

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

Sección de Investigación y Posgrado.

Unidad Ticomán



“CIENCIAS DE LA TIERRA”

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

“EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DE OFERTA Y DEMANDA DEL
GAS NATURAL EN MÉXICO (1990-2007)”

TESIS

Que para obtener el grado de:

Maestro en Ciencias en Administración, Planeación y Economía de los
Hidrocarburos.

Presenta:

Concepción Regalado Rodríguez

Director de Tesis Externo: Dr. Apolinar Oliva Velas

Director de Tesis Interno: Dr. Miguel García Reyes.

Octubre, 2009.



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 14:30 horas del día 30 del mes de Octubre del 2009 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIA Ticomán para examinar la tesis titulada:
"Evolución y perspectivas de oferta y demanda del gas natural en México (1990-2007)".

Presentada por el alumno:

Regalado
Apellido paterno

Rodríguez
Apellido materno

Concepción
Nombre(s)

Con registro:

9	4	0	7	8	6
---	---	---	---	---	---

aspirante de:

Maestría en Ciencias en Administración, Planeación y Economía de los Hidrocarburos


Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis


DR. APOLINAR OLIVA VELAS


DR. CAYETANO MIGUEL GARCIA REYES

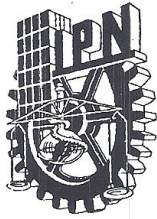

DR. ARTURO ORTIZ UBILLA


DR. DANIEL ROMO RICO


M. EN C. RODRIGO MONDRAGÓN GUZMÁN

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


ING. JULIO E. MORALES DE LA GARZA

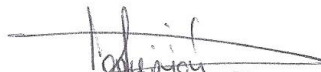


INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México el día 5 del mes de Noviembre del año 2009, la que suscribe Concepción Regalado Rodríguez, alumna del Programa de Maestría en Ciencias y Administración, Planeación y Economía de los Hidrocarburos, con número de registro 940786, adscrito a ESIA Unidad Ticomán, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección de los doctores Miguel García Reyes (asesor interno) y Apolinar Oliva Velas (asesor externo) y cede los derechos del trabajo intitulado “Evolución y perspectivas de oferta y demanda del Gas Natural en México (1990-2007)” al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección crr109@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.


Concepción Regalado Rodríguez

Nombre y firma

INDICE

	PAG.
RESUMEN	III
ABSTRACT	IV
RELACION DE GRAFICOS Y CUADROS	V
INTRODUCCIÓN	1
Capitulo 1 ANTECEDENTES	
1.1 Importancia energética del Gas Natural	3
1.2 Configuración de la industria del Gas Natural	6
Capitulo 2 LA OFERTA Y DEMANDA ENERGÉTICA EN MÉXICO Y LA IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO	
2.1 Producción nacional de energía primaria	9
2.2 Oferta interna bruta de energía primaria	10
2.3 Consumo de la energía primaria	12
2.4 Importancia del gas natural en el mercado interno	17
2.4.1 El consumo de gas natural en el sector eléctrico	18
2.4.1.1 Sector eléctrico público (CFE, LFC y PIE´s)	19
2.4.1.2 Sector eléctrico privado (autogeneración y exportación)	22
2.4.2 El consumo de gas natural en el Sector industrial	24
2.4.3 El consumo de gas natural en el Sector petrolero	25
2.4.4 El consumo de gas natural en los sectores residencial y servicios	29
2.4.5 El consumo de gas natural en el Sector autotransporte	32
2.5 Oferta nacional de gas natural	34
2.5.1 Reservas probadas de gas natural por región	34
2.5.2 Extracción de gas natural	39

2.5.3	Procesamiento de gas natural	41
2.5.4	Infraestructura de transporte y distribución	45
2.5.4.1	El Sector privado	47
2.5.4.2	La Distribución	48
2.5.4.3	Transporte de acceso abierto	50
2.5.4.4	Precio nacional de gas natural	52
2.5.4.5	Comercio exterior	56
2.5.4.6	Balance oferta-demanda	58
Capítulo 3	POLITICAS PÚBLICAS EN EL AMBITO DEL GAS NATURAL	
3.1	Las Políticas Públicas en el sector energético	61
3.1.1	Alineación del PROSENER con el PND (2007-2012)	63
3.1.2	Visión del Plan Nacional de Desarrollo	70
3.2	La Reforma energética en México	71
Capítulo 4	ANALISIS DE VARIABLES	
4.1	Análisis simple	87
4.2	Modelo econométrico de la demanda de gas natural	94
	CONCLUSIONES	103
	BIBLIOGRAFIA	105

RESUMEN

La investigación se divide básicamente en 4 capítulos. En el primero se describe, en cuanto a sus usos, la importancia económica y ecológica del gas natural. Así mismo, se presenta de manera general, la forma en que se integra la industria del gas natural en la actualidad.

En el segundo capítulo, se analiza, la importancia que tiene el gas natural en la demanda y oferta nacional de energéticos, destacando su participación entre los hidrocarburos de los niveles de producción nacional, oferta interna bruta y consumo. Y para conocer el peso específico en el mercado interno del gas natural, se hace un análisis del comportamiento de la oferta y demanda nacionales en el periodo 1990-2006, considerando el consumo, la oferta nacional, las reservas probadas, su procesamiento, la infraestructura de transporte y distribución, la participación del sector privado, el precio nacional, su comercialización con el exterior y el balance entre oferta y demanda.

El tercer capítulo, hace una revisión del marco de las políticas públicas que definen y encausan el desarrollo de la industria del gas natural en México, haciendo hincapié en las directrices planteadas en el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 y el Programa Sectorial de Energía. Así mismo, se presentan las recientes modificaciones que en materia normativa se han dictado en el marco de la Reforma energética en el año 2008.

El capítulo 4 plantea el desarrollo de un análisis estadístico y gráfico de las principales variables de comportamiento económico que permiten conocer las tendencias de comportamiento de la producción, consumo, importaciones, exportaciones y precios del gas natural. Del mismo modo, se hace una comparación de precios entre los tres principales energéticos de mayor uso en el mercado interno: gas LP, gasolina magna-sin y gas natural.

Finalmente, se exponen las conclusiones, se presenta un anexo y las fuentes de consulta.

ABSTRACT

The research is basically divided into 4 chapters. In the first, the economic and ecological importance of natural gas, in terms of its uses, is described; it is also presented, in general terms, the way in which the industry of natural gas is integrated today.

The second chapter analyzes the importance of natural gas in the demand and domestic supply of energy, emphasizing its participation among hydrocarbons at the level of national production, gross internal supply and consumption. To know the specific importance in the domestic market of natural gas, an analysis of the behavior of the domestic supply and demands is made in the period 1990-2006, considering the consumption, the national supply, the proven reserves, its processing, the infrastructure of transport and distribution, the private sector participation, the national Price, its commercialization with the outside and the balance between supply and demand.

The third chapter makes a revision of the frame of the public policies that define and encase the development of the industry of natural gas in Mexico, making stress upon the guidelines raised in the National Plan of Development 2007-2012 and the Energy Sector Program. The recent changes in legislation that have been enacted under the framework of the Energy Reformation in 2008 are also presented.

Chapter four presents the development of a statistical and graphical analysis of the main variables of economic behavior that allows knowing the tendencies behavior of the production, consumption, imports, exports and prices of natural gas. Similarly, there is a comparison of prices between the top three most used sources of energy in the domestic market and an econometric model of demand of natural gas is presented. Finally, the conclusions and references are given.

RELACION DE GRAFICOS Y CUADROS

CUADROS	DESCRIPCION	PAG
1	Producción de energía primaria en México	9
2	Oferta interna bruta de energía primaria en México	11
3	Consumo final de energía en México	13
4	Consumo final de energía en el sector transporte	14
5	Consumo final de energía en el sector residencial, comercial y público	15
6	Consumo final de energía en el sector agropecuario	15
7	Consumo final de energía en el sector industrial	16
8	Estaciones de compresión de gas natural, 2006	47
9	Situación de los permisos de distribución de gas natural al segundo quinquenio por región en total	49
10	Situación de los permisos de distribución de gas natural al segundo quinquenio por región	50
11	Permisos de transporte de acceso abierto de gas natural a septiembre de 2007	51
12	Propuestas consideradas en la Reforma Energética	82
13	Consumo, producción, exportaciones e importaciones de gas natural, 1984-2006.	87
14	Índices de importación y exportación	90
15	Base de datos para la regresión	95
16	Coefficientes	98
17	Correlaciones	98
18	Resumen de modelo	99

19	ANOVA	99
20	Correlaciones de los coeficientes	100
21	Diagnósticos de colinealidad	100

GRAFICAS	DESCRIPCION	PAG
1	Producción de petróleo y gas natural en México	10
2	Oferta interna bruta de petróleo y gas natural en México	12
3	Consumo final de energía en México por sector	13
4	Crecimiento de la demanda de gas natural y el PIB en México, 1996-2006	17
5	Capacidad instalada de generación eléctrica en México, 2006.	19
6	Demanda nacional de combustibles en el sector eléctrico público, 1996-2006	21
7	Consumo nacional de combustibles para el sector eléctrico, 2006	21
8	Demanda nacional de combustibles en el sector eléctrico privado, 1996-2006	23
9	Demanda nacional de combustibles en el sector industrial, 1996-2006	25
10	Consumo de gas natural del sector petrolero, 1996-2006	26
11	Demanda nacional de combustibles en el sector petrolero, 1996-2006	29
12	Producción de petroquímicos	28
13	Consumo de combustibles en los sectores residencial y de servicios	30
14	Consumo per cápita en el sector residencial	31
15	Consumo de gas natural, gas LP y leña de los sectores residencial y de servicios	33

16	Reservas remanentes totales de gas natural en México, 1999-2007	34
17	Reservas remanentes totales de gas natural	34
18	Reservas remanentes totales de gas natural por región, 1999-2007	36
19	Integración por categoría de las reservas remanentes totales de gas natural al 1 de enero de 2007	37
20	Reservas probadas de gas seco por región, 1998-2007.	38
21	Producción nacional de gas no asociado, 1994-2004	39
22	Extracción de gas natural por región, 1995-2006	40
23	Extracción de gas natural por región, 2006	41
24	Proceso de gas natural, producción de gas seco y gas directo de campos, 1996-2006	43
25	Oferta nacional de gas natural, 1996-2006	44
26	Red de ductos y centros procesadores de gas	45
27	Precio de referencia de gas natural en Cd. Pemex, 1996-2006	55
28	Capacidad de las interconexiones de gas natural con Estados Unidos	57
29	Importaciones de gas natural licuado por país de origen, 2006	58
31	Consumo vs producción de gas natural en México, 1984-2006	88
32	Exportaciones vs importaciones de gas natural en México, 1984-2006	89
33	Evolución de los índices de importación, exportación y consumo, 1984-2006	91
34	Evolución del índice de importación, 1984-2006	91

35	Precios del gas natural en México, 1984-2006	92
36	Comportamiento de los precios de la gasolina magna y del gas natural	93
37	Precios sectoriales de gas natural y precio al público de gas LP, 1997-2005	94

INTRODUCCIÓN

El gas natural, es considerado como una fuente de energía primaria, empleado como energético en múltiples procesos industriales, y por las ventajas que ofrece, es también de uso doméstico y en el transporte. Sus propiedades físico- químicas permiten una combustión completa y limpia, seguridad en su operación y una mayor eficiencia térmica en plantas de ciclo combinado para la generación de electricidad, estas razones, entre otras, hacen de este combustible una mejor opción entre los energéticos para su uso en diversos fines de la actividad humana.

Debido a lo anterior, la demanda por este energético ha crecido de manera importante proporcionalmente respecto a otros hidrocarburos y se estima que crecerá aun más en la generación de electricidad y en uso en el sector industrial, debido a que es una opción ambientalmente más atractiva, y su combustión es más eficiente respecto al carbón y los petrolíferos.

El presente trabajo tiene el objetivo de que a partir de conocer las cualidades y ventajas que ofrece el gas natural como energético, se pretende identificar el uso del gas natural en el mercado interno a partir de conocer la oferta y demanda de este energético en nuestro país realizada por los diferentes sectores de la economía.

Así mismo, se pretende conocer las políticas públicas que enmarcan el desarrollo de la industria energética en México, incluyendo las últimas reformas que en esa materia se han propuesto por el ejecutivo y aprobado por la cámara de diputados.

Finalmente, y con todo ello, se plantea conocer la evolución y perspectivas del gas natural en los próximos años.

Teniendo estos objetivos como base, se proponen las siguientes hipótesis:

- El gas natural desempeña un papel determinante entre los energéticos más utilizados en el país.
- La industria del gas natural en México depende de las importaciones provenientes de los Estados Unidos por la baja estructura productiva desarrollada en el país derivada de la falta de recursos de inversión en el sector petrolero.

La metodología aplicada para el desarrollo de este trabajo de investigación, se basó en la búsqueda y recopilación de fuentes primarias de información que posteriormente fueron ordenadas y clasificadas, mismas que, por un lado, sirvieron para la construcción de la base de datos en los periodos de 1984-2006; y por el otro, permitieron tener un diagnóstico de la situación actual que prevalece en esta actividad.

Por otro lado, se hizo un seguimiento a las propuestas de Reforma en el sector energético desde su presentación ante el Congreso, pasando por su etapa de revisión hasta su aprobación, a través de los recursos televisivos, noticiosos y de publicaciones especializadas.

Finalmente, se hizo una evaluación econométrica de algunas variables económicas concernientes a la demanda de gas natural mediante el procesador estadístico SPSS haciendo uso de las técnicas estadísticas de regresión lineal.

CAPITULO 1. ANTECEDENTES

1.1 Importancia energética del Gas Natural

El gas natural es la fuente de energía fósil que ha conocido el mayor avance desde los años 70 y representa actualmente la quinta parte del consumo energético mundial. (Internacional Energy Agency, 2006)

Gracias a sus ventajas económicas y ecológicas, el gas natural resulta cada día más atractivo para muchos países. Las características de este producto, como por ejemplo su reducido intervalo de combustión, hacen de esta fuente de energía una de las más seguras del momento. En la actualidad es la segunda fuente de energía de mayor utilización después del petróleo.

El gas natural presenta una ventaja competitiva frente a otras fuentes de energía pues, solamente alrededor del 10% del gas natural producido se pierde antes de llegar al consumidor final. Además los avances tecnológicos mejoran constantemente la eficacia de las técnicas de extracción, de transporte y de almacenamiento así como el rendimiento energético de los equipos que funcionan con gas natural.

El gas natural es considerado como uno de los combustibles fósiles más limpios y respetuosos con el medio ambiente. Su ventaja comparativa en materia ambiental en comparación con el carbón o con el petróleo, reside en el hecho de que las emisiones de dióxido de azufre son ínfimas y que los niveles de óxido nitroso y de dióxido de carbono son menores. Una mayor utilización de esta fuente de energía permitiría particularmente limitar los impactos negativos sobre el medio ambiente tales como: la lluvia ácida, la deterioración de la capa de ozono o los gases con efecto de invernadero.

El gas natural es igualmente una fuente de energía muy segura tanto en lo que concierne a su transporte y almacenamiento, como su utilización.

El gas natural es una fuente de energía versátil que puede ser utilizada en ámbitos muy variados. La producción de calefacción y la generación de electricidad son sus principales usos tradicionales. En el futuro, la problemática de la protección del medio ambiente podría conducir a una mayor utilización del gas natural en el sector transporte (Pemex.com).

Dentro de los usos del gas natural más comúnmente conocidos son de origen doméstico. Se utiliza para cocinar, lavar, secar, calentar el agua, calentar una casa o climatizarla. Además, los electrodomésticos se mejoran día a día con el fin de utilizar el gas natural de forma más económica y segura. Los costos de mantenimiento del material que funciona con gas son generalmente más bajos que los de otras fuentes de energía.

Los principales usuarios comerciales de gas natural son los proveedores de servicios de comida, los hoteles, los equipamientos de servicios médicos y los edificios de oficinas. Las aplicaciones comerciales de gas natural incluyen la climatización (aire acondicionado y refrigeración), la cocina o la calefacción.

El gas natural es también un insumo para la fabricación de la pasta de papel, del papel, de ciertos metales, productos químicos, piedras, arcilla, vidrio y en la transformación de ciertos alimentos. Puede ser igualmente utilizado para el reciclado de residuos, para la incineración, el secado, la deshumidificación, la calefacción, la climatización y la cogeneración.

El gas natural además puede ser utilizado como combustible por los vehículos a motor de dos maneras: como gas natural comprimido (GNC), la forma más utilizada, o como gas licuado.

El parque automotriz que funciona con gas natural es aproximadamente de 1.5 millones de vehículos en todo el mundo, según la Asociación Internacional de Vehículos de Gas Natural. Las preocupaciones respecto de la calidad del aire en la mayor parte de las regiones del mundo refuerzan el interés por la utilización del gas natural en este sector. Se estima que los vehículos que utilizan este tipo de combustible emiten un 20% menos de gas con efecto de invernadero que los vehículos que funcionan con gasolina o con diesel. Contrariamente a lo que se piensa comúnmente, el empleo de gas natural en los vehículos motorizados no es una novedad, puesto que ya se utilizaban en los años 30. En muchos países, este tipo de vehículos es presentado como una alternativa a los autobuses, taxis y otros transportes públicos. El gas natural en vehículos es a la vez barato y práctico.

Las compañías de electricidad y los proveedores independientes de energía emplean cada vez más el gas natural para alimentar sus centrales eléctricas. Generalmente, las centrales que funcionan con gas natural tienen menores costes de capital, se construyen más rápidamente, funcionan con mayor eficacia y emiten menos polución atmosférica que las centrales que utilizan otros combustibles fósiles. Los avances tecnológicos en materia de diseño, eficacia y utilización de turbinas de ciclo combinado, así como en los procesos de cogeneración, fomentan el empleo de gas natural en la generación de energía. Las centrales de ciclos combinados (CCGT) utilizan el calor perdido para producir más electricidad, mientras que la cogeneración del gas natural produce al mismo tiempo potencia y calor que son útiles tanto para las industrias como para los usuarios comerciales. Esta cogeneración reduce muy fuertemente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

1.2 Configuración de la industria del Gas Natural

La industria del gas natural es un vasto sector, concentrado e intensivo en capital. Debido al estrecho lazo que existe entre la exploración y la producción del gas natural y del petróleo, las compañías petroleras son igualmente las principales empresas implicadas en el sector del gas natural. Sin embargo, el transporte y la distribución del gas se asemejan más al sector del transporte y distribución de electricidad. (unctad.org)

Tradicionalmente, en un mercado de gas natural fuertemente regulado, las compañías productoras, exploraban y producían el gas que luego era vendido a las empresas que se encargaban de los gasoductos para ser transportadas hasta las compañías locales de distribución. Esas compañías se encargaban a su vez de hacer llegar el gas natural a los consumidores finales. La industria estaba generalmente verticalmente integrada y el gas natural y los servicios de transporte se proporcionaban conjuntamente a los usuarios finales. La industria del gas natural era considerada como un monopolio natural, dominado por empresas del Estado. No obstante, la liberalización de los mercados de gas natural está cambiando esta situación en muchos países, en un proceso de separación de la oferta de gas natural de los servicios de transporte, ampliando las posibilidades de los consumidores. Las compañías de transporte o los gasoductos son cada día más independientes respecto a los productores o los distribuidores e incluso en algunos casos venden el gas directamente a grandes clientes.

La estructura del mercado del gas natural está experimentando mutaciones importantes como consecuencia de la liberalización. La industria está atravesando una fase fundamental de reestructuración asociada a una apertura de los mercados mundiales a las grandes empresas del sector (empresas de multienergía), para las cuales el gas natural jugará un papel primordial. Existe una intensa competencia entre las compañías para penetrar los mercados y controlar

los recursos de explotación. La industria vive al ritmo de las fusiones y adquisiciones, reestructuraciones y reagrupamientos de empresas, con la creación de empresas de multiservicios públicos y negocios de servicios. Igualmente, algunas empresas de gas natural presentan un nuevo enfoque de extensión internacional de sus participaciones y actividades y se produce la entrada de nuevos agentes a través de fronteras y de sectores. Este proceso ha conducido a una reducción de la integración vertical y a una creciente integración horizontal en el sector de la energía.

En el mercado americano, el proceso de liberalización ya está bastante avanzado. De un mercado de precios estables y controlados, con contratos a largo plazo, se ha pasado hoy en día a un marco dinámico y fuertemente competitivo caracterizado por flexibilidad de precios, un mercado físico activo (spot) y una mayor utilización de los contratos a corto y mediano plazo. Esto está produciendo un cambio fundamental en la manera en la que opera cada uno de los actores tradicionales de esta industria: productores, empresas de transporte o gasoductos, empresas estatales y usuarios industriales. Emergen nuevos actores intermediarios que se encargan de unir oferentes y demandantes de gas natural, como pueden ser los vendedores de gas natural (marketers).

Normalmente el suministro de gas natural a los clientes es efectuado por empresas locales de distribución (ELD), que pueden pertenecer ya sea a inversionistas privados ya sea a las municipalidades (sistemas públicos de gas). Durante mucho tiempo, estas últimas se beneficiaron de la exclusividad en la distribución del gas natural a determinadas áreas geográficas. Sin embargo, las reformas actuales están abriendo estas empresas a la competencia. A los usuarios finales se les permite comprar el gas directamente a los productores, gasoductos, vendedores o a otras empresas locales de distribución. Tienen igualmente la posibilidad de obtener diferentes contratos de almacenamiento u otros servicios y beneficiarse de la posibilidad de obtener descuentos si efectúan

sus compras de manera conjunta con otros usuarios. La mayoría de los grandes usuarios de gas natural tienden a aprovisionarse directamente ante los productores o los vendedores, mientras que los clientes domésticos, comerciales e industriales prefieren utilizar las redes locales.

CAPITULO 2. LA OFERTA Y DEMANDA ENERGÉTICA EN MÉXICO Y LA IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO

2.1 Producción nacional de energía primaria

Según la Secretaría de Energía (2006) la producción de condensados y crudo ha ido disminuyendo en el tiempo. En lo que va del periodo 1990 a 2006, la producción nacional de energía primaria creció 29.1%. La mayor producción se realizó en la línea de los hidrocarburos, la cual representa la principal fuente en la producción de energía primaria. En ese mismo periodo, la producción de hidrocarburos creció en un 31.1%. En particular, la producción de gas natural observó un incremento de 32.9% en el periodo, y en la estructura porcentual, representa casi el 20% en promedio.

Cuadro 1. Producción de energía primaria en México (petajoules)

	1990	1998	2006	Variación porcentual 2006/1990 %	Estructura porcentual		
					1990	1998	2006
Total	8,228.530	9,640.109	10,619.005	29.1	100.0	100.0	100.0
Carbón	172.707	199.411	230.704	33.6	2.1	2.1	2.2
Hidrocarburos	7,288.797	8,681.221	9,553.762	31.1	88.6	90.1	90.0
Petróleo crudo	5,554.085	6,562.912	7,304.395	31.5	67.5	68.1	68.8
Condensados	148.713	145.902	141.127	-5.1	1.8	1.5	1.3
Gas natural	1,585.944	1,972.407	2,108.240	32.9	19.3	20.5	19.9
Electricidad primaria	435.379	411.610	490.379	12.6	5.3	4.3	4.6
Nucleoenergía	92.986	100.471	119.419	28.4	1.1	1.0	1.1
Hidroenergía	283.872	252.956	303.550	6.9	3.4	2.6	2.9
Geoenergía	58.459	58.132	66.960	14.5	0.7	0.6	0.6
Energía eólica	0.062	0.051	0.451	-	n.s.	n.s.	n.s.
Biomasa	331.707	347.867	344.159	3.8	4.0	3.6	3.2
Bagazo de caña	87.858	99.277	96.956	10.4	1.1	1.0	0.9
Leña	243.849	248.590	247.202	1.4	3.0	2.6	2.3

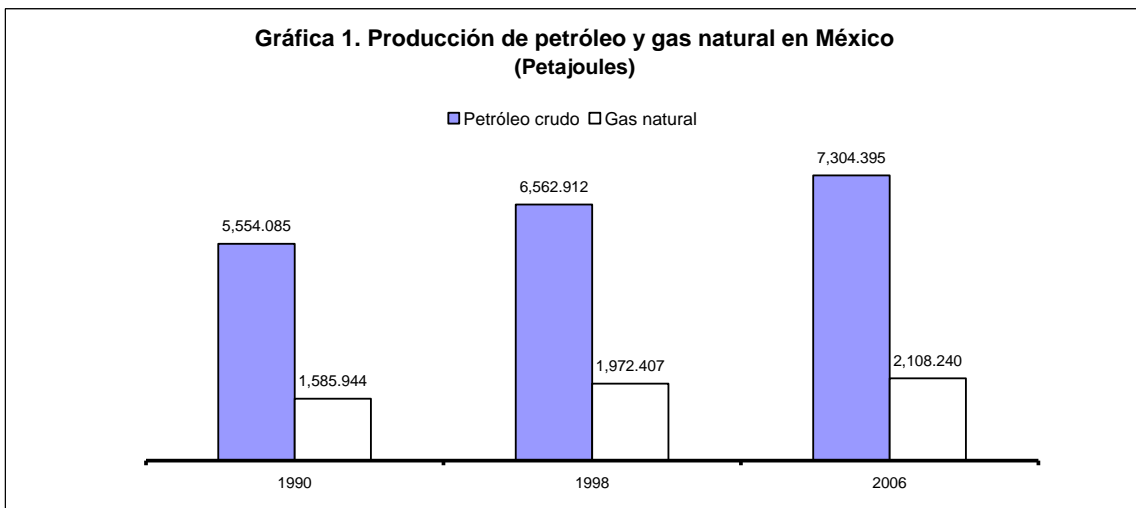
Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, Sener, varios años.

n.s: No significativo

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

En cuanto a la producción de electricidad primaria, en el periodo de referencia, se registró un incremento del 12.6% y en la producción de hidroenergía se registró solo un ligero incremento del 6.9%.

En términos de estructura, la participación más alta la representa la producción de crudo y le sigue en importancia, la producción de gas natural.



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, Sener, varios años.

2.2 Oferta interna bruta de energía primaria

Por definición, la oferta interna bruta es la disponibilidad de energía para consumo interno. La oferta interna bruta agrega los conceptos de producción, importaciones y variación de inventarios y descuenta la exportación, energía no aprovechada y la maquila-intercambio neto.

Según Sener (2007), en el periodo 1990-2006 la oferta interna bruta de energía primaria registró un aumento de 38.0% como resultado del crecimiento en la producción, la reducción de envíos al exterior para maquila-intercambio neto y la

menor energía no aprovechada, no obstante el incremento observado en las exportaciones.

En la oferta interna bruta de energía primaria, los hidrocarburos participan con un porcentaje superior al 80% en el mismo periodo, y en particular, en los hidrocarburos se observa un crecimiento de 82.4% en gas natural; y en cuanto a electricidad primaria, la mayor oferta interna bruta se presenta en la Nucleoenergía, con 284.6%. Cabe destacar que, por su parte, el gas natural incrementó su participación en 9 puntos porcentuales.

