

El papel del gas natural en la expansión de la industria eléctrica en México

Jaime Ramírez Villegas*

Introducción

La utilización de combustibles para la generación eléctrica depende de diversos factores, entre los cuales se encuentran los siguientes: disponibilidad de energías fósiles, fuentes renovables económicamente competitivas, nivel de precios de los combustibles y normatividad ambiental.

A nivel mundial se estima que en los próximos años los combustibles de mayor relevancia en la generación eléctrica serán el gas natural y el carbón, a lo cual se agrega una disminución de combustibles derivados del petróleo como el combustóleo. Esta tendencia obedece a los altos precios este último y a una mayor disponibilidad de tecnologías de mayor eficiencia y con un menor impacto ambiental, como es el caso de la generación con base en gas natural.

En el año 2004, 40.5% de la generación eléctrica en el mundo fue a base de carbón y 19.5% de gas natural. Se estima que esta situación no cambiará de manera significativa para el año 2015, cuando el carbón aportará 41.7%, mientras que el gas natural contribuirá con 22.9 por ciento.¹

Para el caso de México, la dinámica de generar electricidad en mayor medida a base de gas natural está presente. Esta tendencia es indudablemente benéfica en términos ambientales, sin embargo la viabilidad en el aspecto económico no es del todo clara.

La viabilidad de cimentar la expansión de la industria eléctrica con base en gas natural, depende de tres factores fundamentales:

1. La capacidad de Petróleos Mexicanos por garantizar la autosuficiencia en materia de gas natural.
2. Las condiciones del mercado internacional del gas, de tal manera que sea posible cubrir las necesidades internas mediante importaciones a través de la red de gasoductos, o bien bajo la forma de gas natural licuado.

* Licenciado en economía por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Tesis de maestría por presentarse sobre "El mercado del Gas Natural en México, y su impacto en la eficiencia de la Industria Eléctrica" (2008).

¹ Prospectiva del sector eléctrico 2007-2016.

3. El comportamiento de los precios del gas natural y de la capacidad de la industria eléctrica para ajustar estos a su estructura de costos, a fin de operar eficientemente.

Los primeros dos factores hacen referencia a la importancia de garantizar el abasto de gas natural, y el tercero considera el nivel de precios de dicho hidrocarburo. Debemos tener presente que asegurar el suministro no basta para que una opción sea considerada como viable. Es necesario tomar en cuenta el precio al cual será adquirido, sobre todo cuando estamos ante un insumo que se caracteriza por ser inestable en su precio.

Con base en los factores señalados, se mostrarán los retos a los que tendrá que enfrentarse la industria eléctrica, de continuar basando gran parte de su generación en tecnologías que utilicen gas natural.

El gas natural y la generación eléctrica

La generación de energía eléctrica en México tiende a depender en mayor medida de hidrocarburos (gas natural, diesel y combustóleo), y en menor grado de fuentes alternativas.

El cuadro 1 muestra en términos porcentuales la generación total de energía eléctrica por tipo de planta. Respecto a las centrales que utilizan hidrocarburos para su funcionamiento, las termoeléctricas operan con base en el combustóleo o gas natural, las duales utilizan carbón y combustóleo, las de ciclo combinado funcionan con gas natural, las turbogas emplean gas natural o diesel y finalmente las de combustión interna con diesel.

En el año de 1995, la generación con base en hidrocarburos representó 60.57% y para el año 2006 ese porcentaje se incrementó hasta llegar a 70.75%. Como consecuencia se observa una disminución en la participación de las fuentes alternas, de un orden de 10% en el periodo analizado.

Para el año 2006, las principales centrales generadoras son: ciclo combinado con 40.46%, termoeléctricas 23.07%, y las plantas hidroeléctricas 13.46%. Esto contrasta con el año 1995, donde las principales centrales generadoras eran: termoeléctrica 48.44%, hidroeléctrica 19.34% y carboeléctrica 10.17%. Debe destacarse el auge que ha tenido la generación con base en gas natural: las centrales de ciclo combinado y las termoeléctricas aportan de manera conjunta 63.53% de la generación eléctrica en el año 2006.

Cuadro 1
Generación total del servicio público nacional
sin importaciones. Estructura porcentual

Año	1995	1998	2000	2003	2006
Termoeléctrica	48.44	50.42	46.63	36.23	23.07
Dual	4.25	7.42	7.04	6.81	6.16
Ciclo combinado	7.31	7.71	9.21	27.04	40.46
Turbogás	0.32	0.64	2.71	3.41	0.68
Combustión interna	0.26	0.18	0.22	0.37	0.38
Total Hidrocarburos	60.57	66.37	65.81	73.85	70.75
Hidroeléctrica	19.34	14.40	17.16	9.70	13.46
Carboeléctrica	10.17	10.50	9.70	8.19	7.97
Nucleoeléctrica	5.93	5.42	4.26	5.16	4.83
Geotermoeléctrica	3.98	3.31	3.06	3.09	2.97
Eoloeléctrica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
Total Fuentes Alternativas	39.43	33.63	34.19	26.15	29.25

Fuente: elaboración propia con base en: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016.

