Precios de Gas Natural 2004-2006

En Octubre de 2003, Pemex Gas y Petroquímica Básica ofreció a los consumidores nacionales de gas natural la opción de adquirir dos mecanismos de cobertura de precios:

1. Cobertura de Precio Fijo de 2004 a 2006

Consistió en el establecimiento de un precio fijo máximo de 4.50 dólares por millón de BTU (usd/mbtu) para el periodo de enero de 2004 a diciembre de 2006. Este esquema se aplicó para consumos inferiores o iguales a 10 millones de pies cúbicos diarios (mpcd). En caso de volúmenes superiores, el precio máximo aplicado fue de 4.55 usd/mbtu para el consumo por encima de 10 mpcd y hasta 20 mpcd.

2. Cobertura de Precio Fijo 2004 acotado a 6.00 usd/mbtu

Consistió en el establecimiento de un precio fijo máximo de 4.425 usd/mbtu para el periodo de enero a diciembre de 2004. En caso de que el índice de referencia mensual (Canasta Reynosa) sea mayor a 6.00 usd/mbtu, adicionalmente al precio fijo, los consumidores deberán pagar la diferencia en exceso a los 6.00 usd/mbtu. La contratación de este instrumento estuvo condicionada a la contratación de coberturas adicionales para el periodo comprendido entre enero de 2005 y diciembre de 2006. Estas podrán ser contratadas por el usuario en el momento que considere más conveniente y teniendo como límite el mes de junio de 2004.

Este esquema de cobertura se aplicó para consumos inferiores o iguales a 10 mpcd. En caso de requerirse volúmenes superiores, el precio máximo aplicado fue de 4.475 usd/mbtu para el consumo por encima de 10 mpcd y hasta 20 mpcd.

Otro efecto adverso de una política de precios fijos es que hace a las autoridades objeto de presiones por parte de los consumidores para tener un comportamiento asimétrico: asumir los costos de las alzas en precios y conceder sus beneficios

cuando éstos bajan. Ese comportamiento, motivado por los subsidios implícitos en los precios fijos, elimina los incentivos para que los consumidores acudan directamente a los mercados de futuros a cubrir sus riesgos.⁹

9 Véase Lajous (2003).

IV. Oportunidades y Retos

México ocupa la decimosexta posición mundial en la producción de gas natural y cuenta con reservas probadas del hidrocarburo por 14.9 billones de pies cúbicos, las cuales lo colocan en el trigésimo sexto lugar. No obstante, las reservas probadas representan sólo 30.7% de las totales.

Si bien el país cuenta con magníficas oportunidades para aprovechar una enorme riqueza energética potencial, la estrategia de mantener la producción monopolizada en manos del Estado no garantiza las inversiones necesarias para ampliar las reservas probadas, introducir nuevas tecnologías y lograr eficiencias que se traduzcan en beneficios para los usuarios. Así, el principal reto en la industria de gas natural en México está en avanzar hacia una estructura de mercado de competencia en todos sus segmentos, que genere los incentivos suficientes para la eficiencia productiva y beneficie a los consumidores con precios competitivos.

En sentido estricto, un monopolio sólo tiene una justificación económica cuando la tecnología hace más eficiente la producción por una sola empresa de gran tamaño en lugar de varias de menor escala. No obstante, en la exploración y extracción de gas no parecen existir tales ventajas, pues la experiencia internacional demuestra que dicha actividad puede realizarse eficientemente por un gran número de empresas en competencia.

Lo anterior es relevante porque un monopolio siempre conduce a una menor producción en el mercado en relación con la prevaleciente bajo una estructura con empresas en competencia. Esto es más grave aún cuando el monopolio es del Estado, pues la propiedad abstracta de los contribuyentes sobre el mismo no genera los incentivos suficientes para que los ciudadanos lo supervisen y para que sea administrado de manera eficiente.

