



GESTIÓN DE LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN MÉXICO



RESUMEN EJECUTIVO

Entre el 2007 y 2012 la demanda de gas natural en México ha crecido en 17% mientras que la producción solo ha aumentado 2% durante el mismo periodo. La disminución en los precios del gas natural en los últimos cinco años ha alentado su consumo para la generación de energía eléctrica, la recuperación de petróleo y su utilización intensiva en la industria.

En el 2011-12, la creciente demanda de gas natural y el limitado crecimiento de su producción evidenciaron la incapacidad de los gasoductos del Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI) para surtir los puntos de oferta y consumo de forma adecuada. Desde entonces se han generado continuos ajustes en las tarifas de transporte y cuestionamientos de la iniciativa privada sobre la capacidad de la autoridad para ofrecer gas natural suficiente a tarifas competitivas.

En un escenario donde se está expandiendo la red de gasoductos que integran el STNI, el Centro de Investigación para el Desarrollo, A.C. (CIDAC) estima que se debe poner énfasis en la creación de un gestor técnico independiente, de alcance regional y con suficiente autonomía de operación y gestión para dar una mayor certidumbre a la operación de ductos de propiedad privada, que permita una mayor inversión en la construcción de gasoductos e incremente la disponibilidad de gas natural para el crecimiento industrial en México.

CONTEXTO

Entre 2007 y 2012 la demanda de gas natural en México ha crecido en 17% mientras que la producción solo ha aumentado 2% durante el mismo periodo.¹ Dos factores se han combinado para generar este desfase. Por un lado, la explotación de gas no convencional o gas de lutitas (gas *shale*) ha permitido incrementar las reservas y la producción de gas natural en Estados Unidos,² ocasionando una disminución de precios cercana al 70% desde 2008.³ Esto ha tenido implicaciones directas sobre el mercado doméstico, toda vez que los costos de oportunidad para fijar los precios máximos de ventas de primera mano (VPM) de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) se encuentran referenciados al mercado relevante del sur de Texas (*Henry Hub*), el cual es más barato respecto a otras regiones del mundo (véase mapa 1).⁴ Esta situación ha desincentivado la producción de gas natural por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP), pues resulta mucho más rentable enfocarse en la producción de petróleo que en gas natural (véase gráfico 1).

Este comportamiento ha alentado el consumo de gas natural como insumo en la generación de energía eléctrica e incrementado su utilización en la recuperación de petróleo por parte de PEP. Para 2012, el sector eléctrico (público y privado) y el petrolero aglutinaban 66% del consumo total de gas natural (39% y 27%, respectivamente), con tasas de crecimiento anuales del 10.7% y 4.8% durante los últimos 10 años (véase cuadro 1). Esta tendencia se ha combinado con una política energética, presente desde mediados de la década de los noventa, respecto a la construcción y reconversión de plantas de generación eléctrica basadas en gas natural. Recientemente, esta política ha recibido un renovado impulso con la aprobación de nuevos proyectos de plantas eléctricas (véase cuadro 2), a partir de los cuales, se pronostica que el gas natural será la fuente de energía para producir 49% de la electricidad en 2026, respecto al 45.1% observado en 2012.⁵ Por su parte, aun cuando el sector industrial participaba con el 14% del consumo de gas natural en 2012, su utilización alcanza niveles cercanos al 65% respecto a otras fuentes energéticas en los últimos diez años. En este periodo, las industrias que han presentado un mayor crecimiento son las de productos metálicos,

¹ Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2012-2026.

² “El desarrollo de los campos de *Bakken* en Dakota del Norte, además de *Eagle Ford* y *Permian* en Texas, ha generado ocho aumentos anuales consecutivos de las reservas probadas de gas natural en Estados Unidos”. Adrian Lajous, “El futuro nos alcanzó. Notas sobre el cambio energético de Norteamérica”, Nexos, núm. 426, México, junio de 2013, pp. 29-30. Citado en “3 Dilemas: un diagnóstico para el futuro energético de México”. Red Mexicana de Competencia y Regulación. CIDAC, 2013, p. 10.

³ Secretaría de Energía, *op. cit.*

⁴ La metodología para el cálculo de los precios de las Ventas de Primera Mano (VPM) que utiliza la Comisión Reguladora de Energía (CRE) refleja los costos de oportunidad y las condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realiza la venta. Dicho costo de oportunidad está ligado al mercado de Norteamérica; tomando como referencia el mercado del sur de Texas (*Henry Hub*). La CRE utiliza como criterio el costo de oportunidad debido a que en el mercado de gas natural mexicano no existen condiciones de competitividad que permitan establecer los precios de venta según la convergencia entre la disponibilidad de pagar y la disponibilidad de vender gas natural. Como se verá más adelante, el control de PGPB respecto a las características tecnológicas de operación de gasoductos limitan la operación de la CRE para establecer tarifas de transporte y precios de venta competitivos. Para mayor discusión, véase Miriam Grunstein Dickter, “La Comisión Reguladora de Energía frente a Petróleos Mexicanos. Análisis de un acuerdo interminable entre regulador y regulado sobre qué hacer con la industria del gas natural”, p. 69-74. En Alejandro Faya Rodríguez, *et al* “Tres reguladores, Tres Retos”. CIDAC, 2011.