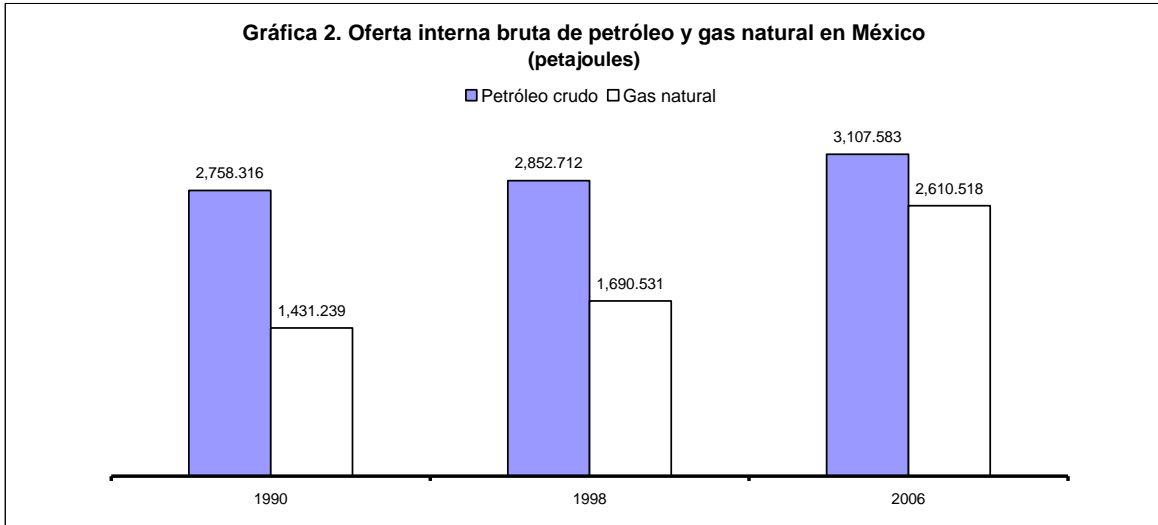
Cuadro 2. Oferta interna bruta de energía primaria en México (petajoules)

	1990	1998	2006	Variación	Estructura porcentual		
				porcentual 2006/1990 %	1990	1998	2006
Total	5122.983	5,693.593	7,071.139	38.0	100.0	100.0	100.0
Carbón	141.268	246.052	379.913	168.9	2.8	4.3	5.4
Hidrocarburos	4,331.196	4,689.148	5,857.746	35.2	84.5	82.4	82.8
Petróleo crudo	2,758.316	2,852.712	3,107.583	12.7	53.8	50.1	43.9
Condensados	141.641	145.905	139.645	-1.4	2.8	2.6	2.0
Gas natural	1,431.239	1,690.531	2,610.518	82.4	27.9	29.7	36.9
Electricidad primaria	338.155	411.610	490.379	45.0	6.6	7.2	6.9
Nucleoenergía	31.054	100.471	119.419	284.6	0.6	1.8	1.7
Hidroenergía	251.804	252.956	303.500	20.5	4.9	4.4	4.3
Geoenergía	55.297	58.132	66.960	21.1	1.1	1.0	0.9
Energía eólica	-----	0.051	0.451	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
Biomasa	312.364	346.783	343.100	9.8	6.1	6.1	4.9
Begazo de caña	78.878	98.193	95.898	21.6	1.5	1.7	1.4
Leña	233.486	248.590	247.202	5.9	4.6	4.4	3.5

Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, Sener, varios años.

n.s.: No significativo

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, Sener, varios años.

2.3. Consumo de la energía primaria

De acuerdo a la Sener (2007), la oferta interna bruta de energía primaria tiene dos destinos principales: 1) la energía que se canaliza a los centros de transformación y 2) la utilizada como energético y materia prima (consumo no energético) por los consumidores finales. Una pequeña parte de la energía primaria es consumida por el propio sector energético y otra se puede perder en los procesos de transporte, distribución y almacenamiento.

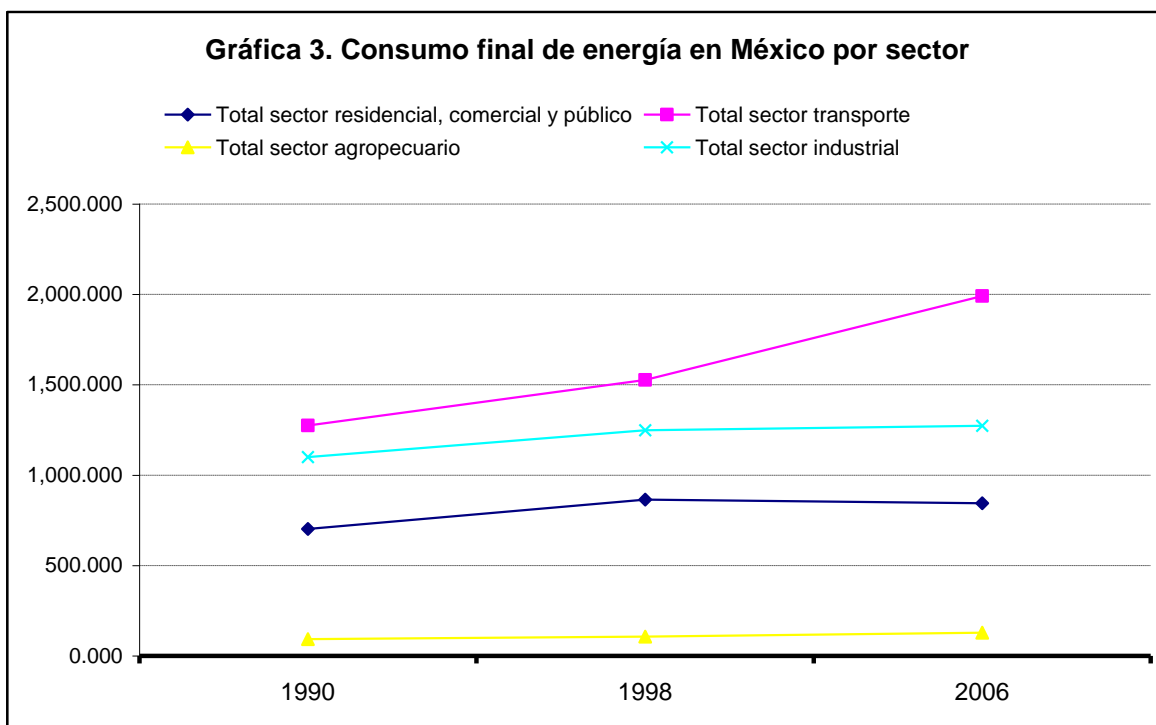
En el periodo que va de 1990-2006, la energía primaria destinada directamente al consumo final creció 42.8%. En orden de importancia, el mayor crecimiento en el consumo final de energía primaria se presentó en el sector transporte (56.1%), le siguió el sector agropecuario (38.5%), el sector residencial (20.2%), y finalmente el sector industrial (15.7%), en el cual, los consumos de energía se ven afectados por la baja en la actividad productiva, y por el incremento de precios en los combustibles.

Cuadro 3. Consumo final de energía en México (petajoules)

	1990	1998	2006	Variación porcentual 2006/1990 %	Estructura porcentual		
					1990	1998	2006
Total consumo final de energía	3,170.955	3,747.591	4,526.685	42.8	100	100	100
Total sector residencial comercial y público	702.602	864.580	844.186	20.2	22.2	23.1	18.6
Total sector transporte	1,275.313	1,527.261	1,991.391	56.1	40.2	40.8	44.0
Total sector agropecuario	92.577	106.562	128.240	38.5	2.9	2.8	2.8
Total sector industrial¹	1,100.463	1,249.188	1,273.327	15.7	34.7	33.3	28.1

Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, Sener, varios años.

¹ Incluye petroquímica de Pemex.



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía. Sener. Varios Años.

En el sector transporte, el consumo de gas licuado, presentó un importante crecimiento en el periodo de estudio, pues ascendió a 269.5%; el consumo de querosenos creció en 62.3% y el de gasolinas en 52.2%. Por su parte, la utilización de combustóleo cayó en 83.5%.

Según la Sener, el crecimiento del consumo de gas licuado ha desplazado al combustóleo como insumo energético del sector, por ser un combustible que

presenta mayor eficiencia en su combustión y menores emisiones contaminantes, aunado a regulaciones ambientales cada vez más estrictas desarrolladas durante la década, que han ido prohibiendo el uso de combustibles formulados con alto contenido de azufre (como el combustóleo) en algunas zonas del país densamente pobladas y llamadas críticas en términos ambientales.

En términos de estructura, la participación más alta la representa el consumo de gasolinas y diesel. En este rubro, el consumo de gas natural no es significativo.

Cuadro 4. Consumo final de energía en el sector transporte (petajoules)

	1990	1998	2006	Variación	Estructura porcentual		
				porcentual 2006/1990 %	1990	1998	2006
Total consumo final de energía	3,170.955	3,747.591	4,526.685	42.8			
Total sector transporte	1,275.313	1,527.261	1,991.391	56.1	100.0	100.0	100.0
Total de petrolíferos	1,272.605	1,523.651	1,986.746	56.1	99.8	99.8	99.8
Gas licuado	15.238	19.705	56.311	269.5	1.2	1.3	2.8
Gasolinas	839.590	984.225	1,278.198	52.2	65.8	64.4	64.2
Querosenos	71.869	108.119	116.621	62.3	5.6	7.1	5.9
Diesel ¹	325.217	408.958	532.195	63.6	25.5	26.8	26.7
Combustóleo	20.691	2.643	3.420	-83.5	1.6	0.2	0.2
Gas natural ²	0.000	0.000	0.711	n.s.	0.0	0.0	0.0
Electricidad ³	2.708	3.600	3.934	45.3	0.2	0.2	0.2

Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, Sener, varios años.

n.s.:No significativo

¹ A partir de 1991 incluye gasóleo industrial, el cual fue sustituido por combustible industrial en 1998.

² Incluye gas no asociado

³ No incluye autogeneración de energía eléctrica

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

El sector residencial representa el consumo de combustibles en los hogares urbanos y rurales del país, donde el combustible es útil para la cocción de alimentos, calentamiento de agua, calefacción e iluminación. Para el sector servicios, el uso de energía esta destinado para locales comerciales, restaurantes, hoteles, entre otros. En este sector, el consumo de diesel presentó el mayor crecimiento en el periodo de estudio (206.9%); el consumo de electricidad presentó un crecimiento de 93.5% y el gas natural creció 11.3%. En términos de estructura, el gas licuado, es el energético de mayor consumo en ese sector. En este rubro, el consumo de gas natural es mínimo, apenas alcanzó 4.5 puntos porcentuales en el 2006.

Con respecto a la leña, se puede señalar que sigue siendo el combustible más utilizado en muchos hogares rurales y urbanos de la República Mexicana con bajos ingresos, y en aquellos ubicados dentro de regiones en pobreza extrema.

Cuadro 5. Consumo final de energía en el sector residencial, comercial y público (petajoules)

	1990	1998	2006	Variación porcentual 2006/1990 %	Estructura porcentual		
					1990	1998	2006
Total consumo final de energía	3,170.955	3,747.591	4,526.685	42.8			
Total sector residencial comercial y público	702.602	864.580	844.186	20.2	100.0	100.0	100.0
Total de combustibles sólidos	234.668	248.590	247.202	5.3	33.4	28.8	29.3
Leña	234.668	248.590	247.202	5.3	33.4	28.8	29.3
Total de petrolíferos	314.478	418.021	327.899	4.3	44.8	48.3	38.8
Gas licuado	272.810	379.874	322.094	18.1	38.8	43.9	38.2
Querosenos	9.562	1.592	1.849	-80.7	1.4	0.2	0.2
Diesel ¹	1.289	3.439	3.956	206.9	0.2	0.4	0.5
Combustóleo	30.817	33.115	0.000	-100.0	4.4	3.8	0.0
Gas natural ²	33.921	27.405	37.756	11.3	4.8	3.2	4.5
Electricidad ³	119.535	170.584	231.329	93.5	17.0	19.7	27.4

Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, Sener, varios años.

¹ A partir de 1991 incluye gasóleo industrial, el cual fue sustituido por combustible industrial en 1998.

² Incluye gas no asociado

³ No incluye autogeneración de energía eléctrica

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

En el sector agropecuario, el consumo de gas licuado creció en un 38.5%; el consumo de diesel creció en 52.8% y el de querosenos cayó en un 99.3%. En términos de estructura, el diesel es el energético de mayor consumo; la electricidad tiene poco más de 22 puntos porcentuales y el gas licuado a penas 6.0 puntos porcentuales en el último año.

Cuadro 6. Consumo final de energía en el sector agropecuario (petajoules)

	1990	1998	2006	Variación porcentual 2006/1990 %	Estructura porcentual		
					1990	1998	2006
Total consumo final de energía	3,170.955	3,747.591	4,526.685	42.8			
Total sector agropecuario	92.577	106.562	128.240	38.5	100.0	100.0	100.0
Total de petrolíferos	68.432	78.687	99.588	45.5	73.9	73.8	77.7
Gas licuado	1.527	1.258	7.664	401.9	1.6	1.2	6.0
Gasolinas	0.000	0.000	0.000	n.s.	0.0	0.0	0.0
Querosenos	6.758	0.040	0.046	-99.3	7.3	0.0	0.0
Diesel ¹	60.147	77.369	91.879	52.8	65.0	72.6	71.6
Combustóleo	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
Electricidad ²	24.145	27.875	28.652	18.7	26.1	26.2	22.3

Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, Sener, varios años.

n.s.:No significativo

¹ A partir de 1991 incluye gasóleo industrial, el cual fue sustituido por combustible industrial en 1998.

² No incluye autogeneración de energía eléctrica

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

En el sector industrial, el consumo de coque creció de manera importante (203.3%), así mismo, el consumo de gas licuado (121.4%). El consumo de combustóleo disminuyó en 58.2% y el bagazo de caña creció en 29.3%. El consumo de gas seco, en particular, cayó en 5.8% en el periodo de estudio.

Cabe señalar que en este sector, según Sener, el consumo de gas seco no ha presentado una tendencia de crecimiento definida desde 1999, ya que ha enfrentado la volatilidad del precio del gas natural en los últimos años, aunado a una insuficiencia de inversiones en el sector, lo cual ha contraído el consumo de aquellas industrias intensivas en el uso del gas natural en algunos años. En la estructura de consumo del sector industrial el mayor consumo principalmente se realiza de gas seco, le sigue el consumo de electricidad, y finalmente el de combustóleo. Es importante destacar que, el sector industrial, es precisamente el sector que demanda el mayor volumen de consumo de gas seco, pues ahí se encuentran los grupos de ramas industriales, cuya actividad productiva creció por arriba del promedio del PIB manufacturero, como lo son el de los minerales no metálicos, la división de alimentos, bebidas y tabaco, y la industria química.

Cuadro 7. Consumo final de energía en el sector industrial (petajoules)

	1990	1998	2006	Variación porcentual 2006/1990 %	Estructura porcentual		
					1990	1998	2006
Total consumo final de energía	3,170.955	3,747.591	4,526.685	42.8			
Total sector industrial⁴	1,100.463	1,249.188	1,273.327	15.7	100.0	100.0	100.0
Total de combustibles sólidos	137.103	165.504	295.052	115.2	12.5	13.2	23.2
Carbón	0.000	0.000	5.962	n.s.	0.0	0.0	0.5
Bagazo de caña	72.867	94.122	94.237	29.3	6.6	7.5	7.4
Coque	64.236	92.362	194.853	203.3	5.8	7.4	15.3
Total de petrolíferos	324.783	330.703	183.663	-43.5	29.5	26.5	14.4
Gas licuado	15.154	15.449	33.557	121.4	1.4	1.2	2.6
Querosenos	2.446	0.124	0.041	-98.3	0.2	0.0	0.0
Diesel ¹	42.053	61.943	39.208	-6.8	3.8	5.0	3.1
Combustóleo	265.130	230.187	110.858	-58.2	24.1	18.4	8.7
Gas seco ²	453.322	440.054	427.188	-5.8	41.2	35.2	33.5
Electricidad ³	185.255	291.917	367.424	98.3	16.8	23.4	28.9

Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía, Sener, varios años.

¹ A partir de 1991 incluye gasóleo industrial, el cual fue sustituido por combustible industrial en 1998.

² Incluye gas no asociado

³ No incluye autogeneración de energía eléctrica

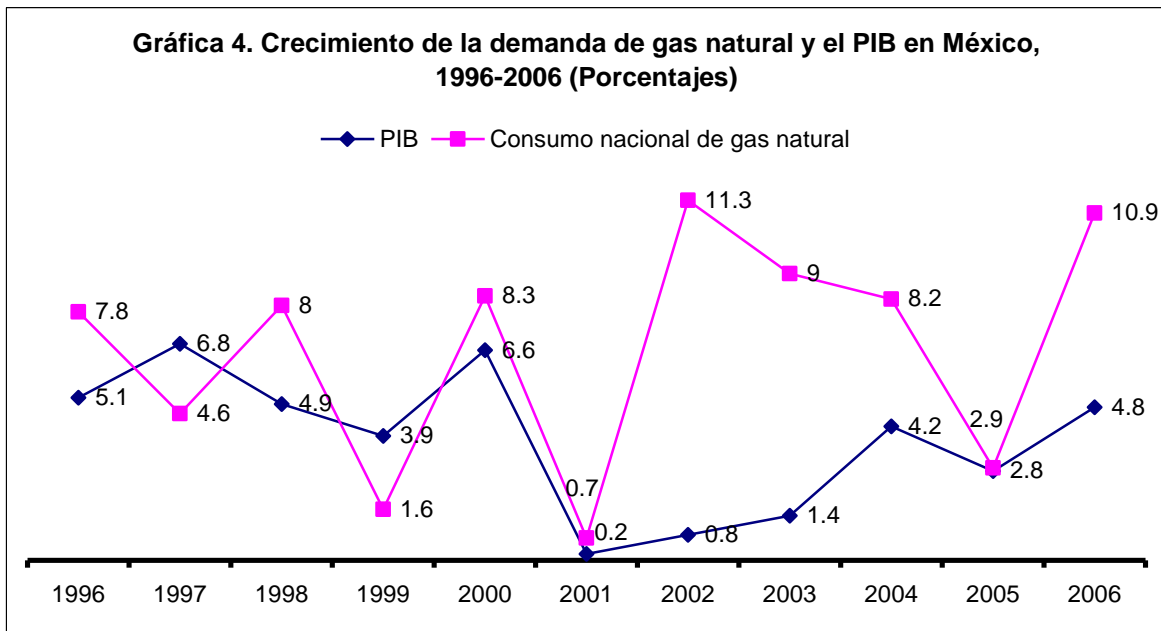
⁴ Incluye petroquímica de Pemex.

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

2.4 Importancia del gas natural en el mercado interno

Dada la importancia de la energía como elemento esencial para la calidad de vida del ser humano y como un insumo de alta demanda en las principales las actividades productivas, se puede suponer que cualquier crecimiento de la economía nacional genera un aumento en el consumo de energéticos.

Sin embargo, si se observa la Gráfica 4 se puede verificar que el supuesto anterior no es del todo correcto, pues el crecimiento de la demanda de gas natural y el del PIB en México tienen comportamientos variables y el grado de sensibilidad del consumo del gas natural respecto del crecimiento de la economía es muy poco significativo. En este sentido, según la gráfica, el crecimiento de la demanda de gas natural ha sido mayor en promedio que la del PIB en el periodo que va de 1996-2006.



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.
Las cifras están referidas al año base de 1993.

En el periodo que va de 1996-2006, el crecimiento de la demanda de gas se puede explicar si se considera que el alza de los precios del petróleo generó incrementos en los precios de los derivados que compiten con el gas natural en los sectores de uso final. Además, en el 2006, las referencias internacionales del gas natural disminuyeron su cotización promedio anual, lo que se reflejó en los precios del mercado interno, donde el promedio de los precios nacionales de los sectores industrial, residencial y servicios disminuyó 8.7% respecto a 2005.

De este modo, el consumo interno de gas natural aumentó 81.7% durante el periodo 1996-2006, lo que permite confirmar la plena consolidación y el crecimiento de esta fuente de energía dentro del mercado nacional de energéticos.

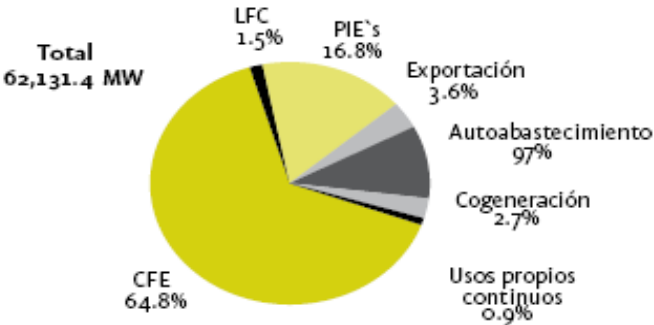
2.4.1 El consumo de gas natural en el sector eléctrico

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) reconoce la necesidad de aprovechar la coparticipación de los sectores privado y social para colaborar en el crecimiento del sector. Por un lado, establece la exclusividad de la nación para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público; y por el otro lado, fueron creadas algunas modalidades con la intención de aumentar la oferta de energía eléctrica, tales como el autoabastecimiento, la cogeneración, la producción independiente de energía, la importación y la exportación. Además, se reconocieron los permisos bajo la modalidad de usos propios continuos otorgados antes de las reformas de 1992 a la misma ley (Sener, 2007).

En el 2006 existía una capacidad instalada de 62,131.4 Megawatts (MW) utilizada para generar electricidad en México. Este rubro es el agregado de las capacidades autorizadas a permisionarios por la CRE, bajo las distintas modalidades permitidas por el marco legal vigente, así como por la capacidad de

placa para el servicio público de energía eléctrica. Como se puede observar en la gráfica, la mayor participación la tiene CFE, con un 64.8%.

Gráfica 5
Capacidad instalada de generación eléctrica en México, 2006 (participación porcentual)



Fuente: CFE y CRE.

Durante 2006, el volumen total de combustibles consumidos en el sector eléctrico nacional fue de 4,595.2 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne). De este consumo, 89.6% fue destinado a generación de electricidad para el sector público y 10.4% al sector privado. La proporción de uso en los combustibles dentro del sector eléctrico es 52.0% gas natural, 29.1% combustóleo, 16.0% carbón, 1.9% coque de petróleo y 1.0% diesel.

2.4.1.1 Sector eléctrico público (CFE, LFC y PIE's)

La oferta de energía eléctrica pública la realizan Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC). A la oferta de CFE se le incorporan las entregas de energía que llevan a cabo los PIE's.

En nuestro país, la generación de energía eléctrica se realiza a través de las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y una nucleoeléctrica. La capacidad efectiva del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el servicio público fue, al 31 de diciembre de 2006, de 48,768.621 MW. De esta capacidad el 68.2% se genera con base en combustóleo, gas y diesel; 21.7% con hidroeléctricas, 5.3% a partir de carboeléctricas, 2.0% tiene origen en la geotermia, 2.8% correspondiente a la central nucleoeléctrica de Laguna Verde y 0.004% de la eoloeléctrica La Venta.

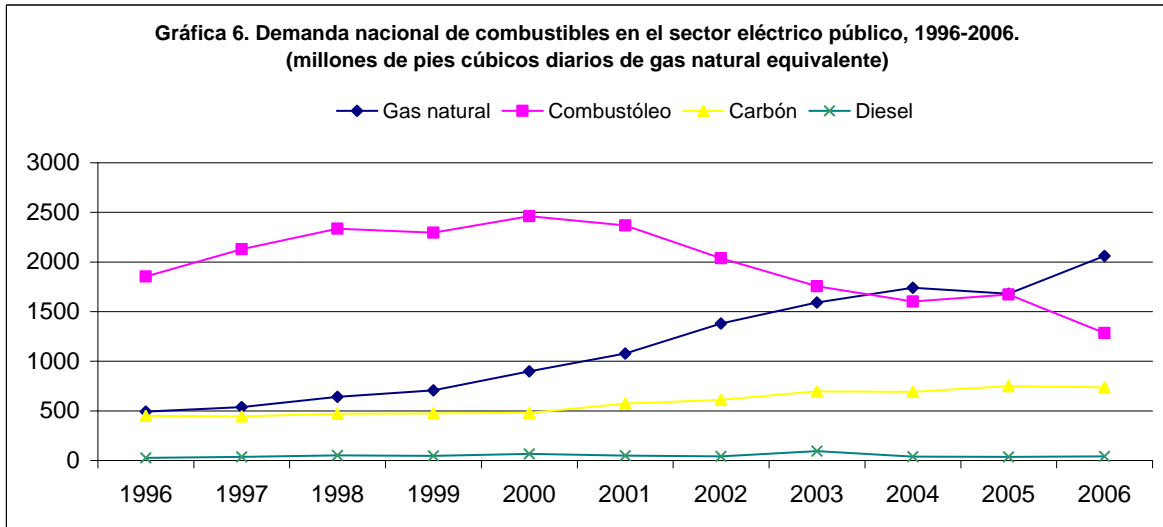
Es importante entonces destacar que las tecnologías de las centrales termoeléctricas (vapor, turbogas, combustión interna y ciclo combinado) requieren principalmente diesel, carbón, combustóleo y gas natural.

El gas natural se emplea principalmente en las centrales termoeléctricas convencionales a vapor, turbogas y ciclo combinado. La instalación de turbinas de gas en plantas de ciclo combinado ha sido una opción tecnológica muy atractiva para la generación de electricidad en los últimos años, lo que ha fomentado el crecimiento de la demanda del gas natural en este segmento del sector a un ritmo de crecimiento anual de 15.4% entre 1996 y 2006.

Como en el párrafo anterior se señala, la gráfica 6 nos demuestra que en el periodo 1996-2006 la demanda nacional de gas natural ha crecido de manera importante respecto al resto de los otros combustibles utilizados en el sector eléctrico. Por otro lado, también nos demuestra que el consumo de combustóleo, luego de ser el mayormente utilizado hasta antes del año 2000, se ha contraído significativamente en el tiempo.

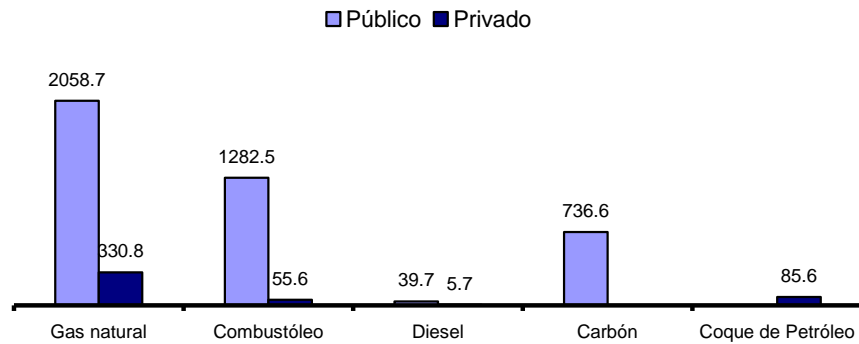
Es importante señalar al respecto que el incremento en el consumo de gas natural, en el sector eléctrico, en la última década, ha obedecido principalmente a los incrementos de capacidad en centrales con tecnología de ciclo combinado,

pertenecientes principalmente a PIE`s, sumado a la caída de los precios del gas y al alza en el precio del combustóleo.



Fuente:Elaboración propia en base a Sener, 2007.

Gráfica 7. Consumo nacional de combustibles para el sector eléctrico, 2006
(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)



Fuente: Sener con base en información de CFE, CRE e IMP.