Dentro de las plantas que utilizan hidrocarburos, las centrales de ciclo combinado han cobrado un mayor auge. En 1995 aportaban 7.31% de la generación y para 2006 se genera 40.46% en base a esta tecnología. Al mismo tiempo se observa una disminución en la participación de centrales termoeléctricas, al pasar de 48.44% en 1995 a 23.07% en 2006.

Esta tendencia tiene implícito un cambio sustancial respecto al insumo primario utilizado para la generación. La gráfica 1 ilustra dicho fenómeno, donde la tasa media de crecimiento anual del combustóleo durante el periodo 1996-2006 fue de -3.6%, mientras que la del gas natural presentó un aumento significativo de 17.9 por ciento.

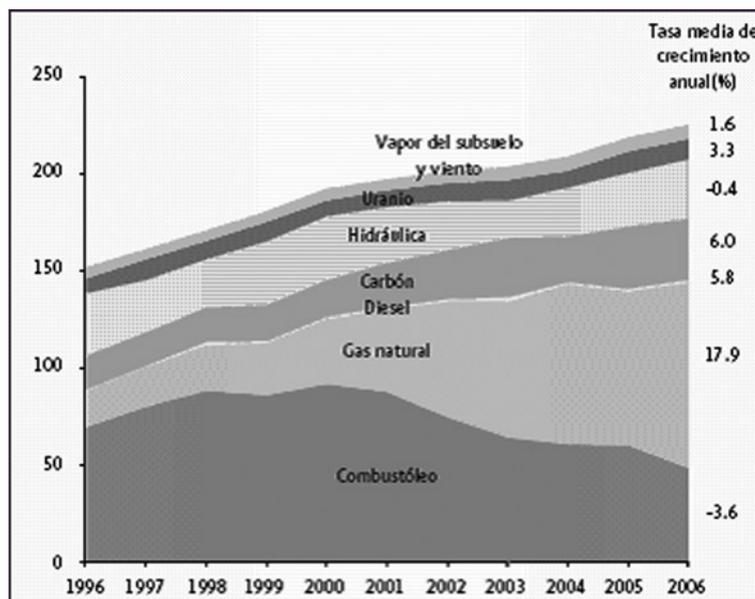
La tecnología de ciclo combinado (que opera fundamentalmente con gas natural) ofrece ventajas importantes respecto a centrales convencionales que queman combustóleo o carbón, e incluso respecto a reactores nucleares: mayor eficiencia térmica, menores emisiones, costos de capital más bajos, plazos de construcción y arranque más cortos, requerimientos de espacio menores y escalas de planta más flexibles.

La Secretaría de Energía² estima que el consumo nacional de electricidad para el periodo 2005-2015 presentará una tasa de crecimiento anual de 4.8 por

² Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015.

ciento. Ante la creciente demanda de electricidad es necesario analizar las distintas opciones, que permitan la expansión del sistema de generación al costo mínimo.³ Para la Comisión Federal de Electricidad (CFE), esto se podría lograr mediante la participación mayoritaria de proyectos basados en tecnología de ciclo combinado. Pero dada la volatilidad en los precios del gas natural y ante la posibilidad de limitaciones en el suministro de dicho insumo, se estudian constantemente diversas opciones de generación más confiables.

Gráfica 1
Generación bruta en el servicio público por tipo de energético utilizado 1996-2006. TWh



Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2007-2016.

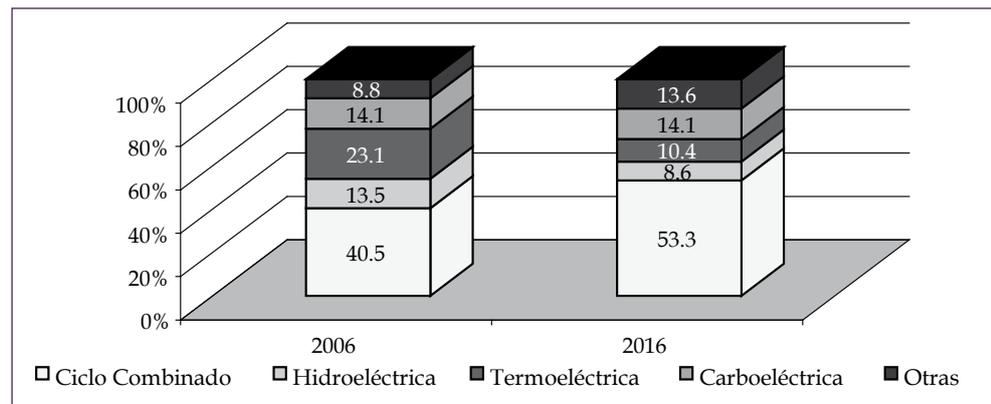
Se estima que la tecnología que tendrá una mayor participación en la generación eléctrica serán los ciclos combinados, al pasar de 40.5% en el año 2006 a 53.3% para el 2016. La generación termoeléctrica (a base de combustóleo), que representa 23.1% en 2006, disminuirá su participación a 10.4% hacia

³ La combinación de opciones de generación se optimiza cuando los proyectos considerados en la expansión arrojan el costo mínimo para satisfacer la demanda esperada, de acuerdo con el nivel de confiabilidad necesario y acorde a los lineamientos de política energética y desarrollo sustentable.