⁵ Comisión Federal de Electricidad, citado en “3 dilemas, *op. cit.*”, p. 40.

maquinaria y equipo y, durante el último año, las ramas industriales de alimentos, así como bebidas y tabaco.⁶

La creciente demanda de gas natural y el limitado crecimiento de su producción han incrementado las importaciones, principalmente en 2011 y 2012 (véase gráfico 2). Esta situación ha puesto en evidencia la incapacidad de los gasoductos del Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI) para surtir los puntos de oferta y consumo de forma adecuada (véase gráfica 3). En un escenario en el que PGPB estima un aumento de la demanda superior a la oferta de gas natural (3.6% vs 1.6%) para el periodo 2012-2028,⁷ la infraestructura del STNI necesita expandirse y transformarse de una orientada a la exportación, hacia otra encaminada al suministro de gas natural importado.

En este sentido, la estrategia del gobierno federal se ha enfocado hacia el incremento de la capacidad de transporte de gas natural, buscando interconectar el sur de Estados Unidos (Arizona y Texas) con los estados fronterizos de Tamaulipas, Chihuahua y Sonora (véase mapa 2). Hasta el momento, las acciones han incluido la licitación para construir el gasoducto Los Ramones, el cual permitirá ampliar la red de ductos que van desde Texas hasta la zona industrial del centro de México.⁸

PROBLEMÁTICA

Desde mediados del 2012 las importaciones de gas natural para satisfacer los puntos de consumo se han visto limitadas por la poca flexibilidad del STNI. Según la Resolución 11/2013 de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) esto se ha generado debido a una combinación de factores, entre los que destacan: 1) una menor disponibilidad de gas natural en el sureste para consumo de terceros, debido a su empleo intensivo en la extracción de petróleo crudo por parte de PEP; 2) un aumento en la demanda de gas natural asociado a la generación de energía eléctrica en plantas operadas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la iniciativa privada; 3) una ausencia de incentivos para que los usuarios (adquirientes) atiendan las instrucciones de PGPB durante la ocurrencia de una alerta crítica declarada por variaciones operativas en el sistema de transporte; y, 4) inexistencia de un régimen de reserva de capacidad en el sistema por parte de PGPB, como administrador del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) para solventar picos de consumo.

Este conjunto de factores ha mostrado las deficiencias de la infraestructura de ductos que, a su vez, han provocado serios problemas de desabasto con importantes pérdidas para la producción industrial del centro-occidente, además de la elevación de costos de generación

⁶ Secretaría de Energía, *op. cit.*, p. 96.

⁷ PEMEX, PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA 2013. Sesión Informativa del Proyecto Los Ramones FASE II.

⁸ Según información de PGPB, la fase I del proyecto comprenderá la construcción de un gasoducto de 48 pulgadas de diámetro con una distancia aproximada de 114 kilómetros que correrá desde Frontera a Los Ramones. Este tramo tendrá una capacidad de 2,100 millones de pies cúbicos diarios y se espera que comience a operar el 1 de diciembre del 2014. La fase II abarcará la ruta Los Ramones-Guanajuato con una distancia de 740 kilómetros y un gasoducto de 42 pulgadas de diámetro, el cual cruzará los estados de Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Querétaro y Guanajuato; tendrá una capacidad máxima de 1,400 millones de pies cúbicos diarios. Se espera que esta fase del proyecto inicie operaciones durante el 2015 (Véase PEMEX, PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA 2013. Sesión Informativa del Proyecto Los Ramones FASE II). En conjunto, el proyecto de Los Ramones representará un incremento del 10%, aproximadamente, sobre los 8,295 kilómetros que tiene actualmente el STNI. (Cálculos propios con base en PEMEX, Memorias Laborales, 2012, p.16).

eléctrica. Aunque con la información disponible no se puede calcular el impacto directo en el sector industrial ni en las tarifas eléctricas, el Gobierno federal estimó en 18,900 millones de pesos el costo de las 22 alertas críticas lanzadas en el 2012.⁹

Una de las primeras medidas correctivas que tomó PGPB fue aumentar la capacidad de compresión en el ducto troncal del SNG (Zempoala, Veracruz), con esto se pretendió incrementar el flujo de gas importado del norte hacia el sur del país.¹⁰ Sin embargo, el deterioro del balance de gas en el sistema de ductos impidió que este ajuste fuera suficiente para superar las restricciones logísticas del STNI.

Ante el déficit generado por la disminución de la oferta de gas natural del sureste mexicano y las dificultades logísticas para importarlo de Estados Unidos, la CRE autorizó a PGPB la importación de Gas Natural Licuado (GNL) como mecanismo para balancear el STNI.¹¹ La importación marítima de GNL implicó una erogación extraordinaria para PGPB toda vez que ésta se realizó a precios cercanos a los 20 dólares por MMBTU respecto a los 3.5 dólares por MMBTU que costaba traerlo de Estados Unidos, además de los costos por el uso de ductos adicionales para conectar el puerto de Manzanillo con el SNG vía Guadalajara.¹²

Por esta razón, PGPB solicitó y obtuvo autorización de la CRE para ajustar las tarifas máximas vigentes del STNI, bajo el argumento de que el balanceo del sistema representaba un beneficio generalizado con características de costo fijo y no por distancia para todos los usuarios y adquirentes de ventas de primera mano (VPM).¹³ El reconocimiento de que el GNL importado era para balancear el sistema y no para solventar un problema de oferta permitió que el costo adicional fuera absorbido, no en el precio de las VPM sino en la tarifa de transporte.

