



INSTITUTO DE INVESTIGACIONES LEGISLATIVAS DEL
SENADO DE LA REPÚBLICA



**EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL
GAS NATURAL EN MÉXICO**

AGOSTO DE 2003

Coordinación Ejecutiva
Lic. Cuitláhuac Bardán Esquivel

Coordinación de Proyecto
M. en I. Hilda Hernández Muñoz

Compilación de Texto
Lic. Rafael Espinosa Soto

EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

INDICE

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO	1
1.1. DEFINICIÓN DEL GAS NATURAL	1
1.2. PROCESAMIENTO	1
1.3. TRANSPORTE	1
1.4. VENTAJAS DE SEGURIDAD Y AMBIENTALES SOBRE OTROS COMBUSTIBLES	2
1.4.1. VENTAJAS DE SEGURIDAD	2
1.4.2. VENTAJAS AMBIENTALES	2
1.5. MEDICIÓN	3
CAPÍTULO II: PANORAMA INTERNACIONAL DEL MERCADO DEL GAS NATURAL	4
2.1. ANTECEDENTES	4
2.2. DINÁMICA DE LOS MERCADOS INTERNACIONALES	4
2.2.1. DEMANDA	4
2.2.1.1. EL GAS NATURAL EN LA DEMANDA DE ENERGÍA	4
2.2.1.2. CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL, 2001	5
2.2.2. OFERTA	5
2.2.2.1. RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL SECO, 2001	7
2.2.2.2. PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL SECO, 2001	7
2.2.2.3. OFERTA DE GAS NATURAL	9
2.2.2.4. PRECIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL, 2001	10
2.3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL ,1999-2015	13
	14

CAPÍTULO III: REGULACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO	18
3.1. ANTECEDENTES	18
3.2. REFORMAS AL MARCO JURÍDICO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL DE 1995.	19
CAPÍTULO IV: EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL	22
4.1. ANTECEDENTES	22
4.2. RESERVAS DE GAS NATURAL EN MÉXICO	22
4.3. DISTRIBUCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS EN MÉXICO	24
4.3.1. REGIÓN MARINA NORESTE	24
4.3.2. REGIÓN MARINA SUROESTE	25
4.3.3. REGIÓN SUR	26
4.3.4. REGIÓN NORTE	27
4.4. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN MÉXICO	29
4.4.1. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN EN MÉXICO 1991-2002	29
4.4.1.1. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN MARINA NORESTE POR ACTIVO EN EL PERIODO DE 1991-2002	30
4.4.1.2. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN MARINA SUROESTE POR ACTIVO EN EL PERIODO DE 1991-2002	31
4.4.1.3. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN NORTE POR ACTIVO EN EL PERIODO DE 1991-2002	32
4.4.1.4. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LA REGIÓN SUR POR ACTIVO EN EL PERIODO DE 1991-2002	33
4.5. INFRAESTRUCTURA DE PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA	35
4.6. PRODUCCIÓN DE PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	37
4.7. IMPORTACIONES	37
4.8. DEMANDA DE GAS NATURAL EN MÉXICO	39
4.8.1. SECTOR ELÉCTRICO	41
4.8.2. SECTOR INDUSTRIAL	42
4.8.3. SECTOR PETROLERO	43

4.8.4. SECTOR RESIDENCIAL Y DE SERVICIOS	44
4.8.5. SECTOR TRANSPORTE VEHICULAR	44
4.9. BALANCE NACIONAL OFERTA- DEMANDA DE GAS NATURAL	45
CAPÍTULO V: PERSPECTIVAS DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO	48
5.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL, 2001-2011	48
5.1.1. SECTOR ELÉCTRICO	49
5.1.1.1. DEMANDA DE GAS NATURAL PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD, 2001-2011	50
5.1.1.2. CONSUMO DE GAS NATURAL PARA AUTOGENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	52
5.1.2. SECTOR INDUSTRIAL	53
5.1.2.1. ESTIMACIÓN TENDENCIAL	53
5.1.2.2. INDUSTRIAS BÁSICAS DE METALES	54
5.1.2.3. QUÍMICA, HULE Y PLÁSTICOS	55
5.1.2.4. VIDRIO Y PRODUCTOS DE VIDRIO	55
5.1.2.5. PAPEL Y CARTÓN, IMPRENTA Y EDITORIALES	56
5.1.2.6. CEMENTO HIDRÁULICO	56
5.1.2.7. DEMANDA DE PEMEX PETROQUÍMICA	57
5.1.3. SECTOR PETROLERO	58
5.1.4. SECTOR RESIDENCIAL Y DE SERVICIOS	58
5.1.5. SECTOR AUTOTRANSPORTE	61
5.2. ANÁLISIS DE LA OFERTA DE GAS NATURAL, 2001-2011	63
5.3. BALANCE PROSPECTIVO OFERTA-DEMANDA DE GAS NATURAL 2001-2011	64
CONSIDERACIONES FINALES	67
GLOSARIO DE TÉRMINOS	69
ABREVIATURAS Y SIGLAS	71
BIBLIOGRAFÍA	72
ANEXO A	74

INTRODUCCIÓN

El Instituto de Investigaciones Legislativas del Senado de la República (IILSEN), en el ámbito de sus objetivos y funciones como órgano auxiliar y de apoyo de los integrantes del propio Cuerpo Colegiado, ha elaborado el documento intitulado “Evolución y perspectivas del gas natural en México”, con el objeto de proporcionar información sistematizada a los CC. Senadores y Comisiones Legislativas acerca de uno de los temas de mayor importancia para nuestro país en términos económicos, políticos y sociales.

Actualmente, el gas natural es el tercer combustible comercializado en el mundo después del petróleo y carbón, cuya participación es del 24% del consumo mundial total de energía. Su uso en la última década se ha incrementado, principalmente porque presenta ventajas económicas sobre otras fuentes y ambientales, por ser un combustible que produce menos cantidad de contaminantes a la atmósfera, reduciendo así el calentamiento global de la Tierra.

En nuestro país el uso del gas natural ha aumentado rápidamente a partir de la última década, alcanzando, en el 2000, el 23% de la oferta total de energía primaria, principalmente por su uso en el sector industrial y eléctrico (plantas de ciclo combinado). Esta importancia del gas natural nos conduce a realizar esta investigación acerca de la evolución y perspectivas de dicho energético.

En el primer Capítulo se expone el marco teórico del gas natural explicándose su composición, procesamiento, transporte, sus ventajas económicas y ambientales y las unidades que son utilizadas para su medición. En el Capítulo II se presenta el panorama internacional del mercado del gas natural, para lo cual se expone la dinámica de los mercados internacionales (demanda y oferta) y la proyección de la demanda mundial de este energético para los próximos años.

En su tercer capítulo, se encuentra una breve descripción de las reformas realizadas en 1995 al marco jurídico de la industria del gas natural en nuestro país. Posteriormente, el Capítulo IV, tiene por objeto mostrar un diagnóstico de la situación de la industria del gas natural en nuestro país, para lo cual se presentan las diversas clasificaciones de reservas con la que actualmente cuenta México de este hidrocarburo, la evolución de la producción en el periodo de 1991-2002, la infraestructura con la que cuenta PEMEX- Gas y Petroquímica Básica, las importaciones de este combustible en el 2001 y la demanda por sector, en el periodo de 1993-2001.

Finalmente, en el Capítulo V se expone la evolución de la demanda y la oferta que tendrá el mercado de gas natural en nuestro país en el periodo de 2002-2011. Para realizar este apartado se recurrió al análisis elaborado por la Secretaría de Energía (SENER) en su Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2002-2011, en su capítulo cuarto.

Con el objeto de complementar los datos contenidos en la investigación, en Anexo A se enuncia el Marco Jurídico vigente de la industria de gas natural, incluyéndose los preceptos correlativos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, de la Ley de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, de la Ley de Inversión Extranjera, de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas y el Reglamento de Gas Natural. En el Anexo B se expone la definición y la clasificación de las reservas de este hidrocarburo.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

En este primer capítulo se expone el marco teórico del gas natural explicándose su composición, procesamiento, transporte, sus ventajas económicas y ambientales y las unidades que son utilizadas para su medición .

1.1. DEFINICIÓN DEL GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos compuesta principalmente por metano con proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural) y de contaminantes diversos. Se encuentra en yacimientos en solución o en fase gaseosa con el petróleo crudo (gas asociado), o bien, en yacimientos que no contienen aceite (gas no asociado)¹.

1.2. PROCESAMIENTO

El gas natural sigue un procesamiento que consiste en:

1. Eliminar compuestos ácidos (ácido sulfúrico y dióxido de carbono). El gas alimentado se denomina “amargo”, el producto “gas dulce” y el proceso se conoce generalmente como “endulzamiento”.
2. Se recupera etano e hidrocarburos licuables mediante procesos criogénicos (uso de bajas temperaturas para la generación de un líquido separable por destilación fraccionada).
3. Se extrae el azufre de los gases ácidos que se generan durante el proceso de endulzamiento.
4. Se separan los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo corrientes ricas en etano, propano, butanos y gasolina².

1.3. TRANSPORTE

El gas natural se transporta y distribuye hasta los usuarios finales por medio de ductos de acero de diámetros variables³. La conveniencia del transporte por medio de ductos es su economía y seguridad.

¹ Secretaría de Energía. México. 2003.

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

² Instituto Mexicano del Petróleo. México. 2003

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

³ PEMEX Gas y Petroquímica Básica. México. 2003

Para poder transportarlo por medio de cilindros estos tendrían que tener especificaciones especiales y diferentes, a los cilindros que transportan el gas LP, lo que implicaría costos de infraestructura, para poder envasarlos tendría que licuarse lo que alteraría su rango de seguridad⁴.

1.4. VENTAJAS DE SEGURIDAD Y AMBIENTALES SOBRE OTROS COMBUSTIBLES

1.4.1. Ventajas de seguridad

El gas natural tiene un rango de inflamabilidad muy limitado, en concentraciones en el aire por debajo del 4 por ciento y por arriba de aproximadamente el 14 por ciento no se encenderá. Además la temperatura de ignición alta y el rango de inflamabilidad limitado reducen la posibilidad de un incendio o explosión accidental.

Debido a que el gas natural no tiene un olor propio, se agregan odorantes químicos (mercaptano) para que pueda detectarse en caso de fuga.

Algunas tuberías, sobre todo las que no tengan cierta flexibilidad, podrían fracturarse, sin embargo, cerrando las válvulas y el suministro de gas, pueden iniciarse las labores de reparación y rescate casi inmediatamente debido a que, al ser más ligero que el aire se disipa rápidamente en la atmósfera.

Considerando las propiedades físico-químicas del gas natural, las ventajas más importantes en cuanto a su uso son las siguientes:

1. Presenta una combustión completa y limpia, la cual prácticamente no emite bióxido de azufre.
2. Seguridad en la operación, debido a que en caso de fugas, al ser más ligero que el aire, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente, se requiere buena ventilación.
3. Promueve una mayor eficiencia térmica en plantas de ciclo combinado para generación de electricidad.

1.4.2. Ventajas ambientales

La combustión del gas natural prácticamente no genera emisiones de bióxido de azufre, el cual causa la lluvia ácida o partículas que son carcinogénicas. Asimismo, el gas natural emite cantidades mucho menores de monóxido de carbono, hidrocarburos reactivos, óxidos de nitrógeno y bióxido de carbono, que otros combustibles fósiles.

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

⁴ Secretaría de Energía, *op cit*, p. 1

Una manera en la que el gas natural puede contribuir significativamente al mejoramiento de la calidad del aire es en el transporte. Por ejemplo, los vehículos que funcionan con gas natural pueden reducir las emisiones de monóxido de carbono e hidrocarburos reactivos hasta en un 90 por ciento, en comparación con los vehículos que utilizan gasolina.

Otra manera de mejorar el medio ambiente es usar más gas natural para la generación de electricidad reemplazando al carbón o petróleo. Nuevas tecnologías de gas natural, como sistemas de ciclo combinado de alta eficiencia, aumentan el rendimiento de la energía y simultáneamente reducen la contaminación⁵.

1.5. MEDICIÓN

El poder calorífico⁶ del gas natural depende de su composición química; entre mayor sea la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano que contenga, mayor será su poder calorífico.

Existen diferentes unidades de energía para medir el gas natural, dependiendo del sistema de unidades que se esté utilizando. En los países que emplean el Sistema Inglés de Unidades, se utiliza la Unidad Térmica Británica ó Btu, que representa la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales.

En México se utiliza la caloría, que es la cantidad de energía necesaria para elevar un grado Centígrado (14.5 a 15.5°C) la temperatura de un gramo de agua a condiciones normales de presión; un Btu equivale a 252 calorías. Debido a los órdenes de magnitud que se presentan, se utiliza comúnmente un múltiplo de la caloría: la Gigacaloría (Gcal), equivalente a mil millones de calorías. Otras unidades de energía que se pueden utilizar para expresar cantidades de gas son las dekatherms (Dth), que equivalen a un millón de Btu's (MMBtu)⁷.

⁵ *Ibidem*

⁶ El poder calorífico se define como la cantidad de calor producido por la combustión completa de un combustible.

⁷ PEMEX Gas y Petroquímica Básica, *op cit*, p. 1

CAPÍTULO II

PANORAMA INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

En este capítulo se presenta el panorama internacional del mercado del gas natural⁸, para lo cual se expone la dinámica de los mercados internacionales (demanda y oferta) y la proyección de la demanda mundial de este energético para los próximos años.

2.1. ANTECEDENTES

Los recientes incrementos al precio del petróleo y las mayores oportunidades en el mercado de gas natural, son factores que han provocado mayor interés de las compañías petroleras para buscar nuevos yacimientos de gas no asociado, con una clara tendencia hacia la exploración y desarrollo de aguas profundas.

2.2. DINÁMICA DE LOS MERCADOS INTERNACIONALES

2.2.1. Demanda

2.2.1.1. El gas natural en la demanda de energía

En 2001 la demanda mundial de energía primaria creció 0.3% respecto al año anterior, debido a la recesión económica⁹ y a la contracción en los mercados de energía ocasionado, en parte, por los eventos del 11 de septiembre. Durante el primer semestre persistieron los altos precios del petróleo y al final del año se observó un debilitamiento en la demanda del gas natural.

La siguiente tabla (2.1) muestra el consumo de energía primaria por tipo de fuente. Se observa que el consumo de gas natural, dentro de los combustibles fósiles, registró la mayor tasa media de crecimiento anual del 1.8% en la última década, superior a la mundial y a la promedio de la energía primaria total (1.5%). Sin embargo, el consumo de carbón se incrementó 1.7% respecto al año anterior y el mayor crecimiento se observó en el uso de la energía nuclear, la cual aumentó 2.7%.

⁸ Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011*. Primera edición. México. 2002.

⁹ En 2001 la economía mundial presentó un crecimiento de sólo 1.4%, comparado con 4% que se registró un año antes.

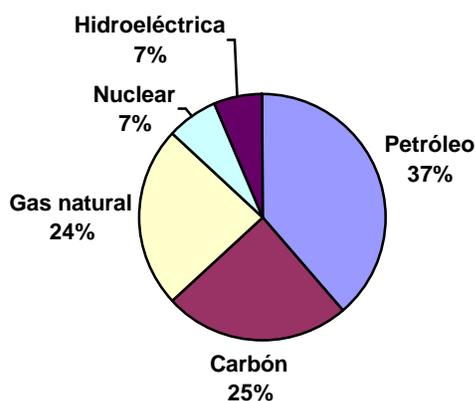
Tabla 2.1. Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente. (Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente).

Año	1991	1999	2000	2001	Variación 2001/2000	tmca*
Total mundial	7,900	8,572	9,095	9,125	0.3	1.5
Petróleo	3,143	3,469	3,519	3,511	-0.2	1.1
Carbón	2,195	2,160	2,217	2,255	1.7	0.3
Gas natural	1,809	2,065	2,158	2,164	0.3	1.8
Nuclear	550	652	585	601	2.7	0.9
Hidroeléctrica	203	227	617	595	-3.6	11.3

*Tasa media de crecimiento anual

Fuente: Secretaría de Energía con base en información de BP Statistical review of world energy, 2002

Gráfica 2.1. Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente¹⁰. (Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)



2.2.1.2. Consumo mundial de gas natural, 2001

Durante 2001, el consumo mundial de gas natural seco¹¹ presentó un incremento de 0.3% respecto al 2000. El continente Africano (particularmente en Argelia y Egipto) registró el mayor crecimiento (8.2%), seguido por los países de Asia Pacífico como China, Corea del Sur y Taiwán, que aumentaron sus requerimientos de energía y se han apoyado en el mayor uso del gas natural, por lo que se registró un ascenso de 5%. En todos los países de Centro y Sudamérica se

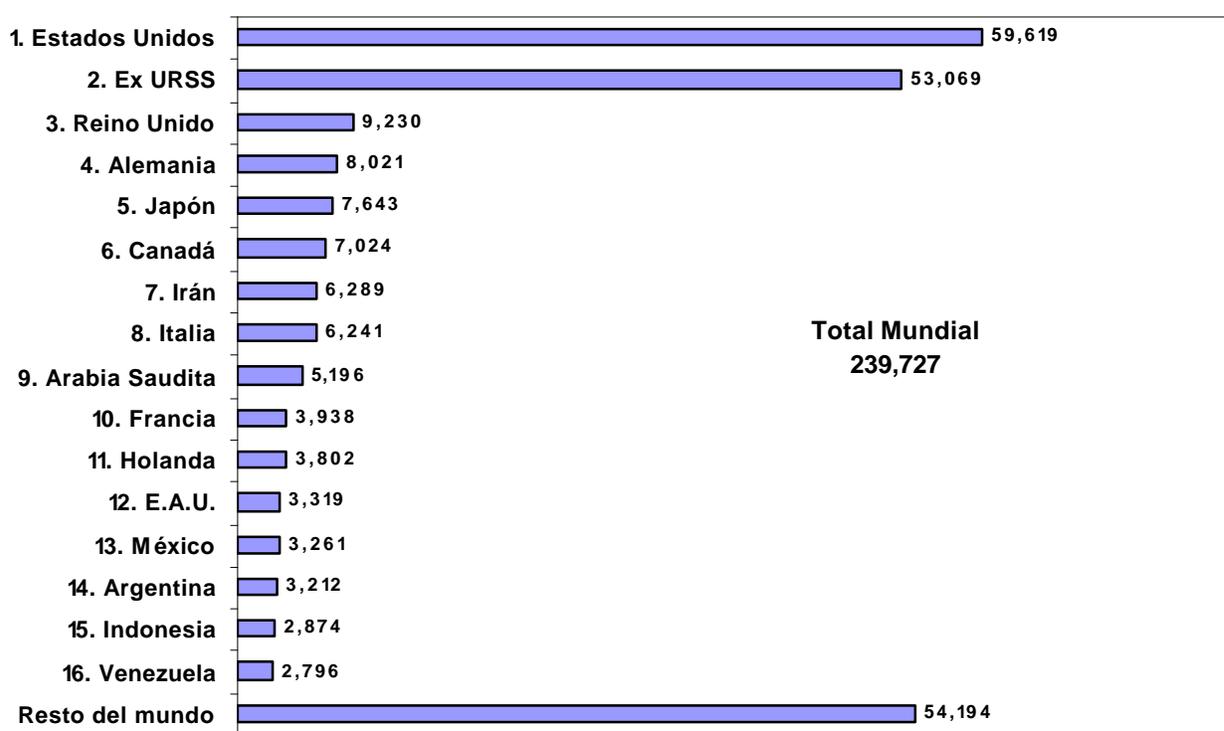
¹⁰ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

¹¹ Gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano.

presentaron tasas positivas, en especial Brasil, con lo cual el aumento en el consumo de la región fue de 4.1%.

Por el contrario, Norteamérica mostró una débil demanda de este energético, por lo cual su consumo disminuyó 4.9%, debido a los efectos de la desaceleración económica. En ese año, México se ubicó en el decimotercer lugar mundial en este rubro.

**Gráfica 2.2. Consumo mundial de gas natural seco, 2001¹².
(Millones de pies cúbicos diarios)**



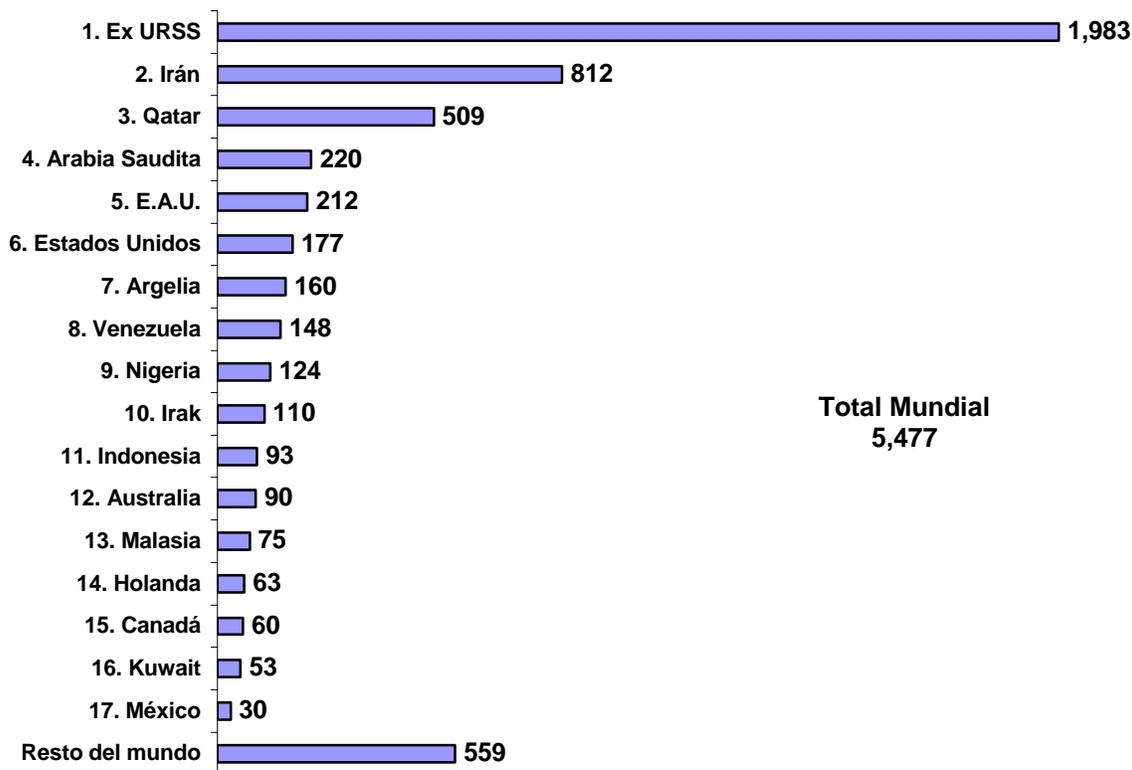
¹² Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

2.2.2. Oferta

2.2.1.1. Reservas mundiales de gas natural seco, 2001

Durante 2001, las reservas mundiales de gas natural se incrementaron 3.3% respecto al año anterior para totalizar 5,477 billones de pies cúbicos (bpc)¹³. En los últimos 10 años éstas se han incrementado a una tasa anual de 2.3%, en contraste con las reservas de petróleo crudo que lo han hecho a 0.5% anual. De esta forma, la relación reservas/producción del gas natural es de 62 años, en tanto que la de petróleo es 40 años.