Mientras en una empresa privada los accionistas tienen en el precio de sus acciones un indicador del desempeño de la empresa y un parámetro para exigir la rendición de cuentas a sus administradores, en las empresas de tipo paraestatal no existen tales indicadores de desempeño o parámetros para la

rendición de cuentas. Además, en esas empresas no existen incentivos para generar ahorros o eficiencias porque la normativa presupuestal “castiga” con menores recursos en años subsecuentes a las entidades que gastan menos. Así, la falta de incentivos para generar ahorros y las ineficiencias, obstaculizan la introducción de nuevas tecnologías y ponen en riesgo la oferta a precios competitivos.

Desde el punto de vista de las finanzas públicas, tampoco resulta una estrategia viable continuar con el monopolio estatal en exploración y producción de gas. Las elevadas inversiones en el sector hacen que los esquemas vigentes de financiamiento dentro del sector público, Pidiregas y su variante de CSM, representen sólo una solución transitoria a los problemas de infraestructura insuficiente. Tales instrumentos alcanzarán tarde o temprano un límite e impondrán a lo largo del tiempo una mayor presión contraria al equilibrio presupuestal.

Para México una estructura de mercado alternativa con numerosos participantes en la exploración y producción de gas podría significar importantes ganancias en eficiencia. Los productores en competencia buscarían minimizar sus costos mediante la mejor tecnología disponible, modernizando y ampliando su infraestructura, para estar en posibilidad de ofrecer precios atractivos y colocar la mayor cantidad posible de su producción en el mercado. A largo plazo el suministro del hidrocarburo se realizaría a precios competitivos.

La apertura a la inversión privada representa también un medio para permitir al Estado reasignar sus recursos de una actividad empresarial con un alto riesgo hacia otras como la administración y procuración de justicia y el combate a la pobreza extrema, las cuales tienen una alta rentabilidad social. Mantener al Estado en la extracción de gas tiene un costo de oportunidad social muy alto. Por ejemplo, en 2003 los fondos presupuestados para Pemex (exploración y producción y gas y petroquímica básica) fueron de poco más de la mitad de lo destinado a educación, casi tres veces mayores a los canalizados a salud y casi ocho veces los dirigidos al ramo de seguridad pública.

Propuestas

La estructura de mercado en la producción de gas natural, definida por el marco jurídico en México, no brinda condiciones suficientes para un suministro del hidrocarburo a precios competitivos a largo plazo. Por lo anterior, resulta imperativo consolidar los avances en la apertura y desregulación del sector cambiando el modelo de producción interna. En particular se propone:

- **Abrir a la Participación Privada la Producción de Gas Natural**

Se propone abrir a la participación privada la producción de gas natural. Se plantea reformar el párrafo sexto del artículo 27 constitucional para que la extracción de gas no asociado a petróleo no sea una actividad exclusiva del Estado.

La apertura a la participación privada promoverá la competencia en el mercado, dando como resultado el uso de tecnologías más eficientes, menores costos de extracción, más proyectos de exploración, mayor producción y tarifas más bajas. Más aún, los riesgos de los proyectos, principalmente de exploración no los tendría que asumir el Estado con recursos del erario público, los cuales tienen un alto costo de oportunidad social.

- **Permitir a los Usuarios Elegir el Productor de su Preferencia**

La industria del gas natural debe tener una estructura de mercado de competencia. Se propone que los usuarios de alto consumo tengan plena libertad de pactar el precio y los términos del contrato directamente con el productor de su preferencia. Los permisionarios del transporte y la distribución no deberán condicionar ni favorecer el servicio de uno u otro productor.

La libertad de elección permitirá a los usuarios actuar como impulsores de la competencia, toda vez que tendrán la facultad de “castigar” o “premiar” con su demanda la calidad del servicio recibido. El poder de elección de los consumidores ofrecerá

a los proveedores los incentivos para mejorar continuamente su servicio, ampliar la cobertura y reducir costos mediante incrementos en eficiencia.