2016. La generación en base a carbón no sufrirá variaciones al mantenerse en 14.1%. La gráfica 2 muestra la tendencia esperada respecto a la generación bruta por tipo de tecnología.

Respecto al consumo de combustibles fósiles necesarios para la generación de electricidad, en el año 2006 de los 4 407 Terajoules/día necesarios para la generación, el combustóleo aportó 32%, el gas natural de origen nacional 25%, el gas natural de origen importado (proveniente de Estados Unidos) 16%, el gas natural licuado 6%, el carbón 20% y el diesel sólo uno por ciento.

Gráfica 2
Proyección de la generación bruta del servicio público por tipo de tecnología, 2006-2016 (GWh)



Nota: el porcentaje que corresponde a "Otras", se encuentran las tecnologías de: Turbo-gas, Combustión Interna, Nuclear, Geotermoeléctrica y eoloeléctrica

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2007-2016.

Se espera que para el 2016, de los 6 427 Terajoules/día requeridos, el combustóleo contribuya con 17%, el gas natural de origen nacional 32%, el gas natural de origen importado (de EU) 10%, el gas natural licuado 21%, el carbón 20%. Se espera que la utilización de diesel desaparezca en esa fecha.

En conclusión, de 2006 a 2016 se plantea un escenario donde la generación eléctrica a base de gas natural desempeñará un papel más dinámico. Se espera que dicho hidrocarburo sea cubierto en mayor medida por producción nacional y, como consecuencia, se dará una disminución en las importaciones provenientes de los Estados Unidos. Se plantea también que el gas natural licuado (GNL) aumente su participación en el proceso de generación eléctrica. Las implicaciones de este escenario serán analizadas a continuación.

El comercio del gas natural y la generación eléctrica

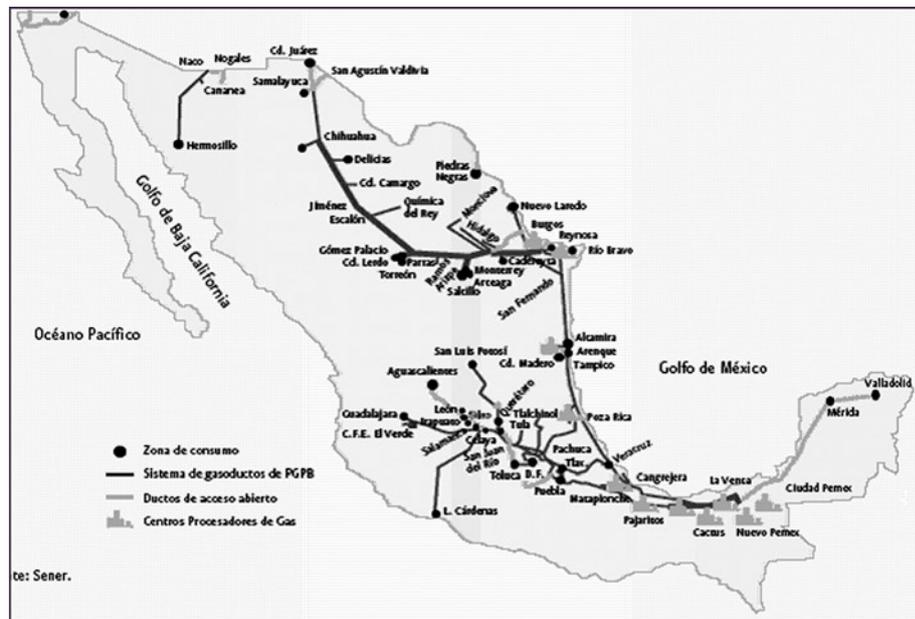
El abasto de gas natural puede realizarse a través de dos vías, *a*) mediante la red de gasoductos, y *b*) bajo la forma de gas natural licuado (GNL). Ambas son intensivas en capital con largos períodos de construcción; requieren por tanto plazos considerables para recuperar la inversión. Las implicaciones de cada una de esas vías para garantizar el abasto para el sector eléctrico en México se analizarán a continuación.

Importaciones vía gas natural

Transportar gas natural desde el punto donde es producido hasta el lugar donde se consume es más rentable cuando la distancia existente entre ambos puntos es corta. Pero al mismo tiempo se genera una mayor dependencia del consumidor hacia el suministrador, ya que el demandante tendrá una única vía para asegurar el suministro y no resulta económicamente viable establecer más de una red de gasoductos para satisfacer un punto de demanda.

El mapa 1 muestra la red de gasoductos a través de la cual es transportado el gas natural en México. El consumo de gas natural está relacionado con la distribución de la red de gasoductos de los centros industriales de las actividades petroleras, de la concentración poblacional y de los puntos de generación de electricidad. Se observa que existen zonas donde la red de gasoductos está poco desarrollada. En los estados de Baja California Sur, Colima, Guerrero, Morelos, Nayarit, Quintana Roo, Sinaloa y Zacatecas, no tienen acceso al gas natural actualmente. Una medida para fomentar la expansión de la red de gasoductos y al mismo tiempo garantizar el abasto de gas natural, son las importaciones vía GNL.