Gráfica 2.3. Reservas probadas mundiales de gas natural seco, 2001¹⁴. (Billones de pies cúbicos)



*Cifras al cierre de 2001

En Norteamérica, Estados Unidos incrementó su nivel de reservas por segundo año consecutivo en 6.2%, mientras que las de Canadá declinaron 2.1%. México se mantuvo relativamente en el mismo nivel. En Sudamérica destacó Bolivia con un aumento de 30.8% para ubicarse en 24 bpc.

¹³ Un billón equivalente a 10^{12}

¹⁴ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

En Europa el nivel de reservas disminuyó 6.7% respecto al año anterior, para ubicarse en 171.7 bpc. Asimismo, en la ex Unión Soviética, donde se localizan 36.2% de las reservas mundiales, disminuyeron 1%, totalizando 1,983 bpc.

En la región de Oriente Medio, los países con mayores reservas son (en orden de importancia) Irán, Qatar, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos (EAU). Cabe señalar que las reservas de gas natural iraníes se localizan en campos de gas no asociado que aún no han sido desarrolladas.

La mayor parte de las reservas de África se concentran en Argelia y Nigeria que en conjunto representan 72% de la región. Egipto y Libia contabilizan otro 21%. De esta forma, las actividades de exploración y producción, junto con los proyectos y planes de exportación para incrementar su uso se concentran en el norte y oeste de África.

De los países de Asia Pacífico sobresale Australia, cuyas reservas se incrementaron más de 100% e Indonesia 27.9%, cuyo volumen se ubicó en 90 bpc y 93 bpc, respectivamente. En contraste, Malasia redujo sus reservas 8.2%, totalizando 75 bpc.

Figura 2.1. Distribución regional de las reservas probadas de gas seco, 2001¹⁵. (Billones de pies cúbicos).



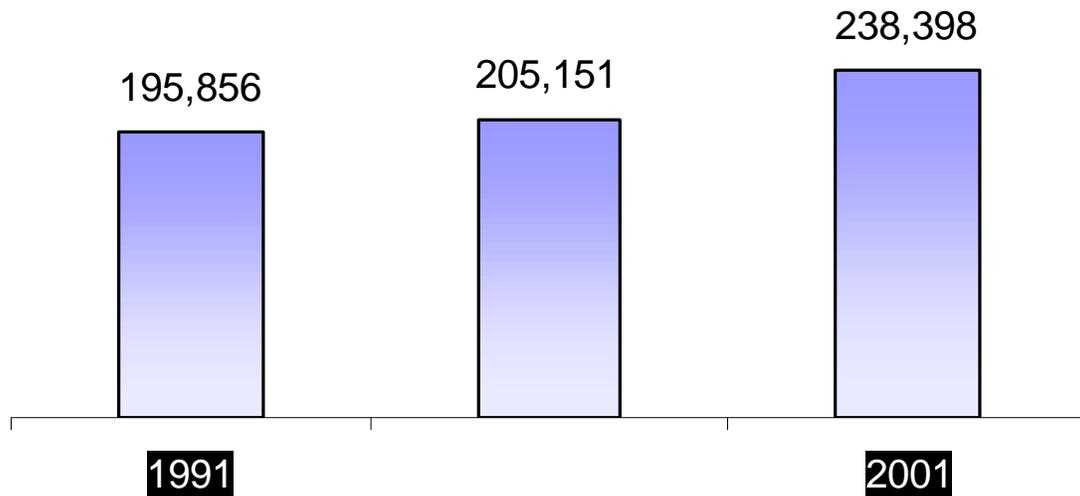
¹⁵ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

2.2.2.2. Producción mundial de gas natural seco, 2001

Durante 2001, la producción mundial de gas seco se incrementó 1.7% respecto al año anterior y 2% anual en los últimos 10 años.

En este año Norteamérica produjo 30.9% de la producción mundial: 22.5% en Estados Unidos, 7% en Canadá y 1.4% en México. En 2001, Canadá presentó el mayor incremento en la producción con 2.8% respecto al año anterior y 5% en promedio anual desde 1991. En Estados Unidos se observó un incremento de 2.2% respecto al año anterior como reflejo del significativo crecimiento en la producción de la Costa Norteamericana del Golfo de México. Mientras que en México la producción se vio disminuida en un 3.6% comparada con el año anterior. Aunque la producción de Centro y Sudamérica tiene la participación más baja a escala mundial, en esta región se registró un aumento de 4% en el 2001, respecto al año anterior¹⁶. Esta tasa es la mayor, después de Oriente Medio, lo que refleja una creciente actividad exploratoria de gas natural.

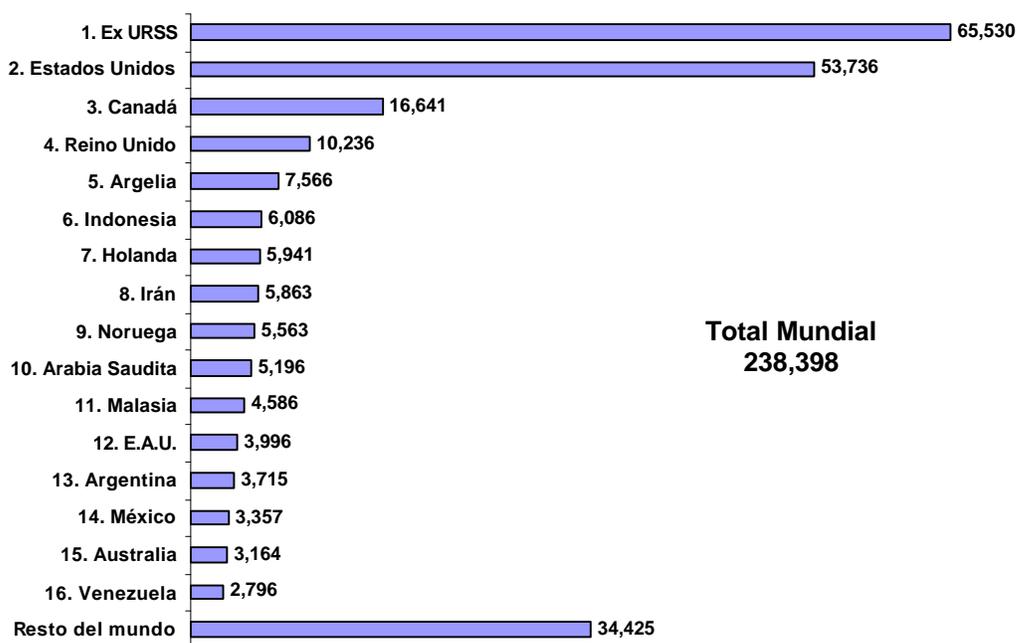
Gráfica 2.4 Producción mundial de gas natural seco, 1991-2001¹⁷.
(Millones de pies cúbicos diarios)



¹⁶ El mayor dinamismo se observó en Bolivia con 20.9% de variación anual respecto a 2001.

¹⁷ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

**Gráfica 2.5. Producción mundial de gas natural seco, 2001.
(Millones de pies cúbicos diarios)**



2.2.2.3. Oferta de gas natural

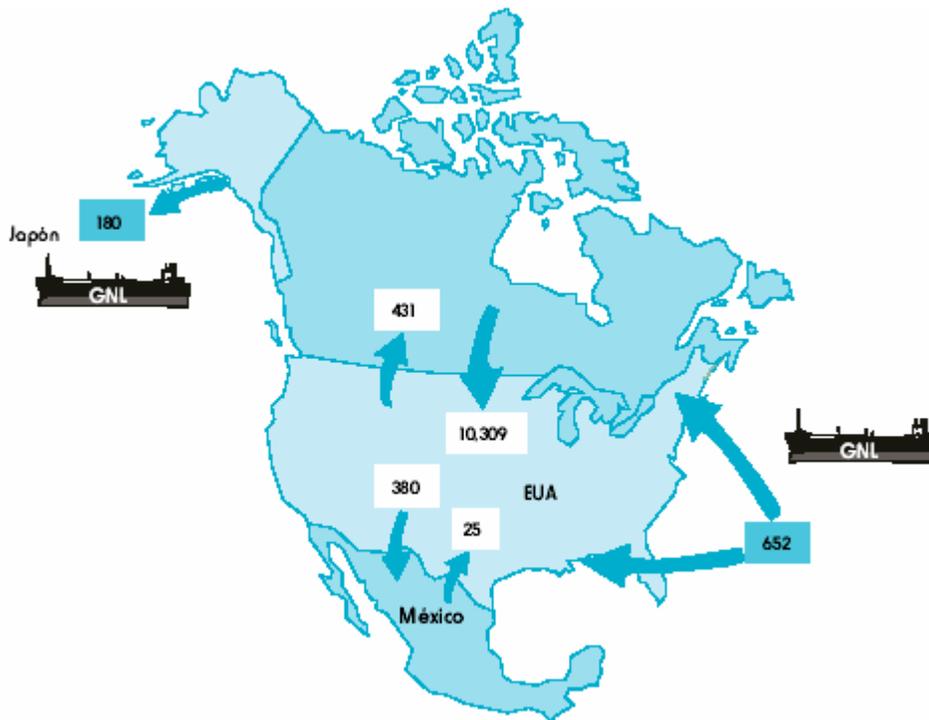
Norteamérica

El consumo de gas natural en Canadá representa 25% del consumo total de energía primaria. No se espera un cambio sustancial en el consumo de gas natural, debido a que más de la mitad de la oferta de energía eléctrica proviene de fuentes hidroeléctricas. De esta forma, gran parte de la producción de gas natural de Canadá seguirá siendo exportada a Estados Unidos, donde la demanda de este combustible crecerá significativamente. En 2001 las importaciones de Estados Unidos provenientes de Canadá incrementaron 6.2% respecto al año anterior, con lo cual, su participación en el consumo total se ubicó en 17.5%.

En Estados Unidos, las importaciones de gas natural se incrementaron 6.1% en 2001 respecto al 2000 para totalizar 10,989 mmpcd. Las importaciones de gas natural de Canadá representaron 93.8% y las de México 0.3%.

En 2001, con los nuevos proyectos de gasoductos, se agregaron 4,143 mmpcd de nueva capacidad en ductos interestatales en Estados Unidos, es decir, 3,531 mmpcd más que en 2000¹⁸.

**Figura 2.2. Comercio exterior de gas natural en Norteamérica, 2001¹⁹.
(Millones de pies cúbicos diarios)**



Aunque en los últimos años se ha incrementado la capacidad en ductos entre el oeste de Canadá y Estados Unidos, existen cuellos de botella dentro de Canadá que prevén ampliar su capacidad para poder abastecer parte de la oferta futura en Estados Unidos²⁰.

Canadian Natural Resources construyó en 2002 un nuevo ducto de Ladyfern (donde se hizo uno de los descubrimientos de gas con mayor potencial) en el noreste de British Columbia, al noroeste de Alberta, el cual también permitirá transportar gas al sur de Canadá y a Estados Unidos. Inicialmente tendrá una capacidad de 680 mmpcd, pero podrá expandirse a 1,350 mmpcd.

¹⁸ CERA, Pipeline construction, a bust ahead? , Marzo. 2002, p. 2

¹⁹ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

²⁰ International Energy Outlook 2002, Energy Information Administration, p. 47 (versión electrónica)

Asimismo, se están implementando otros proyectos en el este de Canadá dirigidos a incrementar las exportaciones de gas a Estados Unidos. La empresa Maritimes and Northeast Pipeline tiene planeado incrementar su capacidad en ductos a 1,000 mmpcd en la costa atlántica de Canadá.

En México, a partir de septiembre de 2002, se tuvo una expansión en infraestructura en el noroeste del país que incrementó la capacidad de importación en 500 mmpcd y se están implementando otros proyectos que incrementarán esta capacidad de importación en la zona noreste del país por aproximadamente 695 mmpcd adicionales durante el 2003. Asimismo, se prevén incrementos adicionales de capacidad de transporte para la importación de gas natural en los años siguientes.

CENTRO Y SUDAMÉRICA

Actualmente, en Centro y Sudamérica hay un considerable desarrollo en las actividades de exploración y producción de gas natural, por lo que las reservas de esta región cuentan con un fuerte potencial. Las mayores reservas se concentran en Argentina, Bolivia, Venezuela y Trinidad y Tobago.

En Bolivia se han descubierto y desarrollado nuevos campos de gas natural que le permitirán convertirse en uno de los principales participantes en el mercado sudamericano. Entre sus estrategias está desarrollar ampliamente su infraestructura de ductos que le permitirán abastecer gas para generar electricidad a los países circunvecinos.

EUROPA Y LA EX URSS

El mayor abastecedor de gas natural en el mundo es la ex URSS y provee a Europa con 30% de sus requerimientos de gas. Cuenta con una extensa red de ductos, tanto internos como internacionales, que lo conectan con los mercados de exportación. Rusia espera expandir su capacidad exportadora y al mismo tiempo diversificar sus mercados y depender menos de Ucrania como ruta exportadora. Actualmente, Ucrania sirve de ruta de tránsito para 90% de las exportaciones rusas a Europa.

ASIA, ORIENTE MEDIO Y ÁFRICA

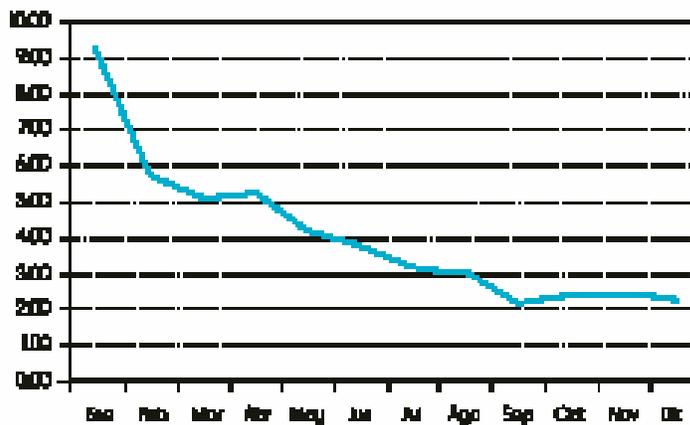
En Qatar se localiza el mayor campo de gas no asociado del mundo. En 2001 su consumo disminuyó, pero su producción aumentó, por lo que la producción adicional sirvió para su mercado de exportación. En el futuro se prevé que Qatar juegue un importante papel en el mayor uso de gas natural en el Oriente Medio. Se espera que se construya un nuevo ducto que permita exportar gas a Abu Dhabi, Dubai y Omán con posibles conexiones a la India. Este nuevo ducto iniciaría operaciones en el 2005, el cual se estima realizará entregas por 3 mil mmpcd, lo que podría representar 10% del comercio mundial por ducto.

2.2.2.4. Precio internacional de gas natural, 2001

Durante 2001, los precios promedio de los diferentes mercados presentaron comportamientos distintos. El precio del GNL del mercado líder, el japonés, promedió ligeramente por debajo del promedio del año anterior, para ubicarse en 4.64 dólares por millón de BTU. En la Unión Europea los precios observaron el mayor incremento, el cual ascendió a 94 centavos por millón de BTU.

En cambio, en Estados Unidos, los precios del gas natural comenzaron el año 2001 con un alto nivel de precios debido a que continuaron reflejando la tendencia alcista que prevaleció en el mercado del verano al invierno del año 2000. Ese comportamiento del mercado estuvo sustentado en un escenario donde prevaleció, por un lado, una restricción de oferta ocasionada por un bajo nivel de inventarios y, por otro lado, un incremento de la demanda debido a las condiciones extremas del clima. No obstante, a medida que la producción del combustible aumentó de manera gradual y las condiciones climatológicas presentaron temperaturas normales, los precios en el mercado de gas natural fueron disminuyendo paulatinamente. Así, el índice Henry Hub promedió 16 centavos por debajo del promedio del 2000.

Gráfica 2.6. Precio spot del gas natural en el mercado de Henry Hub, 2001²¹. (Dólares por millón de BTU)



Cabe destacar que el comportamiento a la baja en los precios del gas natural estuvo influenciado por el descenso en los precios del crudo, así como por el bajo desempeño económico de Estados Unidos, el alto ritmo de inyección a los inventarios y la presencia de temperaturas templadas en las principales regiones consumidoras.

²¹ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

Como resultado de la menor demanda del mercado estadounidense, los precios de Alberta, Canadá disminuyeron 14 centavos para ubicarse en 3.61 dólares por millón de BTU.

**Tabla 2.2. Precios internacionales del gas natural 1/, 1991-2001.
(Dólares por millón de BTU)**

Año	GNL Japón csf²	Unión Europea csf²	Gas natural EUA (Henry Hub)	Canadá (Alberta)
1991	3.99	3.18	1.49	0.89
1992	3.62	2.76	1.77	0.98
1993	3.52	2.53	2.12	1.69
1994	3.18	2.24	1.92	1.45
1995	3.46	2.37	1.69	0.89
1996	3.66	2.43	2.76	1.12
1997	3.91	2.65	2.53	1.36
1998	3.05	2.26	2.08	1.42
1999	3.14	1.8	2.27	2
2000	4.72	3.25	3.88	3.75
2001	4.64	4.19	4.26	3.61

1/ Precios promedio

2 csf: Costo + seguro + flete

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

2.3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL, 1999-2015.

Se estima que la demanda de gas natural presentará la mayor tasa de crecimiento respecto a los demás combustibles con un incremento de 3.2% anual durante el periodo 1999-2015, en tanto que la de petróleo 2.2% anual y el carbón 1.8% anual.

El mayor dinamismo en el consumo de gas natural se dará en los países en desarrollo, principalmente en Asia, Centro y Sudamérica con 5.7% anual, en donde la demanda de energía crecerá alrededor de 4% anual²², mientras que en los países industrializados el incremento en el consumo de este combustible será de 2.5% anual. En los países industrializados, como en los países en desarrollo, el mayor consumo de gas natural responde a su creciente uso para generar electricidad por sus ventajas ambientales y económicas. Además, en los países en desarrollo su mayor uso será resultado de su aplicación en el sector industrial y el rápido desarrollo de estos mercados.

²² Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

Tabla 2.3
Demanda mundial de gas natural seco, 1990-2015.
(Miles de millones de pies cúbicos diarios)

País	1990	1999	2005	2010	2015	tmca*
<i>Total mundial</i>	200	230.7	278.6	326	384.1	3.2
Industrializados	95.6	119.7	142.7	158.4	176.7	2.5
Norteamérica	60.3	71.5	83.8	92.9	103.3	2.3
Europa Occidental	27.7	38.4	48.2	54	60.8	2.9
Asia Industrializada	7.1	9.9	11	11.5	12.6	1.5
Europa del Este/ exURSS	77	61.6	67.9	77	88.5	2.3
Países en desarrollo	27.7	49.3	67.7	90.7	118.9	5.7
Asia	8.2	16.4	27.7	35.9	46.3	6.7
Oriente Medio	10.1	18.6	21.6	28.2	34	3.8
África	3.8	5.5	6.3	6.8	8.5	2.8
Centro y Sudamérica	5.5	8.8	12.3	19.5	30.4	8.1

*Tasa media de crecimiento anual 1999-2015
 Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

NORTEAMÉRICA

En la región norteamericana se espera un incremento en la demanda de gas natural de 2.3% anual, es decir pasaría de 71.5 miles de mmpcd a 103.3 miles de mmpcd durante el periodo 1999-2015 según las estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos. Canadá continuará abasteciendo la mayor parte de la oferta externa de EUA y las importaciones de GNL harán una pequeña, pero creciente contribución al mercado. En México, se espera que el consumo de este combustible crezca a una tasa promedio anual del 7.4% durante el periodo de 2001-2011.

CENTRO Y SUDAMÉRICA

El mercado de gas natural en Centro y Sudamérica es relativamente pequeño, su consumo se incrementará hasta 8.1% anual. En Brasil se espera el mayor aumento en el consumo de gas natural con una tasa de 16.8% anual. Este país está haciendo un esfuerzo por diversificar el uso de combustibles para la generación de electricidad, que depende en su mayor parte de hidroeléctricas.

EUROPA OCCIDENTAL

De los países industrializados, la región de Europa Occidental tendrá el crecimiento más rápido en su demanda con una tasa de 2.9% debido a su disponibilidad por ducto proveniente de la otrora Unión Soviética y de Argelia, y por buque-tanque en forma de gas natural licuado (GNL). Destacan Francia y Alemania como los países con mayor crecimiento en su demanda, donde más de una tercera parte de su gas es adquirido de la ex URSS.