Lo anterior generó un intenso proceso de negociación entre la Confederación de Cámaras Industriales (Concamin) y el gobierno federal para que la afectación al sector industrial fuera la mínima posible. Debido a que el marco legal no establecía una obligación de suministro por parte de PGPB y de que no estaban en vigor los mecanismos que permitieran a los usuarios asegurarse el abastecimiento de gas natural de otras fuentes, en las negociaciones con la CONCAMIN, PGPB estableció un compromiso de suministro con base en los consumos alcanzados al 2010 o al 2011, según conviniera a las necesidades de cada usuario y de acuerdo a la capacidad del sistema de transporte (de aproximadamente 5 mil millones de pies cúbicos diarios).¹⁴

⁹ Nota periodística “A Pemex ‘se le fuga’ el gas natural”. Disponible en <http://www.cnnexpansion.com/negocios/2013/05/06/a-pemex-se-le-fuga-el-gas-natural>.

¹⁰ Lajous, *op. cit.*

¹¹ Esta medida fue parte de la “Estrategia para mitigar las alertas críticas” que implementó PGPB, la cual también contenía los siguientes elementos: 1) Ajuste por Balanceo; 2) Protocolo de Alerta Crítica; 3) Tarifa por Servicio en Alerta Crítica en Fase 1; y, 4) Tarifa por Servicio de Transporte en Alerta Crítica en Fase 2. Para mayor información Véase RES 101/2013, 102/2013 y 158/2013.

¹² Nota periodística “A Pemex ‘se le fuga’ el gas natural”. Disponible en <http://www.cnnexpansion.com/negocios/2013/05/06/a-pemex-se-le-fuga-el-gas-natural>.

¹³ Véase RES 11/2013:5.

¹⁴ Véase Minuta de la Reunión entre la CRE y CONCAMIN sobre las alertas críticas que afectan el suministro de gas de natural, 9 de mayo del 2012.

A partir de lo anterior, la CRE determinó un conjunto de instrumentos regulatorios que establecieron las condiciones a las que se sujetaron las VPM de gas natural bajo los siguientes lineamientos:¹⁵

- 1) Un arreglo contractual que permitió constituir, entre otros, el volumen de garantía de suministro por parte de PEMEX a precio de VPM actual, bajo la hipótesis de que a falta de oferta suficiente de gas continental, PEMEX se comprometía a cubrir el faltante con GNL y asumiría el diferencial de precios. Es decir, si PGPB no tuviera oferta suficiente de gas continental para abastecer el gas natural demandado por los adquirentes, éste satisfaría el faltante con gas de otros orígenes (v.gr., GNL), además de que cubriría el diferencial de precios entre ambas fuentes de suministro (costo de GNL vs precio de VPM de referencia de Norteamérica) vía importaciones desde los puertos de Manzanillo y Altamira.
- 2) Se estableció un mecanismo a través del cual los adquirentes podrían comprar, a precio de GNL, cantidades adicionales de gas natural por arriba del volumen de garantía de suministro, pero sólo con previa confirmación de PGPB. Esto implicaba que si los adquirentes deseaban aumentar su demanda de gas natural más allá de los compromisos en firme adquiridos por PGPB, y no hubiera gas natural continental para satisfacer dicho requerimiento, los adquirentes podrían optar por cubrir su demanda incremental con GNL a precio de mercado de este energético.
- 3) También se estableció un mecanismo de incentivos para obligar a los adquirentes a respetar las órdenes operativas de flujo ante situaciones de alerta crítica. Se propuso que cuando los adquirentes no respetaran tales instrucciones, la totalidad del consumo se cobraría a precio de GNL como una forma de penalización.

La implementación de estas medidas requirió la firma de convenios modificatorios temporales en los contratos de suministro. Dado que los únicos usuarios del sistema de transporte son la CFE y la Subdirección de Gas Natural de PGPB, se modificó el régimen transitorio de las VPM para incorporar una nueva modalidad de entrega de VPM vinculada al Servicio de Transporte en Alerta Crítica.

Dicha modificación se realizó mediante la resolución 011/2013 de la CRE de aplicación general para salvaguardar la prestación de los servicios y el suministro, sin el requisito de firmar individualmente convenios modificatorios. Así, la CRE ordenó la modificación transitoria para la determinación de los precios de VPM de gas natural presentado por PGPB, con el compromiso de que ésta realizaría “su mejor esfuerzo” para que los costos incurridos por el balanceo del sistema fueran los más eficientes posibles, además del compromiso de no generar ingresos extraordinarios por la importación de GNL destinado al balanceo del sistema.

En este caso, lo que se puede observar en relación con la actuación de la CRE es que, debido a que PGPB mantiene el control respecto a las características tecnológicas de operación de gasoductos, aquella ejerce una limitada capacidad para establecer tarifas de transporte y precios de venta competitivos.

¹⁵ Véase RES 011/2013.