Mapa 1
Red de ductos y centros procesadores de gas

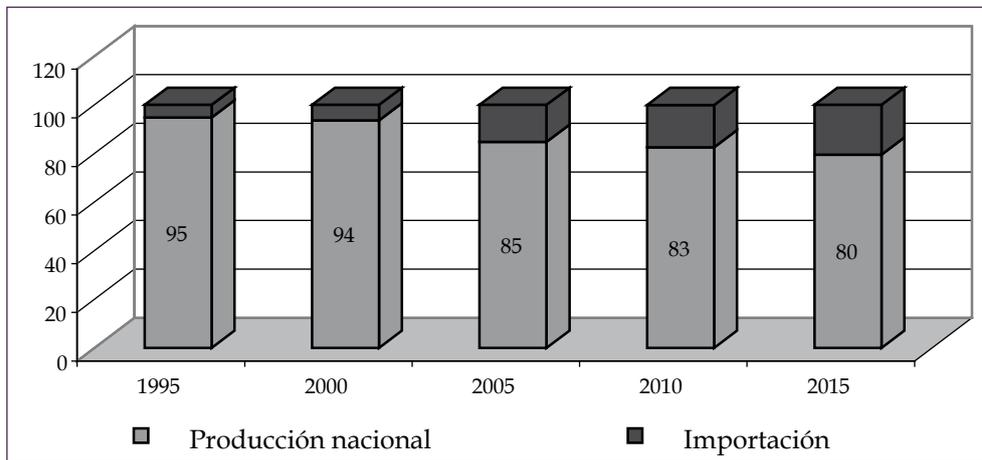


Fuente: Secretaria de energía.

En la actualidad el gas consumido al interior del país en su mayoría es de origen nacional, sin embargo el volumen de gas importado a través de gasoductos interfronterizos con Estados Unidos presenta una tendencia ascendente. La gráfica 3, muestra esta tendencia. En 1995 sólo 5% de gas natural consumido en el país provenía de EU. Se espera que para el 2015, 20% del gas consumido tenga origen importado

La mayor parte de las importaciones de gas se realizan por razones de logística; es decir; en la región noroeste del país (como puede observarse en el mapa anterior) la demanda no puede ser satisfecha con producción nacional, debido a que dicha región no está conectada al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), por lo que la demanda es cubierta con importaciones de Estados Unidos.

Gráfica 3
Balance nacional de gas natural



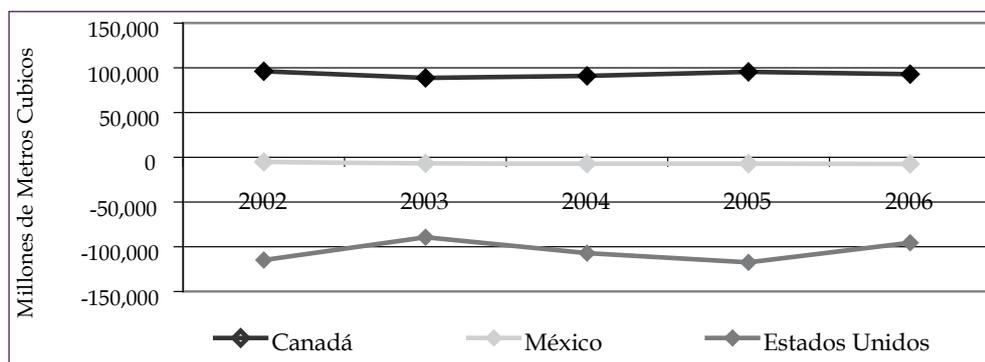
Fuente: elaboración propia con datos de: Prospectiva del sector eléctrico 2007-2016.

Actualmente la demanda de gas natural es mayor que la producción nacional. De continuar esta tendencia el volumen de importación seguirá en aumento. Bajo este escenario resulta fundamental analizar las condiciones del mercado internacional del gas natural, a fin de establecer bajo qué condiciones será posible depender del exterior para cubrir el consumo interno.

La gráfica 4 muestra el saldo entre la producción y el consumo de gas natural para América del Norte (México, Estado Unidos y Canadá), una región conectada por una red de gasoductos. Para el caso de México el saldo es negativo, y la demanda es cubierta con importaciones de Estados Unidos. Es posible observar que este país presenta un saldo deficitario considerablemente mayor del que tiene México, el cual cubre con importaciones de Canadá, país con un saldo superavitario.

Este escenario plantea una situación problemática para la generación eléctrica con base en gas natural. Depender de Estados Unidos para garantizar el suministro de ese energético, cuando dicho país requiere de la producción excedente de Canadá para satisfacer su consumo interno, no es el mejor de los escenarios para dar certidumbre al abasto seguro del mismo. Un elemento que podría dar certidumbre al abasto de gas natural, es mediante importaciones de gas natural licuado.

Gráfica 4
Saldo entre Producción y Consumo de Gas Natural en América del Norte



Fuente: Elaboración propia con base en: International Energy Agency. Natural Gas Information 2007 with 2006 data.