EUROPA DEL ESTE Y LA EX URSS

En la región de Europa del Este y la ex URSS se espera un crecimiento de su demanda de 2.3% anual en conjunto para el periodo de referencia. Aunque en esta región actualmente casi 11% del gas natural lo consumen los países de Europa del Este, hacia el 2015 esta participación será de 16% gracias a que se prevé se mantenga su estabilidad económica.

ASIA

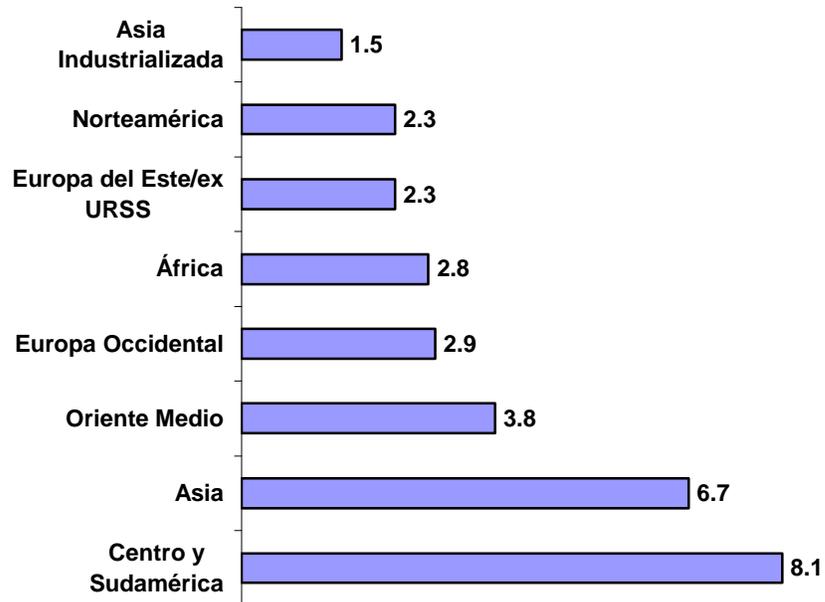
En Asia industrializada (Japón y Australia) se prevé un incremento en el consumo de gas natural de 1.5% anual para el periodo 1999-2015. Se pronostica que Japón incremente su demanda a una tasa promedio anual de 1.3%.

Los países de Asia en desarrollo tendrán un notable aumento en su demanda de gas natural al pasar de 9.9 miles de mmpcd en 1999 a 12.6 miles de mmpcd en el 2015, lo que la hace una de las regiones con mayor potencial para el consumo de este energético. Destacan China, Corea del Sur y la India como los países con mayor crecimiento.

ORIENTE MEDIO

Oriente Medio ha incrementado al doble el uso de gas natural en los últimos 10 años. Esta región busca desarrollar sus mercados internos, por lo que en el periodo 1999-2015 se espera que su consumo se incremente a una tasa promedio de 3.8% anual.

**Gráfica 2.7. Demanda mundial de gas seco²³.
(Tasa de crecimiento promedio anual)**



²³ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

CAPÍTULO III

REGULACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

Este capítulo presenta brevemente en que consistieron las reformas realizadas en 1995 al marco jurídico de la industria del gas natural en nuestro país. En el anexo A se encuentra descrito el marco jurídico vigente de esta industria.

3.1. ANTECEDENTES

Hasta 1995, Petróleos Mexicanos era la única empresa autorizada para construir, operar y ser propietaria de gasoductos en México, así como la única entidad con facultades para producir, importar, exportar y comercializar gas natural en territorio nacional.

Con el argumento de impulsar una política de aprovechamiento de gas natural, en 1995 el gobierno mexicano impulsó una serie de reformas legales e institucionales tendientes a redefinir la industria. En suma, se distinguen aquellas actividades exclusivas a PEMEX, tales como la exploración, la explotación y las ventas de primera mano de este combustible, de las que permiten la participación de los particulares (transporte, almacenamiento y distribución de gas natural).

La reforma de 1995 se diferenció de la mayoría de los procesos de reestructuración en otros sectores, ya que ésta en lugar de privatizar totalmente las actividades de la industria, buscó incorporar un esquema de convivencia entre el sector público (PEMEX) y el privado dentro del marco constitucional vigente. Como resultado, la empresa estatal participaría en la cadena de suministro del combustible como oferente de gas mediante las ventas de primera mano, permisionario de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y comercializador.

A partir de la estrategia propuesta, durante 1995 se introdujeron reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (la Ley Reglamentaria), y se expidieron tanto el Reglamento de Gas Natural (el Reglamento) como la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (Ley de la CRE), donde se establecieron los lineamientos generales del marco regulador de la industria de gas natural.

3.2. REFORMAS AL MARCO JURÍDICO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL DE 1995

Las reformas realizadas al marco jurídico de este sector consistieron principalmente en:

✍ **Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.**

La reforma a la Ley Reglamentaria redefinió el ámbito de la industria petrolera y estableció los lineamientos generales de la estructura reguladora de la industria. Esta definió las actividades consideradas como estratégicas y reservadas al Estado (exploración, explotación, producción y ventas de primera mano) y las separó de aquellas abiertas a la participación del sector privado (construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como el comercio exterior y la comercialización de gas natural).

✍ **Ley de la Comisión Reguladora de Energía.**

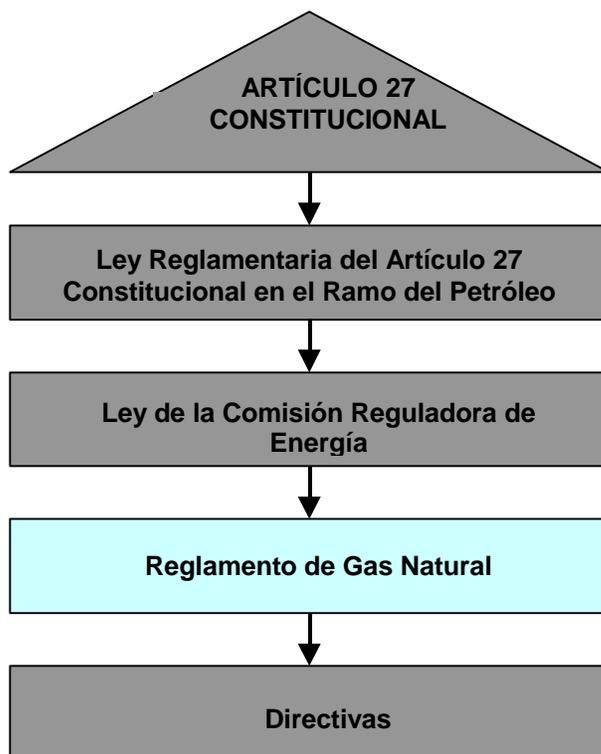
En octubre de 1995, el Congreso de la Unión promulgó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación en 1993, a un organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía, dotado con autonomía técnica y operativa, y encargado de la regulación en materia de gas natural. Asimismo, amplió la autoridad de la CRE en esta materia, y concentró en ella atribuciones que se encontraban dispersas en otros ordenamientos, dependencias y entidades.

✍ **Reglamento de Gas Natural.**

Este Reglamento precisa los principios reguladores planteados en la Ley Reglamentaria, establece los principios y lineamientos de la regulación y atribuye funciones al órgano encargado de desarrollar e instrumentar la regulación secundaria en la materia.

El Reglamento también establece las disposiciones que rigen la participación de PEMEX y de los particulares en las actividades reguladas en materia de gas natural. Con el objeto de promover la competencia en la industria, se eliminaron las restricciones legales al comercio exterior y se desregularon las actividades de comercialización de gas natural. Congruente con esta estrategia, el Reglamento otorga facultades a la CRE para que regule tanto los precios como los términos y condiciones generales que rigen las ventas de primera mano. Por otro lado, en términos del Reglamento, la participación del sector privado en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución está sujeta a un régimen de permisos.

Figura 3.1. Marco regulador de la industria de gas natural²⁴



✍ **Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural.**

Esta directiva establece las metodologías, criterios y bases que deben utilizar PEMEX y los permisionarios para cálculo de sus precios y tarifas.

✍ **Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural.**

Esta directiva establece los principios contables de aplicación general para los permisionarios, misma que pretende unificar la presentación de las obligaciones de información de PEMEX y los permisionarios a la CRE a fin de coadyuvar en el monitoreo sobre el cumplimiento de la regulación aplicable a los precios y tarifas.

✍ **Directiva sobre la determinación de zonas geográficas para fines de distribución de gas natural.**

Esta directiva establece los lineamientos generales que la CRE utiliza en el proceso de determinación de zonas geográficas para la distribución de gas natural.

²⁴ *Ibidem*, p. 19.

✍ **Directiva sobre la venta de primera mano de gas natural.**

Esta directiva establece los criterios y lineamientos que deberán ser observados por PEMEX y sus organismos subsidiarios en las ventas de primera mano de gas natural, así como las obligaciones de información y contabilidad sobre dichas ventas. En esencia, con ella se busca introducir elementos de certidumbre y contribuir al cumplimiento de la regulación de las ventas de primera mano. De esta manera los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano se rigen por los principios siguientes:

- ✍ Transparencia, proporcionalidad y equidad en las relaciones contractuales entre PEMEX y los adquirentes, de manera que se asegure el suministro eficiente de gas natural;
- ✍ Vigilancia para que PEMEX no imponga condiciones contractuales unilaterales o discriminatorias, y
- ✍ Establecimiento de condiciones de reciprocidad entre PEMEX y los adquirentes de gas natural.

CAPÍTULO IV

EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL

Este cuarto capítulo tiene por objeto mostrar un diagnóstico de la situación de la industria del gas natural en nuestro país, para lo cual se presentan las diversas clasificaciones de reservas de este hidrocarburo con las que actualmente cuenta México, así como, la evolución de la producción en el periodo de 1991-2002, la infraestructura de PEMEX- Gas y Petroquímica Básica, las importaciones de este combustible en el 2001 y la demanda por sector, en el periodo de 1993-2001.

4.1. ANTECEDENTES

El mercado de gas natural ha cobrado cada vez más importancia por su creciente aplicación para la generación de electricidad, así como por su uso industrial y residencial. Se ha posicionado como un combustible cada vez más demandado al generar energía limpia y por su mayor eficiencia en las tecnologías de ciclo combinado.

Al requerirse cada vez más recursos para satisfacer la demanda, ha sido evidente que la industria de gas natural en nuestro país no ha tenido el desarrollo que su potencial permite. Durante años, los esfuerzos se centraron en la explotación de yacimientos de crudo pesado. Actualmente, con el interés de buscar nuevos yacimientos se ha confirmado la riqueza de gas del país con los descubrimientos de los campos de Lankahuasa, Playuela y Hap. El gran desafío es traducir los nuevos descubrimientos en aumentos en la producción para cubrir los requerimientos que demanda el país.

4.2. RESERVAS DE GAS NATURAL DE MÉXICO

Las reservas remanentes totales²⁵ de gas natural se ubicaron al 1 de enero de 2003 en 65,432.9 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc). Estas se integraron por el 79.5% de gas asociado y el 20.5% de gas no asociado.

²⁵ Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica. Las reservas totales es la suma de las reservas probadas, probables y posibles.

**Tabla 4.1. Reservas remanentes totales de gas natural 2003*
(Miles de millones de pies cúbicos)**

Región	Gas natural	Asociado	No asociado
<i>Total</i>	65,432.9	52,010.9	13,422
Norte	38,746.6	32,659.2	6,087.4
Sur	13,365.4	8,804.5	4,560.9
Marina Noreste	6,919.5	6,919.5	-
Marina Suroeste	6,401.4	3,627.6	2,773.8

* Cifras al 1 de enero.

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

Las reservas de gas natural se clasifican en tres categorías: reservas probadas, probables y posibles. La diferencia entre estas reservas radica en el nivel de certidumbre con el que se prevé podrán recuperarse los volúmenes calculados bajo condiciones económicamente rentables²⁶. A continuación se presenta una tabla para cada una de estas categorías:

**Tabla 4.2. Reservas remanentes probadas de gas natural 2003*
(Miles de millones de pies cúbicos)**

Región	Gas natural	Asociado	No asociado
<i>Total</i>	21,626.1	15,869.6	5,756.5
Norte	3,822.4	1,632.9	2,189.5
Sur	10,684.1	7,672.3	3,011.8
Marina Noreste	4,853.1	4,853.1	-
Marina Suroeste	2,266.5	1,711.4	555.1

* Cifras al 1 de enero.

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

**Tabla 4.3. Reservas remanentes probables de gas natural 2003*
(Miles de millones de pies cúbicos)**

Región	Gas natural	Asociado	No asociado
<i>Total</i>	20,070.8	19,246.5	2,824.3
Norte	17,482.4	16,091.3	1,391.1
Sur	1,450.2	636.3	813.9
Marina Noreste	1,533.9	1,533.9	-
Marina Suroeste	1,604.3	985.1	619.2

* Cifras al 1 de enero.

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

²⁶ La definición y clasificación de las reservas se describe en el Anexo B

**Tabla 4.4. Reservas remanentes posibles de gas natural 2003*
(Miles de millones de pies cúbicos)**

Región	Gas natural	Asociado	No asociado
<i>Total</i>	21,735.9	16,894.7	4,841.2
Norte	17,441.7	14,935	2,506.7
Sur	1,231.1	496	735.1
Marina Noreste	532.6	532.6	-
Marina Suroeste	2,530.5	931.1	1,599.4

* Cifras al 1 de enero.

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

4.3. DISTRIBUCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS EN MÉXICO

En nuestro país la distribución de los hidrocarburos se clasifica en 4 regiones:

4.3.1. Región Marina Noreste²⁷

Se encuentra ubicada en el Sureste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie de 166 mil kilómetros cuadrados, e incluye una parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. La región se compone de tres activos de explotación y uno de exploración denominados Cantarell, Ek-Balam, Ku-Maloob-Zaap y Marina Noreste, respectivamente. La *figura 4.1.* muestra la ubicación geográfica de esta región.

Actualmente, la región tiene doce campos en producción: cinco en Cantarell, cuatro en Ek-Balam y tres en Ku-Maloob-Zaap. Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero del 2003 son Takín en Cantarell, Lum en Ek-Balam y Zazil-Ha en Ku-Maloob-Zaap.

La reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2003, asciende a 4,853.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y representa 22.4 por ciento del total de la reserva probada nacional.

En términos de distribución de reservas de gas probado por activo, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap alcanzan en conjunto 98.4 por ciento de las reservas de la región.

²⁷ PEMEX - Exploración y Producción. *Las reservas de hidrocarburos de México. Evaluación al 1 de enero de 2003.* México. 2003.

Figura 4.1. La región Marina Noreste se localiza dentro de las aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo²⁸.



4.3.2. Región Marina Suroeste²⁹

Esta región se encuentra en el Suroeste del país, en aguas marinas de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390 kilómetros cuadrados, y está limitada en la porción continental por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte Sur, por la Región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al Oeste por el proyecto Golfo de México A de la Región Norte (figura 4.2).

La región cuenta con tres activos de explotación: Abkatún, Pol-Chuc, y Litoral de Tabasco, que administra un total de 35 campos. De éstos, diez están en explotación y son productores de aceite ligero y gas asociado.

La reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2003, fue de 2,266.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, representando 10.5 por ciento de las reservas probadas de gas del país.

²⁸ *Ibidem*, p.23

²⁹ *Ibidem*, p.23

El 75.5 por ciento de esta reserva se compone de gas asociado y el restante 24.5%, es gas no asociado, destacando para este año (2003) la incorporación de campos de gas no asociado, a nivel Terciario en los campos Akpul, Chukúa y Hap.

Figura 4.2. La región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud continental del Golfo de México.³⁰



4.3.3. Región Sur³¹

Se encuentra localizada en la porción Sur de la República Mexicana, y geográficamente abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Su administración comprende siete activos de producción, denominados Bellota-Chinchorro, Chilapilla-Colomo, Cinco Presidentes, Jujo-Tecominoacán, Luna, Muspac y Samaria-Sitio Grande; y tres activos de exploración identificados como Macuspana, Reforma-Comalcalco y Salina del Istmo. En conjunto, la región administra al 1 de enero de 2003, un total de 141 campos con reservas remanentes en sus tres categorías: probada, probable y posible. La *figura 4.3* presenta la ubicación geográfica de la región.

La reserva probada de gas natural, al 1 de enero del 2003, fue de 10,684.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, magnitud que corresponde a 49.4 por ciento del total de la reserva probada del país.

³⁰ *Ibíd.*, p.23

³¹ *Ibíd.*, p.23

Figura 4.3. Cobertura geográfica de la Región Sur. Su extensión comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.³²



4.3.4. Región Norte³³

Geográficamente, se sitúa en el Norte y en la porción central de México (*figura 4.4*). Su área de operaciones incluye una parte continental y otra marina. Su extensión es superior a dos millones de kilómetros cuadrados. Al Norte limita con Estados Unidos de América, al Este con el Golfo de México, al Oeste con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Tesechoacán.

Administrativamente, se divide en ocho activos, cuatro de producción y cuatro de exploración. Los activos de producción son Burgos, Altamira, Poza Rica y Veracruz, mientras que los activos de exploración se denominan Reynosa, Tampico, Misantla-Golfo de México y Papaloapan.

³² *Ibíd*em, p.23

³³ *Ibíd*em, p.23

Figura 4.4. La Región Norte está constituida por una parte continental y otra marina³⁴.



La reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2003, asciende a 3,822.4 millones de pies cúbicos de gas natural lo que representa 17.7 por ciento a nivel nacional.

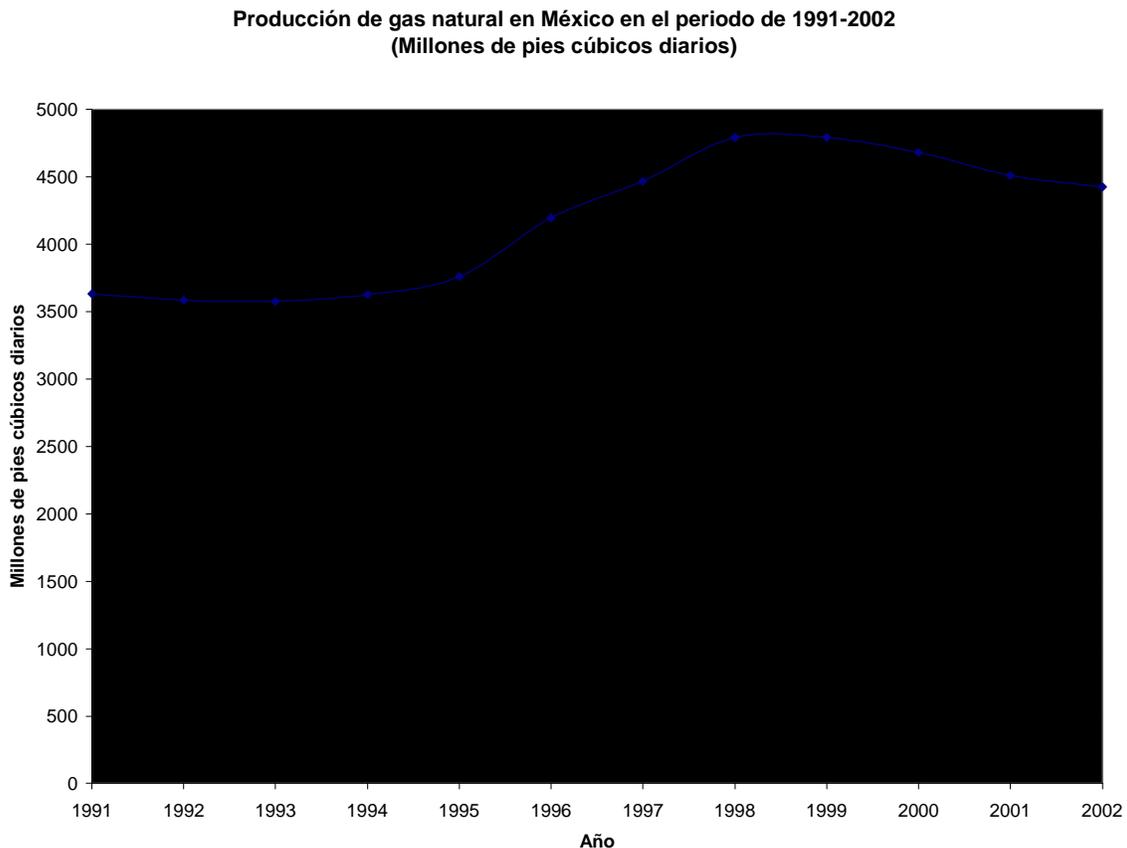
Durante 2002, la reserva probable de gas tuvo un incremento de 9,120.7 miles de millones de pies cúbicos. La reserva probable de gas de la región se concentra principalmente en los activos Poza Rica y Altamira, que contienen 93.6 por ciento del total, en tanto el activo Burgos contribuye con 6.3 por ciento.

³⁴ *Ibidem*, p.23

4.4. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN MÉXICO

La evolución de la producción de gas natural en México durante el periodo de 1991 a 2002, tuvo un incremento de 1991 a 1999, sin embargo los últimos tres años del periodo disminuyó, al pasar de 4,670 mmpcd en 2000 a 4,423 mmpcd en 2002.

Gráfica 4.1. Producción de gas natural en México en el periodo de 1991-2002. (Millones de pies cúbicos diarios).



4.4.1. Producción de gas natural por Región en México 1991-2002

De la producción nacional, la región Sur en el 2002 aportó el 38.5%, seguida de la región Norte con el 28.6%. Las regiones Marinas Noreste y Suroeste contribuyeron con el 18.8% y el 14%, respectivamente.