- **Eliminar la Exclusividad en los Permisos para Distribuir Gas Natural en Zonas Geográficas**

Se debe asegurar la competencia en todos los segmentos de la industria. Se propone eliminar del artículo 28 del Reglamento de Gas Natural la exclusividad en la distribución para el primer permisionario por zonas geográficas.

La exclusividad en los permisos de distribución sólo crea monopolios regionales. Con estructuras competitivas en el transporte y en la producción, como se propone, se asegura también la libre entrada y competencia en el suministro de gas a los consumidores minoristas. Estos podrían contratar el servicio con cualquiera de múltiples productores y no necesariamente con el distribuidor local.

- **Liberar los Precios del Gas Natural**

Una asignación eficiente de recursos requiere la desregulación de los precios. Se propone eliminar los esquemas de asignación de precios a partir de fórmulas y suprimir la oferta de coberturas a precio fijo del gobierno.

Un mecanismo de precios determinado libremente por el mercado permitirá eliminar los subsidios gubernamentales y reducir la volatilidad. Cuando los precios sean altos se fomentará la demanda de importaciones, incluyendo gas natural licuado, y la creación de la infraestructura necesaria para su importación. A su vez, la estructura de competencia propuesta entre distintos productores impulsaría la innovación financiera pues se establecerían las bases para desarrollar mercados de coberturas financieras no subsidiadas. Con esto se reduciría aún más la volatilidad de los precios y se distorsionaría menos el patrón de consumo del usuario, principalmente el de la actividad industrial.

Conclusiones

En todo el mundo la demanda de gas natural ha crecido a un ritmo extraordinario. El origen de este dinamismo se encuentra en última instancia en la modernización tecnológica. Por ejemplo, las nuevas plantas de generación eléctrica emplean este combustible por ser sumamente eficiente. Además, las disposiciones legales, cada vez más estrictas en materia ambiental, han obligado a distintas industrias a reconvertir sus procesos y adoptarlo como fuente de energía primaria, pues su efecto nocivo sobre el medio ambiente es mínimo.

Todas las previsiones indican que la demanda de gas natural mantendrá una tendencia creciente en los próximos años. México no escapa a las tendencias mundiales y enfrenta el reto de suministrar el hidrocarburo a precios competitivos para

los usuarios a mediano y largo plazos. Sin embargo, la estrategia de mantener un monopolio de la producción en manos del Estado no asegura las inversiones e incentivos necesarios para lograrlo.

En este trabajo, se argumenta que se requiere un esfuerzo adicional de desregulación y apertura en la industria de gas natural para conformar una estructura de mercado que brinde los incentivos apropiados para la eficiencia productiva y ésta se traduzca en precios competitivos. Las propuestas contenidas, buscan generar esas condiciones mediante la apertura a la participación privada en la producción de gas no asociado con el petróleo y la libertad de elección del consumidor del proveedor de su preferencia.

Bibliografía

Booth, Glen (2003), "Natural Gas Market Reform: The Canadian Experience", National Energy Board (Canadá), Conferencia Anual del Centro de Investigación de Energía de Asia Pacífico, Tokio, (Japón,) febrero.

Departamento de Energía (2003) "Natural Gas Fundamentals: From Resource to Market". Departamento de Energía de Estados Unidos, Oficina de Energía Fósil, Washington, D.C., junio.

Hodgson, Hon Pete (2002), "Gas Sector Review: Market Structure and Economic Regulation", Secretaría de Desarrollo Económico, Nueva Zelanda, 6 de noviembre.

Lajous, Adrian (2003), "Seguridad de Suministro del Gas Natural en México". Intervención en el Congreso Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, Ciudad de México, 20 de octubre.

OCDE (2000), "Promoting Competition in The Natural Gas Industry", Dirección para Asuntos Financieros, Fiscales y de Empresa, Comité sobre política y ley de Competencia, 20 de octubre.

Platts Global Energy (2003), "History of US gas market deregulation", Internet: <http://www.platts.com/usgas/history.shtml>

Rosellón, Juan, y Jonathan Halpern (2000), "Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Industry: Liberalization in the Context of a Dominant Upstream Incumbent". Banco Mundial, Unidad de Finanzas, Sector Privado e Infraestructura de la Región de Latinoamérica y el Caribe.