DISCUSIÓN Y PROPUESTA DE POLÍTICA

En un escenario donde se está expandiendo la red de gasoductos que integran el STNI (preferentemente con inversión privada y no con recursos públicos) y ante la necesidad de dar mayor certidumbre a la operación del sistema de ductos independiente al SNG, se requiere un nuevo arreglo institucional que cree un gestor técnico que no sea juez y parte en la operación del STNI y la prestación del servicio de transporte de gas natural.

El gestor técnico (ISO, por sus siglas en inglés 'Independent System Operator') tendría la responsabilidad de controlar el acceso y uso del SNG; de tal manera que, aun cuando PGPB siguiera siendo poseedor de los activos del SNG, el control de la transmisión de gas natural en el STNI sería operado por el gestor técnico.

La creación de un ISO mexicano se hace necesaria porque aun cuando la reforma de 2008 otorgó a la CRE la atribución de establecer las condiciones generales de prestación del servicio y las tarifas de sistemas integrados; el hecho de que PGPB mantenga el control respecto a las características tecnológicas de operación de gasoductos limita el ejercicio de la CRE para establecer adecuadamente tarifas de transporte y precios de venta competitivos. Otro elemento a favor de crear un gestor técnico es que la integración vertical de PGPB entre el transporte y las VPM en los puntos de consumo genera condiciones contrarias a una operación discriminatoria del sistema.

Aunque el funcionamiento de un gestor técnico es una innovación institucional poco común; países como Australia, Bélgica, España, Dinamarca, Holanda, Irlanda, Italia y Suecia operan ISO's que permiten una mayor competencia entre los diferentes propietarios de gasoductos y las empresas estatales (dueñas de la mayor parte de los gasoductos).¹⁶

De acuerdo a estas experiencias internacionales, las características de un gestor técnico del STNI deberían ser las siguientes: 1) Independencia, en términos de que sea una entidad que no esté sujeta al control de ningún propietario del STNI ; 2) alcance y configuración regional, que abarque las cinco zonas del STNI (i.e Norte, Centro, Occidente, Golfo y Sur); y, 3) autonomía de operación y gestión, para regular y planificar la estabilidad y eficiencia de los gasoductos ante variaciones de la oferta y demanda de gas natural. Dicho en otras palabras, es necesario que el gestor técnico administre y opere un régimen de reserva de capacidad del sistema que gestione los flujos de gas ante picos de consumo inesperados. La determinación del ISO mexicano con estas características permitiría mejorar el óptimo uso de la infraestructura de los sistemas de transporte interconectados al STNI, sin el control de PGPB.

Aunque el marco legal permite que los particulares construyan ductos y presten el servicio de transporte, un sistema tarifario con un gestor técnico que no fuera el mismo PGPB daría mayor certidumbre de operación a los gasoductos que se adicionen al STNI. Con esta medida se pondrían límites a la integración vertical entre el transporte y la comercialización del gas natural, permitiendo una mayor competencia en ambos rubros y mayores flujos de inversión

¹⁶ En Holanda GTS es un gestor técnico independiente que opera como empresa subsidiaria de Gasunie; mientras que en Italia SnamReteGas posee y opera los sistemas de gasoductos del país; aunque el 50% del sistema es propiedad del monopolio estatal de gas natural (ENI). Para mayor información véase Pollit, Michael (2012) "Lesson from the history of independent system operator in the energy sector" *Energy Policy*, 47, p. 32-48.

para incrementar la infraestructura de gasoductos. En síntesis, la figura del gestor técnico tendría que incluirse en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, correspondiente al Ramo del Petróleo.

CONCLUSIONES

En un escenario en el que PGPB estima un aumento de la demanda superior a la oferta de gas natural (3.6% vs 1.6%) para el periodo 2012-2028,¹⁷ es necesaria una mayor inversión pública y privada para expandir el STNI. Las limitaciones observadas para transportar mayores cantidades de gas natural han generado problemas de abastecimiento y alertas críticas del sistema, que se han traducido en un aumento de las tarifas de transporte con el consecuente incremento de los costos de producción para los usuarios de gas natural (empresas manufactureras y de generación de energía eléctrica). De continuar con la estrategia actual, el gobierno federal no podrá garantizar el acceso de gas natural suficiente a precios competitivos.

En un contexto donde se está expandiendo la red de gasoductos que integran el STNI, estimamos que se debe poner énfasis en la creación de un gestor técnico independiente, de alcance regional y con suficiente autonomía de operación y gestión para regular y planificar la operación de la infraestructura de los sistemas de transporte interconectados al STNI.