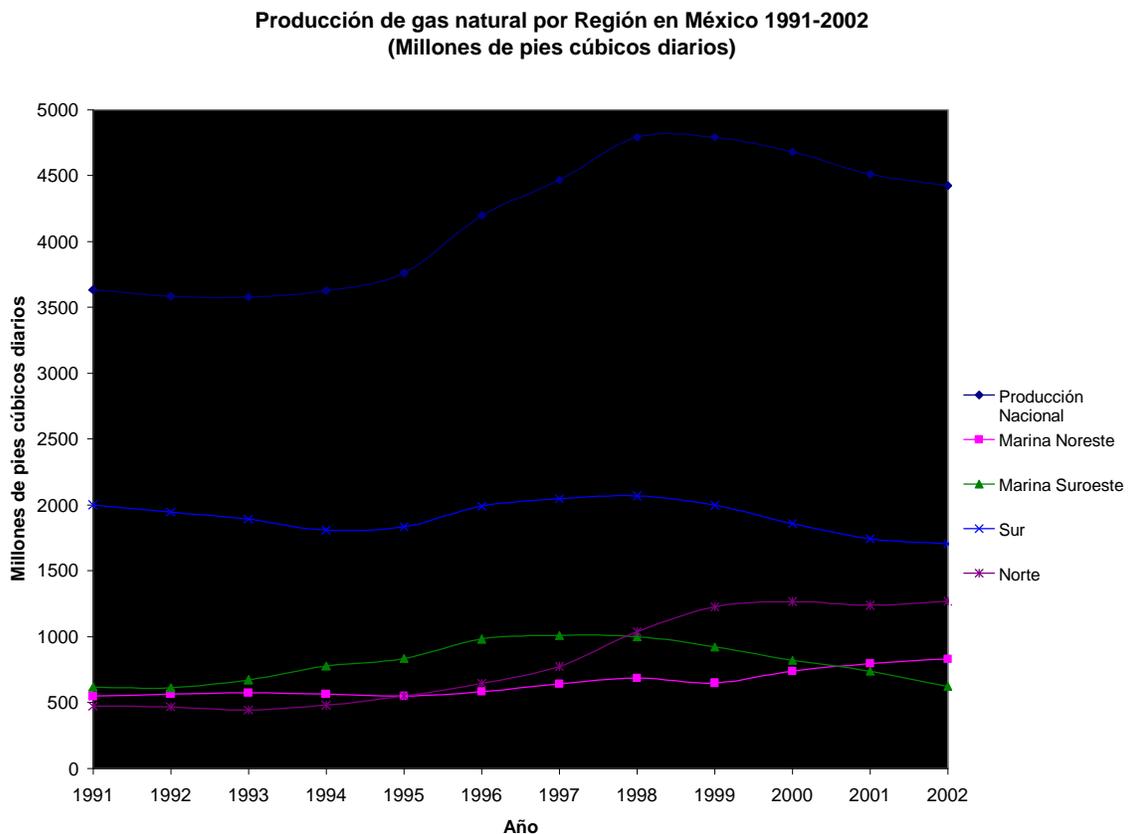
En la gráfica 4.1, se muestra la evolución de la producción de gas natural por región. En este sentido, se observa que la región Norte tuvo un importante incremento al pasar de 473.4 a 1,267.9 millones de pies cúbicos diarios en el

periodo comprendido entre 1991 y 2002. Por su parte, la región sur se vio disminuida de 1,999.9 a 1,703.8 mmpcd.

La región Marina Suroeste comenzó el periodo en estudio con 614.7 mmpcd, llegando a su valor máximo en 1997 con una producción de 1,008.6 mmpcd, sin embargo, para 2002, al finalizar el periodo, la producción disminuyó al encontrarse en 620.5 mmpcd, producción similar al comienzo del periodo.

Finalmente, la región Noreste presentó un incremento en su producción en el periodo de 285.7 mmpcd.

Gráfica 4.2. Producción de gas natural por Región en México 1991-2002. (Millones de pies cúbicos diarios)

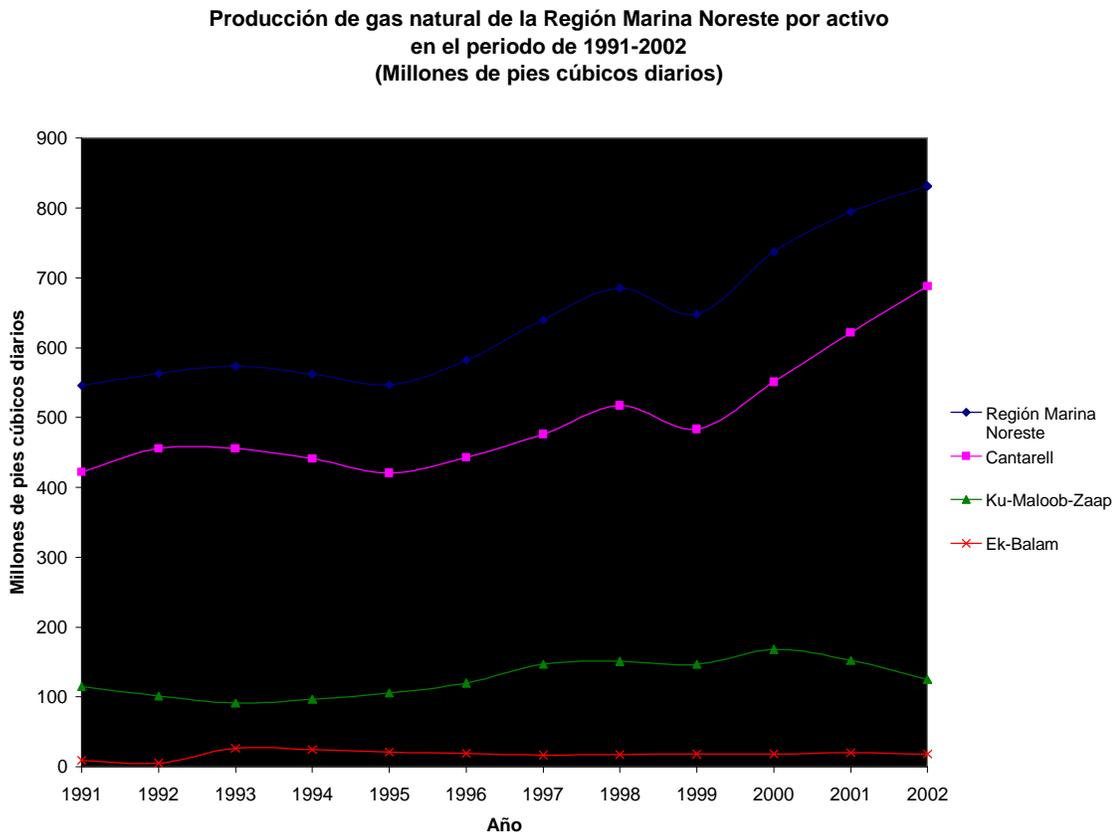


4.4.1.1. Producción de gas natural de la Región Marina Noreste por activo en el periodo de 1991-2002.

El principal activo productor de gas natural de la región Marina Noreste fue Cantarell, el cual tuvo incremento en su producción durante el periodo de 266.1 mmpcd. Este campo en el 2002, contribuyó con el 83% de la producción total de la región.

Los campos Ku-Maloob-Zaap y Ek-Balam tuvieron en el 2002, una participación en la producción total de gas natural de la región del 15 y 2.2 % respectivamente.

Gráfica 4.3. Producción de gas natural de la Región Marina Noreste por activo en el periodo de 1991-2002



4.4.1.2. Producción de gas natural de la Región Marina Suroeste por activo en el periodo de 1991-2002

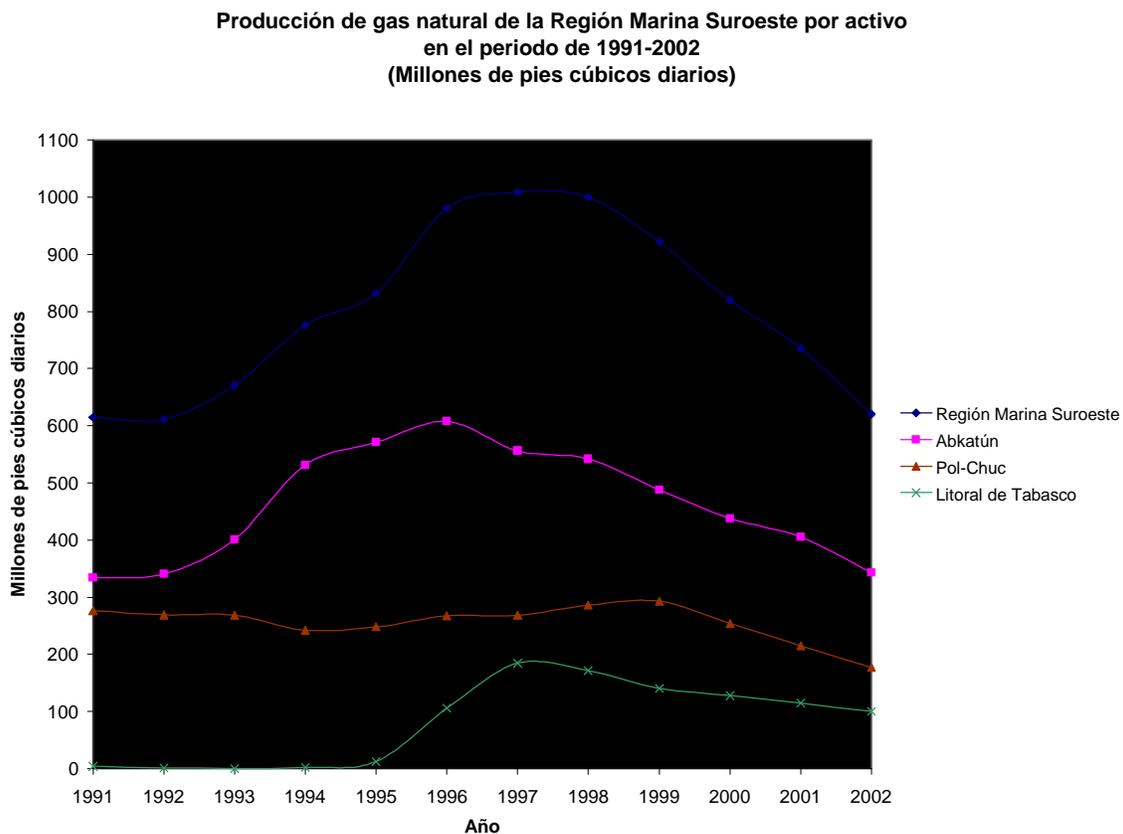
En el 2002, el campo que contribuyó principalmente en la producción de la región Marina Suroeste fue Abkatún con un porcentaje del 55.2 por ciento. Mientras que los activos Pol-Chuc y Litoral de Tabasco aportaron el 28.5 y 16.1%, respectivamente.

El campo Abkatún incrementó su producción a 607.6 mmpcd en 1996, sin embargo, en el 2002, la producción de dicho campo disminuyó a 343 mmpcd, producción similar a la de 1991.

Por su parte, el campo Pol-Chuc también redujo su producción en el periodo al pasar de 276.6 a 177.3 mmpcd.

A diferencia de los campos anteriores, el activo Litoral de Tabasco aumentó su producción al pasar de 4.1 a 100.3 mmpcd, obteniendo su máximo en 1997 de 184.5 mmpcd.

Gráfica 4.4. Producción de gas natural de la Región Marina Suroeste por activo en el periodo de 1991-2002



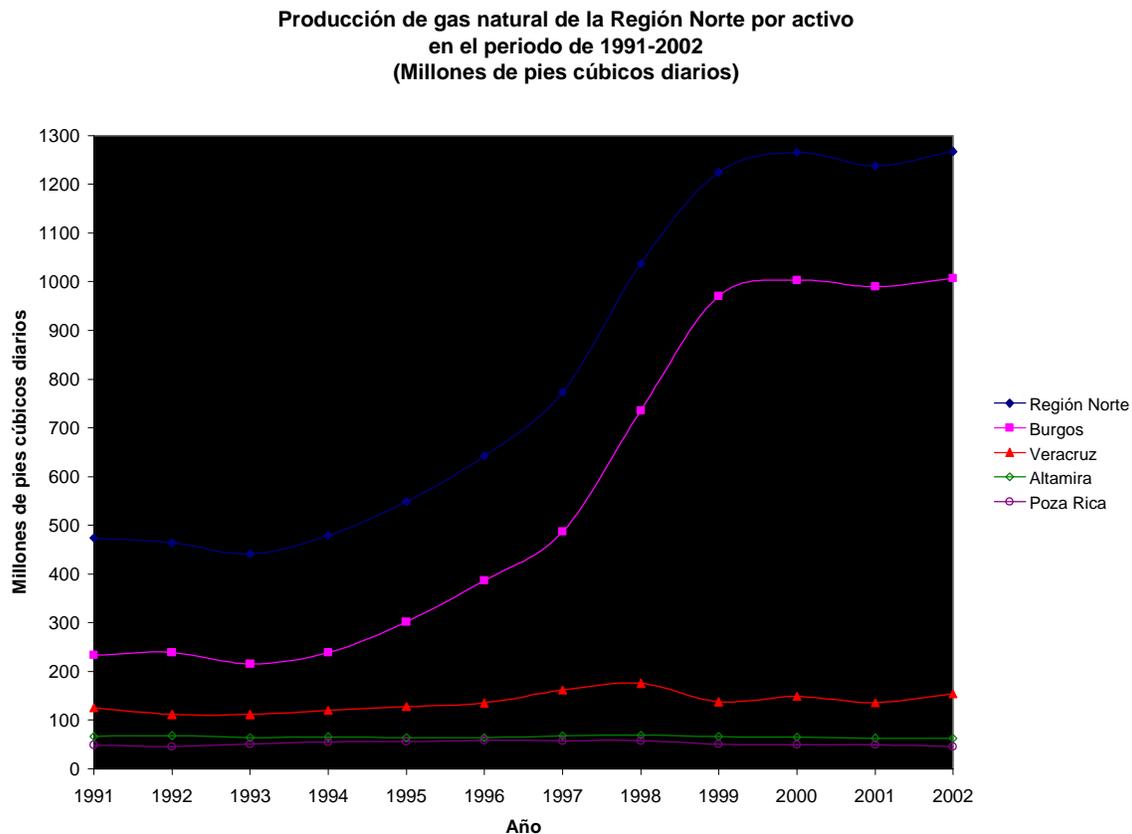
4.4.1.3. Producción de gas natural de la Región Norte por activo en el periodo de 1991-2002

El principal activo productor de gas natural de la región Norte es la Cuenca de Burgos, en el 2002, este campo aportó el 80% de la producción total de dicha región, mientras que a nivel nacional, contribuyó con el 23%. Este campo incrementó considerablemente su producción de gas natural de 233.2 a 1,006.8 mmpcd en el periodo en cuestión.

Capítulo IV: Evolución de la oferta y demanda nacional de gas natural

Por su parte, los activos Veracruz, Altamira y Poza Rica participaron en la producción total de la región Norte con el 12.2, 4.9 y 3.5 por ciento, respectivamente.

Gráfica 4.5. Producción de gas natural de la Región Norte por activo en el periodo de 1991-2002

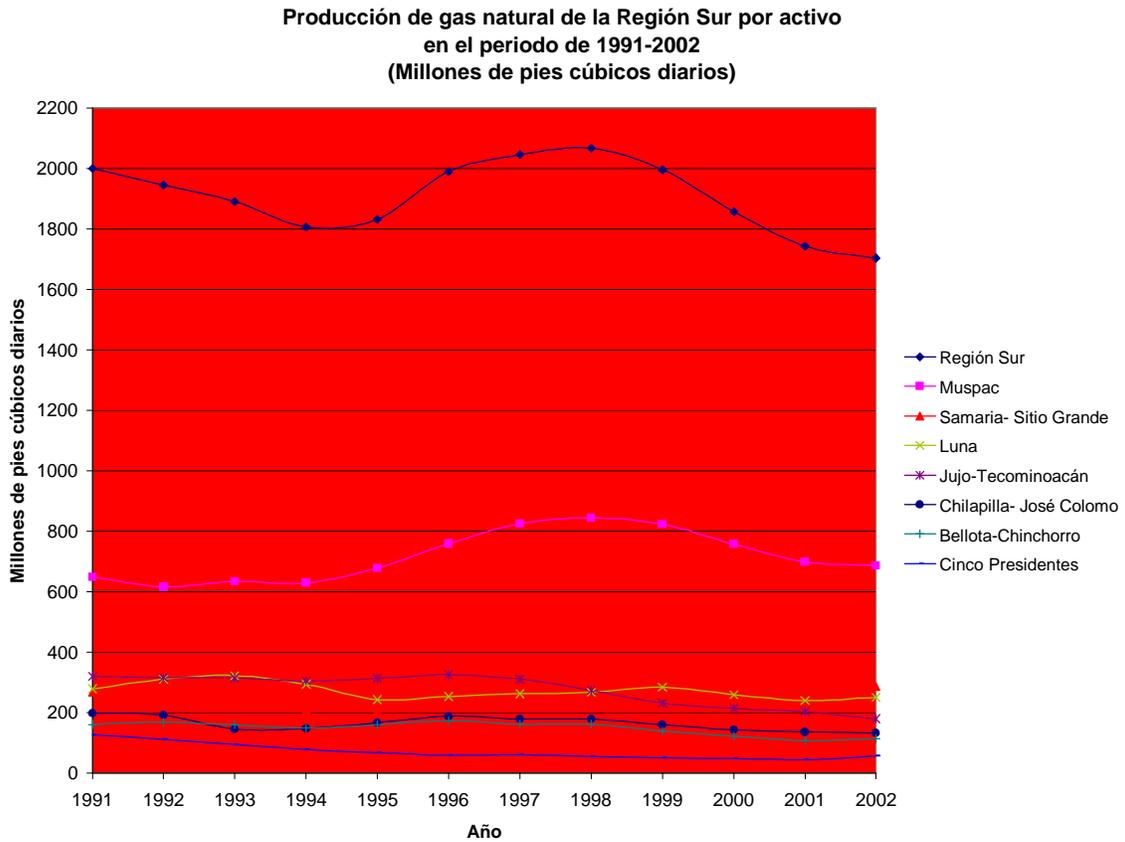


4.4.1.4. Producción de gas natural de la Región Sur por activo en el periodo de 1991-2002

Los principales campos que aportaron a la producción en el 2002, de esta región son Muspac, Samaria- Sitio Grande, Luna y Jujo-Tecominoacán con el 40.3, 16.8, 14.8 y 10.5%, respectivamente. En su conjunto estos campos contribuyeron, para este mismo año, con el 32% de la producción nacional.

Por su parte, los activos Chilapilla- José Colomo, Bellota-Chinchorro y Cinco Presidentes participaron en la producción de la Región Sur en el 2002, con el 7.7, 6.6 y 3.3 %, respectivamente.

Gráfica 4.6. Producción de gas natural de la Región Sur por activo en el periodo de 1991-2002



4.5. INFRAESTRUCTURA DE PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA³⁵

En el 2002, PEMEX Gas y Petroquímica Básica contaba con diez³⁶ centros de procesamiento de gas:

1. *Complejo procesador de gas Nuevo PEMEX*: Localizado en el estado de Tabasco, tiene una capacidad para procesar 1,550 mmpcd de gas y cuenta con servicios auxiliares, laboratorio y talleres de mantenimiento.
2. *Complejo procesador de gas Cactus*: Ubicado en el estado de Chiapas, es uno de los más grandes del sureste del país; tiene una capacidad para procesar 1,800 mmpcd de gas.
3. *Complejo procesador de gas Ciudad PEMEX*: Ubicado en Tabasco, es el Complejo más antiguo del sureste. La primera planta de absorción inició sus operaciones en 1958.
4. *Complejo procesador de gas Area Coatzacoalcos*: Es el principal centro procesador y distribuidor de líquidos recuperados del gas, y cuenta con instalaciones en los Complejos la Cangrejera, Morelos y Pajaritos.
5. *Complejo procesador de gas La Venta*: Ubicado en el estado de Tabasco, cuenta con una planta de absorción y una planta criogénica.
6. *Complejo procesador de gas Matapionche*: Procesa gas amargo. Cuenta con diferentes tipos de plantas entre las que destaca una criogénica. Se localiza en la parte central del estado de Veracruz.
7. *Complejo procesador de gas Poza Rica*: Tuvo sus orígenes en años anteriores a la expropiación petrolera. Se encuentra localizado en la zona norte del estado de Veracruz.
8. *Complejo procesador de gas Reynosa*: Procesa gas húmedo dulce. Se encuentra ubicado al norte del país en la ciudad de Reynosa, Tamaulipas.

Dentro de estos centros, los Complejos de Cactus, Nuevo PEMEX y Ciudad PEMEX en su conjunto procesan 92.8% del gas ofertado por PEP .

La infraestructura de transporte está constituida principalmente por los gasoductos de PGPB, que cuenta con dos sistemas, el Sistema Nacional de Gasoductos, de 8,704 km, y el sistema Naco-Hermosillo de 339 km.

³⁵ PEMEX Gas y Petroquímica Básica, *op cit*, p. 1

³⁶ El Complejo Coatzacoalcos cuenta con 3 complejos Cangrejera, Morelos y Pajaritos.

Figura 4.5. Complejos procesadores de gas en México 2002.