Importaciones vía gas natural licuado (GNL).⁴

Cuando la distancia entre la entidad demandante y la red de gasoductos es corta, es conveniente satisfacer la demanda a través de la red de los mismos. Pero a medida que esta distancia aumenta, la opción del GNL representa beneficios económicos sobre la red de gasoductos. El traslado de GNL permite que los cargamentos de gas natural puedan ser llevados y entregados donde se presente una demanda. El gas natural licuado representa una opción en la búsqueda de diversificar el suministro de gas natural, y limita la dependencia que impone la red de gasoductos.

México inició importaciones de GNL en 2006 con las operaciones de la Terminal de GNL en Altamira. Las importaciones provienen de Nigeria, Qatar, Egipto y Trinidad y Tobago. Dicho gas tuvo dos destinos, una parte se envió a la Central de Altamira V (central eléctrica de ciclo combinado), y la otra fue inyectada al SNG. Pemex Gas y Petroquímica Básica lo trasladó y, finalmente, la CFE lo asignó a otras centrales generadoras de electricidad en los estados de México, Hidalgo, San Luis Potosí y Veracruz.

⁴ El GNL es gas natural que ha sido enfriado a -160°C para convertirlo a estado líquido; este proceso se realiza en un tren de licuefacción. Después de la licuefacción el gas es transportado en barcos especialmente diseñados llamados "metaneros". En el lugar de destino, el líquido es calentado para convertirlo a estado gaseoso en una terminal de regasificación.

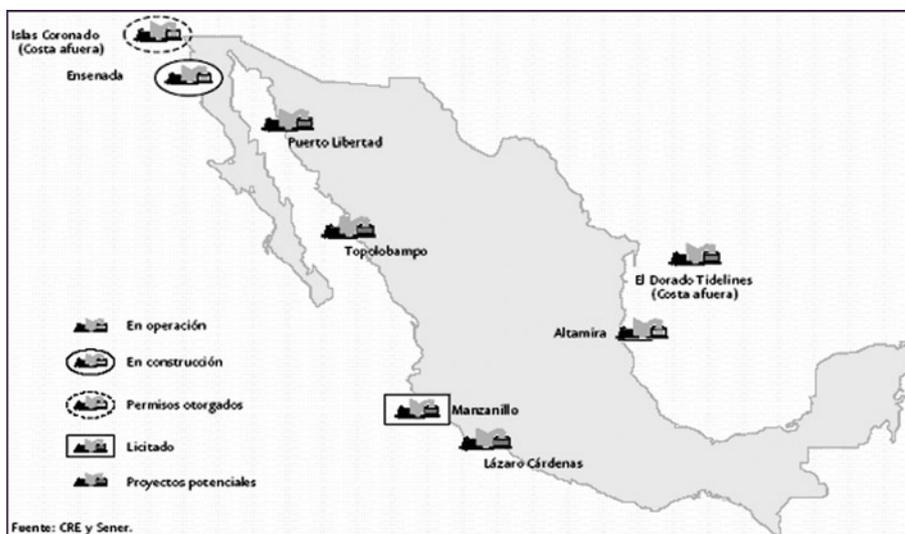
El mapa 2 muestra los distintos proyectos de GNL en México. Estos proyectos se establecen en aquellas zonas donde la red de gasoductos está ausente. Los nuevos proyectos de GNL, buscan diversificar las fuentes de suministro de gas natural en el sector eléctrico. Por ejemplo, el proyecto de Manzanillo surgió por la necesidad de satisfacer la demanda de electricidad en el área Occidente de la República, mediante proyectos de generación con base en ciclos combinados.

En cuanto a las terminales de GNL, únicamente la terminal de Altamira está en operación, cuatro son proyectos potenciales, una más está en proceso de licitación, otra en la etapa de construcción y la restante cuenta con el permiso otorgado.

Dado el poco desarrollo de la industria del GNL en México, resulta poco probable que esta industria contribuya a diversificar en el corto plazo el suministro de gas natural para la generación eléctrica.

Tener certidumbre en el abasto de gas natural es una condición necesaria para garantizar la viabilidad de la generación eléctrica con base en plantas de ciclo combinado, pero no es una condición suficiente. Es fundamental contemplar el precio de dicho hidrocarburo, y cómo impacta éste a la estructura de costos de la industria eléctrica.

Mapa 2
Proyectos de terminales de GNL en México



Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2007-2016.

Los precios de gas natural y su impacto en la industria eléctrica

El precio del gas natural se determina con base en la metodología que expide la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Para la fijación del precio máximo de las Ventas de Primera Mano (VPM),⁵ se toma en consideración las condiciones del mercado internacional, el lugar donde se realiza la venta y las alternativas de suministro de los usuarios. Un objetivo que se persigue con el establecimiento de este precio máximo es limitar el poder de mercado de Pemex como único productor nacional de gas.

El mecanismo que se emplea para fijar los precios del gas natural es el de *netback*.⁶ Dicho mecanismo toma como referencia los precios en el Sureste de Texas para fijar los precios del gas natural al interior del país y añade los costos netos de transporte desde dicho lugar hasta Ciudad Pemex, Tabasco, en el Sureste del país.