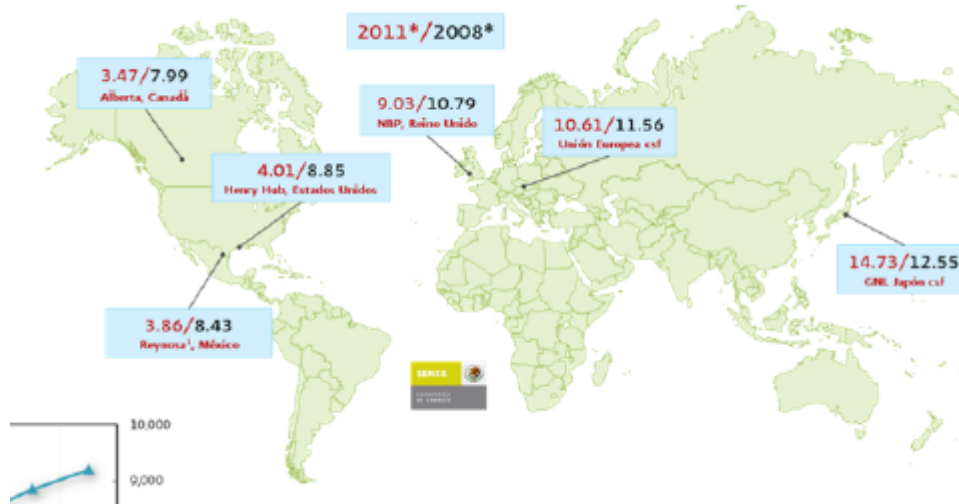
La creación de un gestor técnico puede dar una mayor certidumbre a la operación de ductos de propiedad privada interconectados al STNI, además de propiciar una mayor inversión en la construcción de gasoductos adicionales. En conjunto esto mejorará la disponibilidad de gas natural para el crecimiento de la industria en México.

¹⁷ PEMEX, PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA 2013. Sesión Informativa del Proyecto Los Ramones FASE II.

ANEXOS

Mapa 1

Precios promedio al 2012 del gas natural en diferentes regiones del mundo.



Fuente: Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2012-2026.

Mapa 2

Sistema Nacional de Transporte Integrado: actual y proyectos de expansión.



Fuente: Bentek Energy, 2013. Growing Mexican Gas Market Creates Southwest Prices Premiums, Bentek Energy, Mayo, p. 4.

CUADRO 1

Balance nacional de gas natural, 2000-2011
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca 2000-2011
Origen	4,372	4,454	4,863	5,323	5,750	5,952	6,561	7,129	7,350	7,502	7,899	7,973	5.6
<i>Producción nacional</i>	<i>4,091</i>	<i>4,074</i>	<i>4,134</i>	<i>4,326</i>	<i>4,626</i>	<i>5,046</i>	<i>5,543</i>	<i>6,025</i>	<i>6,014</i>	<i>6,244</i>	<i>6,440</i>	<i>6,224</i>	<i>3.9</i>
Gas de PEP para operación ¹	186	197	201	209	243	401	470	586	605	631	813	805	14.3
Gas de PEP para recirculaciones	240	242	193	214	311	400	386	471	487	640	623	605	8.8
Gas de PEP directo a Refinación	12	6	22	5	1	1	2	2	2	2	0	1	-21.0
Producción de plantas de PGPB	2,791	2,804	2,916	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	3,572	3,618	3,692	2.6
Directo de campos	752	710	697	763	815	998	1,152	1,334	1,382	1,325	1,312	1,045	3.0
Etano inyectado a ductos	98	101	91	95	108	94	87	87	76	74	74	76	-2.3
Otras corrientes	13	14	13	10	4	5	1	-	-	-	-	-	n.a.
<i>Importación</i>	<i>281</i>	<i>380</i>	<i>729</i>	<i>996</i>	<i>1,124</i>	<i>905</i>	<i>1,018</i>	<i>1,104</i>	<i>1,336</i>	<i>1,258</i>	<i>1,459</i>	<i>1,749</i>	<i>18.1</i>
Importaciones por logística	206	228	338	469	609	656	773	776	853	819	685	905	14.4
Importaciones de PGPB por balance	75	152	392	527	515	249	167	78	128	98	227	451	17.7
Importación de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	79	250	356	341	547	393	n.a.
Destino	4,349.8	4,383.1	4,855.5	5,287.2	5,722.5	5,914.1	6,563.4	7,122.9	7,311.3	7,443.6	7,860.2	7,947.4	5.6
<i>Demanda nacional</i>	<i>4,326</i>	<i>4,358</i>	<i>4,851</i>	<i>5,287</i>	<i>5,722</i>	<i>5,890</i>	<i>6,531</i>	<i>6,984</i>	<i>7,204</i>	<i>7,377</i>	<i>7,777</i>	<i>7,923</i>	<i>5.7</i>
Sector petrolero	1,286	1,310	1,290	1,323	1,405	1,483	1,581	1,760	1,886	1,898	2,163	2,155	4.8
Pemex Exploración y Producción ²	442	505	500	515	593	692	744	884	946	987	1,216	1,209	9.6
Pemex Refinación	207	230	238	270	262	276	281	284	308	301	338	334	4.4
Pemex Gas y Petroquímica Básica	264	258	256	252	255	251	263	268	288	291	289	292	0.9
Pemex Petroquímica	373	316	295	285	295	264	292	323	344	318	320	320	-1.4
Pemex Corporativo	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.2
Sector petrolero recirculaciones internas	930	967	999	1,104	1,203	1,350	1,436	1,424	1,383	1,524	1,509	1,442	4.1
Sector industrial	1,019	838	966	924	957	935	1,014	1,040	1,027	913	1,054	1,129	0.9
Sector eléctrico	1,011	1,157	1,501	1,835	2,050	2,013	2,390	2,646	2,794	2,933	2,936	3,088	10.7
Público	897	1,077	1,379	1,591	1,738	1,680	2,021	2,278	2,404	2,550	2,570	2,717	10.6
Comisión Federal de Electricidad	835	949	920	932	814	733	836	872	896	991	982	1,013	1.8
Extinta LFC	35	38	35	33	29	29	30	57	50	60	51	64	5.6
Productores Independientes de Energía	27	89	425	625	896	918	1,154	1,349	1,458	1,500	1,537	1,641	45.4
Privado	115	80	122	244	312	334	368	367	390	382	366	371	11.3
Autogeneración de electricidad	115	80	122	192	223	217	233	245	244	247	266	266	7.9
Exportación de electricidad	-	-	-	52	89	117	135	122	145	135	101	105	n.a.
Sector residencial	60	64	71	81	86	87	84	89	87	83	86	82	2.9
Sector servicios	20	21	22	19	20	21	23	24	25	25	27	25	2.4
Sector Autotransporte	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	7.9
<i>Exportación</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>4</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>24</i>	<i>33</i>	<i>139</i>	<i>107</i>	<i>67</i>	<i>83</i>	<i>24</i>	<i>0.2</i>
Variación de inventarios y diferencias*	23	71	8	35	27	38	-2	6	39	58	39	26	1.2