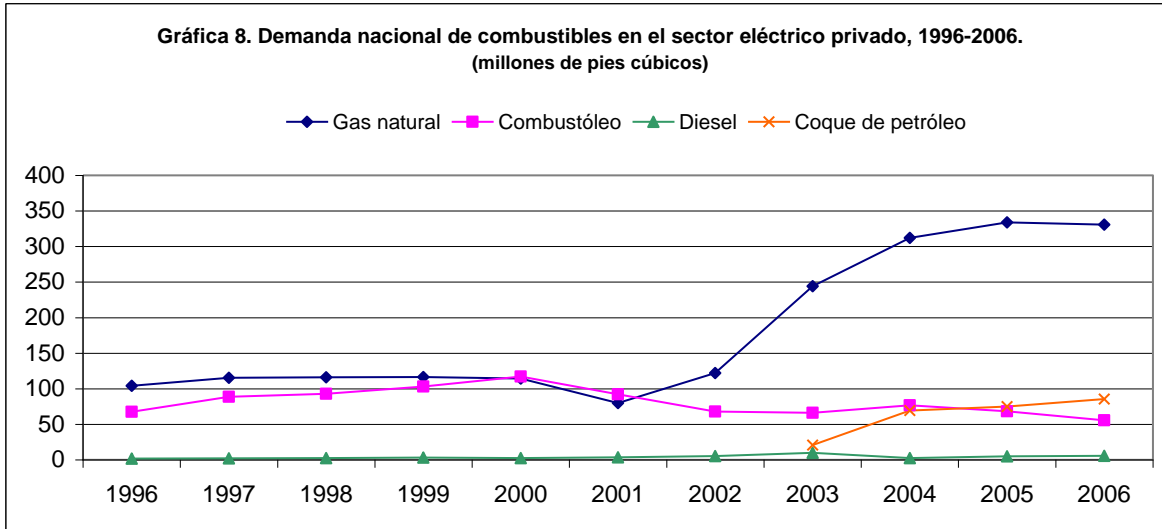
Las aportaciones de los PIE`s a la red eléctrica de la CFE iniciaron a partir de junio de 2000, con la entrada en operación comercial de la central ciclo

combinado Mérida III. Así, al término de 2006 generaban comercialmente 20 PIE´s a la CFE, de los cuales tres comenzaron operaciones en el transcurso del año (Valladolid III, Tuxpan V y Altamira V), incrementando la capacidad efectiva en 2,141 MW. Cabe mencionar que, la generación bruta de energía eléctrica disponible al servicio público alcanzó 225,079 GWh en 2006, de los cuales 27.1% (60,944 GWh) fueron aportaciones de los PIE´s.

2.4.1.2 Sector eléctrico privado (autogeneración y exportación)

El subsector eléctrico privado se clasifica en los rubros de autogeneración y exportación de electricidad. El rubro de autogeneración de energía eléctrica hace referencia a las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y usos propios continuos, las cuales son destinadas a satisfacer las necesidades de energía mediante una central generadora propia. En otro sentido, la modalidad de exportación de electricidad se refiere a la generación de energía eléctrica para destinarse fuera del territorio nacional.

Como consecuencia a las modificaciones realizadas a la LSPEE en la década pasada, ha crecido la participación de inversionistas privados en las actividades antes mencionadas. Como resultado, el consumo total de hidrocarburos utilizados en las actividades de autogeneración y exportación de electricidad creció 10.7% anual entre 1996 y 2006, registrando un mayor crecimiento del consumo de gas natural a partir del año 2001 (Ver gráfica 8).



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

Al 31 de diciembre del 2006, operaron un total de 470 permisos de autogeneración, de los cuales 386 pertenecen a autoabastecimiento, 47 a usos propios continuos y 37 a cogeneración. Como ya se mencionaba en párrafos anteriores, el consumo de combustóleo para autogeneración disminuyó en los últimos años debido al alza de los precios del energético, por lo que muchos permisionarios optaron por una generación distribuida.

Respecto a la actividad de exportación de electricidad, hasta el año 2006 HABIA cuatro permisionarios autorizados, tres en el Estado de Baja California (Energía Azteca X, Termoeléctrica de Mexicali y Energía de Baja California) que realizan exportaciones hacia Estados Unidos y que en el 2006 consumieron 135.4 mmpcd de gas natural; otro más, el ubicado en Yucatán (AES Mérida III), cuyas exportaciones se planean dirigir a Belice⁸, mismo que no generó electricidad durante 2006. Es importante señalar que la exportación de electricidad es una modalidad que demanda 40.9% de gas natural ocupado en la generación de electricidad de privados.

2.4.2 El consumo de gas natural en el Sector industrial

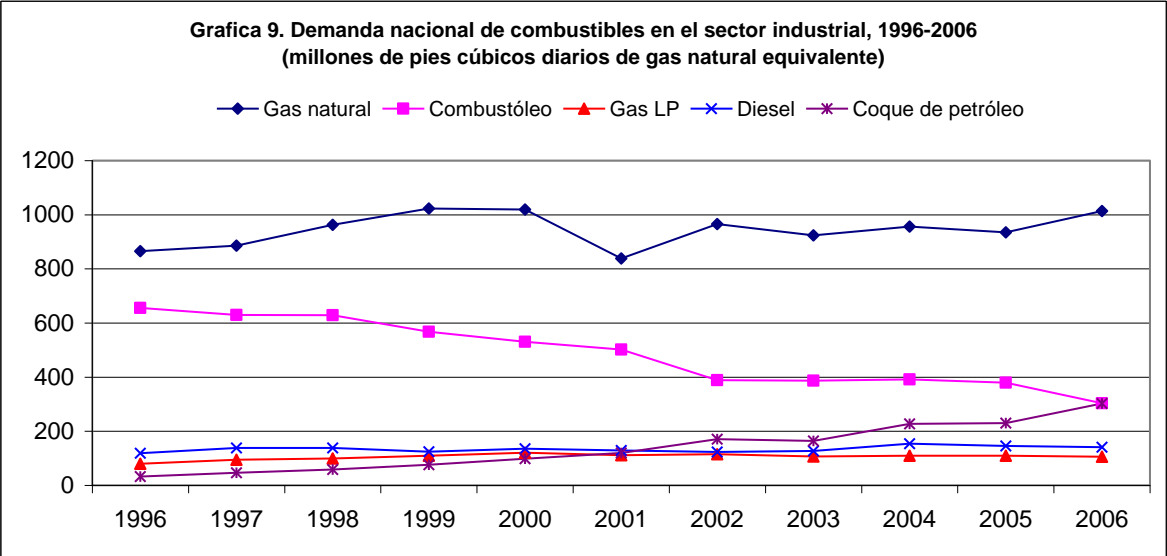
El sector industrial se conforma por cuatro sectores: construcción, manufacturas, minería y electricidad. En los últimos años, dentro de la evolución de la actividad económica se destaca la mejora significativa que presentó el sector industrial. El aumento del PIB manufacturero se ha originado por los incrementos en la actividad del sector maquilador y en la industria de transformación, específicamente en la rama manufacturera, bebidas alcohólicas, productos metálicos estructurales; cerveza y malta; muebles metálicos; cemento; alimentos para animales y productos de minerales no metálicos.

Si bien, el gas natural es el combustible más utilizado en el sector, el comportamiento a la baja de las referencias internacionales que fijan los precios del gas natural en México, es un factor que favorece el uso del hidrocarburo.

Es importante mencionar que el coque de petróleo ha cobrado relevancia en el sector, ya que resulta atractivo como sustituto del combustóleo, debido a los ahorros que puede generar. Dado su alto contenido de carbón, el coque de petróleo es una excelente fuente de calor, y a raíz del alza de los precios del combustóleo, algunos industriales han optado por aprovechar las tecnologías que lo emplean como combustible, obteniendo reducción de costos de producción. El coque de petróleo es utilizado principalmente por la actividad de la industria cementera y la industria química, de hule y plásticos.

En el periodo 1996-2006, la demanda de gas natural del sector industrial ha oscilado alrededor de los 1,000 mmpcd. El común denominador de los grupos de ramas industriales importantes, es que en el tiempo, todas incrementaron sus consumos de gas natural. La industria más intensiva en el uso del gas natural, es la industria siderúrgica, específicamente la de metales básicos (Ver gráfica 9).

La industria química ha enfrentado una serie de factores que han impactado la intensidad del uso de energéticos en la última década, en este sentido, se puede mencionar algunos, como: la baja disponibilidad de materias primas nacionales, la inestabilidad de los precios en los insumos y energéticos, el uso de tecnologías de producción obsoletas que aumentan los costos de mantenimiento, una sobreoferta en la capacidad instalada mundial que ocasiona a menudo altos inventarios y elevada competencia en el sector, y por ende la entrada al país de muchos productos importados del ramo.



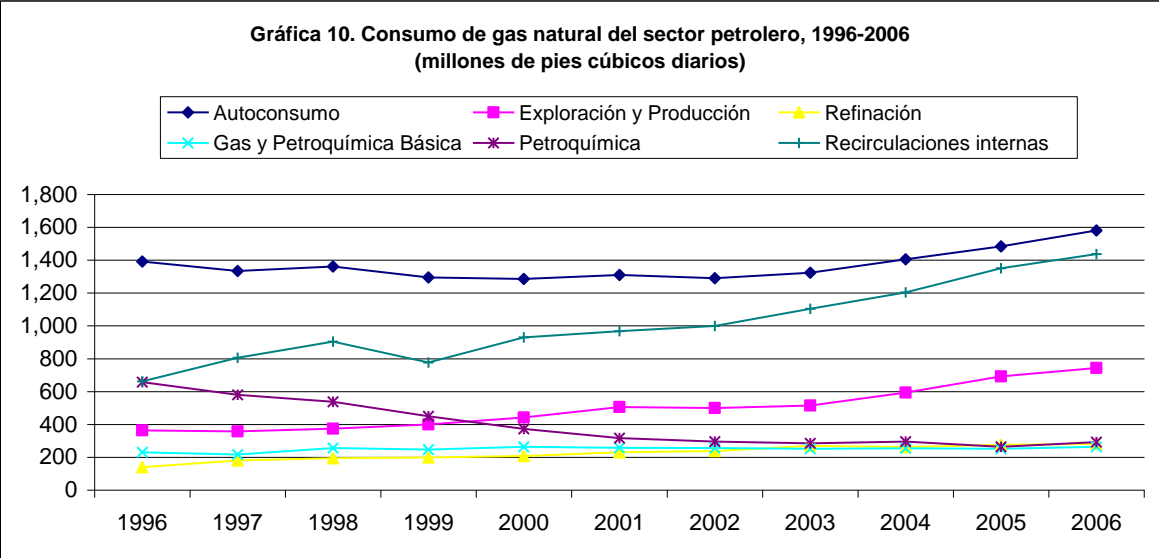
Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

2.4.3 El consumo de gas natural en el Sector petrolero

La industria petrolera es identificada como el sector de mayor consumo de gas natural en el mercado. Las formas de consumo se conforman por 1) aquella demanda de gas combustible que utilizan las subsidiarias (autoconsumos) para realizar sus actividades primordiales y 2) por aquellos volúmenes destinados a recirculaciones internas que corresponden principalmente a las cantidades de gas natural inyectado a los pozos para la obtención de petróleo crudo.

En el periodo de estudio, los autoconsumos han crecido de manera sostenida, siendo PEMEX Exploración y Producción (PEP) la subsidiaria de mayor consumo en el sector; mientras que Pemex Refinación (PR) y PEMEX Petroquímica Básica las subsidiarias que se han mantenido a un nivel bajo de demanda en el tiempo.

Por otro lado, es importante destacar que los requerimientos de gas para recirculaciones internas de PEP se mantuvieron al alza, registrando incrementos anuales de 8.1% en el periodo 1996-2006; esto se explica básicamente por el motivo de sostener la producción de petróleo. Esto ha significado que se reinyecte más gas natural a los pozos productores, que en algunos casos son pozos maduros, y han ido declinando su producción natural requiriendo cada vez más gas natural para hacer fluir al aceite crudo.



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

Cabe mencionar que, a pesar de los avances alcanzados en las técnicas de producción, nunca se logra extraer todo el petróleo de un yacimiento; por tal razón

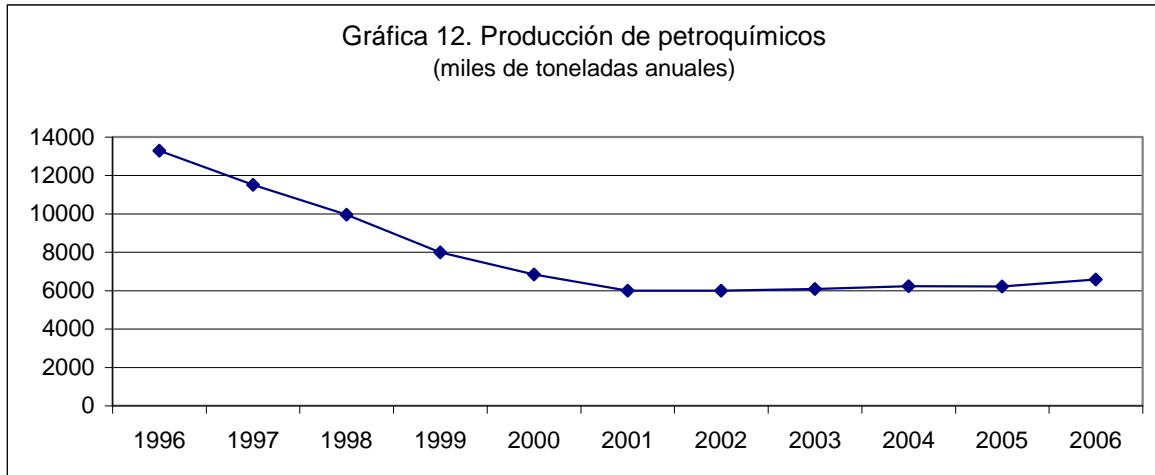
existen métodos de recuperación mejorada para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación, tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por pozos inyectoros paralelos a éste. Según la Sener, al 31 de diciembre de 2006, el número de pozos de producción únicamente de petróleo crudo y gas asociado fue de 3,130, de los cuales 1,209 son pozos fluyentes y el resto requieren bombeo neumático y otros sistemas artificiales.

La industria petroquímica es una plataforma para apoyar el desarrollo y el crecimiento de México, ya que sirve para la conformación de cadenas productivas. Así mismo, la petroquímica es una rama de la actividad productiva que abarca los establecimientos dedicados a la producción de sustancias químicas básicas derivadas del gas natural, el petróleo y el carbón. Tan sólo esta industria, en la actualidad, abastece a más de 40 ramas de la actividad industrial y demanda de bienes y servicios de 30 industrias.

Tras la reclasificación legal de los productos petroquímicos en 1992, entre petroquímica básica y secundaria, se buscó fomentar la inversión privada en un segmento productivo que había sido exclusivo para el Estado. A partir de ese momento, la petroquímica secundaria quedó totalmente abierta a particulares, esperando que éstos promovieran la ampliación y modernización de los complejos petroquímicos. Sin embargo, la inversión privada de gran escala no llegó debido a diversos factores estructurales, como la crisis de 1994 en el país, inadecuados esquemas de participación y un fenómeno de sobreoferta a nivel mundial de productos petroquímicos, que saturó los mercados a partir de 1998, disminuyendo los márgenes de ganancia de los productores, por ende la pérdida de atractivo de esta industria.

Así, el estancamiento de la inversión pública y privada provocó la baja en la producción de petroquímicos, desmantelamientos de algunas plantas de PPQ y un

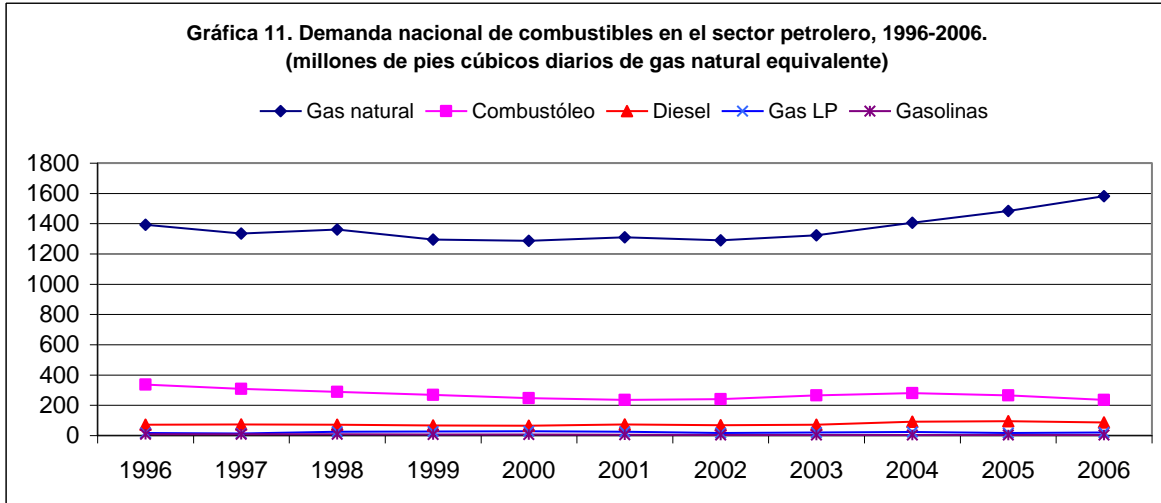
crecimiento acelerado de las importaciones de estos productos en los últimos años (Ver gráfica 12).



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

El caso de las importaciones crecientes de productos petroquímicos, se explica porque hacia el final de la década de los noventa ocurrieron fusiones de grandes consorcios petroquímicos que poseían tecnología más moderna y que obtuvieron cadenas de valor más integradas, que les permitió colocar productos más económicos alrededor del mundo.

Como ya se ha indicado, la mayor demanda de combustible en el sector petrolero ha sido de gas natural, precisamente porque las principales cadenas petroquímicas son a base de gas natural, en este grupo están incluidos los productos derivados del metano, tales como el amoníaco, el metanol y el anhídrido carbónico, así como los derivados del etileno (óxido de etileno, monoetilenglicol, dietilenglicol, acetaldehído, polietilenos, etc.).



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

Los derivados del metano son obtenidos directamente del gas natural, en el cual se incluyen productos como el amoníaco, el metanol y el anhídrido carbónico. Sin duda, un factor que ayudó a reactivar la producción de esta cadena, y el uso del gas natural como materia prima, fue la caída en el precio.

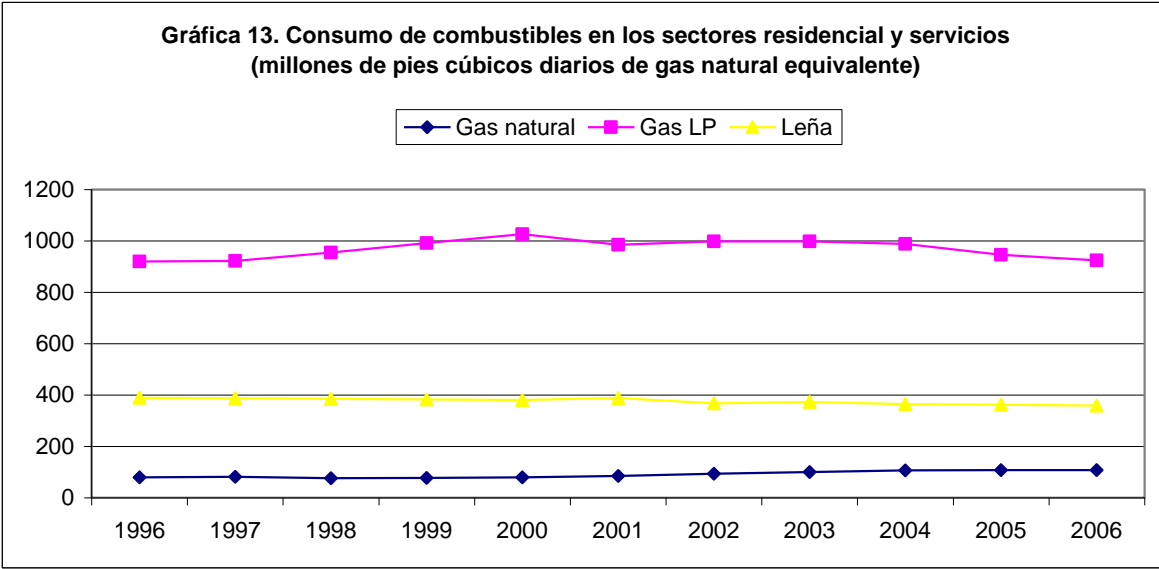
El aumento en la producción de derivados del etano en el 2006 (óxido de etileno, monoetilenglicol, dietilenglicol, acetaldehído, polietilenos, etc.), se debió principalmente al reinicio de operaciones de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Pajaritos, además de un mejor desempeño en la operación de la planta de óxido de etileno y del inicio de operaciones de la planta swing de polietilenos, ambas en el Complejo Petroquímico Morelos.

2.4.4 El consumo de gas natural en los sectores residencial y servicios

La demanda de gas natural en el sector residencial representa el consumo de combustibles en los hogares urbanos y rurales del país para la cocción de alimentos, calentamiento de agua, calefacción e iluminación. Mientras el sector

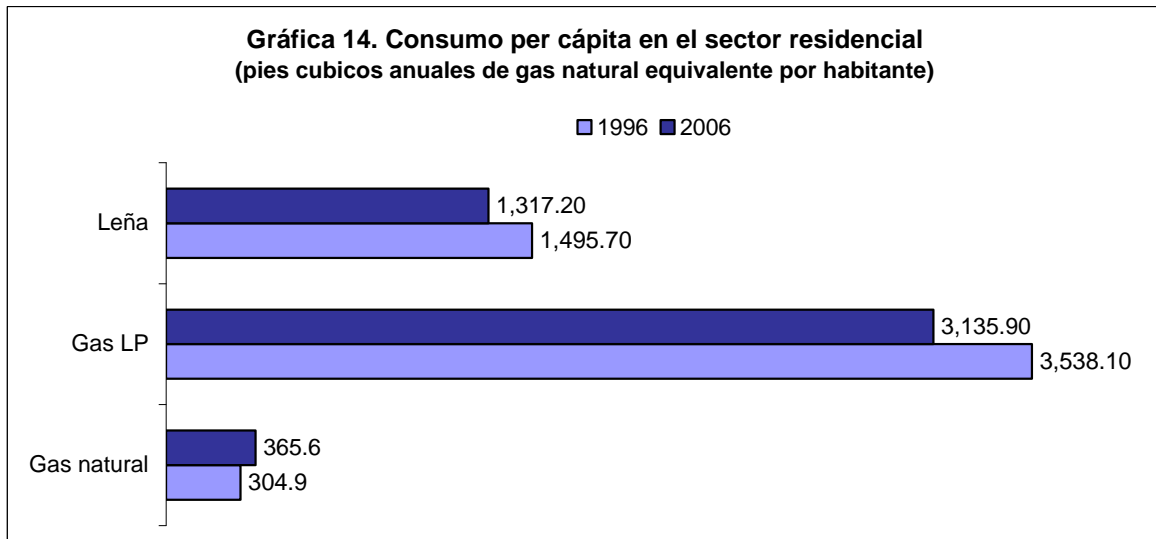
servicios representa el consumo de energía en locales comerciales, restaurantes, hoteles, entre otros.

En el periodo de estudio, en los sectores residencial y de servicios, el comportamiento de la demanda de energéticos fue estable en el tiempo. Lo que se observa en el desarrollo del consumo de los tres combustibles, es que el gas natural es el mayormente demandado y ha mostrado un crecimiento paulatino, mientras el gas LP creció muy poco y la leña ha disminuido en uso. Esta situación se ha presentado, no sólo como un efecto moderado de sustitución del gas LP por gas natural como respuesta al crecimiento de la población que tiene acceso a ambos combustibles y que puede decidir entre las ventajas de usar uno u otro, sino también se explica por un aumento en la eficiencia de algunos aparatos electrodomésticos como estufas y calentadores de agua, y el uso del microondas, contribuyendo a disminuir la intensidad de uso de los combustibles (ver gráfica 13).



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

En la última década, el gas natural ha tenido buena aceptación en el sector residencial, ya que según Sener, la demanda en el sector aumentó 19.9% en el consumo per cápita entre 1996 y 2006 (Ver gráfica 14).



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

La demanda de leña es realizada principalmente por muchos hogares rurales y urbanos de la República Mexicana con bajos ingresos, y principalmente, por aquellos ubicados dentro de las regiones en pobreza extrema. Estos consumos representan un mercado potencial para el gas natural en el sector residencial, en la medida que se presenten de manera sustentable tanto el desarrollo de infraestructura como precios accesibles a esas poblaciones. Sin embargo, es más probable que se presente una sustitución de leña por gas LP, debido a la facilidad que posee el combustible al ser distribuido en cilindros, y acceder fácilmente a las comunidades rurales.

El dinamismo de la demanda de gas LP tiene una razón histórica asociada a las limitaciones de distribución local del gas natural. En México, la demanda de gas natural ha estado definida por la infraestructura de distribución local y de

precios de comercialización en las diferentes regiones del país. Con la desregulación del mercado de gas natural en 1995 y mediante el impulso comercial que las distribuidoras han dado al gas natural en las 21 zonas geográficas del país, se ha buscado el desarrollo de la red de distribución.

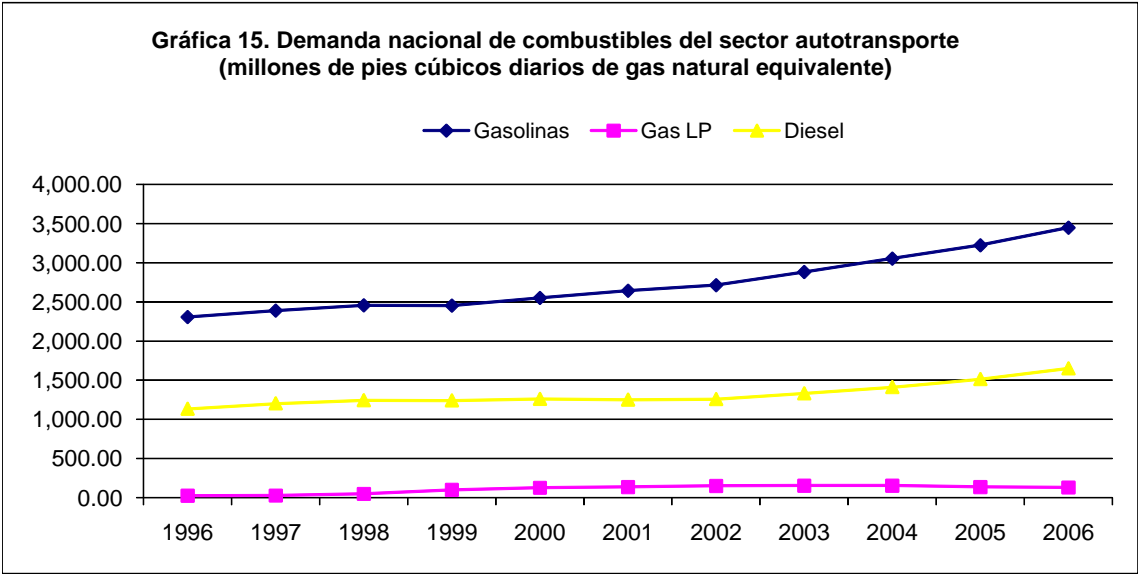
2.4.5 El consumo de gas natural en el Sector autotransporte

Si bien desde 1999 se ha promovido la utilización del Gas Natural Comprimido (GNC) en el sector autotransporte, en la actualidad su uso es mínimo en México, a pesar de sus ventajas ecológicas y de las estrategias de abaratar los costos de las conversiones a GNC mediante la diversificación de los componentes del equipo. Además, los empresarios han implantado estrategias comerciales como financiamientos para liquidar el costo de las motorizaciones, y hasta convenios que permitan a los usuarios el uso del kit de conversión de GNC mediante el pago de rentas por uso, ofreciendo en algunos tipos de autos como taxis, una reducción de costos de más del 50%.

La promoción para abastecer de GNC a flotillas de uso intenso en el transporte público e industrial llevó a alcanzar un parque vehicular de 2,773 unidades en 2006. Para el abasto de GNC, en ese mismo año existían siete estaciones de servicio operando en México: dos estaciones de servicio en el Estado de Nuevo León; las otras cinco están operando en el Municipio Tultitlan (Edo. De México), Toreo-Cuatro Caminos, Venustiano Carranza y Tacubaya (Distrito Federal), y en Gómez Palacio (Durango).

Dado que el GNC es visto en las grandes ciudades como alternativa para solucionar algunos problemas de contaminación atmosférica, casi todas las estaciones de servicio en operación se ubican en zonas altamente pobladas.