Este método refleja el costo de oportunidad del gas natural. El costo de oportunidad para Pemex de vender su producción en México es que no debería obtener menos recursos si vende la producción en territorio nacional o si decide venderlo en el sur de Texas, en Estados Unidos. Al ligar el precio del gas en México al de Estados Unidos, las variaciones del precio en este mercado se reflejan en el interior del país.

En la gráfica 5 se muestra el comportamiento del precio del gas natural en México. Este precio fue relativamente estable hasta el año 2000. El aumento considerable en este último año es producto de una serie de factores como: un lento crecimiento de la oferta del gas natural, una demanda sostenida a causa de condiciones climáticas, elevados precios del crudo y falta de gas natural para almacenamiento. Al mismo tiempo, estos precios altos tuvieron dos efectos: 1) perforación de más pozos, y 2) diversificación de los combustibles por parte de los consumidores.

⁵ Es la primera enajenación de gas natural de origen nacional que realice Pemex a un tercero, para su entrega en territorio nacional.

⁶ Método para determinar el precio del gas natural en el punto de entrada al mercado, ya sea en la frontera por donde se importa o en la región productora. El precio se calcula partiendo del precio final al consumidor, menos el descuento de los costos de transporte y distribución.

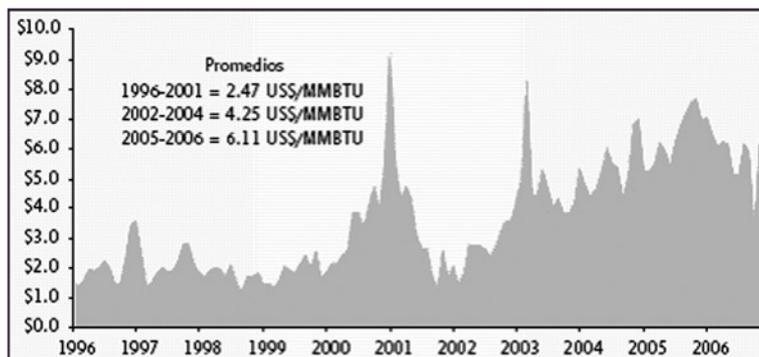
Este fenómeno en su conjunto provocó un aumento en la oferta y una disminución en la demanda de gas natural, originando una caída de los precios para el año 2002. Sin embargo, para el 2003 los precios aumentaron gracias a la combinación de diversos factores como: un crecimiento sostenido de la demanda, un lento aumento de la oferta y los altos precios mundiales del crudo.

En el periodo 1996 a 2001, los precios del gas natural se comportaron de forma relativamente estable. El precio promedio no superó los 2.47 US\$/MMBTU.

Para el año 2001 los precios llegaron a niveles muy elevados. A mediados de ese año el gobierno decidió implementar un mecanismo de cobertura, denominado 4x3, que consistía en fijar el precio del gas en 4.0 US\$/MMBTU durante tres años. De tal manera que las compañías de transporte y distribución compraron el gas natural a dicho precio, logrando evadir la volatilidad que ocurría en los mercados de EU. En el período 2002 -2004, el precio promedio fue de 4.25 US\$/MMBTU. Para el año 2005 y 2006, el precio del gas promedió 6.11 US\$/MMBTU.

Gráfica 5

Precio de referencia de gas natural en Cd. Pemex,
1996-2006 (dólares por millón de BTU)



Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2007-2016.

Si las centrales de generación obtienen su energía primaria de distintas fuentes como viento, diesel, gas natural, combustóleo, carbón, escurrimientos de agua, etc., es de esperar que dadas las características de cada una de estas plantas, existan costos de generación diferentes para cada una de ellas dependiendo del insumo utilizado. Por tal motivo si la generación de electricidad depende en mayor medida del gas natural y dicho insumo presenta una tendencia al alza, estas variaciones en el precio del insumo tendrían que ser trasladadas a las tarifas del sector eléctrico.

El hecho de que las tarifas eléctricas respondan a las variaciones en los costos de generación (precio del gas natural) es de suma importancia, en términos de eficiencia. Si las tarifas eléctricas no reflejan los costos de generación se origina una pérdida de eficiencia, tanto en el ámbito de la generación como del uso de la energía. Cuando las tarifas no reflejan las variaciones en los costos de generación se envía una señal distorsionada al usuario, haciéndole creer que los costos no varían, lo que puede ocasionar una deficiente utilización de la energía. Al mismo tiempo, la industria eléctrica se ve obligada a satisfacer dicha demanda “no controlada”, ampliando el parque de generación bajo condiciones menos favorables.