n.a. no aplica.

¹ Se refiere al gas de formación. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.² Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell a partir de 2000.

* Incluye diferencias y empaque.

Fuente: IMP con base en información de CRE, CFE, Gas del Litoral, PEMEX, SENER y otras empresas particulares.

CUADRO 2

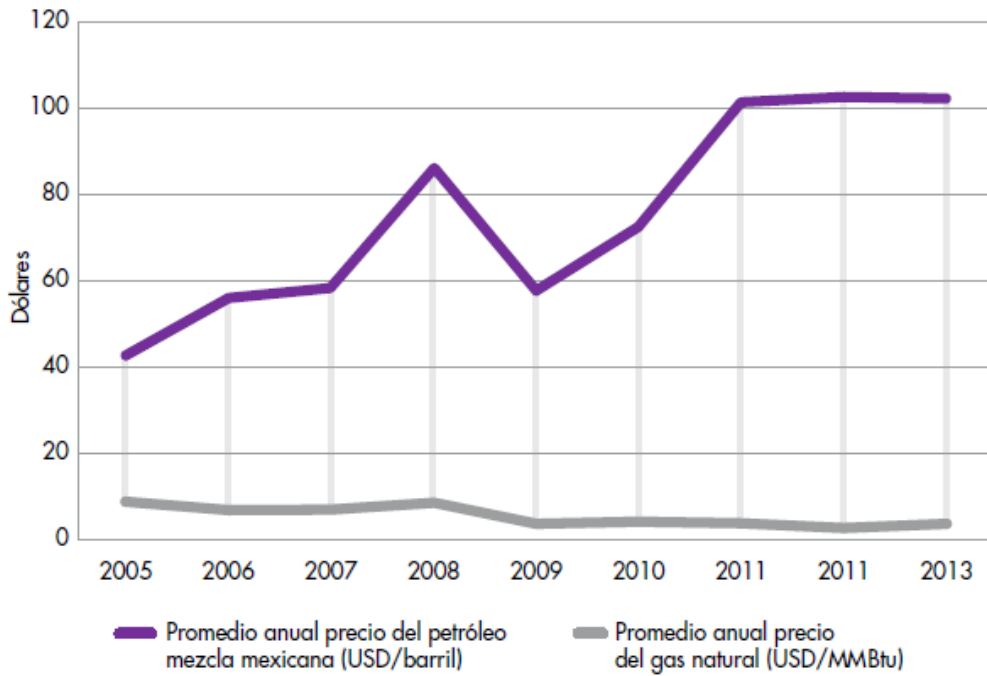
Major Mexican Gas-Fired Power Projects*					
Project Name	Region	Estimated In-Service Date	Type	Capacity (net MW)	Expected Gas Demand (MMcf/d)
Aqua Prieta II	Northwest	4/1/2013	Combined Cycle	463	67
Baja California III	Baja California	4/1/2013	Combined Cycle	294	42
Norte II	Northeastern	4/1/2013	Combined Cycle	459	66
Centro	Central	9/1/2013	Combined Cycle	660	95
Baja California II	Baja California	4/1/2014	Combined Cycle	276	40
Norte III	Northeastern	4/1/2015	Combined Cycle	954	137
El Encino	Northeastern	4/1/2015	Combined Cycle	600	84
Centro II	Central	9/1/2015	Combined Cycle	660	95
Noreste (Escobedo)	Northeastern	4/1/2016	Combined Cycle	1,034	149
Todos Santos	Baja California Sur	4/1/2016	Combined Cycle	80	12
Topolobampo I	Northwest	4/1/2016	Simple Cycle	320	40
Topolobampo II	Northwest	4/1/2016	Combined Cycle	700	101
Guaymas II	Northwest	4/1/2017	Combined Cycle	747	108
Guaymas III	Northwest	4/1/2018	Combined Cycle	747	108
Mazatlan II 1	Central Western	4/1/2017	Simple Cycle	158	20
Puerto Libertad	Northwest	4/1/2017	Simple Cycle	632	80
Topolobampo III	Northwest	6/1/2017	Combined Cycle	700	101
Valle de Mexico II	Central	9/1/2017	Combined Cycle	601	87
Baja California IV	Baja California	4/1/2018	Combined Cycle	565	81
Manzanillo rep U1	Central Western	4/1/2018	Combined Cycle	460	66
Occidental I (Bajío)	Central Western	4/1/2018	Combined Cycle	470	68
Mazatlan II 2	Central Western	4/1/2018	Simple Cycle	158	20
Merida IV	Southeastern	4/1/2018	Combined Cycle	378	53
Valle de Mexico III	Central	4/1/2018	Combined Cycle	601	84
Norte IV	Northeastern	4/1/2019	Combined Cycle	918	132
Noreste II & III	Northeastern	4/1/2020	Combined Cycle	1,041	150
Mazatlan	Central Western	4/1/2021	Combined Cycle	867	125
Norte V	Northeastern	4/1/2022	Combined Cycle	944	136
Norte VI	Northeastern	4/1/2025	Combined Cycle	918	132
Total				17,405	2,477