Secretaría de Energía (Sener) (2003), "Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012", Secretaría de Energía, primera edición, México.

Estudios Económicos

Economista Principal

Manuel Sánchez González

Tel. (5255) 5621-3660

manuel.sanchez@bbva.bancomer.com

Estudios Macroeconómicos y Políticos

Fernando González Cantú

5621-6310

f.gonzalez8@bbva.bancomer.com

David Aylett

5621-4748

dp.aylett@bbva.bancomer.com

Eduardo Torres Villanueva

5621-2493

e.torres@bbva.bancomer.com

Sistema Financiero y Bancario

Nathaniel Karp

5621-7718

n.karp@bbva.bancomer.com

Fco. Javier Morales E.

5621-5567

fj.morales@bbva.bancomer.com

Javier Amador Díaz

5621-4210

j.amador@bbva.bancomer.com

Estudios Sectoriales y Regionales

Eduardo Miguel Angel Millán Lozano

5621-4143

e.millan@bbva.bancomer.com

Alma G. Martínez Morales

5621-6243

ag.martinez2@bbva.bancomer.com

Economía Internacional y Propuestas a Autoridades

Carlos A. Herrera Gómez

5621-2486

carlos.herrera@bbva.bancomer.com

Carlos Vázquez Castellanos

5621-4154

c.vazquez@bbva.bancomer.com

Información y Apoyo a Negocios

Octavio R. Gutiérrez Engemann

5621-3095

o.gutierrez3@bbva.bancomer.com

José Gerardo Villoslado

5621-7694

jg.villoslado@bbva.bancomer.com

Coordinador

Fernando Tamayo Noguera

5621-5994

fernando.tamayo@bbva.bancomer.com

Fax (5255) 5621-3297

5621-5823

Puede consultar este documento en:

<http://www.bancomer.com/economica>

Serie Propuestas

<i>Núm.</i>	<i>Título</i>	<i>Fecha</i>
1	Política Económica para una Transición Sexenal Estable	Febrero 1999
2	Cómo Separar la Política de la Economía	Abril 1999
3	Educación para el Crecimiento Económico	Junio 1999
4	Gasto Público para el Bienestar Social	Agosto 1999
5	Competencia en el Mercado Laboral	Octubre 1999
6	Reforma Tributaria Federal	Diciembre 1999
7	Los Ingresos Estatales y Municipales	Febrero 2000
8	Bases para un Programa de Gobierno	Abril 2000
9	Estado de Derecho y Financiamiento Bancario	Junio 2000
10	La Regulación y Supervisión Bancarias	Agosto 2000
11	Elementos para una Política Industrial	Octubre 2000
12	Banca Popular y Microcréditos	Diciembre 2000
13	Reducción de Pasivos Gubernamentales	Febrero 2001
14	Combate a la Pobreza	Abril 2001
15	Desregulación de la Actividad Económica	Junio 2001
16	Infraestructura Energética y de Comunicaciones	Agosto 2001
17	Desarrollo Económico Regional	Octubre 2001
18	Seguridad Pública	Diciembre 2001
19	Calidad de los Servicios de Salud Pública	Febrero 2002
20	Protección de los Derechos de Propiedad	Abril 2002
21	Apertura del Sector Eléctrico	Junio 2002
22	Competencia en Telecomunicaciones	Agosto 2002
23	El Imperativo del Superávit Fiscal	Octubre 2002
24	Hacia la Estabilidad Permanente de los Precios	Diciembre 2002
25	Racionalización del Gasto Público Laboral	Febrero 2003
26	Calidad en los Servicios de Educación Básica	Abril 2003
27	Flexibilización del Mercado Laboral	Junio 2003
28	Desarrollo del Campo	Agosto 2003
29	Una Reforma Fiscal Federal	Octubre 2003