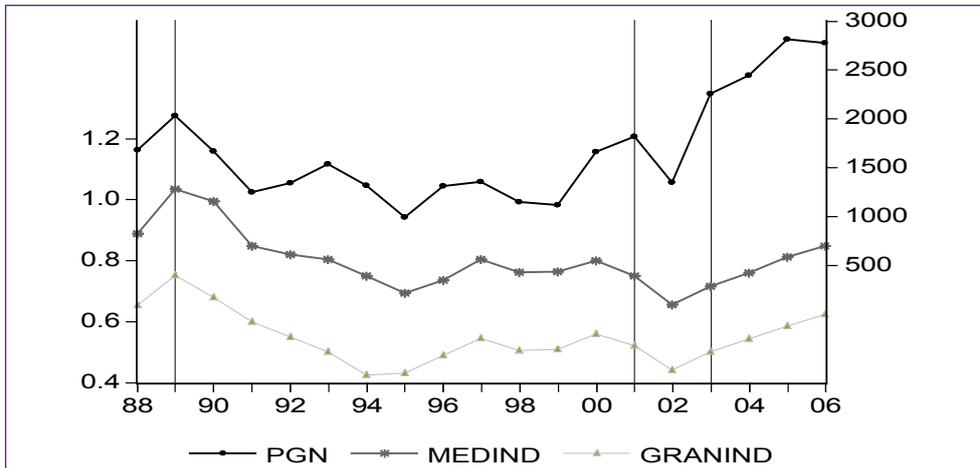
Únicamente las tarifas que se relacionan con los costos de generación, son capaces de enviar las señales apropiadas a los consumidores acerca de cuando su consumo es caro y cuando es barato.

Para determinar la sensibilidad de las tarifas eléctricas ante las variaciones en el precio del gas natural, fue necesario diseñar un modelo econométrico. En él se encontró que únicamente las tarifas correspondientes a la mediana y gran industria, responden a las variaciones en el precio del hidrocarburo en cuestión. Por su parte, las tarifas del sector agrícola, doméstico, comercial y de servicios no responden ante las variaciones en el precio del gas natural.⁷

La gráfica 6 ilustra dicho fenómeno, en el cual las tarifas de mediana y gran industria, tienen un comportamiento similar a la del gas natural. Destaca el hecho que en años donde el precio del gas natural ha sufrido variaciones drásticas (1989, 2001 y 2003), estas se han visto reflejadas en el precio de la electricidad para estos usuarios.

⁷ El modelo econométrico se expone en el anexo del presente artículo. Dicho modelo forma parte de una tesis de maestría que, como se señaló arriba, será presentada hacia el cuarto trimestre de 2008, en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Economía de la UNAM.

Gráfica 6
Precio del Gas natural (\$/1 000 m³) y de las tarifas eléctricas (\$/kWh)
Precios constantes de 2002



Fuente: elaboración propia con datos de: International Energy Agency. Natural Gas Information 2007 with 2006 data y de la Comisión Federal de Electricidad

Donde: PGN: Precio del Gas Natural

GRAN IND: Precio de la electricidad para la gran industria.

MED IND: Precio de la electricidad para la mediana industria.

Conclusiones

La generación de electricidad a base de gas natural presenta beneficios económicos y ambientales. Sin embargo dadas las características de la industria eléctrica en México, la tendencia a depender de dicho hidrocarburo puede representar un problema en el futuro, ya que las reservas probadas alcanzan únicamente para 9.7 años. En este contexto, es necesario tener presente que dado el marco jurídico vigente, Pemex es la única empresa que puede ampliar las reservas probadas de gas natural.

En un escenario en donde las reservas probadas son cada vez más difíciles de ampliar y las necesidades energéticas están en aumento, opciones que pueden coadyuvar a garantizar el suministro energético y que antes jugaban un papel marginal cobran ahora mayor relevancia. Este es el caso del GNL.

Un argumento en contra del mecanismo que se utiliza para fijar los precios del gas natural al interior del país es que sus variaciones obedecen a condiciones de oferta y demanda en el mercado de referencia (en el Sureste de Texas). Se señala que la mayoría del gas consumido al interior del país es de origen nacional, y que la abundancia o escasez de dicho hidrocarburo

en EU, no debería impactar el precio del gas que se fija al interior del país. Cabe destacar que las industrias incluida la eléctrica, deben ser capaces de adaptarse ante las variaciones en el precio del gas natural. Si bien es cierto que la mayor parte del gas que se consume al interior del país es de origen nacional, en un escenario en el cual las reservas probadas no se incrementan, se tendría que importar volúmenes cada vez mayores y pagar por ellos el precio vigente en el mercado internacional.

Garantizar el abasto de gas natural, con importaciones a través de la red de gasoductos o bajo la forma de GNL, es un reto al cual se tiene que enfrentar el sector energético nacional, si desea continuar la expansión de la industria eléctrica con base en gas natural. Ahora bien, al sector eléctrico no le compete diseñar las políticas que permitan garantizar el abasto de dicho hidrocarburo, pero sí puede influir en el diseño de las tarifas eléctricas, buscando que éstas respondan a los costos de generación. Esto es importante, ya que su distorsión impacta en la eficiencia de la industria eléctrica y a la utilización de la energía de forma racional por parte de los usuarios.

La viabilidad de continuar con la generación de energía eléctrica, en un escenario que depende en gran medida del gas natural, debe tomar en cuenta no solamente la seguridad del abasto de dicho hidrocarburo, sino también la capacidad de la industria eléctrica para incorporar las variaciones del precio de los hidrocarburos a su estructura tarifaria con el fin de operar de manera eficiente.