En el periodo de estudio se destaca que en el sector de autotransporte predomina el uso de la gasolina y su crecimiento ha sido ascendente en el tiempo. El diesel también es un combustible importante en este sector derivado de la entrada de nuevas tecnologías en los últimos años.



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

En el caso del gas LP, su parque vehicular ha perdido dinamismo y está dejando de ser un combustible atractivo derivado de los incrementos en el precio del carburante, que incluso ha llegado a estar por encima del precio de la gasolina Magna, en términos equivalentes de energía.

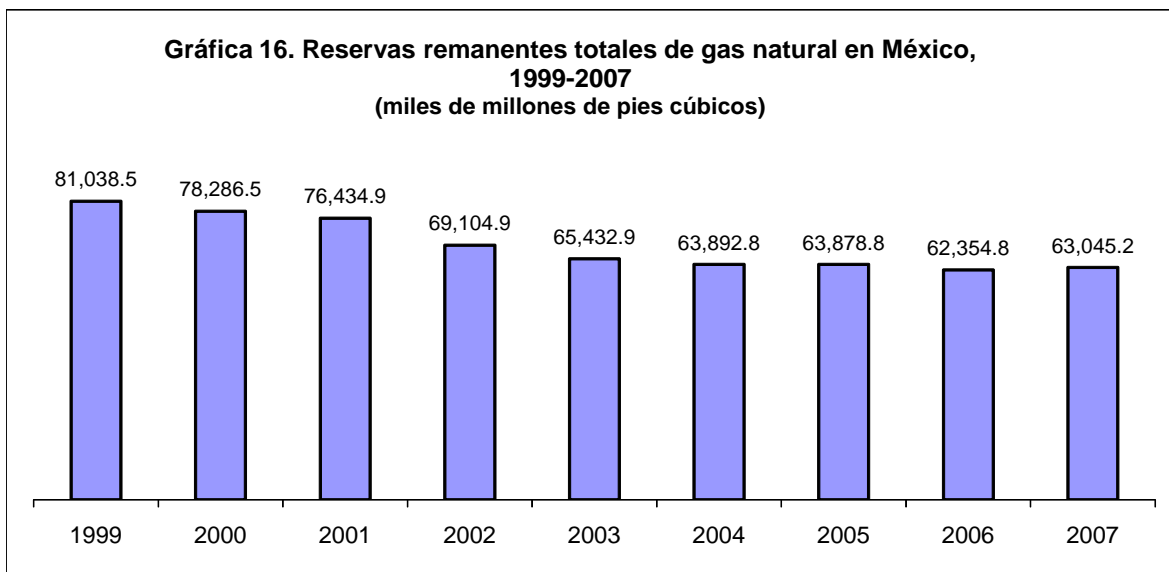
Por otro lado, el GNC es un combustible vehicular que prácticamente no contamina, y posee un precio de referencia más económico que las gasolinas y el gas LP, con la entrada del diesel de ultrabajo azufre (UBA) enfrentará competencia tanto en precio como para capturar mercado en las zonas Metropolitanas.

2.5 Oferta nacional de gas natural

Durante el periodo 1999-2006 la oferta nacional de gas natural declinó en 22.2% a una tasa anual de 37.2%, mientras que la demanda creció 81.7%. Este déficit de producción promovió el crecimiento de las importaciones.

2.5.1 Reservas probadas de gas natural por región¹

Si bien las reservas de gas natural son cuantiosas, un elemento que destaca es que las reservas remanentes han disminuido de manera importante en el tiempo. Solo en el periodo de 1999-2007 las reservas remanentes totales cayeron en un 22.2%, lo que indica que no se han reemplazado los niveles de reservas conforme al ritmo de extracción del gas.

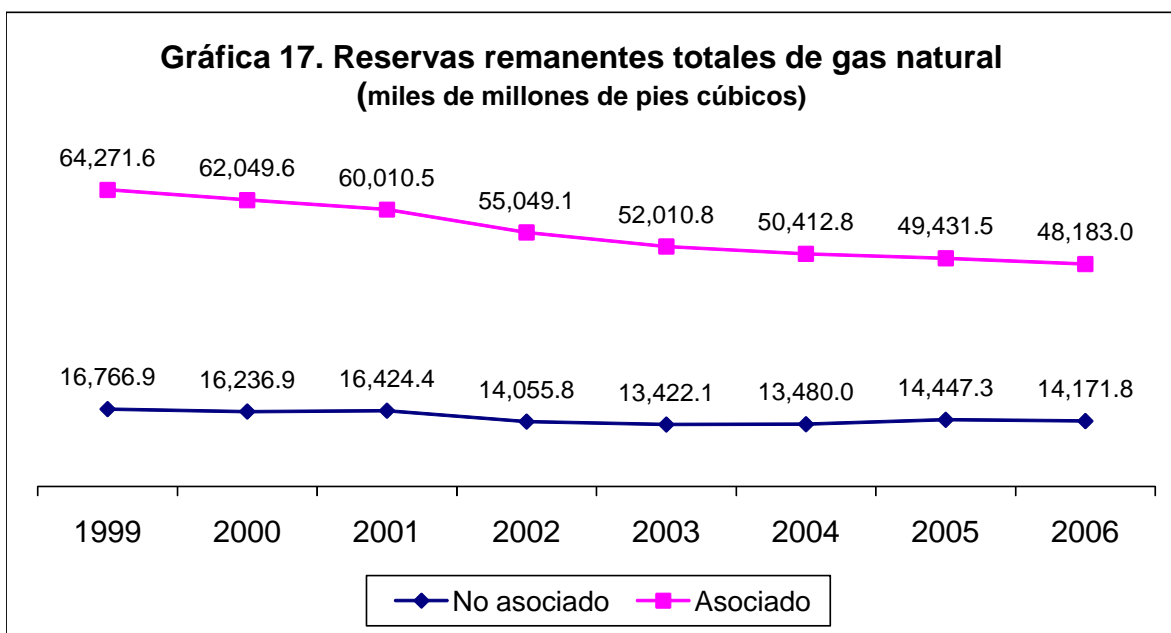


Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

¹ Corresponde a la regionalización de activos de PEMEX Exploración y Producción.

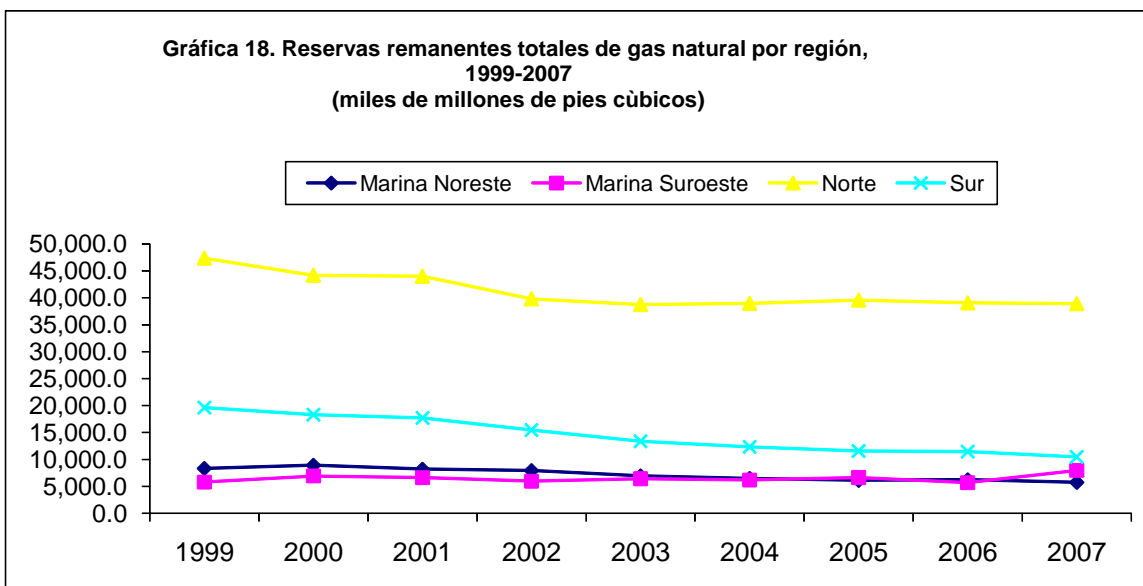
Según la Sener, esta declinación en las reservas de gas se puede explicar también como resultado del cambio de metodología para cuantificarlas.

En el periodo de estudio, el mayor volumen de reservas es de gas asociado, sin embargo, en ese mismo rubro está registrada también la mayor declinación.



Fuente: Elaboración propia en base a Prospectiva del gas natural 2006. Sener, 2006.

De acuerdo con la ubicación de los yacimientos evaluados, en la región Norte se ubican más del 60% del total de las reservas, 16% en la región Sur, 12% en la región Marina Suroeste y 12% en la región Marina Noreste, en promedio.



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

En México, la mayoría de los yacimientos encontrados en el país son de aceite. Se calcula que por lo menos el 75% de las reservas de gas natural son asociadas y solo el 25% son reservas de gas no asociado.

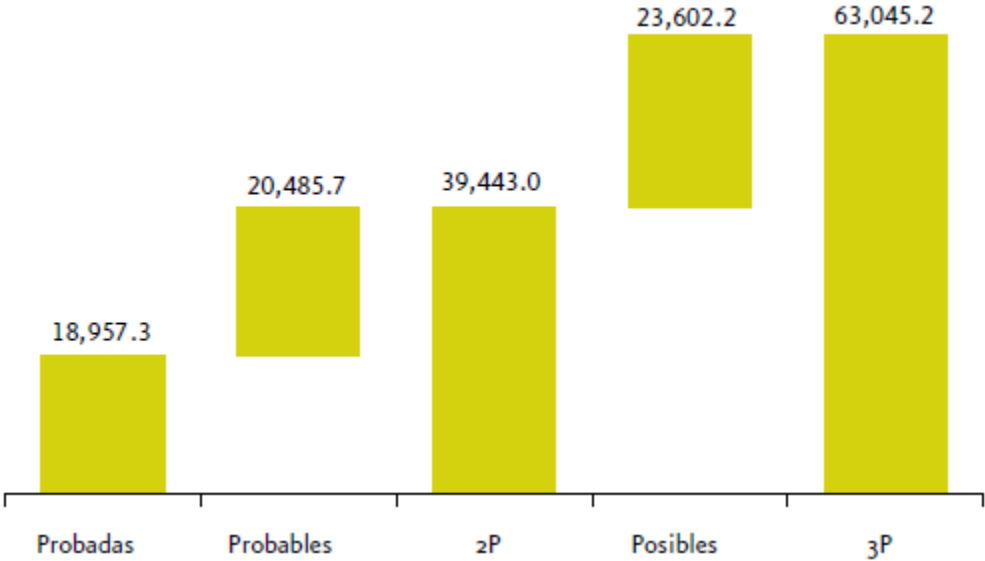
En México, desde el año 2003, la estimación de la reserva probada (1P) esta basada en las definiciones de reservas emitidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos. Del mismo modo, la evaluación de reservas probables y posibles esta alineada a las definiciones emitidas por la asociación de profesionales *The Society of Petroleum Engineers* (SPE), y por los comités nacionales *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) y *The World Petroleum Congresses* (WPC). Estas definiciones están basadas en criterios de evaluación técnica, utilizando la información sísmica, petrofísica, geológica, de ingeniería de yacimientos, producción e información económica.

Según la Sener (2007), la integración de las reservas remanentes totales por categoría, muestra que 30.1% corresponde a las reservas probadas, 32.5% a probables y 37.4% a posibles. Al asociar las reservas remanentes con la producción anual se obtiene para las reservas totales (3P) una relación reserva-

producción (R/P) de 32.3 años, para el agregado de reservas probadas más probables (2P) es de 20.2 años y para las reservas probadas equivale a 9.7 años (Ver gráfica 19).

Gráfica 19. Integración por categoría de las reservas remanentes totales de gas natural al 1 de enero de 2007

(Miles de millones de pies cúbicos)

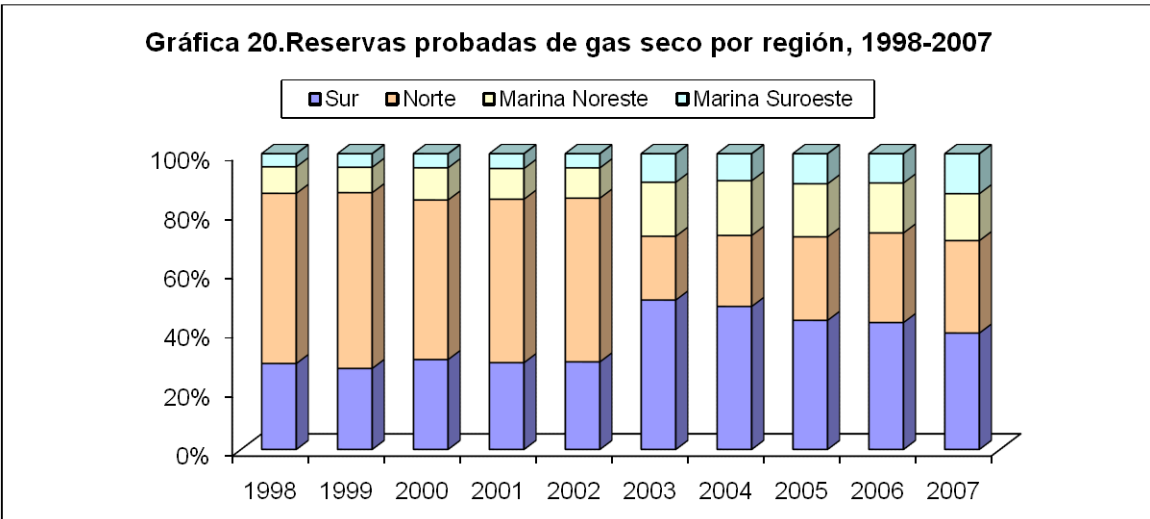


Fuente: Sener, 2007.

Un factor importante para el incremento de las reservas de gas natural, es que en los últimos años se han desarrollado descubrimientos de nuevos yacimientos, tales como los realizados en la Cuenca de Burgos, ubicados en campos que son básicamente de gas no asociado; otro más en el yacimiento en el campo Pirineo de la Cuenca de Sabinas, también de gas no asociado.

Los descubrimientos más importantes de gas no asociado se han localizado en aguas territoriales del Golfo de México; su contribución concentró 50.3% de las reservas 3P incorporadas, producto de los descubrimientos de aguas profundas. El descubrimiento del campo Lakach en aguas profundas, en el pozo Lakach-1 alcanza el fondo marino de una profundidad de 988 metros, lo que lo hace el mayor tirante de agua hasta la fecha. Este campo se ubica como el campo de gas húmedo no asociado más grande descubierto en aguas territoriales del Golfo de México y el cuarto campo de gas (seco o húmedo) descubierto hasta ahora en el país, en términos de reservas 3P.

En el periodo de estudio, las reservas probadas de gas natural en la región Norte han disminuido considerablemente y se puede decir que actualmente están a la par de las reservas que mantiene la región Sur.



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, varios años.

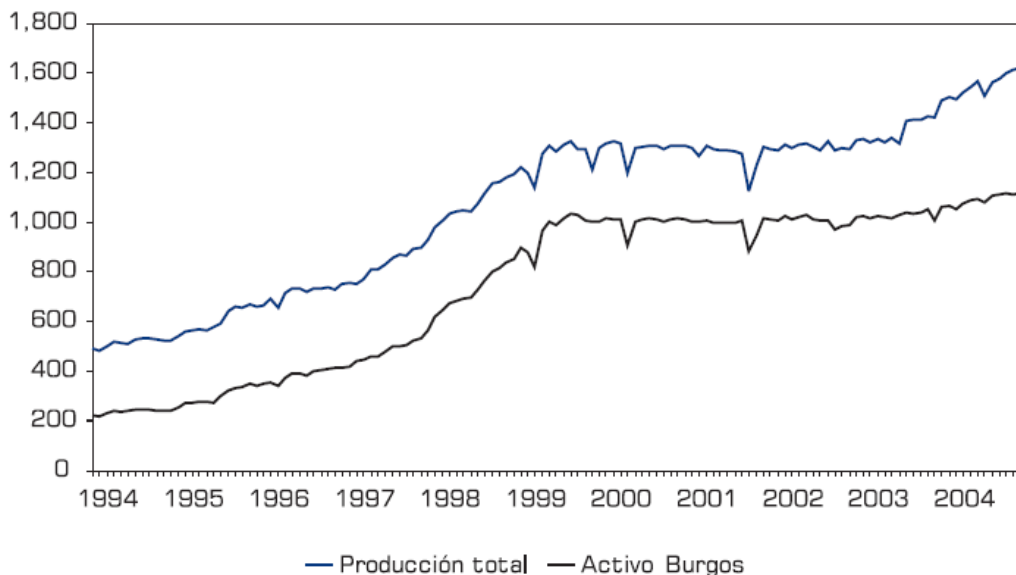
2.5.2 Extracción de gas natural

La producción de gas natural no asociado ha adquirido importancia en los últimos años, ya que permite reducir la dependencia del suministro de gas natural asociado con la producción de petróleo crudo.

En el país, la región Sur y la Norte son las principales abastecedoras de gas natural. Desde el año 1999, en la producción de gas natural, se mantiene una tendencia creciente, y la región Norte constituye el factor fundamental de crecimiento, el cual registró una tasa promedio anual de 13.2% en la producción de este hidrocarburo en los últimos 10 años.

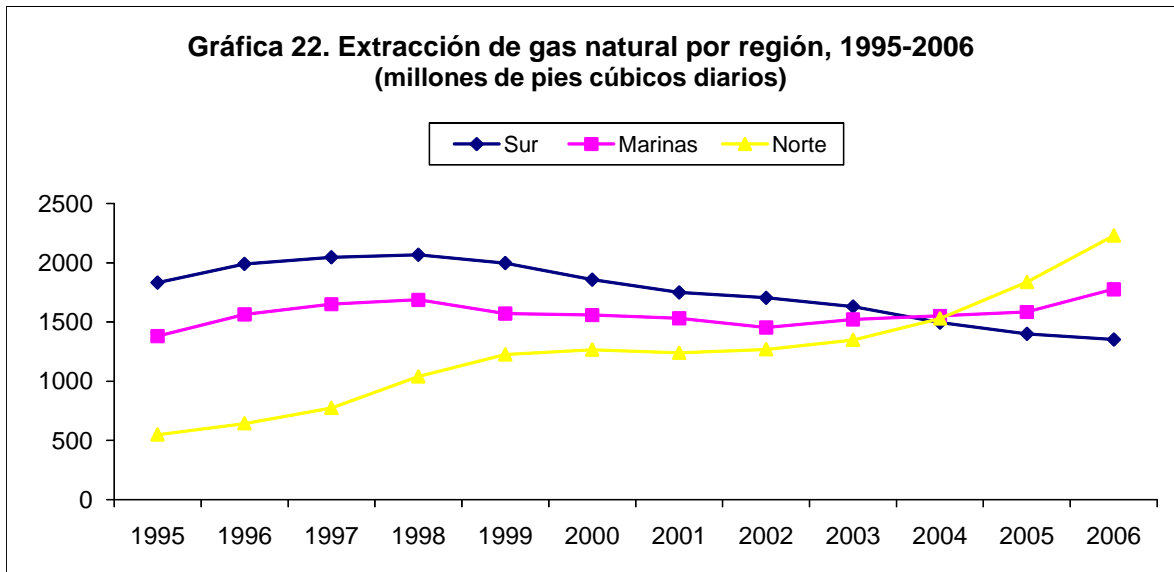
Sin duda, el desarrollo de la Cuenca de Burgos ha significado el mayor impulso para incrementar la producción del gas no asociado en México. Sin embargo, solo considerando la producción promedio de los activos Burgos, Veracruz y Altamira-Poza Rica han logrado que la región Norte alcance un volumen equivalente al 94.4% de total producido en la región.

**Gráfica 21. Producción nacional de gas no asociado, 1994-2004
(millones de pies cúbicos diarios)**



Fuente: Sener, 2005.

En el periodo de estudio la extracción de gas natural en la región Sur ha presentado una tendencia a la baja que le ubica por debajo de los niveles de extracción de las otras regiones. Y la región Norte ha logrado encabezar la extracción de gas natural en el país a partir del 2004 (Ver gráfica 22).

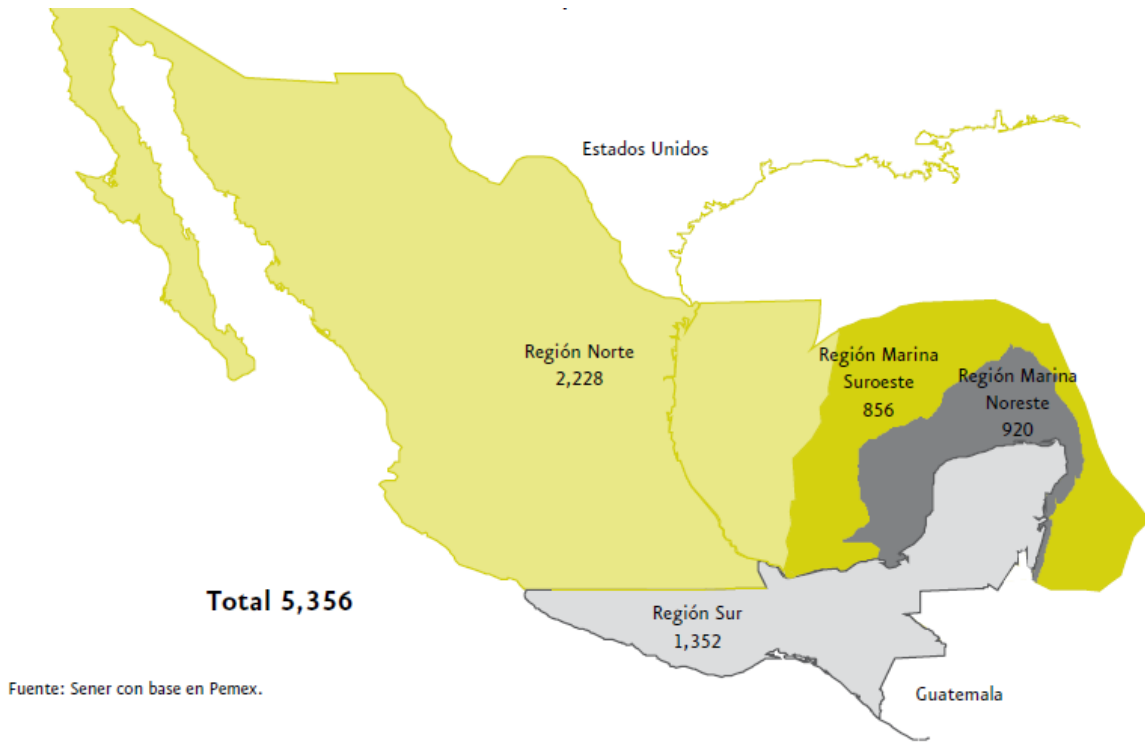


Fuente: Elaboración propia en base a Sener, varios años.

Es importante señalar que, según la Sener, durante el año de 2006 se terminaron 587 pozos de desarrollo, mismos que arrojaron una producción adicional promedio de 136.8 mbd de crudo y 385 mmpcd de gas. De los pozos terminados, 529 fueron terrestres y 58 marinos, de los cuales 541 resultaron productores, 171 de crudo y 370 de gas y condensado. Además, se descubrieron 19 campos, 4 de crudo y 15 de gas; se terminaron 69 pozos de exploración, de los cuales resultaron productores, 11 de crudo y 21 de gas natural.

Del total de pozos de exploración terminados, la mayor parte se ubicó en la Región Norte, principalmente en Burgos y Veracruz.

**Gráfica 23. Extracción de gas natural por región, 2006
(millones de pies cúbicos diarios)**



2.5.3 Procesamiento de gas natural

Como se indicaba anteriormente, el gas seco de campos ha cobrado cada vez mayor participación dentro de la oferta, este comportamiento se debe principalmente al desarrollo de campos de gas no asociado ubicados en la región Noreste.

Actualmente, PGPB cuenta con 10 complejos procesadores de gas, de ellos, ocho están ubicados en la región sur-sureste del país (en Chiapas, Tabasco y Veracruz) y dos en la región noreste (en Tamaulipas). En dichos complejos existe un total de 72 plantas de distintos tipos. Cabe señalar que administrativamente el Centro Procesador de Gas (CPG) Coatzacoalcos, funciona como tal desde abril de 1997, con la integración de la terminal refrigerada, la

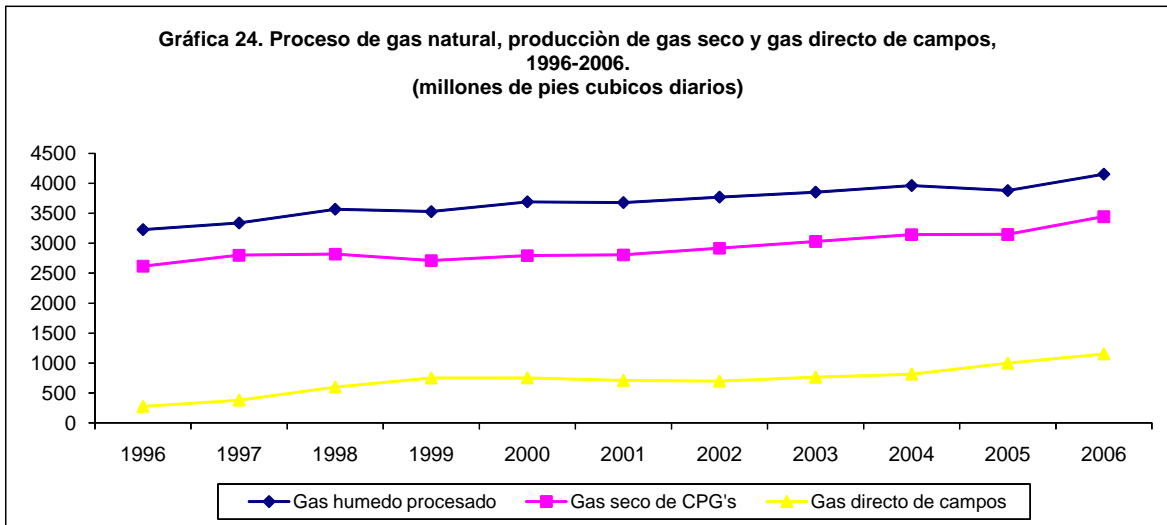
terminal de azufre, las plantas fraccionadoras de Morelos y Cangrejera, las plantas criogénicas de Cangrejera y Pajaritos, así como 600 km de ductos para transporte e integración (Sener, 2007).

Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex son los complejos más grandes de PGPB, en ellos se lleva a cabo la mayoría (93.5%) del endulzamiento de gas amargo; 68.6% del procesamiento del gas dulce (recuperación de líquidos) y una buena parte de la recuperación de azufre.

Con los objetivos de incrementar la oferta nacional de gas mediante la explotación de campos con reservas de gas no asociado en la cuenca de Burgos, y de disponer de los activos necesarios para manejar un mayor volumen de gas en el área de Reynosa, los organismos subsidiarios PEP y PGPB han diseñado una estrategia de crecimiento denominada “Proyecto integral Burgos”. Esta estrategia ha incrementado notablemente la capacidad de procesamiento de gas en el CPG Burgos, ya que entre los años de 2004 y 2006, PGPB puso en operación cuatro plantas criogénicas, con capacidad de 200 mmpcd de gas húmedo dulce cada una.

Adicionalmente, PGPB inició la construcción de las criogénicas 5 y 6 dentro del CPG Burgos; obra que permitirá disponer de infraestructura para procesar 1,200 mmpcd de gas húmedo dulce proveniente de la Cuenca de Burgos.