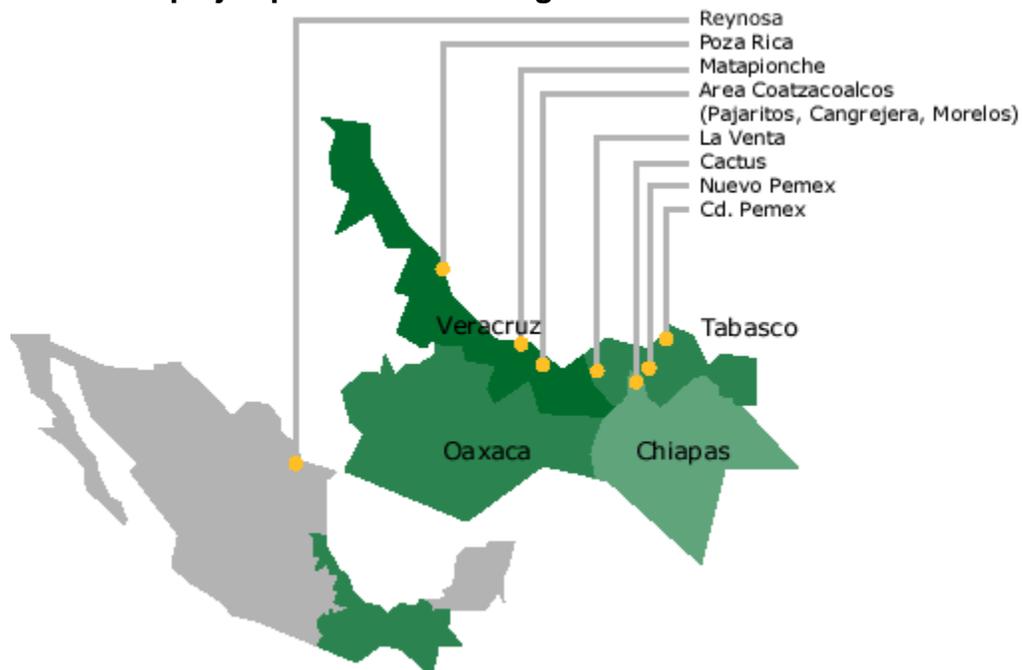


Tabla 4.5 PEMEX Gas y Petroquímica Básica: Capacidad instalada y producción de gas natural, 2001. (Millones de pies cúbicos diarios).

Centro Procesador	Capacidad instalada gas amargo	Capacidad instalada gas dulce	Proceso de gas amargo	Proceso de gas dulce	Producción de gas seco ¹
Total	3,923	5,034	3,227	3,479	2,804
Cactus	1,800	1,275	1,550	933	728
Nuevo PEMEX	800	1,550	648	1,179	862
Cd. PEMEX	1,040	915	787	733	643
La Venta		382		161	134
Matapionche	53	125	96	93	89
Pajaritos		192			
Cangrejera		30		94	
Poza Rica	230	290	145	286	84
Reynosa		275			265

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

¹ No incluye etano a ductos de gas seco

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

4.6. PRODUCCIÓN DE PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA³⁷

En el periodo 1993-2001 la producción de PGPB se ha incrementado a una tasa promedio de 2.0% anual. Debido a la disminución de 5.6% en el gas directo de campos, en 2001 la oferta total de gas natural presentó una baja de 0.4% respecto al año anterior, rompiendo así con la tendencia alcista de los últimos ocho años.

A lo largo del periodo, la oferta nacional de gas ha aumentado a una tasa promedio de 4% anual como respuesta al estímulo expansivo del consumo interno. La oferta, sin considerar el gas de formación empleado por PEP y la entrega directa a Refinación, presenta un incremento de 3.8% anual en el mismo periodo.

Tabla 4.6. Oferta nacional de gas natural, 1993-2001
(Millones de pies cúbicos diarios)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	2,970	3,131	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4
<i>Oferta de PEP</i>	277	350	462	536	476	475	452	438	445	6.1
De formación empleado por PEP	254	324	440	515	454	457	435	426	439	7.1
Autoconsumo	80	132	157	181	155	175	192	186	197	11.9
Recirculaciones propias	174	192	283	334	299	282	243	240	242	4.3
<i>Entrega directa a Refinación</i>	23	26	22	21	21	18	17	12	6	-15.6
<i>Oferta de PGPB</i>	2,693	2,781	2,718	3,009	3,251	3,529	3,587	3,654	3,629	3.8
Plantas PGPB	2,396	2,458	2,376	2,615	2,799	2,816	2,709	2,791	2,804	2
Directo de campos	134	149	190	277	381	599	750	752	710	23.2
Etano inyectado a ductos de gas seco	123	127	109	82	47	94	114	98	101	-2.4
Otras corrientes suplementarias	40	47	42	36	24	20	14	13	14	-12.4

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

4.7. IMPORTACIONES

El comercio exterior de gas seco responde a situaciones específicas de logística y del balance oferta-demanda. Las importaciones por logística o de los sistemas aislados se realizan para satisfacer la demanda de gas en el norte de la República, además de que resulta más económico suministrar el gas de EUA, que transportarlo desde los centros productores ubicados en el Sureste. Estas se llevan a cabo por Ciudad Juárez, Naco, Rosarito, Mexicali y Piedras Negras.

El mayor consumo de gas natural, en especial en los estados del norte del país, cuya infraestructura no está conectada al Sistema Nacional de Gasoductos, ha propiciado mayores compras al exterior de este combustible. En 2001, el total de

³⁷ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

Tabla 4.7. Importaciones de gas natural por punto de interconexión, 1993-2001. (Millones de pies cúbicos diarios).

<i>Punto de interconexión</i>	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Importaciones	96.6	125.1	172.9	83.7	109.2	151.5	168.5	281.1	380.2
<i>Sistema Nacional de Gasoductos</i>	66.5	85.7	123	27.8	40.8	20.9	6	75	152.1
1. Argüelles, Tam. (Kinder Morgan)								12.7	115.6
2. Argüelles, Tam. (El Paso Fiel Services)	49.2	63.3	91	16.1	10.5	7	-	1.7	-
3. Reynosa, Tam. Tennessee Gas							0.6	59.6	32.8
4. Reynosa, Tam. Tetco	17.3	22.4	32	11.7	30.2	13.9	5.4	1.1	3.6
<i>Sistemas Aislados</i>	30.1	39.4	50	55.8	68.5	130.7	162.5	206.1	228.1
5. Naco-Hermosillo, Son.	5.2	4	8.7	11.7	11.6	10.2	6.8	15.3	25.8
6. Cd. Juárez, Chih.	22.9	33.3	39.1	41.6	52.6	110.3	43.9	41.8	48.5
7. Piedras Negras, Coah.	2	2.1	2.1	2.6	3.3	4	6.8	5.1	6.2
<i>PGPB</i>	2	2.1	2.1	2.6	3.3	4	1.4		
<i>Compañía Nacional de Gas</i>							5.4	5.1	6.2
8. San Isidro- Samalayuca.							88.3	99.3	75.8
9. Rosarito BC.								25.3	57
10. Nacozari de García, Son.							5.9	8.4	9
11. Mexicali, BC.					0.9	6.1	10.8	10.9	5.8
Exportaciones									
Reynosa	5	19	21	36	37	32	136	24	25

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

4.8. DEMANDA DE GAS NATURAL EN MÉXICO³⁹

Durante 2001, el consumo de gas natural presentó un incremento de 0.7%, respecto al año anterior, para ubicarse en 4,358 mmpcd. Los sectores que hicieron mayor uso de este combustible fueron el eléctrico y el petrolero. Sin embargo, el

³⁹ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

Evolución y perspectivas del gas natural en México

sector industrial tuvo una caída de 17.1%, incluyendo PEMEX Petroquímica, con lo cual, fue superado por primera vez por el sector eléctrico.

A lo largo de estos últimos nueve años, el mercado de gas natural presenta una tasa media de crecimiento anual de 4.6%, que lo convierte en uno de los más dinámicos del sector energético.

**Tabla 4.8. Consumo nacional de gas natural 1993-2001
(Millones de pies cúbicos diarios)**

<i>Sector</i>	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	<i>tmca</i>
Total	3,040	3,235	3,349	3,605	3,764	4,060	3,993	4,326	4,358	4.6
<i>Petrolero</i>	1,126	1,210	1,205	1,406	1,564	1,729	1,622	1,843	1,961	7.2
Autoconsumo	738	751	695	735	754	825	845	913	994	3.8
Recirculaciones internas	388	459	510	672	809	904	777	930	967	12.1
<i>Demanda sin PEMEX</i>	1,914	2,026	2,144	2,198	2,201	2,331	2,370	2,484	2,397	2.9
Industrial	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,155	-2.1
PPQ	634	658	680	657	580	537	449	373	316	-8.3
Otras	738	748	801	868	888	966	1,023	1,020	838	1.6
Eléctrico	465	546	589	596	653	756	821	1,011	1,156	12.1
Público	385	465	494	492	538	639	705	870	986	12.5
Particulares	80	81	95	104	116	116	116	140	170	9.9
Residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	0.4
Servicios	15	15	16	17	18	17	20	20	21	4.5
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

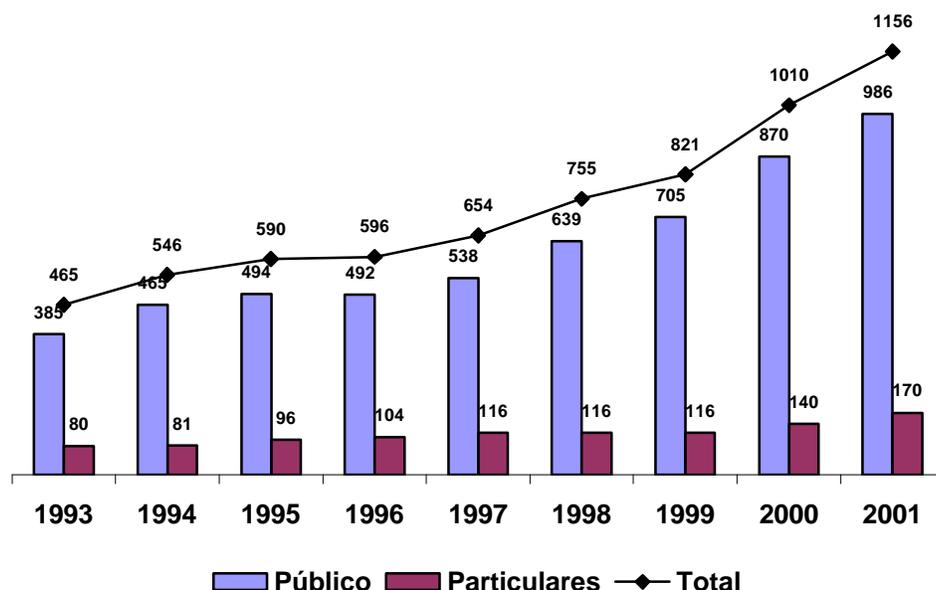
Sin el sector petrolero, el consumo de gas natural presenta una tasa media de crecimiento anual de 2.9%. Este segmento del mercado, en el que participan los distribuidores particulares, representa en promedio 60% del total.

A continuación se realiza un análisis de la evolución en el periodo de 1993-2001, de cada uno de los diversos sectores que participan en la demanda de gas natural en México.

4.8.1. Sector eléctrico⁴⁰

En el 2001, el consumo de gas natural del sector eléctrico público promedió 986 mmpcd, equivalente a un incremento de 13.3% respecto al 2000. Es la siguiente gráfica se muestra la evolución que este sector ha tenido durante el periodo en cuestión.

Gráfica 4.7. Consumo nacional de gas natural del sector eléctrico⁴¹. (Millones de pies cúbicos diarios)



El aumento registrado en 2001 con relación al año anterior se debió principalmente al mayor consumo en las plantas de Salamanca y Felipe Carrillo Puerto. En esta última, la generación se incrementó 108%. El ciclo combinado Huinalá II, registró un requerimiento mayor ante el aumento de la generación de 643 GWh a 1,765 GWh. Asimismo, en Tijuana aumentó en un 50%.

Por otra parte, se consideraron los requerimientos de gas para pruebas de las plantas programadas.

⁴⁰ El consumo del sector eléctrico se integra por el gas que se utiliza en la generación pública y el que se requiere en la generación de particulares. Por generación pública se considera la energía eléctrica producida en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en Luz y Fuerza del Centro (LFC), mientras que la de particulares considera los conceptos de autoabastecimiento y cogeneración, así como la generación a cargo de productores independientes.

⁴¹ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

Evolución y perspectivas del gas natural en México

Durante el periodo 1993-2001, el sector eléctrico mantuvo el mayor aumento en su consumo frente a los demás sectores, alcanzando una tasa de crecimiento promedio anual de 12.1%, donde destaca el sector público. Su participación sin PEMEX prácticamente se ha duplicado al pasar de 24.3%, que registró en 1993 a 48.2% en 2001.

En 2001 entraron en operación tres nuevos productores independientes de energía (PIE), Tuxpan II, Hermosillo y Saltillo, con lo cual, la generación de energía privada mostró un aumento de 21.2% respecto al 2000.

4.8.2. Sector industrial

En 2001, diversos factores provocaron la caída en el consumo de gas natural en el sector industrial. El alza en los precios, la recesión económica y la contracción de la producción de la industria manufacturera de 3.9%, ocasionaron el desplome de 17.8%, sin considerar PEMEX Petroquímica, por lo cual se ubicó en 838 mmpcd. En el periodo 1993-2001, este sector tuvo un crecimiento de 1.6% anual, que resulta el más bajo con relación al resto de los sectores.

Tabla 4.9. Consumo nacional de gas natural del sector industrial 1993-2001. (Millones de pies cúbicos diarios)

<i>Concepto</i>	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	<i>tmca</i>
Total	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,155	- 2.1
<i>PEMEX Petroquímica</i>	634	658	680	657	580	537	449	373	316	-8.3
Combustible	468	468	484	472	433	400	320	274	251	-7.5
Materia prima	166	190	196	186	147	137	129	99	65	-11
<i>Otras</i>	738	748	801	868	888	966	1,023	1,020	838	1.6
Metálicas básicas ¹	142	158	179	188	226	284	294	303	198	4.2
Química ²	141	128	146	157	162	149	156	161	142	0
Vidrio	53	50	52	55	59	58	64	69	63	2.2
Papel ³	33	37	45	43	46	52	59	66	48	4.8
Cemento	37	41	34	34	33	29	26	29	23	-5.8
Resto ⁴	332	333	345	392	362	394	422	392	365	1.2

¹ Incluye las ramas 46 y 47

² Integra las ramas 34 a 42

³ Considera las ramas 31 y 32

⁴ Incluye las ramas 5-30, 45, 48-60

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

La rama industrial más afectada durante 2001 fue la de metálicas básicas. Además de la coyuntura de un mercado con sobreproducción en la industria del hierro y el acero con una caída consecuente en los precios, ocasionaron una reducción de poco más de la tercera parte en el uso de este combustible, lo cual rompió con la tendencia al alza de los últimos ocho años. Sin embargo, es

importante mencionar que en estas ramas se observó un aumento en la eficiencia energética de sus procesos productivos.

No obstante las bajas considerables en el consumo durante 2001 en las ramas del papel y el vidrio, a lo largo del periodo presentaron aumentos de 4.8% y 2.2% anual, respectivamente. Como se observa en la tabla 4.9, la industria del vidrio retrocedió a los niveles de consumo de 1999, en tanto que la del cemento presentó un consumo promedio de -5.8% a lo largo del periodo. En esta última se prevé que el uso de este energético tienda a ser sustituido por otros como el coque de petróleo.

La industria petroquímica estatal se encuentra en situación crítica debido a factores estructurales, tales como; bajos niveles de inversión, inadecuados esquemas de participación, caída de los precios del amoniaco y altos costo de materia prima. Ello ha provocado la baja en la producción de productos petroquímicos y en consecuencia, la disminución en el uso del gas natural a un ritmo de 8.3% anual, en particular el uso como materia prima.

De esta manera, la participación del consumo de gas natural disminuyó a 48.2%, luego de que en 1993 registrara 71.7% sin PEMEX.

4.8.3. Sector petrolero

El sector petrolero ha mantenido el mayor volumen consumido de gas natural en el mercado, alcanzando una participación en 2001 de 45.0%. PEMEX Exploración y Producción (PEP) hace el mayor uso de este combustible en sus procesos de extracción, como autoconsumos y recirculaciones internas. En el último año, presentaron un aumento de 14.4% y 4% respectivamente. En segundo lugar está PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), cuyo volumen en 2001 se ubicó en 258 mmpcd, con un retroceso de 2.1% en el último año. En tercer lugar, PEMEX Refinación aumentó sus consumos 11.7%, para ubicarse en 230 mmpcd.

Durante el periodo 1993-2001 los autoconsumos se incrementaron 3.8% en promedio anual, en tanto que las recirculaciones internas han aumentado 12.1%, al pasar de 388 mmpcd en 1993 a 967 mmpcd en 2001.

**Tabla 4.10. Consumo de gas natural del sector petrolero, 1993-2001.
(Millones de pies cúbicos diarios)**

<i>Concepto</i>	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	<i>tmca</i>
Total	1,126	1,210	1,205	1,406	1,564	1,729	1,622	1,842	1,961	7.2
<i>Autoconsumo</i>	738	751	695	735	754	825	845	912	994	3.8
Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
Refinación	131	137	135	140	180	194	198	206	230	7.3
PGPB	271	272	235	230	216	256	247	264	258	-0.6
PEP	336	342	325	364	357	374	398	442	505	5.2
<i>Recirculaciones internas</i>	388	459	510	672	809	904	777	930	967	12.1

¹ Incluye el consumo de la Compañía Nitrógeno de Cantarell.

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

4.8.4. Sectores residencial y servicios

El sector residencial presentó un consumo de gas natural de 64 mmpcd en 2001, con lo cual, su tasa de crecimiento promedio anual entre 1993 y 2001 fue de 0.4%. Como se observa en la tabla 4.11, entre los años 1998 y 1999 se da una aparente disminución en el consumo, sin embargo, este comportamiento obedece a que en estos años hay un traslado de las redes de distribución a los particulares, con lo cual, hubo una reclasificación de sus clientes de acuerdo al sector correspondiente.

El sector servicios pasó de 15 mmpcd en 1993 a 21 mmpcd en 2001 teniendo un incremento de 4.5% anual. Actualmente, los sistemas de distribución se encuentran en etapa de consolidación, por lo que se están desarrollando las redes de ductos que permitirán cubrir un mayor número de usuarios.

Tabla 4.11. Consumo de gas natural de los sectores residencial y de servicios, 1993-2001. (Millones de pies cúbicos diarios)

<i>Sector</i>	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	<i>tmca</i>
Residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	0.4
Servicios	15	15	16	17	18	17	20	20	21	4.5

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

4.8.5. Sector transporte vehicular

El uso de gas natural para uso de automotores aún es muy incipiente. Se cuenta con dos estaciones de servicio en la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM) por lo que el desarrollo de este sector ha sido menor al esperado, debido a que el costo de la tecnología es aún elevado. El consumo de gas natural

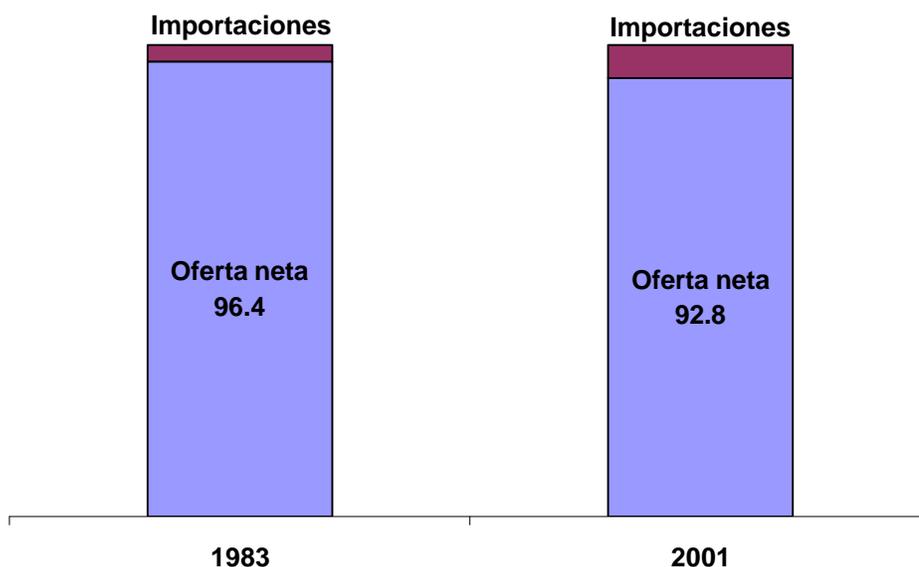
comprimido en este sector pasó de 0.6 mmpcd que se registró en 2000 a 1.4 mmpcd en 2001, como resultado de una mayor número de conversiones al uso de este combustible.

4.9. BALANCE NACIONAL OFERTA- DEMANDA DE GAS NATURAL⁴²

Durante el periodo 1993-2001 la oferta de gas natural creció a una tasa promedio de 4% anual. El rubro de mayor crecimiento fue el gas directo de campos, el cual pasó de 134 mmpcd en 1993 a 710 mmpcd en 2001. Por su parte, el consumo de gas natural presentó un crecimiento promedio de 4.6% anual, donde el sector eléctrico registra el mayor dinamismo.

A lo largo de estos nueve años, la oferta nacional de gas natural abasteció 97.4% en promedio del consumo interno y 2.6% restante se ha cubierto con importaciones (gráfica 4.8). En 2001 las importaciones de los sistemas aislados representaron 60% de las importaciones totales y 5.3% del consumo nacional.

Gráfica 4.8. Estructura de la oferta disponible de gas natural en el SNG (%)⁴³



En la tabla 4.12 se presenta la oferta que PEMEX ofrece al mercado después de satisfacer sus requerimientos, por lo que la oferta disponible es la que está sujeta a las ventas de primera mano. La oferta de PEMEX crece a una tasa en promedio de 1.7% anual, que resulta muy inferior a la demanda, la cual se ubica en 3% anual.