Bibliografía

- Agencia Internacional de Energía, *Natural Gas Information 2007 with 2006 data*. OCDE/AIE 2007
- Carol, A., *International energy markets*, Ed. Penn Well Corporation, 2004.
- Department of Energy (DOE), "U. S. Natural Gas Imports and Exports: 2006". March 2008.
- Rosellón J., y Brito D. "Oportunidad de la inversión en gasoductos de GLP en México", *El trimestre económico*, FCE, México, 1999 Vol. LXIX (4), Núm, 276.
- , "Un modelo de equilibrio general para la fijación de precios del gas natural en México", *El trimestre económico*, FCE, México, 2005, Vol. LVXX (2). Núm, 286.
- Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural 2007-2016*, México 2007.
- Secretaría de Energía, *Prospectiva del sector eléctrico 2007-2016*, México, 2007.
- Secretaría de Energía, *Visión el mercado de gas natural en América del Norte México*, 2005.

Anexo

El modelo econométrico busca medir la sensibilidad que experimenta el precio de la electricidad para los distintos usuarios (doméstico, comercial, servicios, agrícola, mediana industria y gran industria), ante las variaciones de: *a*) el precio del gas natural, destinado para la generación eléctrica y *b*) el índice de precios al consumidor. El período analizado comprende de 1988 a 2006, caracterizado por variaciones drásticas en el precio del gas natural. Las variables empleadas fueron transformadas a logaritmos, de tal manera que resultado obtenido por la regresión, pueda ser interpretado en términos de elasticidades.

A continuación se presentan algunos resultados relevantes de la regresión realizada.

Tarifa Agrícola

Regresión	LNAGRIC = -0.436259*LNPGN + 0.1700*LNIPC + 1.452838			
Variable	Coefficiente	Error Estandar	Estadístico t	Probabilidad
LNPGN	-0.436259	0.153554	-2.841088	0.0118
LNIPC	0.170067	0.058535	2.905407	0.0103
C	1.452839	1.085292	1.338662	0.1994
R2	0.440662			
R2 Ajustada	0.370745			
Prob (Estadístico F)	0.009581			

Tarifa Comercial

Regresión	LNCOMER = -0.064206*LNPGN - 0.02685*LNIPC + 1.0607			
Variable	Coefficiente	Error Estandar	Estadístico t	Probabilidad
LNPGN	-0.064206	0.072827	-0.881622	0.391
LNIPC	-0.026851	0.027762	-0.967172	0.3479
C	1.060785	0.514732	2.060847	0.056
R2	0.134211			
R2 Ajustada	0.025987			
Prob (Estadístico F)	0.315717			

Tarifa Servicios

Regresión	LNSERV = -0.209418*LNPGN + 0.0763902*LNIPC + 1.41121			
Variable	Coefficiente	Error Estandar	Estadístico t	Probabilidad
LNPGN	-0.209418	0.078589	-2.664735	0.017
LNIPC	0.07639	0.029958	2.549903	0.0214
C	1.411218	0.555452	2.540665	0.0218
R2	0.393641			
R2 Ajustada	0.317846			
Prob (Estadístico F)	0.018274			

Tarifa Mediana Industria

Regresión	LNMEDIND = 0.204148*LNPGN - 0.11140*LNIPC - 1.30330			
Variable	Coefficiente	Error Estandar	Estadístico t	Probabilidad
LNPGN	0.204149	0.054993	3.712274	0.0019
LNIPC	-0.111401	0.020963	-5.314084	0.0001
C	-1.303308	0.388681	-3.353158	0.004
R2	0.673156			
R2 Ajustada	0.632301			
Prob (Estadístico F)	0.00013			

Tarifa Gran Industria

Regresión	LNGRANIND = 0.342398*LNPGN - 0.116352*LNIPC - 2.68902			
Variable	Coefficiente	Error Estandar	Estadístico t	Probabilidad
LNPGN	0.342399	0.083251	4.112864	0.0008
LNIPC	-0.116352	0.031735	-3.666348	0.0021
C	-2.689029	0.588402	-4.570056	0.0003
R2	0.592245			
R2 Ajustada	0.541276			
Prob (Estadístico F)	0.000764			

Donde: LNAGRIC: Logaritmo de la tarifa eléctrica del sector agrícola.

LNCOMER: Logaritmo de la tarifa eléctrica del sector comercial

LNSERV: Logaritmo de la tarifa eléctrica del sector servicios.

LNMEDIND: Logaritmo de la tarifa eléctrica de la mediana industria.

LNGRANIND: Logaritmo de la tarifa eléctrica de la gran industria.

LNIPC: Logaritmo del índice de precios al consumidor.

En base a los valores obtenidos en la regresión (para cada una de las tarifas del sector eléctrico), únicamente la mediana y la gran industria muestran sensibilidad ante las variaciones en el precio del gas natural.

Para las tarifas del sector comercial, doméstico y de servicios, el valor de las probabilidades asociadas a los coeficientes resultan muy elevados (mayores a 0.05), y el valor de las R^2 , muy bajos. De tal manera que estamos ante sectores donde el comportamiento de su precio no está explicado por los cambios en precio del gas natural.