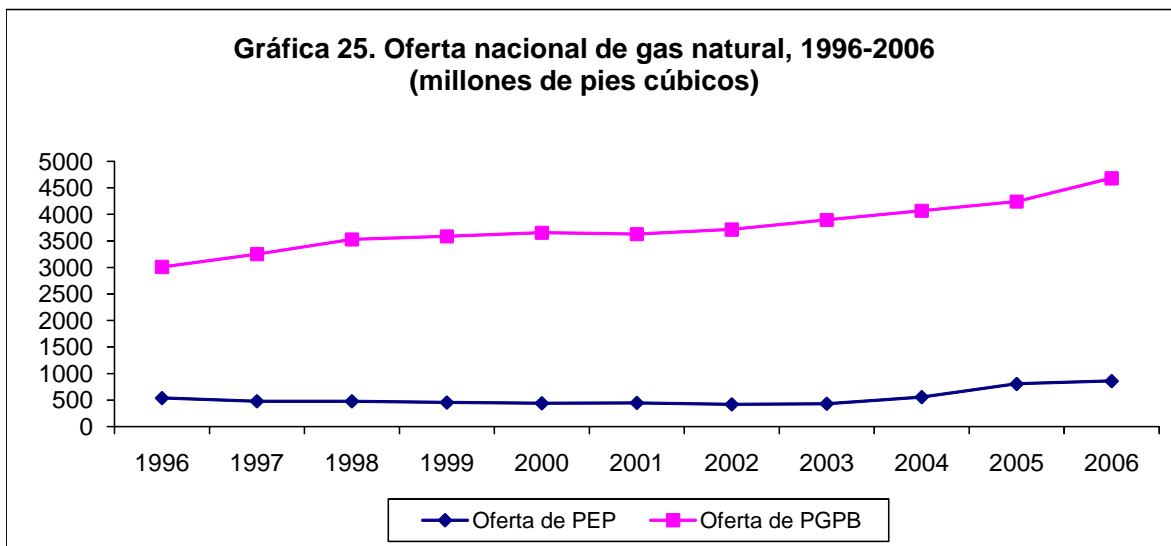
En el periodo 1996-2006, el volumen de gas húmedo procesado ha sido significativamente superior al volumen producido de gas seco y de gas directo de campos (Ver gráfica 24).



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, varios años.

La oferta nacional de gas se compone del gas seco de proceso de PGPB y el usado por PEP en operaciones y recirculaciones, y otras corrientes que complementan la oferta de PGPB. Así, el gas seco que se oferta en México es 15.5% de PEP gas que no sale al mercado nacional, salvo un volumen marginal que se entrega a PR; y 84.5% de PGPB que es comercializado tanto para el mercado interno como externo, y para los insumos de gas de las otras subsidiarias de Pemex.

Como se indica en el párrafo anterior, la brecha que existe entre la oferta nacional de gas natural de PGPB y la de PEP no corresponde a una situación especial, sino que ha prevalecido en los 10 años que comprende el periodo de estudio. De este modo, la oferta nacional de gas natural de PGPB ha presentado una tendencia creciente sostenida y superior a la oferta de PEP en el tiempo (ver gráfica 25).



Fuente: Elaboración propia en base a Sener, varios años.

En los últimos años se ha incrementado la oferta de gas húmedo dulce, particularmente en la región Norte. La producción de gas seco proveniente del gas húmedo dulce de la cuenca de Burgos, que procesan los complejos de Reynosa y Burgos, ha sido importante en el periodo, pues destaca la aportación de ambos CPG's, las cuales han representado en promedio el 20% de la producción nacional de gas seco.

Otro aspecto importante en el incremento de la oferta de gas de PGPB, es el aumento en el volumen del gas seco directo de campos enviado de PEP a PGPB durante la década. Este gas dulce de campos ha crecido a 15.3% anual entre 1996 y 2006, llegando a representar 21.7% del gas disponible de PGPB. Gran parte del origen de este gas proviene del desarrollo de campos de gas no asociado, principalmente en la cuenca de Burgos.

2.5.4 Infraestructura de transporte y distribución

La infraestructura de transporte y distribución de gas natural en México está constituida por ductos de diferentes diámetros y longitudes, trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, válvulas troncales, pasos aéreos y cruces de ríos, de carreteras y de ferrocarriles (Sener, 2007).

Dentro de la extensión del ducto existen estaciones de compresión las cuales permiten incrementar las presiones para hacer llegar, en condiciones operativas óptimas, el producto a su destino. Estos sistemas transportan y distribuyen el gas sin interrupción las 24 horas del día, los 365 días del año.

Gráfica 26



La infraestructura de transporte de gas natural del país está constituida principalmente por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)² .y el sistema Naco-Hermosillo, ambos pertenecientes a PGPB, así como gasoductos fronterizos en las regiones Noreste y Noroeste, algunos conectados al SNG y otros aislados, estos últimos son propiedad de privados. El SNG cuenta con una extensión de 8,704 km de longitud y pasa por 18 estados de la República, mientras que el sistema aislado de Naco-Hermosillo se extiende con una longitud de 339 km y esta conectado al sur del estado de Arizona en Estados Unidos.

A partir de 1995 se realizaron diversas reformas a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que permitieron la participación de la inversión privada en el sector del gas natural. En consecuencia, en este rubro, PGPB no es un monopolio, sino que participa en un mercado abierto a la competencia. Hoy, PGPB transporta el gas natural a los grandes consumidores, así como a la entrada de las ciudades, mientras que la distribución al interior de éstas, en la mayoría de los casos, está a cargo de empresas privadas de distribución. Las empresas que han recibido permisos de distribución en diversas zonas geográficas del país por parte de la CRE, cuentan con sus propios gasoductos.

² El Sistema Nacional de Gasoductos inicia en Chiapas y pasa por Tabasco y Veracruz hasta con Tamaulipas con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro; posteriormente se prolonga por los estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con líneas de 24 y 36 pulgadas de diámetro. Además, existen tres líneas importantes de 18, 24 y 36 pulgadas que recorren el centro del país pasando por los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luís Potosí, Michoacán y Jalisco.

Cuadro 8

Estaciones de compresión de gas natural, 2006 (horse power)

Compresión PGPB			Compresión Privada		
Región	Estación	Potencia Instalada (HP)	Región	Estación	Potencia Instalada (HP)
Noreste	Chavez	3,330	Noroeste	Naco	14,300
Noreste	Ojo Caliente	4,320	Noreste	Gloria a Dios	14,300
Noreste	Santa Catarina	9,400	Noreste	El Sueco	6,160
Noreste	Los Ramones	21,250	Noreste	El Caracol	48,000
Noreste	Estación 19	23,700	Noreste	Los Indios	48,000
Centro-Occidente	Valtierrilla	4,700	Centro-Occidente	Huimilpan	6,750
Sur-Sureste	Cempoala	55,000	Total compresión Privada		137,510
Sur-Sureste	Lerdo	55,000			
Sur-Sureste	Chinameca	55,000			
Sur-Sureste	Cardenas	55,000			
Sur-Sureste	Cd. Pemex*	7,150			
Total compresión PGPB		293,850			
Total compresión				431,360 HP	

* Propiedad de PEP
Fuente: PGPB.

Al cierre de 2006, Pemex operaba 11 estaciones de compresión, de las cuales 10 son propiedad de PGPB y una de PEP, la estación Cd. Pemex. La capacidad de compresión instalada de Pemex tiene una potencia de 293,850 horse power (HP). Además, existe una capacidad de potencia de 137,510 HP de seis estaciones de compresión de privados. Las 17 estaciones de compresión acumularon una capacidad de transporte total de 431,360 HP.

2.5.4.1 El Sector privado

Con el objeto de impulsar una política de aprovechamiento del gas natural, un combustible limpio, eficiente y seguro, en 1995 el gobierno mexicano emprendió una reforma estructural de esta industria (Sener, 2007).

Dicha reforma propone maximizar los beneficios ligados a este combustible y desarrollar una infraestructura de gasoductos acorde con las necesidades del

país. En esencia, esa reforma estructural permite la participación privada en actividades que previamente estaban reservadas al Estado a través de Pemex, tales como el transporte, el almacenamiento, distribución por medio de ductos, así como el comercio exterior y comercialización de gas en territorio nacional.

La reforma de 1995 propone incorporar un esquema de convivencia entre el sector público y el privado, dentro del marco constitucional vigente. De conformidad con la visión de largo plazo de la industria de gas natural se introdujeron las reformas pertinentes a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo y se expidió el Reglamento de gas natural, con el fin de brindar certidumbre jurídica a los inversionistas interesados en incursionar en el sector.

2.5.4.2 La Distribución

A partir de la publicación del Reglamento de gas natural en 1995, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) inició la definición de las zonas geográficas de distribución y los procesos de licitación para otorgar permisos de distribución de gas natural en dichas zonas (Sener, 2007).

Hasta el mes de diciembre de 2006, la CRE había otorgado 22 permisos definitivos a diferentes consorcios privados, que contaban con participación de capital nacional y extranjero, para llevar a cabo la distribución del gas natural en distintas zonas geográficas del país.

Las actividades de distribución se han concentrado en las regiones Noreste y Centro, ya que en estos estados el mercado de consumo de gas natural ha crecido, lo que ha permitido continuar con proyectos de desarrollo de infraestructura dentro de estas zonas.

Como se puede apreciar en el cuadro 9, la mayor longitud de ductos para distribución de gas natural se presenta en la Región Noreste, la cual esta estimada al cierre del segundo quinquenio del 2006 en 23,976 km, la cual transporta un volumen promedio de 456.6 mmpcd, alcanzando una cobertura de 1,311,695 usuarios y ha representado una inversión de 236,397 miles de millones de dólares.

Cuadro 9

Situación de los permisos de distribución de gas natural al segundo quinquenio por región en total

	Longitud (km) al cierre del Q ²	Volumen promedio mmpdc	Cobertura de usuarios al cierre del Q ²	Inversión (miles de dólares) ¹
Total nacional	40,135	946.2	2,696,589	652,885
Total Región Noreste	23,976	456.6	1,311,695	236,397
Total Región Centro	11,072	325.7	1,097,802	270,561
Total Región Centro-Occidente	4,290	151.5	246,130	142,109
Total Región Noroeste	796	12.4	40,962	3,818

¹ A miles de dólares de diciembre de 2006

² Empresas que todavía se encuentran en el primer periodo de cinco años

Fuente: Elaboración propia en base a Sener, 2007.

De acuerdo con el Informe anual 2006 de la CRE, los permisionarios de distribución reportaron a la Comisión una cobertura de 1,837,329 usuarios, 831.9 mmpcd conducidos, 35,350 km de la red principal y sus conexiones en 2006.

La CRE tiene una expectativa para los próximos cinco años, de que habrá una cobertura 2,696,589 usuarios, se pretende asegurar inversiones por 652.3 millones de dólares y se buscará extender las redes de suministro de gas natural de estos permisionarios hasta alcanzar una longitud acumulada de 40,135 km, y manejando un volumen promedio de 946.2 mmpcd para todos los usuarios.

Cuadro 10

Situación de los permisos de distribución de gas natural al segundo quinquenio por región

Permisario	Localización	Longitud (km) al cierre del Q ²	Volumen promedio mmpcd	Cobertura de usuarios al cierre del Q ²	Inversión (miles de dólares) ¹	
Total nacional		40,135	946.2	2,696,589	652,885	
Total Región Noreste		23,976	456.6	1,311,695	236,397	
1	Cía. Nacional de Gas	Piedras Negras	700	7.2	27,549	2,005
2	DGN de Chihuahua	Chihuahua	1,664	33.0	80,342	36,406
3	Gas Natural de México (Saltillo)	Saltillo-Ramos Arispe-Arteaga	1,829	32.1	91,263	23,743
4	Cía. Mexicana de Gas	Monterrey	1,429	63.4	75,654	6,572
5	Gas Natural de México (Nvo. Laredo)	Nuevo Laredo, Tamaulipas	910	5.9	41,582	6,072
6	Gas Natural de Juárez	Ciudad Juárez	3,814	30.7	200,148	68,378
7	Gas Natural del Río Pánuco	Río Pánuco	655	23.3	29,828	4,627
8	Tamaulipas	Norte de Tamaulipas	754	14.3	42,541	4,653
9	Gas Natural México (Monterrey)	Monterrey	11,351	231.9	687,570	72,857
10	DGN La Laguna Durango	Torreón-Gómez Palacio-Ciudad Lerdo-Durango	870	14.7	35,218	11,084
Total Región Centro		11,072	325.7	1,097,802	270,561	
11	Gas Natural México (Toluca)	Toluca	1,327	33.7	60,485	26,759
12	Comercializadora Metrogas	Distrito Federal	4,246	84.4	632,629	159,303
13	Consortio Mexi-Gas	Valle Cuautitlán-Texcoco	4,263	151.8	324,293	59,632
14	Distribuidora de Gas Natural México ²	Valle Cuautitlán-Texcoco	95	8.7	4	8,967
15	NATGASMEX	Puebla-Tlaxcala	1,142	47.2	80,391	15,900
Total Región Centro - Occidente		4,290	151.5	246,130	142,109	
16	Distribuidora de Gas de Querétaro	Querétaro	1,628	43.7	68,228	33,450
17	Gas Natual México (Bajío) ²	Silao-León-Irapuato	788	22.5	72,384	33,343
18	Gas Natural México (Bajío Norte) ²	Zona Bajío Norte	719	40.4	55,715	41,065
19	Distribuidora de GN de Jalisco	Guadalajara	1,155	45.0	49,803	34,251
Total Región Noroeste		796	12.4	40,962	3,818	
20	DGN de Mexicali	Mexicali	281	10.0	19,263	3,161
21	Gas Natural del Noroeste	Hermosillo	392	1.8	17,184	0
22	Distribuidora de Gas de Occidente	Cananea, Sonora	123	0.6	4,515	657

¹ A miles de dólares de diciembre de 2006

² Empresas que todavía se encuentran en el primer periodo de cinco años.

Fuente: CRE.

2.5.4.3 Transporte de acceso abierto

El transporte de acceso abierto es una actividad regulada o sujeta a permisos que consiste en recibir, conducir y entregar gas natural por medio de gasoductos en un trayecto aprobado por la CRE, mediante la prestación de servicios en base firme e interrumpible, cuando esta última modalidad de servicio

sea factible y esté disponible para los usuarios, de acuerdo con las condiciones generales para la prestación del servicio (Sener, 2007).

Como se puede apreciar en el cuadro 11, el Sistema Nacional de Gasoductos de PGPB posee la mayor longitud de transporte que alcanza los 8,704 km y transportan un volumen promedio de 5,107 mmpcd y que representa una inversión de 436.5 millones de dólares.

Cuadro 11
Permisos de transporte de acceso abierto de gas natural a septiembre de 2007

Permisario	Localización	Longitud* (km)	Volumen promedio (mmpcd)	Inversión* (millones de dólares)	Estatus
1 Gasoductos de Chihuahua	San Agustín Valdivia-Samalayuca	38.0	328.4	18.2	Operando
2 Igasamex Bajío	Huimilpan - San José Iturbide	2.5	12.7	0.3	Operando
3 Energía Mayakan	Ciudad Pemex - Valladolid	710.0	285.1	276.9	Operando
4 FINSA Energéticos	Matamoros, Tamps.	8.0	7.9	0.2	Operando
5 Gasoductos del Bajío	Valtierrilla - Aguascalientes	203.0	90.1	56.5	Operando
6 Transportadora de GN de Baja California	San Diego - Rosarito	36.0	809.4	28.2	Operando
7 Pemex Gas y Petroquímica Básica	Naco - Hermosillo, Son.	339.0	109.9	22.1	Operando
8 Pemex Gas y Petroquímica Básica	Sistema Nacional de Gasoductos	8,704.0	5,107.0	436.5	Operando
9 Kinder Morgan	Cd. Mier - Monterrey	137.2	374.3	82.0	Operando
10 Ductos de Nogales	Frontera México - EUA-Nogales	14.9	15.4	4.1	En construcción
11 Gasoductos Baja Norte	Los Algodones - Tijuana, B.C.	217.0	400.0	124.6	Operando
12 Tejas de Gas de Toluca	Palmillas - Toluca	123.2	96.1	31.0	Operando
13 Transportadora de Gas Zapata	Puebla - Cuernavaca	164.2	165.6	75.9	Por iniciar obras
14 El Paso Gas Transmission de México	Naco - Agua Prieta, Son.	12.5	215.1	6.6	Operando
15 Gasoductos de Tamaulipas	Reynosa - San Fernando	114.2	2,460.0	238.7	Operando
16 Gasoductos del Río	Valle Hermoso, Tamps.	57.9	409.7	39.3	Operando
17 Conceptos Energéticos Mexicanos	Tijuana, B.C.	1.6	9.4	0.8	Operando
18 Transportadora de Gas Natural de la Huasteca	Terminal de GNL Altamira, Tamps.-Tamazunchale, S.L.P.	127.0	349.2	163.0	En construcción
19 Tejas Gas de la Península	Valladolid - Nizuc y Punta Venado-Valladolid-Nizuc, Quintana Roo	234.5	6.5	139.5	Por iniciar obras
20 Terranova Energía	Matamoros-Argüelles Tamps	256.9	1.2	n.d.	Por iniciar obras
Total nacional		11,501.5	11,253.0	1,744.4	

* Cifra comprometida al quinto año del otorgamiento del permiso.

Fuente: CRE.

Por tamaño de infraestructura, el permisionario Energía Mayakan se ubica en segundo lugar, localizada en Ciudad Pemex-Valladolid, posee una longitud de transporte de 710 km, transporta un volumen promedio de 285.1 mmpcd y representa una inversión de 276.9 millones de dólares.

De entre los distribuidores se destaca al permisionario Gasoductos de Tamaulipas, que por el volumen promedio de transporte (2,460 mmpcd), con una longitud de transporte de 114.2 km., se ubica en segunda posición después de PGPB, con una inversión de 238.7 millones de dólares.

Al mes de septiembre de 2007, se habían otorgado 20 permisos de transporte de acceso abierto, que incluyeron el SNG y el gasoducto de Naco-Hermosillo, ambos pertenecientes a PGPB, además de 18 permisos de transportistas particulares.

Estos 20 permisos de acceso abierto acumulan una longitud 11,511.5 km, con programas de inversiones por 1,744.4 millones de dólares, ambas cantidades comprometidas al quinto año del otorgamiento de todos los permisos. La expectativa de desarrollo del transporte de gas natural es positiva en virtud de que la capacidad actual de transporte correspondiente a permisos de inversión privada se encuentra en su mayoría reservada y a la expectativa de crecimiento de la demanda de gas natural.

2.5.4.4. Precio nacional de gas natural

La Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural, emitida por la CRE, tiene por objeto establecer las metodologías que, conforme al Reglamento de Gas Natural, deberán utilizar las empresas reguladas para determinar los precios y las tarifas en la industria del gas natural. Entre las actividades reguladas por esta Directiva

se comprenden a las ventas de primera mano y la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural (Sener, 2007).

La Directiva establece diferentes precios según la actividad regulada en la cadena de valor del gas natural a que se refiera, siendo el precio de venta de primera mano el más importante para conformar aquel precio que PGPB realizará bajo contrato a sus clientes.

Así, el precio al público se puede integrar con el precio de referencia, los gastos de importación³, el gas combustible (fuel), la tarifa de transporte de la zona donde se ubica el cliente, el costo del servicio de acuerdo al tipo de contrato firmado con PGPB, y el impuesto al valor agregado (IVA) del 15%, o del 10% si se trata de la franja fronteriza.

El Artículo 8 del Reglamento de gas natural, establece que la metodología de cálculo del precio máximo del gas natural objeto de las ventas de primera mano⁴ debe reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

Para determinar los precios de referencia para los puntos fronterizos de Reynosa, Cd. Juárez y Naco, se considera el mercado de gas del sur de Texas, los cuales para su determinación se realiza con base en índices de precios de las principales cuencas productoras de gas natural en el sur de Estados Unidos y el índice del gasoducto americano llamado Texas Eastern Transmisión Corp. South Texas zone (Tetco).

³ De acuerdo con los Mecanismos de Precios autorizados, los gastos de importación se aplican exclusivamente a las zonas tarifarias de Chihuahua Importación, Chihuahua Norte, Anáhuac, Samalayuca y Naco.

⁴ Es el precio más alto que Petróleos Mexicanos podrá cobrar por el gas entregado a la salida de las plantas de proceso o en el punto o puntos de entrega que determine el adquirente.

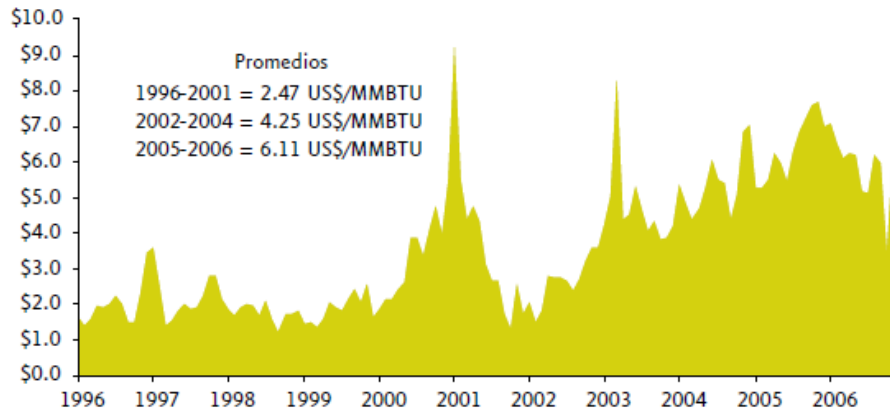
A partir del precio en Reynosa, que considera el índice Tetco, se calcula el precio en Cd. Pemex (Tabasco) mediante un mecanismo de netback que permite reflejar el costo de oportunidad del gas seco respecto del mercado del sur de Texas.

Los precios del gas natural en México sufren una alta volatilidad, más aún cuando la demanda nacional rebasa con mucho a la oferta, ya que nuestros precios son reflejo de los precios internacionales a los que tiene acceso el mercado mexicano para cubrir dicha demanda, es decir a través de importaciones principalmente provenientes de la Costa Este de los Estados Unidos.

En los últimos años el precio de referencia en Cd. Pemex ha venido incrementándose paulatinamente. Entre 1994 y 1999, el precio en Cd. Pemex promedió 1.80 US\$/MMBTU, mientras que entre los años 2000 y 2004 el precio de referencia en Ciudad Pemex promedió 3.59 dólares por MMBTU, sin embargo los precios más elevados se alcanzaron durante los años 2001 y 2003. En el primer caso, según la Sener (2004), esto ocurrió en enero de 2001, debido a que durante los últimos días de 2000, la mayor parte del territorio estadounidense se vio afectado por condiciones climáticas adversas que, conjuntamente con la percepción de bajos niveles de almacenamiento, repercutieron en un severo aumento en los precios del gas natural en el mercado spot, y consecuentemente el índice mensual de referencia de Ciudad Pemex alcanzó un máximo histórico sin precedente de 9.21 dólares por MMBTU para enero de 2001.

Gráfica 27

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



Fuente: Sener con base en la CRE.

Durante marzo de 2003, y en general en el primer trimestre de ese año, los precios del gas natural en el mercado spot experimentaron un comportamiento altamente fluctuante, registrando un índice de 8.28 dólares por MMBTU para marzo en Ciudad Pemex, mientras que el promedio anual fue de 4.71 dólares por MMBTU.

En 2006, la referencia en Cd. PEMEX presentó una tendencia descendente respecto a 2005, y alcanzó un promedio de 5.87 US\$/MMBTU, es decir fue 7.6% más barato que en 2005. En el transcurso de 2006, este indicador siguió bajando hasta registrar en octubre un precio de 3.37 US\$/MMBTU.

En cada zona geográfica de distribución, las compañías distribuidoras aplican al precio que adquirieron el gas, cargos específicos por distribución, por tipo de cliente, servicio y rango de consumos⁵, con base en la autorización de la CRE, y a partir de ello construyen su precio al público.

⁵ En términos generales, los cargos autorizados se clasifican entre otros, en cargos por capacidad, cargos por uso y cargos por servicio fijo.

En 2006, los precios al público promedio nacional de gas natural fueron de: 12.23 US\$/MMBTU para los usuarios del sector residencial, 9.11 US\$/MMBTU para el sector servicios o comercial y 7.82 US\$/MMBTU en el sector industrial. Estos precios en promedio fueron 8.8% más bajos que los de 2005.

Durante 2005 y 2006 estuvieron vigentes diversos instrumentos jurídicos expedidos por el titular del Ejecutivo Federal tendientes a mitigar la volatilidad de los precios del gas natural en beneficio de los consumidores nacionales de este energético. El decreto estableció un precio máximo a los usuarios residenciales de menores consumos, hasta por 60 metros cúbicos en promedio mensual, y de igual forma, se fijó el precio máximo del gas natural a los consumidores industriales y a los permisionarios de distribución y sus empresas filiales.

2.5.4.5. Comercio exterior

La demanda de gas natural en México se ha elevado aceleradamente en los últimos años, y sin duda ésta ha sido impulsada por nuevos proyectos industriales y eléctricos, sin embargo, la producción nacional de gas se ha vuelto insuficiente para cubrir el crecimiento de la demanda interna. Así, mientras que en 1994 el volumen de las importaciones representaba 3.8% de la oferta total para cubrir la demanda, en 2004 esta participación se elevó a 19.6%. En 2004 el volumen importado fue 1,124 mmpcd, es decir 13.0% más que el importado durante 2003.

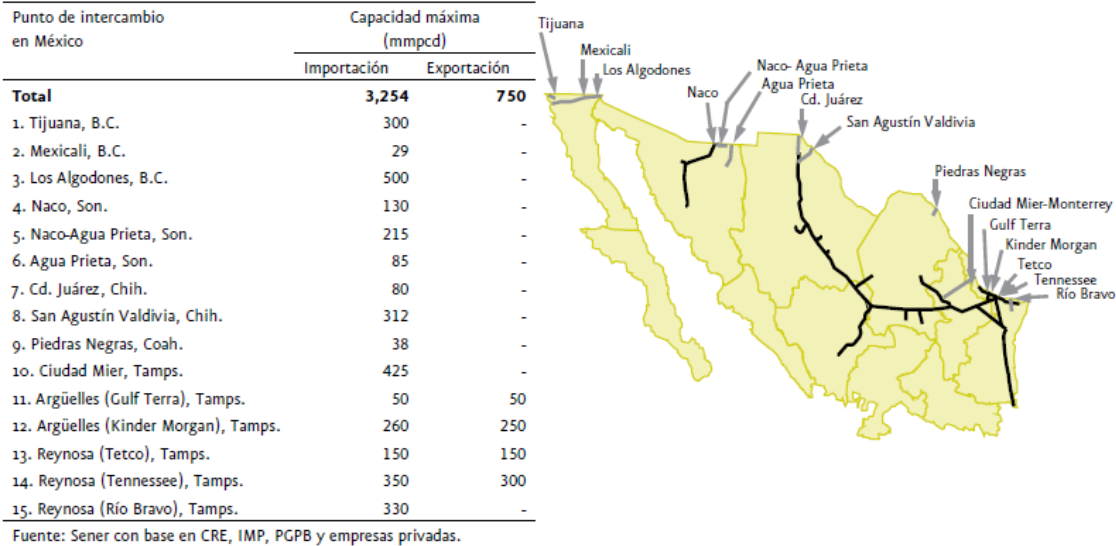
El comercio exterior de gas natural en México se realiza a través de gasoductos distribuidos en la franja fronteriza con Estados Unidos y por medio de los cargamentos de GNL que arriban a la terminal de regasificación de Altamira.