⁴² Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

⁴³ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

Evolución y perspectivas del gas natural en México

**4.12. Balance del mercado de gas natural sin PEMEX⁴⁴, 1993-2001.
(Millones de pies cúbicos diarios)**

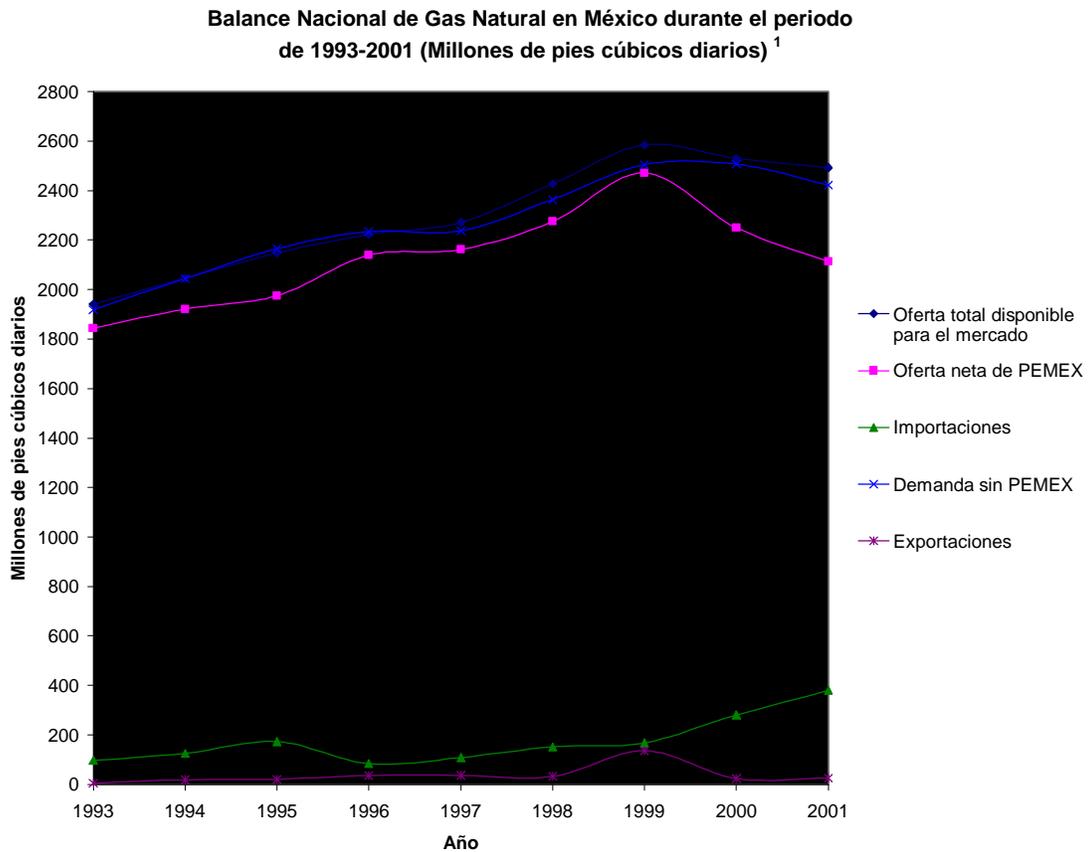
Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca (%) 1993- 2001
Oferta	3,067	3,256	3,353	3,629	3,835	4,156	4,207	4,372	4,454	4.8
Producción de PEMEX	2,970	3,131	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4.0
<i>menos:</i>										
Sector petrolero autoconsumo	738	751	695	735	754	825	845	913	994	3.8
Sector petrolero recirculaciones internas	388	459	510	672	809	904	777	930	967	12.1
Oferta neta de PEMEX	1,844	1,921	1,975	2,139	2,162	2,275	2,417	2,249	2,113	1.7
Externa	97	125	173	84	109	152	168	281	380	18.7
Importaciones de Sistemas Aislados	30	39	50	56	68	131	163	206	228	28.8
Importaciones PGPB	30	39	50	56	68	125	140	156	140	21.2
Importaciones sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	25	67	
Importaciones por particulares	-	-	-	-	1	6	22	24	21	
Importaciones por balance del SNG	66	86	123	28	41	21	6	75	152	10.9
Oferta total disponible para el mercado	1,941	2,046	2,148	2,222	2,272	2,427	2,585	2,530	2,493	3.2
Demanda sin PEMEX	1,919	2,045	2,165	2,234	2,237	2,364	2,505	2,507	2,422	3.0
<i>Sector industrial</i>	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,155	-2.1
Industrial	738	748	801	868	888	966	1,023	1,020	838	1.6
PEMEX Petroquímica	634	658	680	657	580	537	449	373	316	-8.3
<i>Sector eléctrico</i>	465	546	589	596	653	756	821	1,011	1,156	12.1
Público	385	465	494	492	538	639	705	870	986	12.5
CFE	376	437	470	465	513	600	669	816	950	12.3
LFC	9	28	24	27	24	39	36	54	36	18.1
Particulares	80	81	95	104	116	116	116	140	170	9.9
Productores independientes	-	-	-	-	-	-	-	26	90	
Autogeneración	80	81	95	104	116	116	116	114	80	0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<i>Sector residencial</i>	62	58	57	60	62	56	57	60	64	0.4
<i>Sector servicios</i>	15	15	16	17	18	17	19	20	21	4.5
<i>Sector autotransporte</i>	-	-	-	-	-	-	1	1	1	
<i>Exportaciones</i>	5	19	21	36	37	32	136	24	25	23.4
<i>Empaque PGPB</i>	0	1	0	-2	0	0	-1	-1	3	
<i>Diferencias estadísticas</i>	22	0	-17	-10	34	63	80	23	69	

Nota: Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas.

Fuente: Secretaría de Energía, 2002.

⁴⁴ No se considera la demanda del sector petrolero: autoconsumo y recirculaciones internas.

Gráfica 4.9. Balance nacional de gas natural en México durante el periodo 1993-2001. (Millones de pies cúbicos diarios)



1/ Este balance nacional de gas natural solo considera la oferta total disponible para el mercado y la demanda nacional sin considerar los requerimientos de PEMEX.

CAPÍTULO V

PERSPECTIVAS DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

En este capítulo se expone la evolución de la demanda y la oferta que tendrá el mercado de gas natural en nuestro país en el periodo de 2002-2011⁴⁵.

5.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL, 2001-2011⁴⁶

Durante la próxima década, el sector eléctrico será el principal factor que explique el incremento de la demanda de gas natural. En los sectores residencial, servicios y autotransporte la demanda también tiende a crecer, dependiendo su satisfacción del cumplimiento de los programas de expansión de las redes de distribución.

En los próximos 10 años, bajo un escenario de demanda base, realizado por la Secretaría de Energía, que se define como el consumo de gas correspondiente a un crecimiento del producto de 4.5% en el periodo 2002-2011, la demanda total de gas natural experimentará un crecimiento promedio anual de 7.4% al pasar de 4,358 mmpcd en 2001 a 8,883 mmpcd en 2011; descontando al sector petrolero este crecimiento se eleva a 10.2%⁴⁷.

El sector eléctrico mantiene el mayor dinamismo del mercado al absorber casi 60% del consumo en el 2011 comparado con una participación de 48% en 2001, sin considerar el sector petrolero. De esta manera, sus requerimientos ascenderán a 3,801 mmpcd en el 2011 con una tasa de crecimiento de 12.6% anual (ver tabla 5.1).

En segundo término, se estima que el sector industrial requerirá una tercera parte de la demanda sin PEMEX al final del periodo, con un volumen de 2,094 mmpcd. después de haber experimentado en 2001 una disminución en su consumo, se prevé una recuperación en los próximos 10 años con un ritmo de crecimiento del orden de 6.1% anual.

⁴⁵ Para realizar este apartado se recurrió al análisis elaborado por la Secretaría de Energía (SENER) en su Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2002-2011, en su capítulo cuarto.

⁴⁶ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

⁴⁷ En este capítulo, en el análisis de la demanda se pone énfasis en la demanda sin PEMEX (ver tabla 5.1), debido a que el consumo de gas dentro del sector petrolero no está sujeto a la regulación que aplica la Comisión Reguladora de Energía y a que la demanda sin PEMEX representa el mercado en donde, efectivamente, pueden participar los particulares dentro del marco regulatorio vigente.

**Tabla 5.1. Demanda nacional de gas natural por sector 2001-2011
(Millones de pies cúbicos diarios)**

Sector	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	4,358	4,837	5,783	6,076	6,673	7,174	7,557	7,980	8,389	8,687	8,883	7.4
Petrolero	1,961	2,051	2,377	2,442	2,603	2,677	2,729	2,730	2,690	2,611	2,526	2.6
Autoconsumo ¹	994	1,027	1,242	1,256	1,348	1,477	1,574	1,581	1,587	1,589	1,556	4.6
Recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0
Demanda sin PEMEX	2,397	2,786	3,406	3,634	4,070	4,497	4,827	5,249	5,699	6,077	6,358	10.2
Industrial	1,155	1,221	1,338	1,528	1,617	1,737	1,824	1,874	1,943	2,021	2,094	6.1
PPQ	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.3
Otras	838	923	1,031	1,124	1,208	1,318	1,391	1,437	1,506	1,583	1,656	7
Eléctrico ²	1,156	1,463	1,937	1,932	2,227	2,480	2,676	3,006	3,351	3,621	3,801	12.6
Público	986	950	965	789	804	816	805	792	740	684	652	-4.1
Particulares	170	513	972	1,143	1,423	1,665	1,871	2,213	2,611	2,937	3,149	33.9
Residencial	64	75	96	127	163	200	231	254	271	283	292	16.4
Servicios	21	23	29	36	47	57	67	76	85	93	101	17.2
Autotransporte	1	2	6	11	17	23	30	39	49	59	70	48.6

¹ Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell a partir del año 2000

² No considera los proyectos de cogeneración de Tula y Salamanca.

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

Ante las dificultades que han enfrentado los distribuidores para cumplir sus programas de tendido de ductos, las estimaciones de los sectores residencial y servicios resultan menores hasta el 2006. Sin embargo, en los siguientes cinco años se espera una recuperación de este mercado, con lo cual el consumo residencial alcanzará 292 mmpcd y el de servicios 101 mmpcd en el 2011. Ambos sectores tendrán una participación de 6.2% en el último año de análisis.

El sector de autotransporte representa un mercado pequeño y con varios factores que han impedido su desarrollo, tanto en la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM) como en otros estados de la República. En 2001 se tuvo un consumo de 1.3 mmpcd, el cual se incrementará a 70 mmpcd en el 2011, por lo que su presencia en el mercado será de 1%.

A continuación se presenta la evolución de la demanda por sector en el periodo de 2002 –2011.

5.1.1. Sector eléctrico

El sector eléctrico nacional será el principal demandante de gas natural en los próximos 10 años debido a que los planes de expansión del sector se basan en el uso de tecnología de ciclo combinado, ya que ésta tiene la ventaja de ofrecer una

alta eficiencia térmica, requerimientos de inversión más bajos, menores tiempos de construcción y bajos niveles de emisiones contaminantes.

La Secretaría de Energía en su Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2002-2011, realizó dos escenarios de demanda de combustibles del sector eléctrico. Uno que considera el proyecto de autoabastecimiento y cogeneración de PEMEX en el complejo Nuevo PEMEX y otro que incorpora los proyectos de cogeneración en las refinerías de Tula y Salamanca, los cuales tienen un impacto importante en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional.

Estos proyectos suponen una capacidad total de 1,377 MW: 305 MW en Nuevo PEMEX, 594 MW en Salamanca y 478 MW en Tula. Así, PEMEX espera tener ahorros, por eficiencia en generación de energía eléctrica y vapor, estimados en 700 millones de dólares por año. En Tula y Salamanca se utilizará residuo de vacío como combustible. En conjunto, los tres proyectos permitirán una liberación de gas natural para otros sectores. Se espera que Nuevo PEMEX entre en operación en el primer semestre de 2006 y Tula y Salamanca en el primer semestre de 2008.

Así, en los siguientes 10 años el análisis de la Secretaría de Energía estima que la demanda de gas natural en el sector eléctrico se incremente a una tasa promedio de 12.6% anual, con lo cual los requerimientos del sector aumentarán poco más de tres veces al pasar de 1,156 mmpcd en 2001 a 3,801 mmpcd en 2011, sin considerar los proyectos de Tula y Salamanca. Tomando en cuenta estos últimos, el consumo de gas natural será menor, ubicándose en 3,660 mmpcd con una tasa de crecimiento media de 12.2% anual.

5.1.1.1. Demanda de gas natural para el servicio público de electricidad, 2001-2011.

El sistema eléctrico nacional alcanzó al 31 de diciembre de 2001 una capacidad de generación de 38,519 MW y se prevé que para el año 2011 esta llegará a 63,214 MW. Para lograr este crecimiento se cuenta con una capacidad en proceso de construcción o comprometida de 14,228 MW y se requiere una capacidad adicional no comprometida de 14,634 MW, más 1,438 MW de capacidad de proyectos de autoabasto que se incorpora al Sistema Eléctrico Nacional (SEN)⁴⁸. Con la inclusión de los proyectos de Tula y Salamanca la capacidad de generación ascenderá a 62,080 MW en el 2011.

Conforme a este programa de expansión del SEN se espera que la demanda nacional de gas natural para la generación de electricidad del servicio público en el escenario sin Tula y Salamanca pase de 1,076 mmpcd a 3,438 mmpcd entre los años 2001-2011, con una tasa de crecimiento promedio anual de 12.3%.

⁴⁸ Para mayor detalle consúltese *Prospectiva del sector Eléctrico 2002-2011*.

Capítulo V: Perspectivas del mercado de gas natural en México

Considerando todos los proyectos de PEMEX en el último año el consumo se reduce a 3,297 mmpcd, lo que supone un incremento medio anual de 11.8%.

La participación de la demanda de gas natural en el sector eléctrico público, sin el sector petrolero, se incrementará de 48.2% a 59.8% en el periodo 2001-2011; con lo cual, sus requerimientos de gas natural se triplicarán. Durante 2001, CFE tuvo la mayor participación en la demanda de gas natural para generar electricidad (88.3%), con 950 mmpcd; mientras que para el 2011 sus requerimientos serán de 19% del total (654 mmpcd). En contraste, los productores independientes pasarán a ser los principales usuarios de gas natural: su consumo de 2,786 mmpcd representará 81% del total en el 2011; sus requerimientos registrarán tasas de crecimiento superiores al 40% en los próximos 10 años.

La demanda de gas natural en el sector eléctrico considera el desplazamiento de gran parte del consumo del combustóleo, lo que permitirá cumplir con la normatividad ambiental. En el periodo 2002-2011 la sustitución representará 6% de la demanda total.

Tabla 5.2. Demanda nacional de gas natural para generación pública de electricidad, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios).

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	1,076	1,335	1,714	1,688	1,898	2,126	2,315	2,646	2,989	3,257	3,438	12.3
CFE	950	919	916	778	790	802	790	792	740	684	652	-3.7
LFC	36	31	49	11	14	14	15	0.2	0.2	0.2	0.2	-39.8
Productores independientes	90	385	750	899	1,094	1,310	1,511	1,854	2,248	2,573	2,786	40.9

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002

Tabla 5.3. Demanda nacional de gas natural para generación pública de electricidad con los proyectos de Tula y Salamanca, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	1,076	1,335	1,704	1,649	1,836	2,093	2,271	2,505	2,850	3,126	3,297	11.8
CFE	950	919	905	734	733	783	756	775	742	701	654	-3.7
LFC	36	31	47	12	10	15	14	0.2	0.2	0.2	0.2	-39.9
Productores independientes	90	385	752	902	1,092	1,295	1,502	1,730	2,107	2,424	2,643	40.2

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002

5.1.1.2. Consumo de gas para autogeneración de electricidad

El concepto de autogeneración se refiere a la generación de electricidad que realizan los particulares bajo las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración. La proyección de la demanda de gas natural realizada por la Secretaría de Energía consideró, entre otros, los siguientes elementos:

- ? Se estimó la generación de electricidad para el periodo 2002-2011 con base en las características de los permisos en operación, así como en permisos y proyectos nuevos con alta probabilidad de realización.
- ? En el caso de las plantas en operación, se contempla una eficiencia promedio por grupo de actividad económica de acuerdo a la información histórica. Para los permisos y los proyectos nuevos se tomaron criterios de eficiencia de permisionarios y fabricantes de equipos.
- ? Se incorporaron ocho autogeneradores nuevos, de los cuales cuatro consumirán 144.5 mmpcd de gas natural y el resto demandará otro tipo de energéticos (coque de petróleo y residuos de vacío) véase tabla 5.4.

Tabla 5.4. Características de proyectos nuevos en autogeneración de energía eléctrica que se incorporarán en el periodo 2001-2011

<i>Combustible</i>	<i>Número de empresas</i>	<i>Capacidad (MW)</i>	<i>Generación (GWh)</i>	<i>Consumo de gas natural (mmpcd)</i>
Total	8	2,921.4	21,347.9	144.5
Gas natural	4	1,339.4	9,765.8	144.5
Otros	4	1,582	11,582.1	N.A.

N.A: No aplica

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

Tabla 5.5. Demanda nacional de gas natural para autogeneración de energía eléctrica, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios).

	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>tmca</i>
Total	79.9	128.1	222.6	231.7	233	258.9	264.3	263.8	266.5	267.3	266.9	12.8

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002

5.1.2. Sector Industrial

La Secretaría de Energía en su Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2002-2011, realizó la estimación de la demanda del sector industrial considerando las siguientes etapas:

- I. Estimación tendencial de la demanda por grupo de ramas industriales.
- II. Consideración del impacto de las normas ambientales 085 y 086.
- III. Adición de los volúmenes de gas natural por la incorporación de nuevas zonas geográficas de distribución.
- IV. Incorporación de la demanda esperada por parte de PEMEX Petroquímica (PPQ).

Los cuatro elementos en conjunto, forman la estimación final de la demanda de gas natural del sector industrial para los siguientes 10 años.

5.1.2.1. Estimación tendencial

La demanda tendencial de gas natural fue evaluada por la Secretaría de Energía atendiendo los casos particulares de los siguientes grupos de ramas industriales⁴⁹:

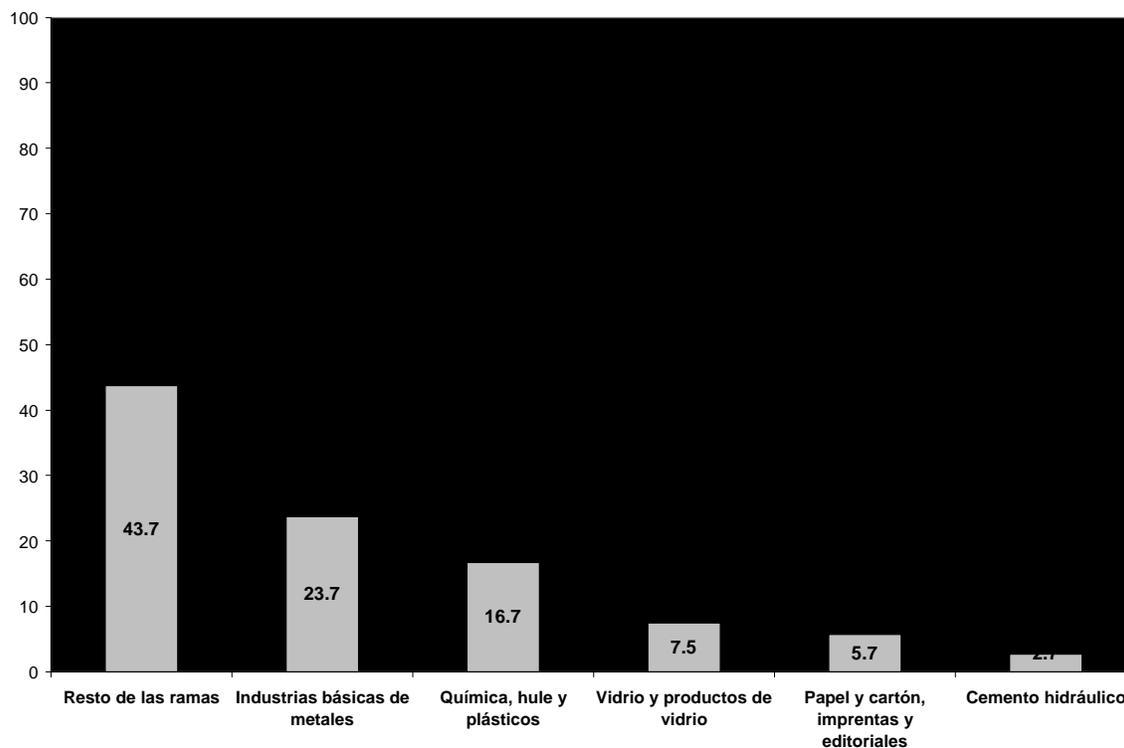
- ? Industrias básicas de metales(ramas 46 y 47)
- ? Química, hule y plásticos (ramas 35 a 42)
- ? Vidrio y productos de vidrio (rama 43)
- ? Papel y cartón, imprentas y editoriales (ramas 31 y 32)
- ? Cemento hidráulico (rama 44)

Con el fin de mostrar la importancia de estas ramas industriales, a continuación se presenta una gráfica donde se resalta la distribución de la demanda para el año 2001. El 56.3% del consumo de gas natural fue realizado por los grupos industriales en cuestión (véase gráfica 5.1).

⁴⁹ Hay un sexto grupo de ramas industriales que se denomina como “el resto de las ramas industriales”, donde se consideran a las siguientes ramas: 5 a la 30, 45, y 48 a la 60. Ver Codificador del Sistema de Cuentas Nacionales del INEGI.

Gráfica 5.1. Demanda de gas natural por grupo de ramas industriales (sin PPQ), 2001⁵⁰. (Porcentajes).

**Demanda de gas natural por grupo de ramas industriales (sin PPQ), 2001.
(Porcentaje)**



5.1.2.2. Industrias básicas de metales

Tomando como base el crecimiento económico que mostrará este grupo de ramas industriales a escala regional, los resultados de la estimación de la SENER para la demanda indican que el grupo de la industria básica de metales presentará la mayor tasa de crecimiento en la demanda industrial. Tomando como base al año 2001, se espera un crecimiento promedio anual del 8.4%, lo que significa cerrar al 2011 con un nivel de demanda de 444.7 mmpcd.