Figure 4. SOURCE: CFE. *This list includes only the major power projects planned in Mexico. Additional gas-fired power infrastructure is being built. In total CFE estimates that gas-fired power additions through 2026 will total more than 28 GW. Gas demand estimates are based on 80% load factors and a 7.5% heat rate for combined cycle plants.

Fuente: Bentek Energy, 2013. Growing Mexican Gas Market Creates Southwest Prices Premiums, Bentek Energy, Mayo, p. 7.

Gráfica 1

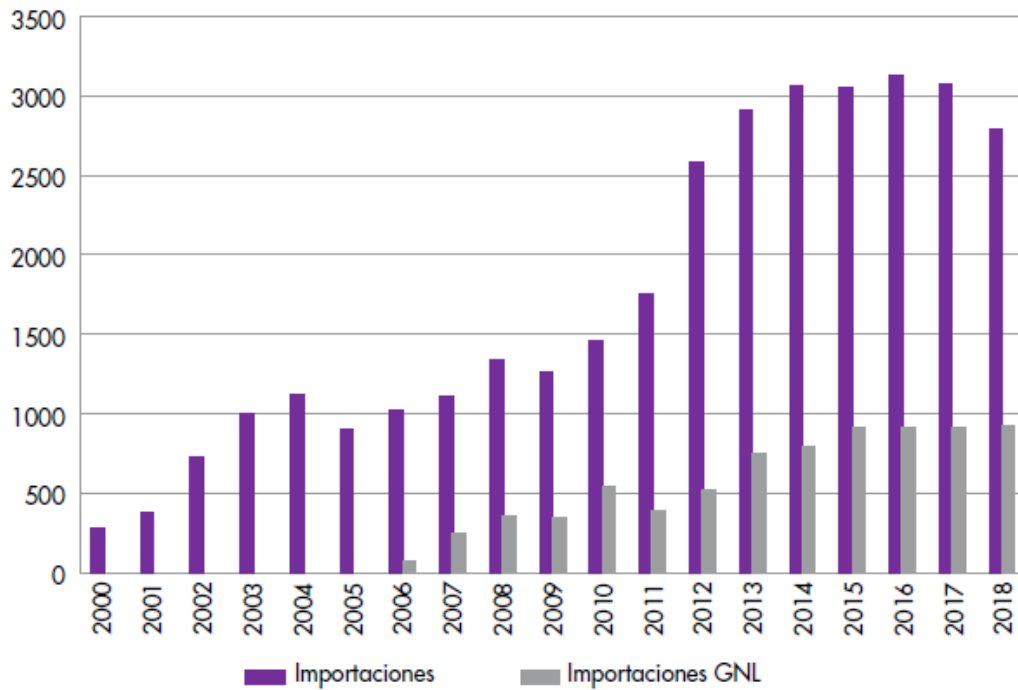
Diferencial de precios entre el precio del petróleo mexicano y el gas natural.



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DEL SERVICIO GEOLÓGICO MEXICANO, SECRETARÍA DE ECONOMÍA.

Gráfico 2

Importaciones de gas natural y gas licuado, 2000-2018.