Según la Sener, en el caso de los gasoductos, se tienen 15 puntos de interconexión con Estados Unidos. Este conjunto acumuló a diciembre de 2006

una capacidad máxima de transporte de aproximadamente de 3,254 mmpcd para importar gas, considerando las capacidades contratadas en base firme e interrumpible en cada punto de interconexión. Ocho de estas interconexiones pertenecen a sistemas aislados a los que no puede llegar la producción nacional; y de los siete restantes, los ductos de Gulf Terra, Kinder Morgan, Tetco y Tennessee, pueden ser utilizados en forma bidireccional para exportar un volumen máximo de gas de 750 mmpcd hacia el sur de Texas.

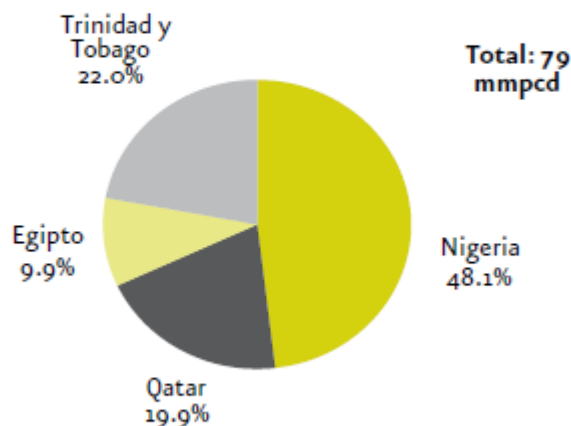
Como se puede apreciar en la gráfica 28, los mayores niveles de importación se realizan desde los puntos de intercambio ubicados en Tijuana, Los Algodones, Baja California, San Agustín Valdivia, Chihuahua, Ciudad Mier y Reynosa Tamaulipas.

Gráfica 28
Capacidad de las interconexiones de gas natural con Estados Unidos
(millones de pies cúbicos diarios)



Durante agosto de 2006, la importación del GNL en México comenzó con la entrada en operaciones de la Terminal de GNL en Altamira. Esa terminal recibió un total de 11 cargamentos de gas natural en estado líquido entre agosto y diciembre de 2006, los cuales provinieron de Nigeria, Qatar, Egipto y Trinidad y Tobago (ver gráfica 29).

Gráfica 29
Importaciones de gas natural licuado por país
de origen, 2006
(participación porcentual)



Nota: Los totales pueden no coincidir con el 100% debido al redondeo.
Fuente: Gas del Litoral.

2.5.4.6 Balance oferta-demanda

El consumo sectorial de energéticos en México está definido según los usos. Así, el sector transporte, siendo el mayor consumidor de energía, lo que más demanda es gasolina. En particular, quienes consumen más gas natural en el país son el sector petrolero, eléctrico e industrial, en ese orden de importancia. La demanda de consumo de este energético en los sectores transporte, agropecuario, residencial y de servicios, es a penas significativa.

En el sector industrial, en particular, el gas natural es el combustible mas utilizado y ha desplazado al combustóleo como insumo energético del sector, derivado de una mayor eficiencia en su combustión, menores emisiones contaminantes, aunado a las regulaciones ambientales cada vez más estrictas en algunas zonas del país densamente pobladas y llamadas críticas en términos ambientales, donde se encuentran los corredores industriales mas importantes del país.

En el sector eléctrico el gas natural se emplea principalmente en las centrales termoeléctricas convencionales a vapor, turbogas y ciclo combinado. La instalación de turbinas de gas en plantas de ciclo combinado ha sido una opción tecnológica muy atractiva para la generación de electricidad en los últimos años y esto ha fomentado el crecimiento de la demanda del gas natural en este segmento.

Por último, el sector petrolero es el de mayor consumo de gas natural en el mercado, dividido principalmente por aquella demanda de gas combustible que utilizan las subsidiarias y por aquellos volúmenes destinados a lo inyectado a los pozos para la obtención de petróleo crudo. De este modo, Pemex, como único productor de hidrocarburos, también es el mayor consumidor de gas natural.

El balance nacional de gas natural para el periodo 1990-2006, muestra que el aumento de la demanda ha sobrepasado nuestra capacidad por incrementar la producción nacional en prácticamente todos los años, salvo 1999. Tan solo el déficit entre la oferta y la demanda interna promedió 732 mmpcd entre 2000 y 2006. Este incremento en el consumo del hidrocarburo tiene su principal explicación en la puesta en marcha de centrales de ciclo combinado para la generación de electricidad, la sustitución moderada del combustóleo en el sector industrial y, en menor medida, el uso de gas natural en el sector residencial y de servicios.

Por otro lado, la subsidiaria PGPB, la cual es considerada una plataforma para apoyar el desarrollo y el crecimiento del país y que sirve para la conformación de cadenas productivas, y según lo revisado en este capítulo, en el periodo de estudio se puede apreciar que esta importante industria ha estado en franco estancamiento en materia de inversión pública lo que ha provocado una importante caída en la producción de petroquímicos, desmantelamientos de algunas plantas de PPQ y un crecimiento acelerado de las importaciones de estos productos en los últimos años.

Según la Sener, se estima que si la tasa anual de crecimiento económico alcanza el 3.6% en el 2016, el consumo interno de gas natural experimentará un crecimiento promedio anual de 3.3%, pasando de 6,531 mmpcd en 2006 a 9,031 mmpcd en 2016. Con ello, la demanda total de gas natural se incrementará en 38.3%, esto equivale a un volumen de 2,500 mmpcd más hacia el final del periodo, donde el sector eléctrico justificará 61.2%, las actividades del sector petrolero 22.0% y el sector industrial representará 11.9%; el resto corresponderán a incrementos por actividades de los otros tres sectores.

Todo indica que por un lado, los sectores mayormente consumidores seguirán siendo los mismos a menos que la política económica en materia de energéticos de un giro hacia la promoción de una política económica nacional que incentive a los otros sectores productivos del mayor uso y consumo de este noble energético, que además pudiera permitirnos mejorar las condiciones ambientales, así como promover en mayor medida el desarrollo de la producción de gas natural, que potencialmente es el energético del futuro.

Por el otro lado, en la medida que no se promueva una política de impulso para el desarrollo real del sector productor de gas natural mediante la aplicación de mayores niveles de inversión en infraestructura en ese sector, el déficit entre la oferta y la demanda será mayor.

CAPITULO III. POLITICAS PÚBLICAS EN EL AMBITO DEL GAS NATURAL

3.1 Las Políticas Públicas en el sector energético

El Sector Energético juega un papel preponderante en el crecimiento y desarrollo económico del país, no solo por constituir la principal fuente de recursos fiscales gubernamentales, sino también por la importancia de la energía en el funcionamiento del aparato productivo, y por ende, en el bienestar social de los usuarios en el país.

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) establece los principios y políticas del Ejecutivo Federal que constituyen el marco rector de la planeación nacional como objetivo central. Este gran objetivo enmarca las políticas y el quehacer cotidiano de la Secretaría de Energía y sus entidades coordinadas.

El Programa Sectorial de Energía 2007-2012 (PROSENER), partiendo de los grandes objetivos del Plan y guiado por el principio rector de mantener la soberanía de los recursos energéticos y el carácter público de las empresas del Estado, constituye el instrumento de planeación de mediano plazo que permite vincular los objetivos, estrategias y líneas de acción establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 (PND), con los objetivos y metas de corto plazo del Presupuesto de Egresos de la Federación.

El PND 2007-2012 se plantea, entre otros objetivos, lograr un crecimiento sostenido más acelerado y generar los empleos formales que permitan mejorar la calidad de vida de todos los mexicanos (PND, 2007).

La estrategia integral propuesta en este Plan esta basada en cinco grandes objetivos y ejes de acción que buscan alcanzar un mejor desempeño económico.

En el PND se establece que, en el ámbito del sector de hidrocarburos, deberá garantizar se suministre a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el

impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales. Ello requerirá de medidas que permitan elevar la eficiencia y productividad en los distintos segmentos de la cadena productiva. Para ello se plantean 7 estrategias:

ESTRATEGIA 1 Fortalecer las atribuciones rectoras del Estado sobre las reservas y la administración óptima de los recursos, procurando equilibrar la extracción de hidrocarburos y la incorporación de reservas, a fin de garantizar que las generaciones futuras de mexicanos gocen de los beneficios de la riqueza del subsuelo nacional.

ESTRATEGIA 2 Fortalecer la exploración y producción de crudo y gas, la modernización y ampliación de la capacidad de refinación, el incremento en la capacidad de almacenamiento, suministro y transporte, y el desarrollo de plantas procesadoras de productos derivados y gas.

ESTRATEGIA 3 Fomentar mecanismos de cooperación para la ejecución de proyectos de infraestructura energética de alta tecnología, así como promover proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que aporten las mejores soluciones a los retos que enfrenta el sector.

ESTRATEGIA 4 Revisar el marco jurídico para hacer de éste un instrumento de desarrollo del sector, fortaleciendo a Petróleos Mexicanos y promoviendo mejores condiciones de competencia en aquellas áreas en las que, por sus características, se incorpore inversión complementaria.

ESTRATEGIA 5 Adoptar las mejores prácticas de gobierno corporativo y atender las áreas de oportunidad de mejora operativa.

ESTRATEGIA 6 Fortalecer las tareas de mantenimiento, así como las medidas de seguridad y de mitigación del impacto ambiental.

ESTRATEGIA 7 Modernizar y ampliar la capacidad de refinación, en especial de crudos pesados.

3.1.1 Alineación del PROSENER con el PND (2007-2012)

La visión para el año 2030 del Programa Sectorial de Energía se plantea de la siguiente manera:

“...es un sector energético que opera con políticas públicas y un marco fiscal, laboral y regulatorio, que permite contar con una oferta diversificada, suficiente, continua, de alta calidad y a precios competitivos; maximiza la renta energética; asegura, al mismo tiempo, un desarrollo sostenible en términos económicos, sociales y ambientales; y logra que el sector aproveche las tecnologías disponibles y desarrolle sus propios recursos tecnológicos y humanos. Asimismo, promueve el desarrollo eficiente de mercados nacionales y la participación en mercados internacionales, donde las empresas del Estado son competitivas, eficientes financiera y operativamente, con capacidad de autogestión y sujetas a rendición de cuentas” (Sener, 2007).

El Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012 pretende contribuir a lograr las siguientes metas planteadas en la Visión México 2030 y en el Plan Nacional de Desarrollo 2007 -2012 (PSE, 2007):

Eje 2.Economía competitiva y generadora de empleos:

- Meta de nivel de ingreso
- Meta de empleo
- Meta de competitividad
- Meta de desarrollo tecnológico
- Meta de infraestructura para el desarrollo

Eje 3.Igualdad de oportunidades:

- Meta de equidad entre regiones

Eje 4.Sustentabilidad ambiental:

- Meta de bosques y selvas

Eje 5.Democracia efectiva y política exterior responsable:

- Meta de gobernabilidad

Específicamente para el Sector Hidrocarburos, el PROSENER plantea los siguientes objetivos:

1. Garantizar la seguridad energética del país en materia de hidrocarburos.
2. Fomentar la operación del sector hidrocarburos bajo estándares internacionales de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas.
3. Elevar la exploración, producción y transformación de hidrocarburos de manera sustentable.

Para su alcance plantea 16 estrategias y varias líneas de acción, entre las cuales se destacan las siguientes:

Estrategia 1.1.- Establecer un marco jurídico y desarrollar las herramientas que permitan al Estado fortalecer su papel como rector en el sector de hidrocarburos.

Líneas de acción:

- Revisar el marco legal para fortalecer las estructuras administrativas de la Administración Pública Federal que regulan y realizan la supervisión de las distintas etapas de la cadena de valor del sector hidrocarburos.
- Establecer indicadores que reflejen la situación de la seguridad energética del país.

Estrategia 1.2.- Establecer mecanismos de supervisión e inspección que permitan el cumplimiento de metas y niveles de seguridad adecuados en el sector de hidrocarburos.

Líneas de acción:

- Establecer un sistema de gestión de la información para evaluar el desempeño de Pemex y el manejo del patrimonio petrolero de la Nación.
- Dar seguimiento a las metas establecidas en el sector.

Estrategia 1.3.- *Impulsar el rediseño del marco jurídico para mejorar la eficiencia en el sector hidrocarburos.*

Líneas de acción:

- Fortalecer el marco normativo del sector petrolero para que se convierta en un instrumento de desarrollo de la economía.
- Consolidar y ampliar las acciones regulatorias para asegurar condiciones de competencia en las áreas no consideradas como estratégicas.
- Revisar el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, con el fin de que las actividades que se encuentran reservadas al Estado, sean acordes con lo establecido en la Constitución y en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

Estrategia I.1.4.- *Establecer mecanismos de cooperación para la ejecución de proyectos de infraestructura energética en toda la cadena de valor.*

Líneas de acción:

- Promover el establecimiento de convenios tecnológicos en la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos.
- Impulsar el establecimiento de mecanismos de cooperación para el desarrollo de proyectos de infraestructura energética que demanden tecnologías no disponibles actualmente en México.

Estrategia 2.1.- *Instrumentar mecanismos que permitan mejorar los sistemas y procesos de planeación, inversión y control de Pemex, así como otorgarle una mayor flexibilidad operativa.*

Líneas de acción:

- Identificar las áreas de Pemex que requieren mayor flexibilidad para el ejercicio eficiente de su gasto de operación e inversión y recomendar las modificaciones correspondientes al marco legal y normativo, asegurando la transparencia en los procesos de contratación.
- Incorporar en la planeación de Pemex elementos adicionales de análisis y prospectiva en materia de eficiencia, confiabilidad y calidad en la exploración y producción de crudo y gas, en la refinación, la petroquímica, así como en el almacenamiento, suministro y transporte de petrolíferos y gas.

Estrategia 2.2.- *Fortalecer la autonomía de gestión de Pemex, ligada a un esquema de metas y compromisos para los organismos subsidiarios y el corporativo, e instrumentar mecanismos que permitan una mayor rendición de cuentas y mejores prácticas de gobierno corporativo.*

Líneas de acción:

- Revisar la estructura de la información que se proporciona a los órganos de gobierno y comités técnicos, así como promover las adecuaciones que permitan una mayor efectividad en la toma de decisiones.
- Promover la adecuación de los procedimientos y mecanismos para la revisión de los asuntos sometidos a la consideración y aprobación de los órganos de gobierno y comités técnicos.

Estrategia 2.3.- *Promover la investigación y el desarrollo tecnológico como medios para enfrentar los retos del sector de hidrocarburos, tanto en el Instituto Mexicano del Petróleo, como en las instituciones de educación superior, a nivel nacional.*

Líneas de acción

- Promover modificaciones al marco jurídico que impulsen el fortalecimiento tecnológico del sector hidrocarburos.
- Fomentar la investigación aplicada y el desarrollo tecnológico en el sector de hidrocarburos.

Estrategia 2.4.- *Diseñar mecanismos para mejorar la seguridad de las instalaciones de Pemex.*

Líneas de acción.

- Promover un programa de mantenimiento de instalaciones petroleras de Pemex.
- Fomentar que se destinen recursos presupuestales al mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las instalaciones productivas y de transporte, almacenamiento y distribución.

Estrategia 3.1.- *Incrementar las reservas de hidrocarburos del país.*

Líneas de acción:

- Promover el desarrollo de programas multianuales de incorporación de reservas, que permitan elevar las tasas de restitución de reservas probadas.
- Establecer mecanismos que permitan destinar inversiones a la exploración de hidrocarburos para cumplir con los programas multianuales de incorporación de reservas.

Estrategia 3.2.- *Establecer niveles de producción de petróleo crudo y de gas natural que permitan maximizar la renta petrolera a lo largo del tiempo.*

Líneas de acción:

- Promover que las estrategias y las carteras de proyectos de Pemex estén orientadas a establecer una plataforma de producción de crudo y gas natural que, en congruencia con los esfuerzos en exploración para restituir reservas, permitan maximizar la renta petrolera en el futuro.
- Fomentar que se restablezca o incremente la producción de aquellos campos maduros y marginales que resulten económicamente viables.

Estrategia 3.3.- *Promover el desarrollo de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en campos no convencionales y aquellos que impliquen retos importantes.*

Líneas de acción:

- Impulsar el desarrollo de proyectos de exploración, desarrollo y producción de

hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México.

- Impulsar el desarrollo de proyectos de investigación para la localización y evaluación del potencial de los hidratos de metano.

Estrategia 3.4.- *Promover la recuperación y el aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, con estándares de seguridad y protección al ambiente.*

Líneas de acción:

- Establecer los mecanismos que permitan la captura de la renta económica derivada del aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral en beneficio de la Nación.
- Promover el aprovechamiento racional del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, así como la incorporación de nuevas reservas de este recurso.
- Promover esquemas que eviten la quema y el venteo del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.
- Promover el establecimiento de un marco normativo que garantice la seguridad de las personas y las instalaciones al recuperar y aprovechar el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.
- Establecer un sistema de control y supervisión de las operaciones adecuado para la recuperación y aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.

Estrategia 3.5.- *Fomentar la participación de la inversión complementaria en los proyectos de infraestructura energética para el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, con base en el marco jurídico y los análisis de rentabilidad de los proyectos.*

Líneas de acción:

- Impulsar el desarrollo de la infraestructura de procesamiento de gas natural para tener capacidad suficiente para aprovechar, de manera rentable, la producción del gas asociado y no asociado, así como sus productos.

- Construir nuevas estaciones de compresión y gasoductos, a través de los esquemas de inversión establecidos en el marco legal, para dar respaldo operativo y flexibilidad al Sistema Nacional de Gasoductos.
- Fomentar la instalación de sistemas de transporte de gas natural, por parte de particulares, para suministrar el hidrocarburo a nuevas zonas consumidoras en las principales ciudades y polos industriales del país, así como en las áreas con mayor saturación en sus sistemas de ductos, a través de nuevos esquemas de desarrollo.
- Impulsar la instalación de almacenamiento subterráneo de gas natural que permita dar flexibilidad a los sistemas de transporte y optimizar las condiciones de suministro.
- Diversificar las fuentes externas de suministro de gas natural, a través de la instalación de terminales de almacenamiento y regasificación en las costas del país, principalmente en la Costa del Pacífico, que permitan complementar la oferta nacional y disminuir la dependencia de las importaciones de Estados Unidos.
- Promover el fortalecimiento de las interconexiones con los Estados Unidos para manejar el balance operativo del sistema de gas natural.

Estrategia 3.6.- *Promover la inversión y establecer mecanismos que permitan una mayor competitividad en el mercado de gas L.P., buscando que el servicio de transporte, almacenamiento y distribución se provea a precios competitivos, asegurando niveles adecuados de seguridad y la atención a sectores vulnerables de la población.*

Líneas de acción.

- Impulsar inversión en los proyectos de infraestructura energética en materia de gas L.P., con base en el marco jurídico y los análisis de rentabilidad de los proyectos.
- Modificar el Reglamento de Gas L.P. para promover una mayor competencia y el funcionamiento adecuado del mercado.
- Promover una mayor eficiencia en el mercado de gas L.P., con atención a los sectores de menor poder adquisitivo de la sociedad.

- Revisar y actualizar las Normas Oficiales Mexicanas orientadas a elevar la seguridad en la materia, de acuerdo con estándares internacionales.

Estrategia 3.7.- *Impulsar las acciones que permitan modernizar las refinerías, así como tomar medidas que permitan mejorar la rentabilidad de los procesos de refinación y de las operaciones asociadas a los mismos.*

Líneas de acción:

- Dotar a las refinerías de la infraestructura requerida para producir una mayor proporción de productos de alto valor agregado y elevar la calidad de los combustibles automotrices.
- Aumentar la capacidad de producción de petrolíferos de alto valor agregado, que permita disminuir las importaciones de gasolina en el actual entorno de demanda creciente.

Estrategia I.3.8.- *Promover la integración de la industria petroquímica nacional con la petroquímica básica a cargo del Estado, para atraer inversión complementaria a esta rama industrial y aprovechar la disponibilidad de hidrocarburos en el país.*

Líneas de acción.

- Revisar, en forma integral, la petroquímica de Pemex, impulsando la modernización tecnológica y de economía de escala de las cadenas rentables para reducir los costos de producción, tener procesos más eficientes, mayor integración con las etapas posteriores y un mejor cuidado del medio ambiente.
- Establecer mecanismos que promuevan una mayor participación de inversión complementaria en los procesos productivos del sector petroquímico.

3.1.2 Visión del Plan Nacional de Desarrollo

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2007-2012 establece las estrategias de la presente Administración para alcanzar la transformación del país en cinco

ejes rectores. Uno de esos ejes es Economía competitiva y generadora de empleos, donde se plasma la visión en el tema de la Energía. Referente al PND, el objetivo 15 de dicho rubro señala como objetivo el “Asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores”. (Prospectiva del GN, 2007)

Dentro del sector hidrocarburos, el plan resuelve siete estrategias para alcanzar el objetivo, enfrentar los retos y resolver su problemática. Dentro de estas estrategias, la más importante relacionada con la industria del gas natural en México es “Fortalecer la exploración y producción de crudo y gas, la modernización y ampliación de la capacidad de refinación, el incremento en la capacidad de almacenamiento, suministro y transporte, y el desarrollo de plantas procesadoras de productos derivados y gas”.

3.2 La Reforma energética en México

El 8 de abril de 2008, el Presidente Felipe Calderón envió al Senado su propuesta de reforma en materia energética (Sener, 2008).

En la PRIMERA INICIATIVA, el Ejecutivo presenta un diagnóstico que permite vislumbrar una industria petrolera que no esta acorde a *“las circunstancias cambiantes del entorno internacional, la evolución tecnológica en la industria y el surgimiento de nuevos retos de exploración y producción”*, y hace una propuesta de reforma a las disposiciones constitucionales referentes específicamente a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional.

El análisis presentado en la iniciativa de la industria petrolera nacional muestra una industria en donde la producción de petróleo ha venido disminuyendo de manera preocupante, en consistencia con la caída en la producción del yacimiento de Cantarell; a pesar de que en los últimos siete años la producción de

gas natural se ha incrementado, en términos de valor y en lo relativo a renta económica, la declinación en la producción de crudo dista mucho de poder ser compensada con el aumento en la oferta de gas; así mismo, desde 1984 se observa una constante reducción en el acervo de reservas totales del país; a pesar de los incrementos en inversión orientados a las tareas de exploración de la empresa registrados en años recientes, las tasas de restitución de reservas han estado por debajo del nivel que permite asegurar el sostenimiento de la producción a futuro; los poliductos, por su parte, operan en condiciones de saturación, lo cual ha llevado a situaciones críticas en los periodos de alta demanda; en lo relativo al almacenamiento y distribución, la autonomía nacional derivada de la capacidad de almacenamiento es muy limitada; y finalmente, las limitaciones de la transformación industrial de hidrocarburos naturales han incidido no solamente en la necesidad de importar gasolinas, gas natural y gas LP, sino más allá, en las cadenas productivas de la petroquímica y de productos químicos en general, que se han vuelto altamente deficitarias.

Para mejorar las condiciones en que se encuentra la industria petrolera en México, el Ejecutivo propone transformar el marco regulatorio que la rige. Ese cambio incluye, entre otras medidas, modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo.

La propuesta de cambio integral en el marco que regula su actuación plantea diversas modificaciones legales que, en conjunto, permitirán enfrentar los retos que se tienen como sociedad.

En primer lugar, implica permitir a la empresa aprovechar de manera más eficiente el apoyo de terceros, dándole la oportunidad de diseñar mecanismos de colaboración que conduzcan a reducir costos de operación y que propicien el mejor desempeño posible de las empresas participantes. Lo anterior, se subraya, debe enmarcarse en un mandato legal que precise la prohibición de comprometer la propiedad del hidrocarburo o el control de las actividades en exploración y desarrollo de recursos petroleros. Asimismo, significa dotar a Petróleos Mexicanos de las herramientas para expandir la capacidad de procesamiento industrial, al

tiempo que propiciar la ampliación de la infraestructura en materia de transporte, almacenamiento y distribución de petrolíferos y petroquímicos básicos.

En segundo lugar, significa diseñar una regulación en materia de obras y adquisiciones, que refleje la complejidad y particularidades de la industria petrolera. Un tercer ingrediente, tiene que ver con darle mayor flexibilidad en el ámbito presupuestario y de gestión, así como hacer las adecuaciones a su régimen tributario, para reflejar las nuevas condiciones de la industria y la naturaleza de los yacimientos que deberán explotarse en los próximos años. Se requiere también fortalecer la estructura de gobierno corporativo de Pemex, ampliando sus atribuciones y favoreciendo, con ello, que su gestión se oriente a optimizar el valor de la empresa. A ello debe agregarse un nuevo modelo de control y fiscalización que no obstaculice el trabajo y se enfoque a la obtención de resultados.

Finalmente se plantea, Petróleos Mexicanos debe consolidar su condición de ser empresa de todos los mexicanos proveyendo la información relativa a su desempeño con absoluta transparencia y generando los instrumentos que permitan a los mexicanos dar seguimiento pleno al comportamiento de Pemex, generando así una verdadera rendición de cuentas.

El cambio quedaría incompleto si al mismo tiempo no se revisan las facultades y estructura de los entes reguladores, de modo que se asegure la maximización de la riqueza petrolera, en beneficio de la Nación.

En este sentido, el artículo 6 de la Ley Reglamentaria vigente, establece que Petróleos Mexicanos puede celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere. También prevé limitaciones para el tipo de remuneraciones que pueden ser aplicables a las contrataciones que realiza la paraestatal.

Desde hace varias décadas Pemex utiliza de manera intensa a empresas de servicios en distintas actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos.

A la luz de los retos tecnológicos y de ejecución que van aparejados al desarrollo de los nuevos yacimientos, es evidente que la colaboración por parte de empresas especializadas es fundamental para Petróleos Mexicanos.

En este orden de ideas, el proyecto que se somete a consideración de esa Soberanía propone únicamente introducir dos precisiones importantes en el texto del artículo 6, que hagan explícito el mandato previsto en el artículo 27 de la Constitución, evitando en el futuro incertidumbre jurídica o, más aun, especulaciones o interpretaciones no deseadas. Tales precisiones consisten en que:

- a) En la celebración de cualquier contrato, Pemex debe mantener en todo momento el control sobre las actividades de exploración y desarrollo de los recursos petroleros, y
- b) Que las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan, en ningún caso concederán la propiedad sobre los hidrocarburos.

Estas precisiones son fundamentales porque le permitirán a Petróleos Mexicanos utilizar de forma más eficiente su régimen de contratación, con la seguridad de que se respetará a cabalidad el marco constitucional vigente.

Por su parte, ante el reto de ampliar la infraestructura de refinación, la iniciativa propone adicionar el artículo 4 de la Ley para señalar que, tratándose de servicios vinculados a esta actividad, los contratos que llegaren a celebrarse no podrán, en modo alguno, transmitir la propiedad del hidrocarburo al contratista señalándose, además, que este último tendrá la obligación de entregar todos los productos y residuos aprovechables.

Si bien los contratos denominados de “maquila” podrían realizarse en el marco jurídico vigente y las características de esta modalidad son precisamente las arriba apuntadas, el Ejecutivo Federal ha considerado pertinente que ello se establezca de manera expresa y detallada en el texto legal.

Por su parte, el Ejecutivo Federal considera que es congruente con los intereses nacionales el que la actividad de la refinación continúe siendo parte de la industria petrolera.

En tal virtud, no se propone cambio alguno en esta materia y, por tanto, las actividades de refinación del petróleo continuarían como hasta hoy, siendo un área exclusiva y reservada a la Nación, a través de Petróleos Mexicanos, haciendo explícita la facultad de la empresa de contratar servicios asociados a la refinación de petróleo que realice la empresa.

Por otro lado y en función de las necesidades anteriormente señaladas, la presente iniciativa propone que en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de los productos derivados de la refinación, del gas y de la petroquímica básica, puedan participar los sectores social y privado, mediante un régimen de permisos administrativos.