⁵⁰ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4.

Tabla 5.6. Demanda total del grupo industrial básicas de metales, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios).

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	198.4	264.4	291.7	309.2	322.1	340.2	355.6	371	394.9	420.6	444.7	8.4

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

5.1.2.3. Química, hule y plásticos

Este grupo de ramas se caracteriza por contar con un amplio número de procesos industriales y formas en que se integra el uso del gas natural a los productos finales o de uso intermedio, ya sea como energético o como materia prima.

Los resultados indican que su demanda ascenderá a un ritmo de 4.4% anualmente, de tal forma que al 2011, estas ramas requerirán de 217.9 mmpcd de gas natural.

Tabla 5.7. Demanda total del grupo química, hule y plásticos, 2001-2011 (Millones de pies cúbicos diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	141.8	160.2	165.4	170.3	174.9	182.1	188.7	194.5	202	210.4	217.9	4.4

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

5.1.2.4. Vidrio y productos de vidrio

El gas natural es el energético de mayor demanda en esta industria, su uso se observa principalmente en los hornos de fundición y en los de recocido. Aproximadamente el 75% del consumo total de energía corresponde al gas natural, el resto se distribuye entre energía eléctrica, diesel y combustóleo.

Considerando al 2001 como año base, el consumo de gas natural de la rama crecerá alrededor de 3.1% en promedio anual, alcanzando un volumen de 84.8 mmpcd al final del 2011.

Tabla 5.8. Demanda total de la industria del vidrio y productos de vidrio, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios).

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	62.6	61.1	64.3	67.3	69.2	71.3	72.4	73.5	76.4	80.7	84.8	3.1

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

El uso creciente del vidrio en el sector doméstico, así como en las industrias de la construcción y automotriz, serán parte de los factores que impulsarán la demanda de gas natural en esta rama.

5.1.2.5. Papel y cartón, imprentas y editoriales

En el proceso de producción de celulosa y papel, se emplean calderas para la generación de vapor, que utilizan como combustible gas natural, combustóleo y/o gas LP. El vapor producido es empleado en la mayor parte de los procesos involucrados en la producción de la pulpa, así como en la elaboración de papel y cartón.

Al cierre del 2011, la demanda de gas natural estimada por SENER, de estas industrias será del orden de 77.5 mmpcd, creciendo a un nivel de 5% en promedio anual a partir del 2001. Este efecto será el resultado de la mayor inversión esperada en el segmento de la industria dedicado a la producción de papel.

Tabla 5.9. Demanda total del grupo papel y cartón, imprentas y editoriales, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios).

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	47.8	53.7	59.1	61.6	64	67.2	69.6	71.7	73.8	75.9	77.5	5

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

5.1.2.6. Cemento hidráulico

Esta rama industrial esta representada por seis compañías, que en conjunto tienen operando 30 plantas de cemento distribuidas en todo el territorio nacional.

Con base en datos de la Cámara Nacional del Cemento (Canacem), el consumo de gas natural en esta industria ha caído a un ritmo acelerado. Para el periodo 1993-2001, su consumo reportó una tasa promedio anual de -6%. En el 2001, el consumo de gas natural cerró en un volumen de 22.6 mmpcd, lo que significó el 2.7% de participación con relación al resto de los grupos industriales analizados.

Esta declinación obedece a un proceso de transición tecnológica que tiene como fin, el abatimiento de costos de operación por la vía del uso de energéticos más rentables. El camino que se ha encontrado para llegar a este objetivo ha sido la sustitución de gas natural o combustóleo por coque de petróleo, carbón mineral e incluso el uso de residuos sólidos.

Con base en estos argumentos y a comentarios sugeridos por representantes de la industria, la Secretaría de Energía supone que la tendencia en la reducción del consumo de gas natural llegará a cero al año 2006.

Tabla 5.10. Demanda total de la rama de cemento hidráulico, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	22.6	12.7	9.8	8.8	7.9	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

5.1.2.7. Demanda de PEMEX- Petroquímica

La demanda de gas natural por parte de PPQ se identifica como el gas natural que se emplea como combustible en el proceso productivo o bien, para incorporarlo como materia prima en la generación de petroquímicos secundarios. A partir de un volumen reportado al 2001 de 316.3 mmpcd, se espera que la demanda de este organismo se incremente en el orden de 3.3% anualmente, alcanzando un nivel de 438 mmpcd al 2011 (véase tabla 5.11).

Tabla 5.11. Demanda de gas natural de PEMEX Petroquímica por tipo de consumo, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios).

Tipo de consumo	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	316.3	298.4	306.9	404.1	408.3	419	433.1	437.5	437.9	437.9	437.9	3.3
Combustible	251.2	236.4	242.2	318.9	322.5	333.9	348.2	352.9	352.9	352.9	352.9	3.5
Materia prima	65.1	62	64.7	85.2	85.8	85.1	85	84.6	85	85	85	2.7

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

De esta forma, se espera que la demanda de gas natural por parte del sector industrial ascienda a una tasa promedio anual del 6.1%, concluyendo el 2011 con una demanda de 2,094 mmpcd (véase tabla 5.12).

Tabla 5.12. Sector industrial: demanda total de gas natural, 2001-2011 (Millones de pies cúbicos diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	1,154.8	1,221.4	1,338.3	1,527.8	1,616.6	1,736.7	1,824.0	1,874.5	1,943.5	2,021.0	2,093.6	6.1

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

5.1.3. Sector petrolero

El sector petrolero es el mayor consumidor de gas natural en México, actualmente, su participación en la demanda nacional es de 48.1%. PEMEX utiliza este hidrocarburo como combustible en ductos, refinerías, para bombeo neumático y para generar energía eléctrica. De acuerdo con las estimaciones de cada subsidiaria de PEMEX, sin incluir PPQ, se espera que el consumo total de gas natural crezca a una tasa promedio de 2.6% anual al pasar de 1,961 mmpcd observados en el 2001 a 2,526 mmpcd en el 2011. Hacia el final del periodo PEMEX absorberá 34.8% del consumo nacional total.

El volumen de gas destinado a procesos de combustión (autoconsumos) representa en promedio 49.3% del total de requerimientos del sector petrolero. El resto se destina, básicamente, a recirculaciones internas de PEP para bombeo neumático. Como se observa en la tabla 5.13, a partir del 2006, las recirculaciones muestran una tendencia descendente debido a que los requerimientos de gas natural de la Región Marina Noreste disminuyen ante la declinación natural de los pozos. No obstante, PEP consume 71% de la demanda del sector.

Tabla 5.13. Demanda de gas natural del sector petrolero, 2001-2011. Escenario de demanda base sin los proyectos de Tula y Salamanca (Millones de pies cúbicos diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	1,961	2,051	2,377	2,442	2,603	2,677	2,729	2,730	2,690	2,611	2,526	2.6
Autoconsumos	994	1,027	1,242	1,256	1,348	1,477	1,574	1,581	1,587	1,589	1,556	4.6
PEMEX Exploración y Producción ¹	505	513	670	672	701	749	800	820	828	836	822	5
PEMEX Refinación	230	244	275	309	359	425	429	425	427	430	430	6.5
PEMEX Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	274	287	302	344	336	330	323	304	1.6
Recirculaciones ²	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0

¹ Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell a partir del año 2000.

² Considera bombeo neumático.

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

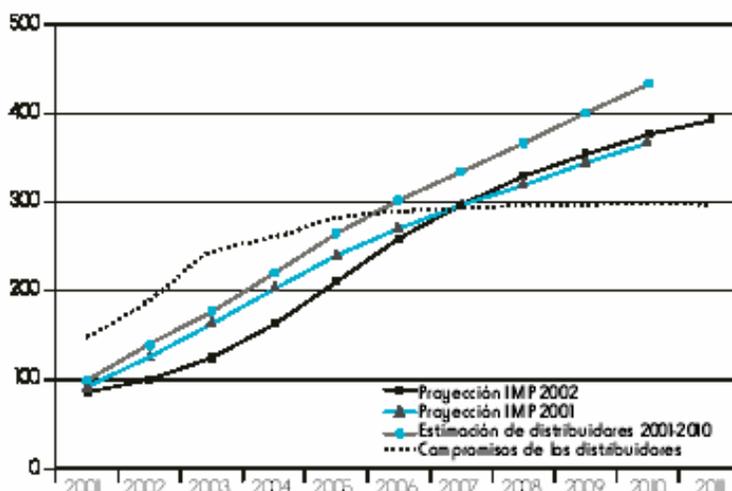
5.1.4. Sector residencial y servicios

La demanda de gas natural en los sectores residencial y servicios, no ha presentado un crecimiento significativo; ello se debe a que los distribuidores no han logrado instalar las redes de ductos proyectadas, especialmente, en las zonas geográficas que iniciaron con poca o nula infraestructura residencial heredada. Se espera que durante la primera mitad del periodo de proyección, se vayan

atenuando las causas de este retraso en la ejecución de los propósitos de cobertura.

Considerando esta situación, la Secretaría de Energía, proyectó una estimación a la baja para los primeros años del periodo en cuestión; mientras que a largo plazo, el pronóstico contempla niveles de demanda de alrededor de 400 mmpcd, correspondientes a una penetración del gas natural en el mercado de combustibles de los sectores residencial y servicios en el orden del 27% (véase gráfica 5.2).

Gráfica 5.2. Proyecciones de la demanda de gas natural, sectores residencial y servicios: IMP, distribuidores y compromisos de los distribuidores, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios)⁵¹



Se estima que la demanda conjunta de gas natural de los sectores residencial y servicios pase de 84.8 en el 2001 a 392.8 mmpcd para el cierre del 2011, con una tasa media de crecimiento anual de 16.6%. El consumo *per cápita* de la demanda de gas natural y gas LP crecerá con tasas moderadas en el orden del 2% (véase tabla 5.14 y gráfica 5.3).

⁵¹ Nota: La estimación de los distribuidores, se basa en una encuesta realizada por la CRE en el año 2001. Los compromisos se fundamentan en las obligaciones económicas de los anexos respectivos de cada título de los permisos. Al terminar el periodo de cinco años se mantiene la cifra del último año. Cuando los años del compromiso no coinciden con los años calendarios se adaptaron las cifras para hacerlos coincidir.

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

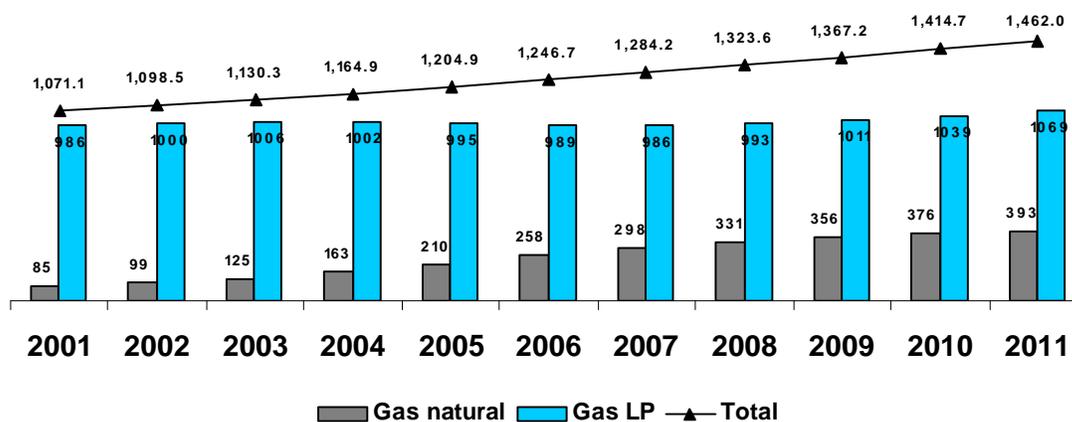
Tabla 5.14. Demanda de gas natural y gas LP, sectores residencial y de servicios, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente).

Año	Gas natural	Gas LP	Total	Penetración del gas natural respecto al total (%)	Consumo gas natural y gas LP por habitante *10 ⁶	Crecimiento porcentual
2001	84.8	986.4	1,071.1	7.9	10.6	
2002	98.8	999.8	1,098.5	9	10.7	1.2
2003	124.7	1,005.6	1,130.3	11	10.9	1.6
2004	163.4	1,001.5	1,164.9	14	11.1	1.8
2005	209.9	994.9	1,204.9	17.4	11.3	2.2
2006	257.5	989.2	1,246.7	20.7	11.6	2.3
2007	298.1	986.1	1,284.2	23.2	11.8	1.9
2008	330.5	993.1	1,323.6	25	12	2
2009	355.8	1,011.4	1,367.2	26	12.3	2.2
2010	376.1	1,038.6	1,414.7	26.6	12.6	2.4
2011	392.8	1,069.2	1,462	26.9	12.9	2.3
tmca	16.6	0.8	3.2	13	2	N.A.

N.A.: No aplica.

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

Gráfica 5.3. Demanda de gas natural y gas LP, sectores residencial y de servicios, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)



El sector con mayor dinamismo será el residencial, cuyo consumo pasará de 75.5 mmpcd en el 2002 a 291.7 mmpcd en el 2011.

La demanda del sector servicios seguirá la tendencia que mostrará el residencial. Partiendo de un registro de 20.7 mmpcd para el 2001, el sector se desarrollará anualmente en un promedio de 17.2%, llegando al 2011 a un total de 101 mmpcd.

Tabla 5.15. Demanda de gas natural total, sectores servicios, 2001-2011 (Millones de pies cúbicos diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	20.7	23.3	28.6	36.5	46.5	57.5	67.4	76.5	85	93.3	101	17.2

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

5.1.5. Sector autotransporte

A la fecha, la comercialización de gas natural comprimido (GNC), está a cargo de dos estaciones de servicios, una de ellas se encuentra en el Estado de México y la otra en el Distrito Federal (DF). Las estaciones atienden en promedio a 1,100 vehículos diarios, lo que se refleja en una capacidad de despacho de aproximadamente 2.7 mmpcd.

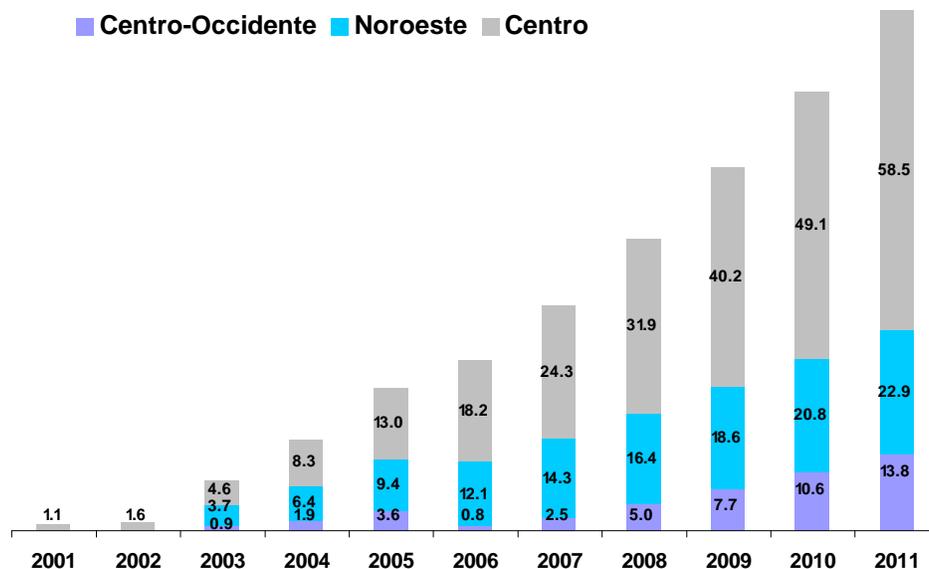
La Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2002-2011, señala que la estimación del futuro en el consumo de gas natural para este sector resulta difícil, ya que no se cuenta con una experiencia sólida al respecto y generar un modelo a partir de ésta no resulta viable. De ahí que el pronóstico de la demanda de GNC que se expone enseguida, se basa principalmente en los argumentos expresados por los empresarios de este giro comercial y por aquellas empresas distribuidoras de gas natural interesadas en el negocio.

A pesar de las ventajas ambientales y el diferencial de precio que existe entre la gasolina y el GNC, se espera un crecimiento lento de la demanda de este combustible por las siguientes razones:

- a) Altos costos de conversión a GNC respecto a los del gas LP.
- b) Dificultades para conseguir las autorizaciones oficiales para la instalación y operación de estaciones a GNC.
- c) Desconfianza infundada en la seguridad de las instalaciones por parte de la comunidad vecina a las estaciones de servicio en operación y en aquellas que se encuentran como proyecto o en fase de construcción.
- d) Algunos distribuidores consideran que el precio de este combustible aún es demasiado alto como para representar una alternativa de inversión viable.
- e) La falta de terrenos para la construcción de estaciones de servicio en el DF.

Existe la expectativa que entre los años 2001 y 2011, el parque a GNC pase de 1,100 a 58,478 vehículos (véase gráfica 5.4).

Gráfica 5.4. Parque vehicular a gas natural comprimido, 2001-2011. (Miles de vehículos)



Hasta el momento, la inversión en una conversión a gas natural, sólo resulta atractiva para vehículos como microbuses, taxis y de carga comercial; pues sólo este tipo de transporte cumple con los recorridos y consumos mínimos necesarios para la recuperación de la inversión en una conversión a GNC.

La demanda regional de este combustible mostrará una tendencia paralela a la del parque vehicular. El consumo nacional al 2011 se estima en el orden de los 70.2 mmpcd.

Tabla 5.16. Demanda total de gas natural en el sector autotransporte, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	1.3	2.3	6.1	10.8	16.5	22.7	29.8	38.7	48.6	59.1	70.2	48.61

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

En el caso de las estaciones de servicio, para el año 2011 se considera que existirán 123, de las cuales el 41.5% se ubicarán en la región Centro, mientras que el resto se instalará en las regiones Noreste y Centro-Occidente, 35% y 23.6%, en forma correspondiente (véase tabla 5.17).

Tabla 5.17. Estaciones de servicio a gas natural comprimido, 2001-2011

Región	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	3	2	10	18	28	40	51	65	86	103	123	100
Noroeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Noreste	1	-	3	5	8	12	16	21	29	36	43	35
Centro-Occidente	-	-	-	-	-	2	4	8	16	21	29	23.6
Centro	2	2	7	13	20	26	31	36	41	46	51	41.5
Sur-Sureste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

A continuación, en la tabla 5.18, se muestra un comparativo entre las participaciones de GNC con las de la gasolina y el gas LP. Se observa que el GNC representará en el 2011 sólo el 0.2% en términos de vehículos y el 0.5% en términos de combustible, mientras que la gasolina obtendrá los mayores porcentajes, el 91.4 y 96.6%, respectivamente.

Tabla 5.18. Participación de gasolina, gas LP y GNC en el mercado del autotransporte, 2001-2011. (Porcentajes).

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<i>En términos de combustible</i>											
Total	100										
Gasolina	95.6	95.3	94.4	93.6	93.1	92.5	92.1	91.8	91.6	91.5	91.4
Gas LP	4.3	4.6	5.4	6.1	6.6	7.1	7.5	7.8	7.9	8	8.1
GNC	0	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5
<i>En términos de vehículos</i>											
Total	100										
Gasolina	98.3	98.2	97.8	97.6	97.4	97.2	97	96.9	96.9	96.9	96.8
Gas LP	1.7	1.8	2.1	2.4	2.6	2.7	2.9	2.9	3	3	3
GNC	0	0	0	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2

Fuente: Secretaría de Energía. México. 2002.

5.2. ANÁLISIS DE LA OFERTA DE GAS NATURAL, 2001-2011⁵²

La estimación para la oferta de gas natural realizada por la SENER (sin Tula y Salamanca) para el periodo de 2001-2011 considera una tasa media de crecimiento anual del 7.5%. Para el 2011, la oferta total será del 9,184 mmpcd, de la cual, el 79% será cubierto por la producción nacional (oferta nacional) y el 21% por importaciones.

Se estima que la producción nacional crecerá a una tasa del 5.94% anual, mientras que las importaciones un 17.63%.

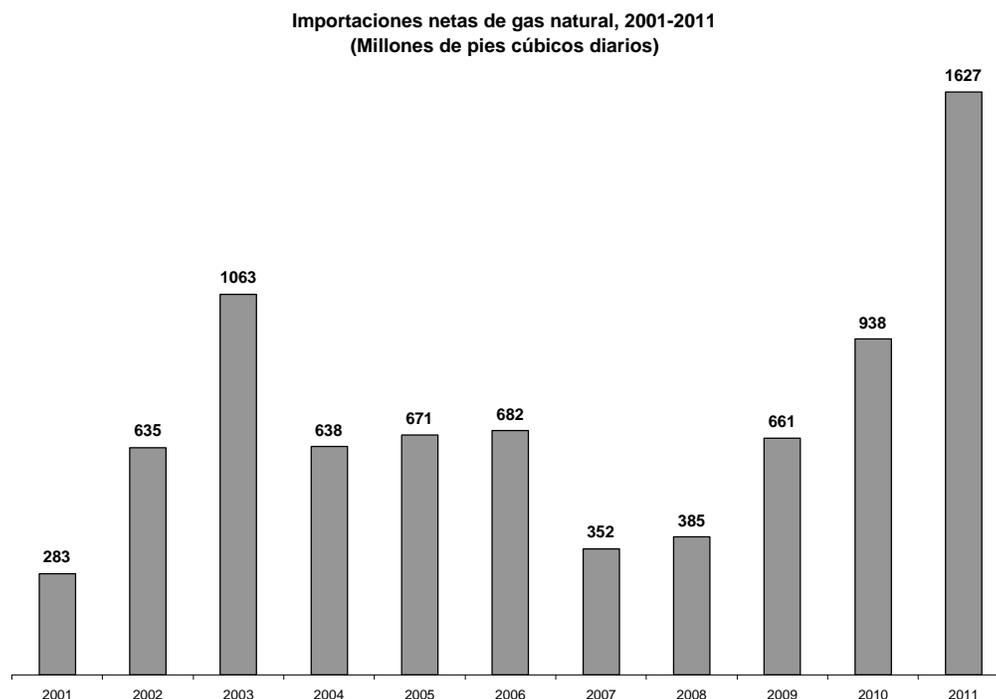
⁵² Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

Por su parte, la oferta total disponible para el mercado se estima crecerá, en este mismo escenario, a una tasa del 8.39% anual en el periodo.