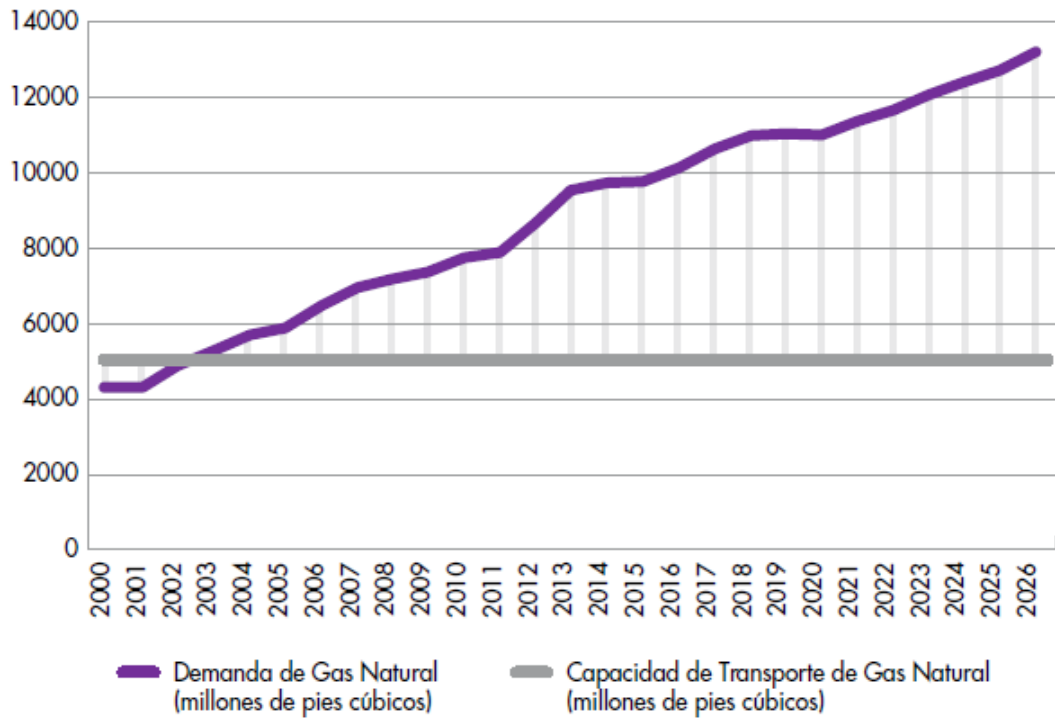


NOTA: LOS VALORES PARA 2013 – 2018 CORRESPONDEN AL ESCENARIO INERCIAL DE LA *PROSPECTIVA DEL MERCADO DE GAS NATURAL 2012 – 2026*.

FUENTE: SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Gráfica 3

Demanda y capacidad de transporte del gas natural.



FUENTE: ELABORADO POR CIDAC CON DATOS DE LA PROSPECTIVA DEL MERCADO DE GAS NATURAL, SECRETARÍA DE ENERGÍA.

FUENTES BIBLIOGRÁFICAS

“3 Dilemas: un diagnóstico para el futuro energético de México”. Red Mexicana de Competencia y Regulación, CIDAC, 2013.

Bentek Energy, 2013. Growing Mexican Gas Market Creates Southwest Prices Premiums, Bentek Energy, Mayo.

Grunstein Dickter, Miriam, 2011. “La Comisión Reguladora de Energía frente a Petróleos Mexicanos. Análisis de un acuerdo interminable entre regulador y regulado sobre qué hacer con la industria del gas natural”, p. 69-74. En Alejandro Faya Rodríguez, *et al* “Tres reguladores, Tres Retos”, CIDAC, 2011.

Lajous Vargas, Adrian, 2013. “Dilemas del Suministro de Gas Natural en México”. Serie Estudios y Perspectivas. Número 142. Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL), Sede Subregional México.

Lajous Vargas, Adrian, 2013. “El futuro nos alcanzó. Notas sobre el cambio energético de Norteamérica”, Nexos, núm. 426, México, junio de 2013, p. 29-30.

PEMEX, Memorias Laborales 2012.

PEMEX, PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA 2013. Sesión Informativa del Proyecto Los Ramones FASE II.

Pollit, Michael (2012) “Lesson from the history of independent system operator in the energy sector” *Energy Policy*, 47, p. 32-48.

Secretaría de Energía, Estrategia Nacional de Energía (ENE) 2012-2026.

Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2012-2026.

Fuentes de Archivo del Registro Público de la Comisión Reguladora de Energía.

Minuta de la Reunión entre la CRE y CONCAMIN sobre las alertas críticas que afectan el suministro de gas de natural, 9 de mayo del 2012.

“Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba el esquema de ajuste a las tarifas por erogaciones extraordinarias para hacer frente a desbalances en el Sistema de Transporte Nacional Integrado”. RES/11/2013.

“Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba la propuesta de Pemex-Gas y Petroquímica Básica sobre el mecanismo para implementar el ajuste por balanceo en el sistema de transporte nacional integrado mediante la importación de gas natural licuado”. RES/101/2013.

“Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba la propuesta de Pemex-Gas y Petroquímica Básica sobre el ajuste por balanceo a las tarifas del Sistema de Transporte Nacional Integrado mediante la importación de gas natural licuado y las tarifas máximas de dicho sistema aplicables en el periodo abril a junio de 2013”. RES/102/2013.

RESPONSABLES DE LA INVESTIGACIÓN

- Humberto García Jiménez. Profesor Investigador de la Facultad de Economía de la Universidad Veracruzana, e investigador asociado a CIDAC
- José María Lujambio. Investigador Senior, CIDAC.
- Luis Serra. Investigador Senior, CIDAC.
- Ana Lilia Moreno. Coordinadora de la Red Mexicana de Competencia y Regulación, CIDAC.

Acerca de CIDAC

El Centro de Investigación para el Desarrollo A.C. es un think tank independiente, sin fines de lucro, dedicado al estudio e interpretación de la realidad mexicana y a la presentación de propuestas viables para el desarrollo de México en el mediano y largo plazos. Elabora propuestas: que contribuyan al fortalecimiento del Estado de Derecho y a la creación de condiciones que propicien el Desarrollo Económico y Social de México; que enriquezcan la opinión pública; y que aporten elementos de juicio aprovechables en los procesos de toma de decisión de la sociedad.