Asimismo, se propone que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios puedan realizar los actos necesarios para dar cumplimiento a los tratados internacionales que se llegaren a celebrar en materia de yacimientos transfronterizos.

Desde luego, la iniciativa comprende un régimen administrativo estricto tanto para obtener como para mantener la vigencia de un permiso administrativo. Para ello, se reforman diversos preceptos para incluir una serie de obligaciones a las que estarán sujetos los permisionarios, de tal manera que se asegure una

eficiente vigilancia y control por parte de las autoridades administrativas sobre las actividades que, en su caso, realicen los particulares.

Congruentemente con lo anterior, se fortalecen las actividades de regulación y vigilancia del Ejecutivo Federal y se adiciona un régimen completo de infracciones administrativas que sancionarían cualquier incumplimiento a las nuevas disposiciones legales.

Asimismo, la iniciativa contempla la necesidad de promover el desarrollo sustentable de todas las actividades que se realizan al amparo de esta Ley, logrando así la protección, restauración y conservación de los ecosistemas, para lo cual establece la obligación a las Secretarías de Energía y de Medio Ambiente y Recursos Naturales, de emitir los criterios correspondientes.

En su SEGUNDA INICIATIVA, el Ejecutivo presentó a consideración del Congreso de la Unión una iniciativa de Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos que substituiría a la vigente. Mediante esta iniciativa, explica, se busca garantizar que, frente a las nuevas realidades tecnológicas, económicas y ambientales, Petróleos Mexicanos pueda incrementar substancialmente sus niveles de producción de petróleo, gas, derivados y refinados, así como participar en la exploración de nuevas reservas que garanticen el futuro de la paraestatal y los recursos energéticos en beneficio de las generaciones futuras de mexicanos.

Según el ejecutivo, la propuesta busca dotar a Petróleos Mexicanos de mayor autonomía de gestión, ampliar la transparencia en su administración y la rendición de cuentas a los ciudadanos, aprovechar mejor los recursos tecnológicos disponibles, multiplicar su capacidad de operación y, al propio tiempo, garantizar que el petróleo que existe en la totalidad del territorio nacional continúe siendo propiedad exclusiva de los mexicanos y una fuente de ingresos duradera para esta y futuras generaciones.

El proyecto de la nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos se compone de seis capítulos dedicados a las disposiciones generales; la organización de Petróleos Mexicanos; responsabilidades; régimen especial de operación; informes específicos y disposición final.

Los capítulos II y IV a su vez se integran con distintas secciones. El capítulo II abarca las secciones de disposiciones generales; del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos; de los comités; del director general de Petróleos Mexicanos y de la vigilancia de éste. Por su parte el capítulo IV abarca la sección I, con los apartados A relativo a deuda, y B de los bonos ciudadanos; la sección II que se refiere a presupuesto, así como y sección III sobre adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras públicas.

En suma el proyecto de Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos contiene cuarenta y nueve artículos y un régimen transitorio de once artículos.

Como parte de las iniciativas que se envían a esa Soberanía, en la TERCERA INICIATIVA se incluyen la Ley de la Comisión del Petróleo y las reformas propuestas a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, a fin de erigirlos como órganos de apoyo de la Secretaría de Energía, en el ejercicio de las nuevas atribuciones que se proponen en la Iniciativa de Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

Con esa propuesta, en primer lugar, la Secretaría de Energía estará obligada a elaborar planes estratégicos de mediano y largo plazos en las áreas de exploración y explotación de los reservas de hidrocarburos. Dichos planes se definirán sobre la base de una explotación sostenible de los recursos que maximice la riqueza petrolera en favor de la Nación.

También corresponderá a dicha dependencia preservar e incrementar el acervo dereservas de hidrocarburos propiedad de la Nación y, en este orden de

ideas, será su responsabilidad la definición de una plataforma de producción sostenible en el largo plazo.

En segundo lugar, se pone a consideración de ese H. Congreso de la Unión incorporar como atribuciones de esa Secretaría, normar y supervisar que la explotación de los yacimientos se lleve a cabo con la mayor eficiencia. Ello demanda regular el uso de las mejores técnicas de evaluación y ejecución de proyectos; emitir la normatividad y supervisar el uso de las mejores tecnologías, así como dictaminar y supervisar la ejecución de los proyectos de explotación que lleve a cabo Petróleos Mexicanos.

En tercer lugar, se plantea asignar a la autoridad la tarea de regular y supervisar el uso de las mejores prácticas en materia de seguridad industrial. Finalmente, se considera necesario señalar como atribución de la Secretaría que, en el ejercicio de sus facultades, propicie el desarrollo de la industria nacional, así como el de la tecnología, por parte de empresas nacionales.

En la CUARTA INICIATIVA, se plantea aprovechar la experiencia institucional de la Comisión Reguladora de Energía, mediante el fortalecimiento de sus actuales atribuciones y otorgándole nuevas en las actividades que se abren a la participación social y privada. Así, la propuesta es que esta Comisión se encargue de promover la eficiencia de los permisionarios en la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de todos los hidrocarburos, tal como lo ha venido haciendo en gas.

En esta propuesta, la Comisión llevaría a cabo las siguientes atribuciones: expedir las metodologías para determinar los precios de venta de primera mano de los productos refinados y derivados del petróleo y de los petroquímicos básicos; determinar los términos y condiciones para dicha venta de primera mano; determinar los modelos de convenios y contratos de adhesión para estas actividades; expedir las metodologías para el cálculo de precios por estos servicios y determinar los términos y condiciones a que deberá de sujetarse la

prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de estos productos, supervisar y vigilar en el ámbito de su competencia e imponer sanciones administrativas por infracciones a las disposiciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

Así, el proyecto de reforma a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía consiste principalmente en la modificación de los artículos 2, relativo al objeto de dicha Comisión; 3, correspondiente a las atribuciones de ese órgano desconcentrado; y 10, en lo relativo al otorgamiento de permisos.

Dada la importancia de fortalecer la rectoría del Estado sobre los hidrocarburos, la QUINTA INICIATIVA presentó a la consideración de esa Soberanía la iniciativa de Ley de la Comisión del Petróleo.

Mediante esta iniciativa se propone la creación de una comisión que apoyaría a la Secretaría de Energía en la regulación y supervisión de las actividades de exploración y producción. La Comisión se constituiría como un órgano desconcentrado de esa dependencia, con autonomía técnica y operativa.

El órgano apoyaría a la Secretaría de Energía en sus tareas de planeación y programación sectorial, aportaría elementos técnicos en la evaluación de las asignaciones de áreas para la exploración y explotación, llevaría a cabo la determinación de las reservas de hidrocarburos, y emitiría los dictámenes técnicos de los proyectos de exploración y explotación que presente Petróleos Mexicanos.

Es por ello, que como parte de las iniciativas que se envían a esa Soberanía se incluye la Ley de la Comisión Reguladora de Energía que junto con la Comisión del Petróleo, serán los órganos de apoyo de la Secretaría de Energía.

Por lo anterior, se requiere que esa Soberanía apruebe la presente y las demás iniciativas presentadas, a fin de que se establezcan los contrapesos

necesarios, definiendo al órgano rector, al regulador y al operador de la industria petrolera.

La Comisión Reguladora del Petróleo, en su carácter de órgano técnico, emitiría y supervisaría la aplicación de la normatividad técnica, y otorgaría los permisos para la ejecución de los trabajos petroleros.

De manera similar a como se integran otras comisiones con facultades de regulación y supervisión en el país, la Comisión estaría formada por cinco comisionados, incluyendo al Presidente de la misma. Estos comisionados serían designados por el Ejecutivo Federal a propuesta del Titular de la Secretaría de Energía.

En el Senado de la Republica se desarrollaron los foros de debate sobre la Reforma energética, en un ejercicio sin precedentes, durante 70 días, se escucharon las voces de especialistas, intelectuales, representantes de los partidos políticos, y de la sociedad.

Tras la toma de las tribunas en ambas Cámaras del Congreso y las movilizaciones del Movimiento Nacional en Defensa del Petróleo, las comisiones de Energía y de Estudios Legislativos de la Cámara de Senadores instrumentaron 23 foros de debate con la participación de especialistas en el tema energético, representantes de partidos políticos, gobernadores y legisladores federales.

Estos foros, sumados a los que se realizaron en la Universidad Nacional Autónoma de México, fueron un espacio muy valioso que permitió conocer a detalle las diferentes posturas que existían entre las fuerzas políticas. La participación de los especialistas sirvió para enriquecer los debates, porque su conocimiento y su experiencia sobre el tema energético proporcionaron elementos técnicos que sirvieron de base para la construcción de los acuerdos.

Al terminar los foros en el Senado, el Partido Revolucionario Institucional (PRI) presentó su propia iniciativa, la cual resultaba ser muy parecida a la del Ejecutivo, con una diferencia importante de forma, pero no de fondo en el tema de la refinación. En efecto, el PRI propuso que ésta pudiera ser realizada por “organismos públicos descentralizados filiales”, que no eran otra cosa que las “empresas espejo” planteadas por varios gobernadores de ese partido.

Por su parte, un grupo amplio de más de 100 personalidades del ámbito intelectual y técnico, participaron en la elaboración de la propuesta del Frente Amplio Progresista, presentada el 27 de agosto de 2008 en el Senado de la República. Esta propuesta, avalada por el Movimiento Nacional en Defensa del Petróleo, buscaba modernizar y fortalecer a PEMEX sin abrir espacios para una mayor presencia de la inversión privada en el sector y sin compartir la renta petrolera.

Finalmente y tras un arduo proceso legislativo, el 28 de octubre se aprobó la reforma energética. Se trata de un paquete de siete dictámenes aprobados que contiene reformas a diversas leyes y la creación de otras. Es conveniente señalar que, como resultado de la aprobación de las leyes en referencia, las propuestas del Ejecutivo Federal y del PRI que buscaban abrir mayores espacios a la iniciativa privada en el sector petrolero, quedaron eliminadas. El paquete de reformas está integrado por:

1. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (reformas diversas).
2. Ley de Petróleos Mexicanos (nueva ley).
3. Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (nueva ley).
4. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, reforma en su artículo 33.
5. Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (nueva ley).
6. Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (nueva ley).

7. Ley de la Comisión Reguladora de Energía (reformas diversas)

En este sentido, algunos expertos en el ramo (El Mundo del petróleo, 2008) afirman que lo aprobado por el Congreso no viola la Constitución, no privatiza la industria petrolera nacional y sí en cambio, refuerza el combate a la corrupción a través de la creación de los Comités de Auditoría y Transparencia y con la intervención, en cualquier momento, de la Auditoría Superior de la Federación.

De hecho, la propuesta del Frente Amplio Progresista fue tomada muy en cuenta en la elaboración de la reforma, como se puede apreciar en el cuadro siguiente:

Cuadro 12. Propuestas consideradas en la Reforma Energética	
Temas	Observaciones
1. Filiales	La propuesta del PRI respecto a organismos públicos descentralizados llamados filiales o empresas espejos fue eliminada completamente del dictamen.
2. Contratos	Se cierra toda posibilidad de contratos de riesgo, contratos incentivados o cualquier tipo de contratos que viole el artículo 27 Constitucional.
3. Tribunales internacionales	En ningún caso, PEMEX se sujetará a tribunales internacionales.
4. Yacimientos transfronterizos	Se retoma plenamente con base en la propuesta legislativa del Frente Amplio Progresista de que la exploración, desarrollo y explotación de estos yacimientos, se haga con base en tratados internacionales aprobados por el Senado.
5. Asignación directa en materia de adquisiciones y obra pública	En materia de adquisiciones u obra pública, la asignación directa está acotada sólo a casos de emergencia como un derrame o cierta falla en alguna plataforma por determinado fenómeno meteorológico. En otros casos, como el de la incorporación de tecnología por parte de PEMEX, se regirá bajo el mecanismo de asignación restringida a por lo menos tres personas.
6. Auditoría Superior de la Federación	La Auditoría Superior de la Federación podrá requerir, en cualquier tiempo, a Petróleos Mexicanos, informes para efectos de revisión de auditoría. La Auditoría Superior de la Federación y la Secretaría de la Función Pública podrán revisar todo lo relacionado en materia de contratos.
7. Consejo Nacional de Energía	La Cámara de Diputados aprobará el decreto de creación del CNE y la estrategia nacional de energía (versión mexicana del contrato plan francés), tal y como lo propuso el FAP.
8. PEMEX como palanca del desarrollo económico	Se establecen las bases para un creciente contenido nacional en obras y adquisiciones para apoyar a la industria e ingeniería nacionales. En principio se pone como piso un 25% de contenido nacional con el propósito de lograr un encadenamiento productivo para que PEMEX se convierta en palanca del desarrollo económico de México.
9. Se logró la segunda expropiación de PEMEX	La Secretaría de Hacienda pierde la facultad de aprobar las inversiones y modificaciones al presupuesto de PEMEX.
10. Régimen Fiscal	Se retomó la propuesta de incrementar el límite de deducción en Chicontepec y aguas profundas, excluyendo la participación de terceros.
11. Superávit de operación	Al excluir la inversión en infraestructura en la contabilidad del déficit presupuestal, se permite dar un paso adicional en dirección de la autonomía presupuestal.

12. Precios de transferencia	de	Se mandata al Consejo de Administración a revisar trianualmente las fórmulas de los precios de transferencia con el objeto de hacerlos congruente con los objetivos industriales de la empresa.
13. Apoyo al campo		Se propone precios preferenciales al amoniaco para garantizar la producción y el abasto de fertilizantes a precios accesibles a los productores del campo.
14. Consejo de Administración	de	Los consejeros profesionales serán ratificados por el Senado y todos responderán por sus actos en términos de la Ley de Responsabilidad de los Servidores Públicos. Aunque mantienen su número, los consejeros del Sindicato no podrán participar en las decisiones presupuestales de la empresa.
15. Eliminación de PIDIREGAS	de	Se elimina el oneroso esquema de los PIDIREGAS para financiar proyectos de infraestructura. Propuesta por años del PRD.
16. Construcción de una nueva refinería		Finalmente, se aceptó iniciar la construcción de una refinería con inversión pública. Hoy se le da la razón a quienes durante muchos años argumentaron su viabilidad y conveniencia.

Fuente: El Mundo del Petróleo. Revista Mensual. Diciembre, 2008.

En la fase final del proceso legislativo, hubo una gran polémica en torno a la prohibición explícita en la Ley para que se otorguen áreas exclusivas (o “bloques”) a empresas particulares. En este sentido, en el derecho público sólo es posible realizar los actos que están expresamente permitidos. Es decir, si bien la asignación de áreas o bloques a particulares no está expresamente prohibida, tampoco lo está expresamente permitida.

Además, la Reforma Energética es todavía más restrictiva en este asunto que la legislación vigente. Para empezar en el texto actual (anterior a la reforma) del artículo 5º de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo se señala que: “La Secretaría de Energía asignará a Petróleos Mexicanos los terrenos que esta institución le solicite o que el Ejecutivo Federal considere conveniente asignarle para fines de exploración y explotación petroleras.”

Mientras que con la reforma, el mismo artículo 5º, se establece que: “El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras.”

Es decir, ahora queda del todo establecido que la asignación de áreas o bloques es exclusivamente para PEMEX. Incluso, se retoma la propuesta del FAP

de sustituir terrenos por áreas ya que, como sabemos casi la totalidad de la producción petrolera se realiza en zonas marítimas para lo cual es limitativo el término de terrenos.

Por otra parte, en la Ley vigente no se toca ni se precisa el tema de los contratos. Esto ha permitido a las últimas administraciones aprovechar el vacío jurídico para formular esquemas contractuales con visos de inconstitucionalidad como es el caso de los Contratos de Servicios Múltiples.

Esto se subsana, con la Reforma Energética recién aprobada ya que en la Ley de Petróleos Mexicanos, en su artículo 60 dice lo siguiente:

I. Se mantendrá, en todo momento, el dominio directo de la Nación sobre los hidrocarburos.

II. No se concederá derecho alguno sobre las reservas petroleras, por lo cual los proveedores o contratistas no podrán registrarlas como activos propios y la Nación las registrará como parte de su patrimonio.

III. Se mantendrá, en todo momento, el control y la dirección de la industria petrolera a que se refiere el artículo 3o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

IV. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo, por lo que en ningún caso podrá pactarse como pago por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten, un porcentaje de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados o de las utilidades de la entidad contratante, observando para dicho efecto lo dispuesto en el artículo siguiente.

VI. No se suscribirán contratos que contemplen esquemas de producción compartida ni asociaciones en las áreas exclusivas y estratégicas a cargo de la Nación señaladas en el artículo 3o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

En la misma Ley de PEMEX se señala que: “La Auditoría Superior de la Federación podrá requerir, en cualquier tiempo, a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios informe para efectos de revisión de auditoría, derivado de denuncia, en los términos del Artículo 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos”. Esto inhibirá sin duda, la firma de contratos que viole la letra o el espíritu de las leyes y de la propia Constitución.

Por último, es importante subrayar que Petróleos Mexicanos no se someterá a tribunales internacionales de acuerdo a lo que establece la Ley Reglamentaria aprobada que dice en su párrafo segundo, artículo 6º: “Petróleos Mexicanos no se someterá, en ningún caso, a jurisdicciones extranjeras tratándose de controversias referidas a contratos de obra y prestación de servicios en territorio nacional y en las zonas donde la Nación ejerce soberanía, jurisdicción o competencia”. Esto garantiza la soberanía del Estado mexicano en materia de sus recursos petroleros.

En suma, vista en su integralidad, la reforma aprobada no sólo no permite la asignación de áreas sino que evita los contratos de riesgo o cualquier modalidad que se pretendiera establecer. Más aún, en el remoto e indeseable caso que esto ocurriera, se facilita el entablamiento de un juicio de nulidad por ilegal e inconstitucionalidad. Por ejemplo, bajo este nuevo marco jurídico, los Contratos de Servicios Múltiples no sólo serían inconstitucionales sino, incluso ilegales, al estar asociada la remuneración al volumen extraído de gas.

Se puede concluir que el proceso no ha sido fácil. Por lo mismo, existe un reconocimiento al esfuerzo de la sociedad organizada, de personalidades comprometidas del mundo político, intelectual y técnico y de nuestros legisladores. Su trabajo con actitud responsable logró poner en la mesa de los acuerdos las propuestas necesarias para oxigenar a PEMEX, para rescatarla del asfixiante régimen fiscal en el que el Gobierno Federal a través de la Secretaría de Hacienda la ha mantenido; para darle autonomía presupuestal; para reintegrarle los recursos de sus ganancias anuales; para darle mayor transparencia a través de la

participación de la Auditoría Superior de la Federación en cualquier proceso de la industria petrolera desde la suscripción de los contratos, pasando por la exploración, la refinación y la distribución.

CAPITULO 4. ANALISIS DE VARIABLES

4.1 Análisis simple

Para comprender claramente la situación que guarda el desarrollo de la industria del gas natural, se considera necesario revisar el comportamiento de la demanda de gas respecto de diferentes variables económicas de referencia que tienen que ver con la misma industria.

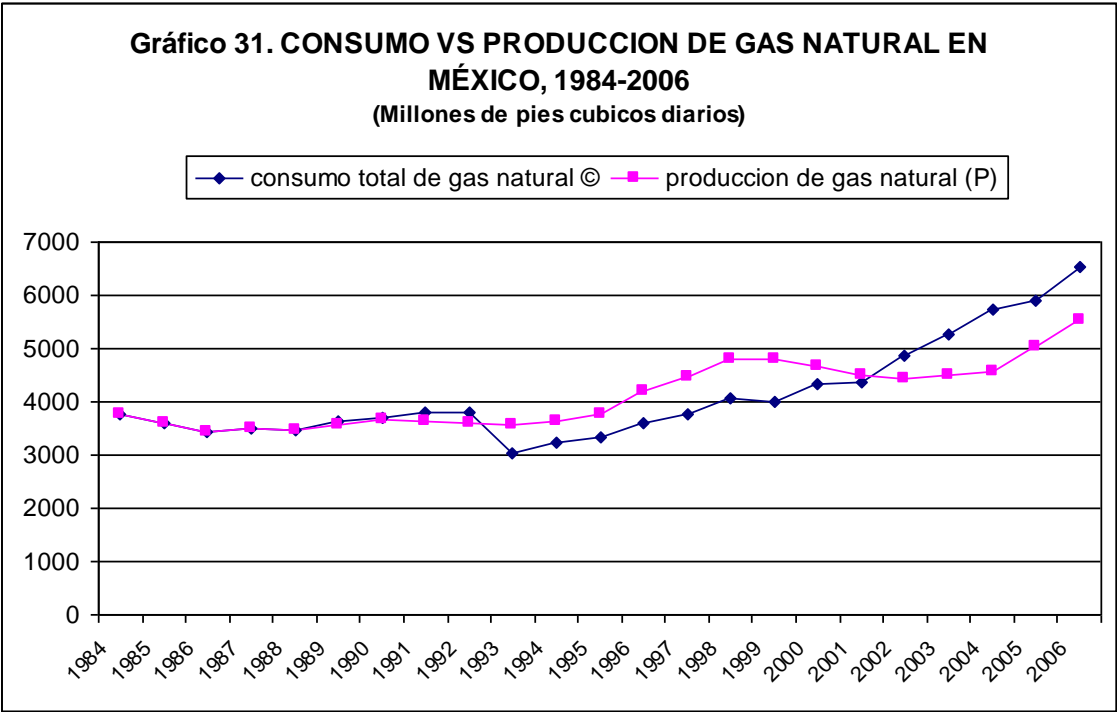
Para ello, se considera, en un principio, básicamente aquellas variables que nos pueden dar una idea de su evolución y su relación con otras variables, tales como el consumo total de gas natural, la producción, las exportaciones e importaciones, en el periodo de tiempo de 1984-2006.

Cuadro 13. Consumo, producción, exportaciones e importaciones de gas natural, 1984-2006.
(Millones de pies cúbicos diarios)

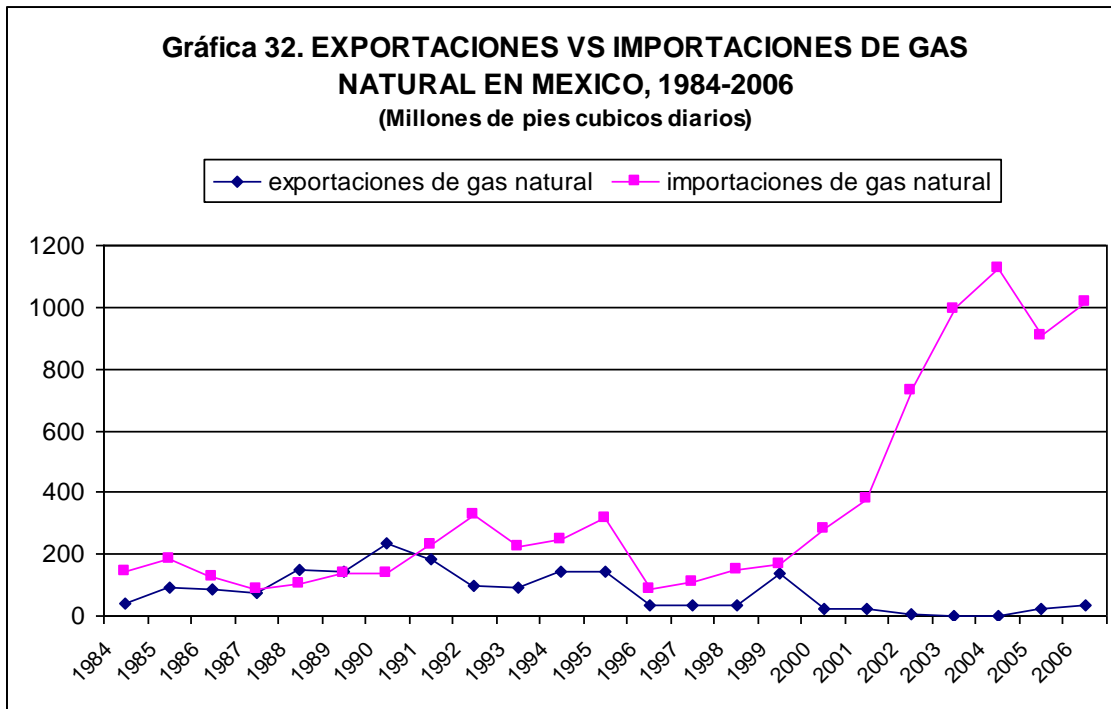
	consumo total de gas natural ©	produccion de gas natural (P)	exportaciones de gas natural (X)	importaciones de gas natural (M)
1984	3753	3753	40	143
1985	3604	3604	91	181
1986	3431	3431	88	129
1987	3498	3498	76	85
1988	3480	3478	150	103
1989	3617	3572	143	137
1990	3692	3652	236	136
1991	3803	3634	185	228
1992	3803	3584	96	330
1993	3040	3576	93	222
1994	3235	3625	141	249
1995	3335	3759	142	313
1996	3594	4196	36	84
1997	3760	4468	37	109
1998	4060	4791	32	151
1999	3993	4791	136	168
2000	4326	4679	24	281
2001	4358	4511	25	380
2002	4855	4423	4	729
2003	5282	4498	0	995
2004	5722	4573	0	1124
2005	5890	5046	24	905
2006	6531	5543	33	1018

Fuente: Elaboración propia en base a Sener, Prospectiva del Gas Natural, varios años

En un primer análisis, al comparar las variables consumo versus producción observamos que a través del tiempo, la demanda de gas natural ha ido creciendo paulatinamente. Como se señalaba en el capítulo 2, básicamente los sectores de mayor consumo, como lo son la industria eléctrica y la propia industria petrolera, son quienes definen los mayores niveles de demanda. En particular la industria eléctrica, en los últimos años se ha ido expandiendo por las necesidades propias de abastecimiento de energía eléctrica, y con ello han implementado tecnología que contamine menos (ciclo combinado), la cual requiere básicamente de gas natural para su funcionamiento. De esta forma la demanda se ha disparado y la oferta no ha podido cubrir este requerimiento.



El déficit en la oferta ha sido cubierto principalmente con importaciones de gas natural traídas desde los Estados Unidos, las cuales han crecido vertiginosamente desde 1999, alcanzando un máximo histórico en 2004.

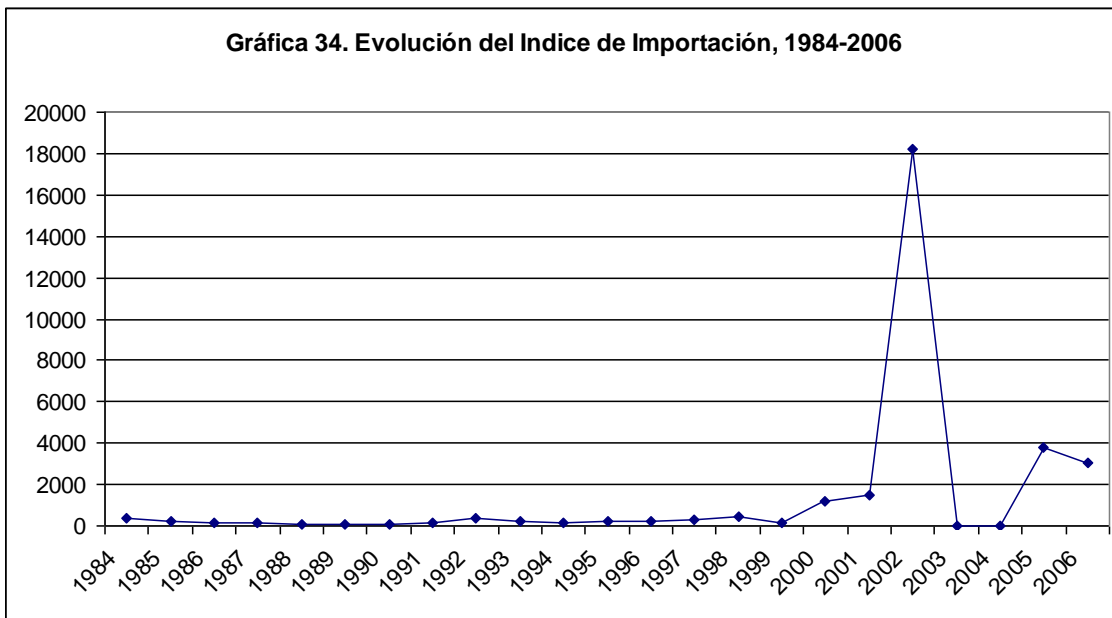
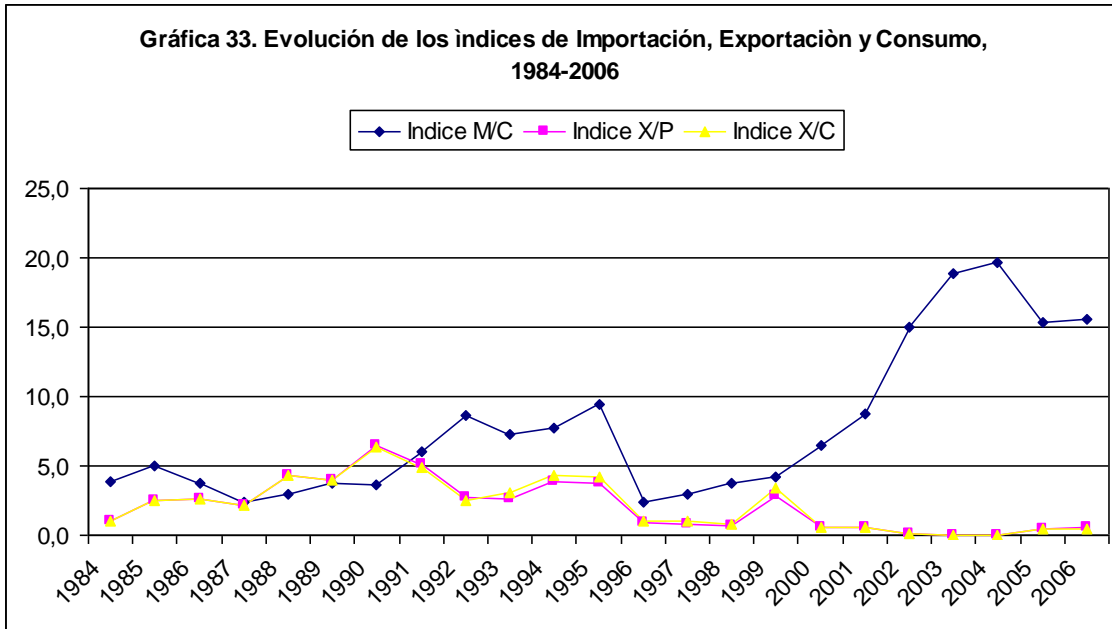


Si revisamos el comportamiento de esas mismas variables desde el punto de vista de la relación que guardan estas entre si, con la construcción de los índices de relación entre las importaciones respecto de las exportaciones, las importaciones respecto al consumo, las exportaciones respecto a la producción y las exportaciones respecto al consumo, obtenemos lo siguiente:

Cuadro 14. Índices de importación y exportación

índice M/X	Índice M/C	Índice X/P	Índice X/C
357,5	3,8	1,1	1,1
198,9	5,0	2,5	2,5
146,6	3,8	2,6	2,6
111,8	2,4	2,2	2,2
68,7	3,0	4,3	4,3
95,8	3,8	4,0	4,0
57,6	3,7	6,5	6,4
123,2	6,0	5,1	4,9
343,8	8,7	2,7	2,5
238,7	7,3	2,6	3,1
176,6	7,7	3,9	4,4
220,4	9,4	3,8	4,3
233,3	2,3	0,9	1,0
294,6	2,9	0,8	1,0
471,9	3,7	0,7	0,8
123,5	4,2	2,8	3,4
1170,8	6,5	0,5	0,6
1520,0	8,7	0,6	0,6
18225,0	15,0	0,1	0,1
0	18,8	0,0	0,0
0	19,6	0,0	0,0
3770,8	15,4	0,5	0,4
3084,8	15,6	0,6	0,5

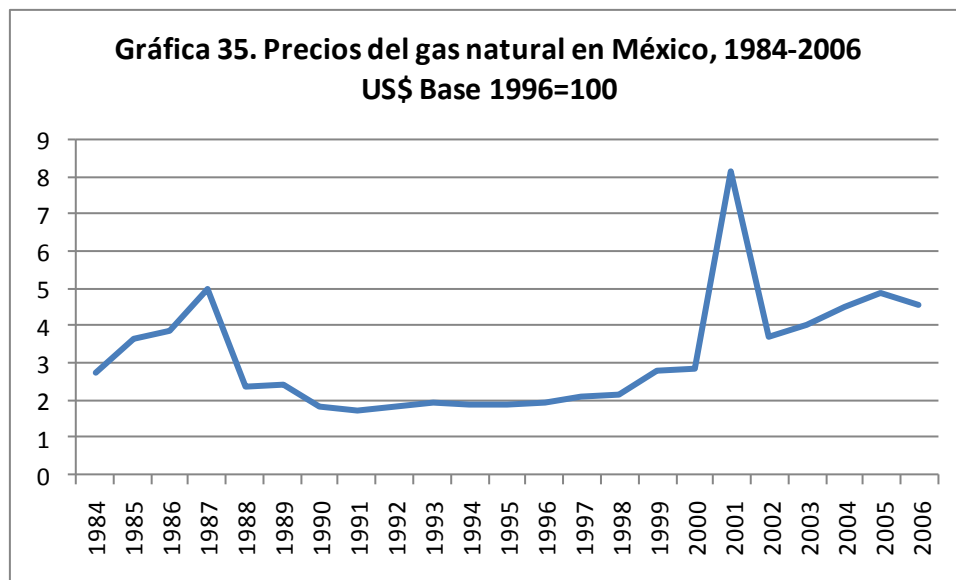
La relación que guardan las exportaciones respecto a la producción es muy similar a la relación que guardan las exportaciones respecto al consumo, es decir, son similares proporcionalmente. Sin embargo, el índice de importación para el consumo es alto, lo que significa que dependemos altamente de las importaciones para abastecer la demanda de gas natural.



Ahora, si queremos conocer la valoración económica que tiene el gas natural con respecto a otros combustibles, para conocer las ventajas en términos de precios, se plantea comparar el comportamiento de los precios entre los energéticos y así determinar su relevancia económica.

En este caso atendemos a tres energéticos: gas natural, gas LP y gasolina magna sin, los cuales son energéticos de alta importancia según el uso.

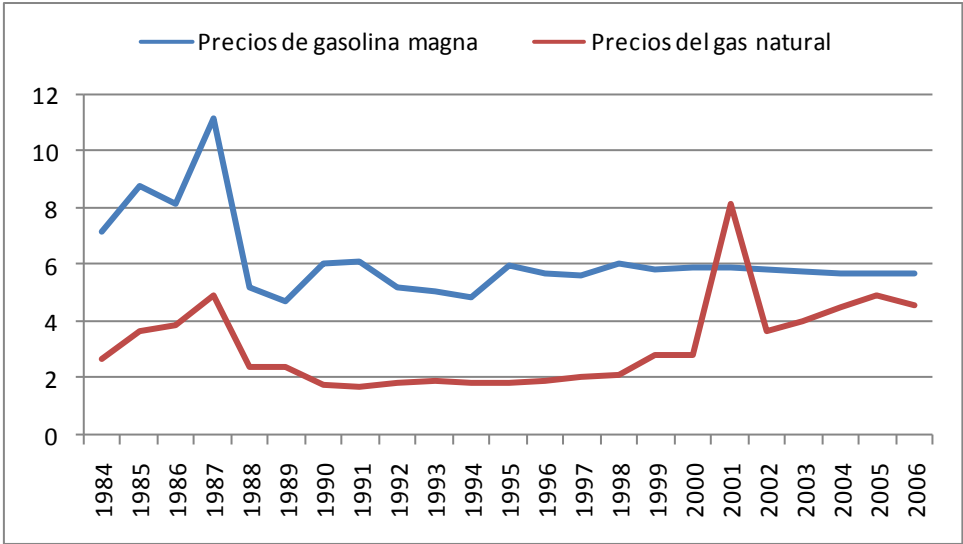
En particular, el precio del gas natural ha tenido variaciones en el tiempo e incrementos considerables, como el del año 2001. En términos absolutos, en el periodo de estudio, este energético ha presentado un crecimiento anual del 68%. En términos relativos tenemos resultados interesantes.



Si comparamos la volatilidad de los precios del gas natural con respecto a los de la gasolina magna-sin, resulta que desde 1984 la gasolina magna había presentado un comportamiento muy volátil, y no fue sino a partir de 1990 que mostró el cambio a un comportamiento mas estable. Esta estabilidad ha estado administrada en función de los índices inflacionarios y solo cuando se ha requerido elevarlos, como lo fue en el periodo 1984-1987, donde los precios fueron mas elevados, ha sido debido a la necesidad recaudatoria del Estado vía impuestos.

En el caso del gas natural, se presentó una tendencia estable a partir del año 1990, sin embargo, en el tiempo si ha habido incrementos, como el registrado en el año 2001, que como se ha destacado en el capítulo 2, fue debido a las condiciones climáticas adversas que se presentaron en la mayor parte del territorio estadounidense que, conjuntamente con la percepción de bajos niveles de almacenamiento, repercutieron en un severo aumento en los precios del gas natural en el mercado spot, y consecuentemente el índice mensual de referencia de Ciudad PEMEX alcanzó un máximo histórico sin precedente.

Gráfica 36. Comportamiento de los precios de la gasolina magna y del gas natural, 1984-2006
Pesos Base 2002=100



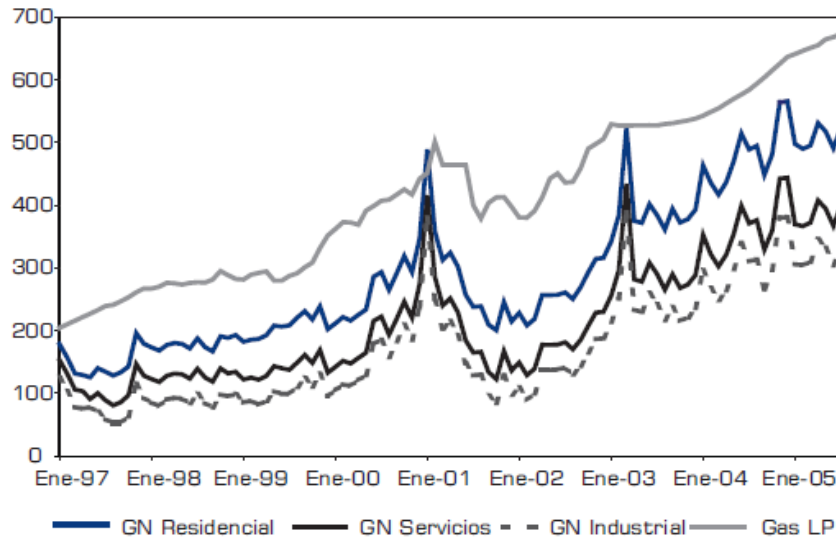
Ahora, entre los precios de gas LP y el gas natural, y mediante el procedimiento de homologación de precios de ambos combustibles con sus equivalentes en gigacalorías, la diferencia entre el gas LP y cada uno de los precios del gas natural en los diversos sectores de consumo es considerable.

Bajo la consideración de que el gas LP es un bien de primera necesidad, ya que se utiliza en aproximadamente el 80% de los hogares mexicanos como un

insumo básico, es importante destacar que el precio de este energético es superior al del gas natural.

Grafica 37

Precios sectoriales de gas natural* y precio al público** de gas LP, 1997-2005***
(pesos por gigacaloría)



*Precio promedio nacional sectorial.

**Promedio nacional de precio al público.

***Julio de 2005.

Fuente: CRE.

4.1.2. Modelo econométrico de la demanda de gas natural

Para realizar un análisis mas detallado, se propone analizar la serie de datos de 1984-2006, considerando a la variable dependiente consumo anual de gas natural y como variables explicativas, la tasa de crecimiento anual del producto interno bruto, el precio del gas natural y el precio de gasolina como bien sustituto.

Cuadro 15. Base de datos para la regresión.

	Precio del Gas natural	Precio de gasolina magna		
AÑO	USA \$ BASE 1996=100	MEX\$ BASE 1984=100	CONSUMO	PIB
1984	2.716571084	7.2	3753	3.41
1985	3.644314869	8.823529412	3604	2.19
1986	3.877638949	8.14479638	3431	-3.08
1987	4.970316167	11.19140625	3498	1.72
1988	2.387267905	5.22810219	3480	1.28
1989	2.404454568	4.699619772	3617	4.11
1990	1.800720288	6.024096386	3692	5.18
1991	1.716392121	6.118453255	3803	4.21
1992	1.822247065	5.169491525	3803	3.54
1993	1.92161546	5.057915058	3040	1.94
1994	1.883597884	4.873646209	3235	4.46
1995	1.873391662	5.989304813	3335	-6.22
1996	1.91	5.710306407	3594	5.14
1997	2.071526285	5.592213791	3760	6.78
1998	2.145881447	6.047239613	4060	4.89
1999	2.806026365	5.84645429	3993	3.88
2000	2.869375114	5.87448445	4326	6.6
2001	8.159829893	5.879270593	4358	-0.17
2002	3.706287608	5.8471363	4855	0.83
2003	4.015345269	5.764458866	5282	1.35
2004	4.483932575	5.661409427	5722	4
2005	4.907630522	5.671955817	5890	3.21
2006	4.567737919	5.701717283	6531	5.13

En base a estas variables se realizan modelos de regresión lineal donde planteamos la sustitución de gas natural por gasolina en muchos procesos, el modelo se plantea de acuerdo a los siguientes supuestos de la teoría económica neoclásica:

- Sobre el precio partiremos de la propuesta neoclásica que el precio está determinado por las funciones de oferta y demanda.
- La función de demanda se construye en función a las curvas de indiferencia aunado a las restricciones presupuestarias y se

considera que la función de demanda es bastante estable en el tiempo, debido a que los consumidores no reflejan cambios importante en sus preferencias y por otro lado las restricciones presupuestarias permanecen constantes.

- La función de oferta total está determinada por la sumatoria de la oferta de las empresas, la cual estaría constituida por la parte de costos marginales con pendiente positiva con la restricción que el precio sea al menos igual al costo variable medio en el corto plazo.
- Así que en el corto plazo el nivel de producción variará de acuerdo a los volúmenes de costos variables en que se incurra dada las condiciones de tecnología utilizada que se considera que es la óptima en términos económicos y de acuerdo al factor exógeno condiciones naturales.
- Para el análisis del mercado se considerará un mercado segmentado ya que se tiene la premisa que la función de demanda del mercado externo es diferente a la del mercado interno.
- Se considera que las curvas de costo marginal para el mercado interno y externo son diferenciados debido a las condiciones de extracción diferenciada que tiene cada tipo de región productora.
- Se considera que los precios observados son precios de equilibrio.
- Consideramos que la elasticidad de la curva de demanda en ambos mercados tiende a ser bastante elástica debido a la condición del tipo de bien que es combustible y por lo tanto los movimientos en precios de un periodo a otro están básicamente afectados por la función de demanda, dado que la función de oferta es más inelástica debido a

que los nuevos yacimientos que se pueden incorporar son escasos y en muchos casos requieren tecnologías nuevas, como los yacimientos de aguas profundas.

- El precio actual está afectado por decisiones de producción y consumo que se tomaron en función de los precios observados en el pasado lo que decidió incrementar o reorientar el uso de combustibles hacia el mercado donde se observaron mejores precios en el pasado.

El modelo de análisis planteado es el siguiente de acuerdo a Hirshleifer (1988):

$$Q_{dg} = f(P_{gn}, P_{gasol}, PIB,)$$

$$Q_{dg} = \beta_0 - \beta_1 P_{gn} + \beta_2 P_{gasol} + \beta_3 PIB + e_i$$

Donde β_i son los coeficientes que relacionan las variables, Q_{dg} representa la demanda de gas; P_{gn} , al precio interno de gas natural; P_{gasol} , al precio interno de la gasolina; PIB , a la tasa de crecimiento del producto interno bruto, y finalmente, e_i , el error aleatorio del modelo.

En este modelo se considera que la demanda del gas natural es una función lineal inversa al precio del mismo producto y directamente proporcional a los precios de la gasolina como un indicador de bienes sustitutos y directamente proporcionales al PIB, porque conforme crece la producción, la demanda de energéticos sube de manera generalizada.

Bajo la consideración de que el precio de gas natural se midió en dólares, a precio base de 1996 y los precios de la gasolina se midieron en pesos, a precio base de 2002, se corrieron los análisis en el programa SPSS de acuerdo a lo establecido en el modelo y encontramos los siguientes resultados:

Cuadro 16

Coeficientes^a

Modelo		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados	t	Sig.	Intervalo de confianza para B al 95%		Correlaciones			Estadísticos de colinealidad	
		B	Error típ.	Beta			Límite inferior	Límite superior	Orden cero	Parcial	Semiparcial	Tolerancia	FIV
		1	(Constante)	3820.077			767.185		4.979	.000	2214.340	5425.815	
	pgn	411.989	106.368	.690	3.873	.001	189.358	634.620	.521	.664	.645	.874	1.144
	pgasol	-203.145	114.140	-.318	-1.780	.091	-442.043	35.753	-.176	-.378	-.296	.869	1.151
	pib	89.075	54.090	.288	1.647	.116	-24.137	202.286	.201	.353	.274	.906	1.104

a. Variable dependiente: CONSUMO

Cuadro 17

Correlaciones

		CONSUMO	pgn	pgasol	pib
Correlación de Pearson	CONSUMO	1.000	.521	-.176	.201
	pgn	.521	1.000	.312	-.243
	pgasol	-.176	.312	1.000	-.254
	pib	.201	-.243	-.254	1.000
Sig. (unilateral)	CONSUMO	.	.005	.211	.178
	pgn	.005	.	.073	.132
	pgasol	.211	.073	.	.121
	pib	.178	.132	.121	.
N	CONSUMO	23	23	23	23
	pgn	23	23	23	23
	pgasol	23	23	23	23
	pib	23	23	23	23

Cuadro 18

Resumen del model^b

Modelo	R	R cuadrado	R cuadrado corregida	Error típ. de la estimación	Estadísticos de cambio					Durbin-Watson
					Cambio en R cuadrado	Cambio en F	gl1	gl2	Sig. del cambio en F	
1	.688 ^a	.473	.390	722.075	.473	5.687	3	19	.006	1.156

a. Variables predictoras: (Constante), pib, pgn, pgasol

b. Variable dependiente: CONSUMO

Cuadro 19

ANOVA^b

Modelo		Suma de cuadrados	gl	Media cuadrática	F	Sig.
1	Regresión	8896084.2	3	2965361.4	5.687	.006 ^a
	Residual	9906448.2	19	521392.012		
	Total	18802532	22			

a. Variables predictoras: (Constante), pib, pgn, pgasol

b. Variable dependiente: CONSUMO

Cuadro 20

Correlaciones de los coeficientes

Modelo			pib	pgn	pgasol
1	Correlaciones	pib	1.000	.178	.193
		pgn	.178	1.000	-.267
		pgasol	.193	-.267	1.000
	Covarianzas	pib	2925.743	1022.520	1193.034
		pgn	1022.520	11314.153	-3245.367
		pgasol	1193.034	-3245.367	13027.976

a. Variable dependiente: CONSUMO

Cuadro 21

Diagnósticos de colinealidad

Modelo	Dimensión	Autov valor	Indice de condición	Proporciones de la varianza			
				(Constante)	pgn	pgasol	pib
1	1	3.355	1.000	.00	.01	.00	.02
	2	.519	2.542	.00	.05	.00	.72
	3	.104	5.692	.06	.94	.09	.12
	4	.022	12.344	.93	.00	.90	.13

a. Variable dependiente: CONSUMO

De donde podemos generar lo siguiente:

$$Q_{dg} = f(P_{gn}, P_{gasol}, PIB,)$$

$$Q_{dg} = \beta_0 - \beta_1 P_{gn} + \beta_2 P_{gasol} + \beta_3 PIB + e_i$$

$$Q_{dg} = 3820.07 + 411.99 P_{gn} - 203.14 P_{gasol} + 89.07 PIB.$$

De acuerdo al modelo previsto los resultados tienen signos contrarios en el precio de gas natural y el precio de gasolina, solo el coeficiente β_1 es significativamente diferente de cero, la tasa de crecimiento del PIB y el precio de la gasolina no resultaron significativamente diferentes de cero. La explicación se puede encontrar en que la función de demanda no fue estable en el tiempo sobre todo afectado por el cambio tecnológico que implicó la necesidad de quemar combustibles menos contaminantes en las áreas industriales urbanas, se dejó de utilizar combustóleo en la generación de electricidad, así que la función de demanda se desplazó y se demandó una mayor cantidad de gas pese a que subieron los precios.

Encontramos que la variable cantidad demandada de gas natural con respecto a la tasa de crecimiento del PIB presenta una correlación baja y positiva (0.201); con relación al precio del gas natural, la correlación es de grado medio y de signo positivo (0.521); mientras que con relación al precio de la gasolina, fue baja y con signo negativo (-0.176).

Para determinar el grado de autocorrelación se realizó la prueba de Durbin-Watson calculando el valor de 1.156 los valores de tabla al nivel de confiabilidad de 5% fueron $dl=1.078$ y $du=1.66$, el valor calculado se ubica entre los valores dl y du , lo que significa que al nivel de confiabilidad de 5% no hay evidencias suficientes para considerar autocorrelación positiva.

Finalmente, entre los estadísticos de colinealidad, se encuentra que en los tres casos, el Factor de tolerancia y de inflación de varianza (FIV) está ligeramente

arriba, lo cual indica que estos valores están ligeramente por encima de los límites de tolerancia, los cuales estarían señalando que hay bajos niveles de correlación entre las variables positivas.

CONCLUSIONES

El gas natural es un energético que ha tomado importancia en los últimos años después del petróleo. Su demanda de consumo también ha alcanzado niveles importantes, principalmente en el sector industrial y el sector eléctrico. De este modo, a medida que se ha incrementado la demanda industrial y eléctrica, también se ha elevado la demanda de gas natural.

El gas natural desempeñará un papel estratégico en el consumo de energéticos para los próximos años y será un elemento fundamental en la modernización del sector de energía y del país.

Aunque México es un importante poseedor de reservas de gas natural a nivel mundial, para poder abastecer la demanda de este combustible, en los próximos años requerirá de recursos destinados a infraestructura, que le permita explorar y desarrollar nuevos campos de gas. De esta forma, nuestro país podrá disminuir las importaciones de este combustible y tendrá la posibilidad de cubrir el déficit que tiene para abastecer el mercado interno, ya que según los pronósticos, hacia los próximos años, el comercio exterior de gas natural se perfila muy dinámico y la demanda interna como externa de este recurso también se ampliará.

En ese mismo sentido, es trascendental que nuestro país ponga énfasis en el desarrollo de nuevas alternativas para la generación de electricidad, ya que en los últimos años y durante los subsecuentes, la política para incrementar las plantas de generación de energía eléctrica está basada en tecnología de ciclo combinado que utiliza gas natural, recurso no renovable y del cual, como se presentó en este trabajo, no somos autosuficientes. Estas razones, podrían ocasionar en el futuro el desabasto de energía eléctrica, lo que provocaría serios problemas en el desarrollo económico y social de México.

Las medidas de política pública consideradas en la Reforma energética pueden permitir, como ya se señaló anteriormente, que con la autonomía presupuestal que se le ha concedido a PEMEX exista la posibilidad de reorientar adecuadamente los recursos de sus ganancias anuales para darle impulso a la industria petrolera y en particular a aquella que siempre ha sido posicionada de manera secundaria, a la industria del gas natural.

En el análisis de variables, también los resultados arrojados nos permiten saber que existe una ventaja competitiva de los precios del gas natural respecto a la de los del gas LP y que una adecuada política de gobierno orientada a reducir la dependencia energética sería fortalecer la producción del gas LP, reduciendo los costos y los precios de este energético sustituto, lo cual permitiría causar un efecto en la sensibilidad de la demanda de gas natural.

El futuro de la industria del gas natural se vislumbra alentador bajo la nueva coyuntura de cambio de política pública, los retos no serán pequeños en escala, sin embargo, la industria petrolera en México se ha distinguido por destacarse en el mercado mundial, y esta vez, está a prueba nuevamente para colocarse en una posición de liderazgo como lo hizo hace años.

BIBLIOGRAFÍA

BP Amoco. *BP Amoco Statistical Review of World Energy*, Reino Unido, Junio, 2000. 40 pp.

BP Amoco, *Statistical Review of World Energy*, Reino Unido, Junio, 2007.

CRE. *Informe Anual 1999*, CRE, México, 1999, 80 pp.

Conae; SE. *Potencial nacional de cogeneración 1995*, Conae, SE, México, 1995, 44 pp.

Department of Energy/Energy Information Administration. *International Energy Outlook*, DOE/EIA, EUA, marzo de 2000, pp. 43-64.

Energy Information Administration, *U.S. Natural Gas Imports and Exports 1998*, en *Natural Gas Monthly* August 1999, DOE pp. vii-xxxii.

Energy Information Administration, *Natural Gas 1999: A Preliminary Summary*, en *Natural Gas Monthly* May 2000, DOE pp. vii-xvi.

Hunt, Daniel, *Diccionario de Energía*, Publicaciones Marcombo, S.A. México 1984.

International Energy Agency. *World Energy Outlook 1998*, IEA/OCDE, Francia 1998, 475 pp.

OECD/IEA, *The IEA Natural Gas Security Study*, Paris 1995.

Pemex, *Anuario Estadístico 1999*, Gerencia Corporativa de Evaluación e Información, México, 1999.

Pemex, *Memoria de Labores 1999*. Pemex, México, Marzo, 2000, 337 pp.

Secretaría de Energía, *Balance Nacional de Energía 1998*, Dirección General de Política y Desarrollo Energéticos, México, 1999.

Secretaría de Energía, *Compendio Estadístico del Sector Energético*, México, 2009.

Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1999-2008*, Dirección General de Política y Desarrollo Energéticos, México 2000.

Secretaría de Energía, *Prospectiva del Sector Eléctrico 1999-2008*, Dirección General de Política y Desarrollo Energéticos. México, 1999.

Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de Gas LP 2008-2017*, Dirección General de Política y Desarrollo Energéticos. México, 2008.

□ PEMEX Exploración y Producción *Las reservas de hidrocarburos de México: Evaluación al 1 de enero de 2003*. México. 2003.

Secretaría de Energía. *Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012*, noviembre de 2007.

INTERNET

Instituto Mexicano del Petróleo. México. 2007.

URL: <http://www.imp.mx>

PEMEX Gas y Petroquímica Básica. México. 2005.

URL: <http://www.gas.pemex.com>

PEMEX, *Memoria de Labores 1999*.

Secretaría de Energía. México. 2007.

URL: <http://www.energia.gob.mx>

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009*.

URL: <http://www.energia.gob.mx>

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010*.

URL: <http://www.energia.gob.mx>

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011*.

URL: <http://www.energia.gob.mx>

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012*.

URL: <http://www.energia.gob.mx>

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013*.

URL: <http://www.energia.gob.mx>

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2005-2014*.

URL: <http://www.energia.gob.mx>

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2006-2015*.

URL: <http://www.energia.gob.mx>

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2007-2016*.

URL: <http://www.energia.gob.mx>