5.3. BALANCE PROSPECTIVO OFERTA- DEMANDA DE GAS NATURAL, 2001-2011

El balance del mercado de gas natural que se presenta en las tablas 5.19 y 5.20 indica que el país en su conjunto seguirá siendo deficitario en el horizonte de planeación. Hacia el 2011 las importaciones netas ascenderán a 1,627 mmpcd, lo que equivale a 18.3% de la demanda nacional (véase gráfica 5.6).

Gráfica 5.5. Importaciones netas de gas natural 2001-2011⁵³. (Millones de pies cúbicos diarios).



La demanda de gas natural sin PEMEX, es la que presentará un mayor dinamismo, entre los combustibles que el país requiere. Se espera que se registre una tasa media de crecimiento de 10.2% en el periodo 2001-2011. Como se señaló anteriormente, la demanda estará encabezada por el sector eléctrico, seguido del industrial y en menor medida por los sectores residencial, servicios y autotransporte.

⁵³ Secretaría de Energía. *op cit*, p.4

Capítulo V: Perspectivas del mercado de gas natural en México

Por otro lado, la oferta neta de PEMEX (excluye los autoconsumos de PEMEX), que es el volumen disponible para el mercado, pasará de 2,113 a 4,731 mmpcd, entre los años 2001 y el 2011, con una tasa de crecimiento promedio anual de 8.4%, inferior al dinamismo de la demanda.

5.19 Balance del mercado de gas natural: demanda base sin Tula y Salamanca con escenario de oferta de mínimo equilibrio nacional, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Tmca 2001- 2011
Oferta	4,454	4,837	5,783	6,251	7,015	7,874	8,706	9,227	9,537	9,624	9,184	7.5
Nacional	4,074	4,201	4,720	5,438	6,001	6,492	7,205	7,595	7,728	7,749	7,257	5.94
Externa	380	635	1,063	813	1,014	1,381	1,502	1,632	1,809	1,875	1,928	17.63
Demanda	4,385	4,837	5,783	6,251	7,015	7,874	8,706	9,227	9,537	9,624	9,184	7.67
Nacional	4,358	4,837	5,783	6,076	6,673	7,174	7,557	7,980	8,389	8,687	8,883	7.38
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,256	1,348	1,477	1,574	1,581	1,587	1,589	1,556	4.59
Sector petrolero Recirculaciones int.	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.03
Sector industrial	1,155	1,221	1,338	1,528	1,617	1,737	1,824	1,874	1,943	2,021	2,094	6.13
Sector eléctrico	1,156	1,463	1,937	1,932	2,227	2,480	2,676	3,006	3,351	3,621	3,801	12.64
Público	986	950	965	789	804	816	805	792	740	684	652	-4.05
Particulares	170	513	972	1,143	1,423	1,665	1,871	2,213	2,611	2,937	3,149	33.89
Sector residencial	64	75	96	127	163	200	231	254	271	283	292	16.36
Sector servicios	21	23	29	36	47	57	67	76	85	93	101	17.2
Sector autotransporte	1	2	6	11	17	23	30	39	49	59	70	48.61
Externa	25	0	0	175	343	699	1,150	1,248	1,148	937	301	28.31
Exportaciones	25	0	0	175	343	699	1,150	1,248	1,148	937	301	28.31
Empaque PGPB	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Diferencias estadísticas	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Oferta nacional total	4,074	4,201	4,720	5,438	6,001	6,492	7,205	7,595	7,728	7,749	7,257	5.94
Oferta neta de PEMEX ¹ (ventas de primera mano)	2,113	2,151	2,343	2,996	3,399	3,816	4,475	4,865	5,038	5,139	4,731	8.39

Nota: Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas.

¹ Oferta total disponible para el mercado.

Fuente: Secretaría de Energía, 2002.

Evolución y perspectivas del gas natural en México

5.20 Balance del mercado de gas natural: demanda base con Tula y Salamanca con escenario de oferta de mínimo equilibrio nacional, 2001-2011. (Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Tmca 2001- 2011
Oferta	4,454	4,837	5,772	6,209	6,978	7,853	8,677	9,206	9,462	9,551	9,171	7.49
Nacional	4,074	4,201	4,720	5,438	6,001	6,492	7,205	7,595	7,728	7,749	7,257	5.94
Externa	380	635	1,052	771	977	1,361	1,472	1,611	1,734	1,802	1,914	17.55
Demanda	4,385	4,837	5,772	6,209	6,978	7,853	8,677	9,206	9,462	9,551	9,171	7.66
Nacional	4,358	4,837	5,772	6,037	6,611	7,142	7,512	7,792	8,203	8,509	8,695	7.15
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,256	1,348	1,477	1,574	1,534	1,540	1,542	1,509	4.27
Sector petrolero Recirculaciones int.	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.03
Sector industrial	1,155	1,221	1,338	1,528	1,617	1,737	1,824	1,874	1,943	2,021	2,094	6.13
Sector eléctrico	1,156	1,463	1,926	1,893	2,165	2,448	2,631	2,865	3,212	3,489	3,660	12.21
Público	986	950	952	747	744	798	770	775	743	702	654	-4.02
Particulares	170	513	975	1,146	1,421	1,650	1,862	2,090	2,470	2,787	3,005	33.27
Sector residencial	64	75	96	127	163	200	231	254	271	283	292	16.36
Sector servicios	21	23	29	36	47	57	67	76	85	93	101	17.2
Sector autotransporte	1	2	6	11	17	23	30	39	49	59	70	48.61
Externa	25	0	0	172	367	711	1,165	1,414	1,258	1,042	476	34.33
Exportaciones	25	0	0	172	367	711	1,165	1,414	1,258	1,042	476	34.33
Empaque PGPB	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Diferencias estadísticas	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Oferta nacional total	4,074	4,201	4,720	5,438	6,001	6,492	7,205	7,595	7,728	7,749	7,257	5.94
Oferta neta de PEMEX ¹ (ventas de primera mano)	2,113	2,151	2,343	2,996	3,399	3,816	4,475	4,912	5,085	5,186	4,778	8.5

Nota: Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas.

¹ Oferta total disponible para el mercado.

Fuente: Secretaría de Energía, 2002.

CONSIDERACIONES FINALES

El gas natural, es un hidrocarburo que tiene ventajas de seguridad y ambientales sobre otros combustibles. 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.

La búsqueda de nuevos yacimientos de gas no asociado por parte de compañías petroleras internacionales se deriva de factores tales como la fluctuación de los precios del petróleo en el mercado internacional y mayores oportunidades en el mercado de gas natural.

En el año 2001, el consumo de gas natural representó el 24% del consumo mundial de energía primaria. Y se espera un incremento en el consumo mundial del 3.2% anual durante el periodo 1999-2015, mientras que la de petróleo será del 2.2% y la del carbón del 1.8%. Esta proyección indica que el gas natural será uno de los energéticos más importantes en las próximas décadas, debido, principalmente, a su uso en la generación de electricidad.

En México, la demanda de este combustible (sin considerar el sector petrolero⁵⁴) la encabezan los sectores eléctrico e industrial con el 48%, respectivamente. En el 2001, la oferta total disponible para el mercado fue de 2,493 mmpcd, de los cuales el 85% fue ofertada por PEMEX y el resto se cubrió con importaciones.

En los próximos 10 años, la demanda total de gas natural (incluyendo el sector petrolero) experimentará un crecimiento promedio anual de 7.4% al pasar de 4,358 mmpcd en 2001 a 8,883 mmpcd en 2011; descontando al sector petrolero este crecimiento se eleva a 10.2%.

El sector eléctrico mantendrá el mayor dinamismo del mercado al absorber casi 60% del consumo en el 2011 comparado con una participación de 48% en 2001, sin considerar el sector petrolero. De esta manera, sus requerimientos ascenderán a 3,801 mmpcd en el 2011 con una tasa de crecimiento de 12.6% anual.

En segundo término, se estima que el sector industrial requerirá una tercera parte de la demanda sin PEMEX al final del periodo, con un volumen de 2,094 mmpcd. Después de haber experimentado en 2001 una disminución en su consumo, se prevé una recuperación en los próximos 10 años con un ritmo de crecimiento del orden de 6.1% anual.

⁵⁴ Autoconsumo y recirculaciones internas.

Consideraciones finales

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, según datos de la Secretaría de Energía, por 83 mil millones de pesos anuales en el periodo 2002-2011, que le permita explorar y desarrollar nuevos campos de gas. De esta forma, nuestro país podrá disminuir las importaciones de este combustible y cubrir el déficit que tiene para abastecer el mercado interno.

Asimismo, 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 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.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Autoabastecimiento: Producción de electricidad destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales o del conjunto de los copropietarios o socios.

Ciclo combinado: Tecnología que utiliza gas natural como combustible para generar energía eléctrica. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.

Cogeneración: Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales. Normalmente energía eléctrica y térmica.

Criogénica: Planta que, mediante un proceso de bajas temperaturas, separa y elimina cualquier componente del gas que pudiera afectar los sistemas de transporte y distribución de carbono, el vapor de agua y los hidrocarburos pesados.

Destilación fraccionada: Es un proceso basado en la diferencia de puntos de ebullición de los líquidos en la mezcla de la que van a separarse.

Endulzamiento: Se conoce como endulzamiento el tratamiento de aceites que contienen altos niveles de ácido sulfhídrico o mercaptanos para convertirlos en productos comerciales.

Gas amargo: Gas natural que contiene cantidades significativas de ácido sulfhídrico.

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento.

Gas dulce: Gas natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono.

Gas húmedo: Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

Gas natural comprimido: Gas natural seco almacenado a una presión de 200-250 atmósferas en estado gaseoso en un recipiente.

Gas no asociado: Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperaturas originales.

Gasoducto: Sistema de tuberías para transportar y distribuir el gas natural.

Gas seco: Gas natural compuesto predominantemente de metano, que ha sido licuado a compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento.

Henry Hub: Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, EUA. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el New York Mercantile Exchange.

Importaciones por balance: Importaciones para cubrir el déficit entre la oferta y la demanda, en el SNG.

Importaciones de sistemas aislados: Son las que no pueden abastecer directamente con producción nacional.

Pie cúbico: Unidad de volumen del sistema inglés que se utiliza para medir el gas natural en su estado gaseoso.

Producción independiente: La generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, y cuya energía será destinada exclusivamente a su venta al suministrador o la exportación.

Región Centro: Considera las siguientes entidades federativas: Hidalgo, Morelos, México, Puebla, Tlaxcala y Distrito Federal.

Región Centro – Occidente: Considera las siguientes entidades federativas: Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas.

Región Noreste: Considera las siguientes entidades federativas: Chihuahua, Durango, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.

Región Noroeste: Considera las siguientes entidades federativas: Baja California, Baja California Sur, Sinaloa y Sonora.

Región Sur- Sureste: Considera las siguientes entidades federativas: Campeche, Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán.

ABREVIATURAS Y SIGLAS

bpc: Billones de pies cúbicos (10^{12})

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CONACEM: Cámara Nacional del Cemento

GNC: Gas Natural Comprimido

GWh: Gigawatt hora

Km: Kilómetros

LFC: Compañía de Luz y Fuerza del Centro

mmpcd: Millones de pies cúbicos diarios

mmmpc: Miles de millones de pies cúbicos

MW: Megawatts

PEP: PEMEX Exploración y Producción

PGPB: PEMEX Gas y Petroquímica Básica

PIE: Productor Independiente de Energía

PPQ: PEMEX Petroquímica

SENER: Secretaría de Energía

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SNG: Sistema Nacional de Gasoductos

tmca: Tasa media de crecimiento anual

ZMVM: Zona Metropolitana del Valle de México

BIBLIOGRAFÍA

- ? Instituto Mexicano del Petróleo. México. 2003.
URL: <http://www.imp.mx>
- ? PEMEX Gas y Petroquímica Básica. México. 2003.
URL: <http://www.gas.PEMEX.com>
- ? Secretaría de Energía. México. 2003.
URL: <http://www.energia.gob.mx>
- ? Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010*.
Primera edición. México. 2001.
- ? Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011*.
Primera edición. México. 2002.
- ? PEMEX Exploración y Producción. *Las reservas de hidrocarburos de México:
Evaluación al 1 de enero de 2003*. México. 2003.

ANEXOS

ANEXO A

MARCO JURÍDICO RELATIVO **AL GAS NATURAL**

ANEXO A

MARCO JURÍDICO RELATIVO AL GAS NATURAL

A) CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

ARTICULO 25, Cuarto párrafo.- El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.

ARTÍCULO 27, Cuarto párrafo.- Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formadas directamente por las aguas marinas: los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los yacimientos minerales u orgánicos de materias susceptibles de ser utilizadas como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos o gaseosos; y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el derecho internacional.

Párrafo sexto.- En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el ejecutivo federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y sustancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularan la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban efectuarse a partir de su vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de estas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgaran concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevara a cabo la explotación de esos productos, en los

términos que señale la ley reglamentaria respectiva. Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgaran concesiones a los particulares y la Nación aprovechara los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

ARTÍCULO 28, Cuarto párrafo.- No constituirán monopolios las funciones que el estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite y los ferrocarriles son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia.

Quinto párrafo.- El Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por si o con los sectores social y privado

B) LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO DEL PETRÓLEO.

ARTÍCULO 1.- Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en territorio nacional, incluida la plataforma continental, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él.

ARTÍCULO 2.- Sólo la Nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos que constituyen la industria petrolera en los términos del artículo siguiente. En esta ley se comprende con la palabra petróleo a todos los hidrocarburos naturales a que se refiere el artículo 1.

ARTÍCULO 3.- La industria petrolera abarca:

I. La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;

II. La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración, y

III. La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, que a continuación se enumeran:

1. etano,
2. propano,
3. butanos,
4. pentanos,
5. hexano,
6. heptano,
7. materia prima para negro de humo,
8. naftas, y
9. metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

ARTÍCULO 4.- La Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo 3, que se consideren estratégicas en los términos del artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

Salvo lo dispuesto por el artículo 3, el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

ARTÍCULO 6.- Petróleos Mexicanos podrá celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan, serán siempre en efectivo y en ningún caso concederán por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten, porcentajes en los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones.

ARTÍCULO 10.- La industria petrolera es de utilidad pública, preferente sobre cualquier aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos...y procederá la ocupación provisional, la definitiva o la expropiación de los mismos, mediante la indemnización legal, en todos los casos en que lo requieran la Nación o su industria petrolera.

Son de utilidad pública las actividades de construcción de ductos. Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios y las empresas de los sectores social y privado estarán obligados a prestar a terceros el servicio de transporte y distribución de gas por medio de ductos, en los términos y condiciones que establezcan las disposiciones reglamentarias.

ARTICULO 14.- La regulación de las actividades a que se refiere el artículo 4o., segundo párrafo, y de las ventas de primera mano de gas tendrá por objeto asegurar su suministro eficiente y comprenderá:

I. Los términos y condiciones para:

a) El otorgamiento, la transferencia y la revocación por incumplimiento de los permisos;

b) Las ventas de primera mano;

c) La prestación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución;

d) El acceso no discriminatorio y en condiciones competitivas a los servicios de transporte, almacenamiento y distribución por medio de ductos, y

e) La presentación de información suficiente y adecuada para fines de regulación;

II. La determinación de los precios y tarifas aplicables, cuando no existan condiciones de competencia efectiva, a juicio de la Comisión Federal de Competencia. Los sectores social y privado podrán solicitar a la mencionada Comisión que se declare la existencia de condiciones competitivas;

III. El procedimiento de consulta pública para la definición de criterios de regulación, en su caso;

IV. La inspección y vigilancia del cumplimiento de las condiciones establecidas en los permisos y de las normas oficiales mexicanas aplicables;

V. Los procedimientos de conciliación y arbitraje para resolver las controversias sobre la interpretación y el cumplimiento de contratos, y el procedimiento para impugnar la negativa a celebrarlos, y

VI. Los demás instrumentos de regulación que establezcan las disposiciones aplicables”.

Adición: D.O.F. del 11 de mayo de 1995.

C) LEY ORGÁNICA DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS.

ARTÍCULO 2.- Petróleos Mexicanos ...es un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios... tiene por objeto...ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

ARTÍCULO 3.- Se crean los siguientes organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios, mismos que tendrán los siguientes objetos:

I.- PEMEX - Exploración y Producción: exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;

II.- PEMEX - Refinación: procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados;

III.- PEMEX - Gas y Petroquímica Básica: procesamiento del gas natural, líquidos de gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; y

IV.- PEMEX - Petroquímica: procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Las actividades estratégicas que esta ley encarga a PEMEX - Exploración y Producción, PEMEX - Refinación y PEMEX - Gas y Petroquímica Básica, sólo podrán realizarse por estos organismos.

D) LEY DE LA COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ARTÍCULO 2.- La Comisión tendrá por objeto promover el desarrollo eficiente de las actividades siguientes:

...

V. Las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo;

VI. El transporte y el almacenamiento de gas natural que no sean indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración;

VII. La distribución de gas natural, y

VIII. El transporte y la distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos.

Para los efectos de esta Ley, se entenderá por actividades reguladas las mencionadas en las fracciones anteriores.

En el cumplimiento de su objeto, la Comisión contribuirá a salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentará una sana competencia, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

ARTÍCULO 3.- Para el cumplimiento de su objeto, la Comisión tendrá las atribuciones siguientes:

...

VII. Aprobar los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano de gas natural y de gas licuado de petróleo y expedir las metodologías para la determinación de sus precios, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia.

Si existiendo condiciones de competencia efectiva, la Comisión Federal de Competencia determina que al realizar las ventas de primera mano de gas natural o de gas licuado de petróleo se acude a prácticas anticompetitivas, la Comisión Reguladora de Energía restablecerá los términos y condiciones a que dichas ventas deban sujetarse;

VIII. Aprobar los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, a que se refieren las fracciones VI y VII del artículo 2 de esta Ley;

IX. Aprobar los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos;

X. Expedir las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios a que se refieren las dos fracciones anteriores, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia;

XI. Solicitar a la Secretaría de Energía la aplicación de las medidas necesarias para garantizar la continuidad de los servicios a que se refieren las fracciones VIII y IX anteriores;

XII. Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas;

XIII. Aprobar modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas;

...

XXI. Imponer las sanciones administrativas previstas en el artículo 15 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, por infracciones a las disposiciones de esa Ley y sus disposiciones reglamentarias en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, y de transporte y distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos.

...

ARTÍCULO 10.- El otorgamiento de permisos para la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas natural o gas licuado de petróleo por medio de ductos implicará la declaratoria de utilidad pública para el tendido de los ductos en predios de propiedad pública, social y privada, de conformidad con el trazado aprobado por la Comisión en coordinación con las demás autoridades competentes.

La Comisión promoverá los actos jurídicos que se requieran para el tendido de los ductos.

E) LEY DE INVERSIÓN EXTRANJERA

ARTÍCULO 5.- Están reservadas de manera exclusiva al Estado las funciones que determinen las leyes en las siguientes áreas estratégicas:

- I.- petróleo y demás hidrocarburos,
- II.- petroquímica básica,

ARTÍCULO 6.- Las actividades económicas y sociedades que se mencionan a continuación, están reservadas de manera exclusiva a mexicanos o a sociedades mexicanas con cláusula de exclusión de extranjeros:

....

- II. comercio al por menor de gasolina y distribución de gas licuado de petróleo;

La inversión extranjera no podrá participar en las actividades y sociedades mencionadas en el presente artículo directamente, ni a través de fideicomisos,

convenios, pactos sociales o estatutarios, esquemas de piramidación u otro mecanismo que les otorgue control o participación alguna...

ARTÍCULO 8.- Se requiere resolución favorable de la Comisión (de inversiones extranjeras) para que la inversión extranjera participe en un porcentaje mayor al 49% en las actividades económicas y sociedades que se mencionan a continuación:

.....

X.- Construcción de ductos para la transportación de petróleo y sus derivados;

XI.- Perforación de pozos petroleros y de gas.

F) LEY DE OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS

ARTÍCULO 3.- Para los efectos de esta ley...quedan comprendidos dentro de las obras públicas los siguientes conceptos:

...

II.- Los trabajos de exploración...localización y perforación que tengan por objeto la explotación y desarrollo de los recursos petroleros y gas que se encuentren en el subsuelo y la plataforma marina.

IV.- Los trabajos de exploración, localización y perforación distintos a los de extracción de petróleo y gas...que tengan por objeto la explotación y desarrollo de los recursos naturales que se encuentren en el suelo o en el subsuelo.

G) REGLAMENTO DE GAS NATURAL

ARTÍCULO 1.- Este ordenamiento reglamenta la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, con el objeto de regular las ventas de primera mano, así como las actividades y los servicios que no forman parte de la industria petrolera en materia de gas natural, a efecto de asegurar su suministro eficiente.

ARTÍCULO 3.- La importación y la exportación de gas podrán ser efectuadas libremente, en los términos de la Ley de Comercio Exterior.

Los importadores y exportadores deberán presentar a la Comisión la información relativa a sus actividades de comercio exterior, de acuerdo con las directivas que para tal efecto expida.

ARTÍCULO 4.- La Secretaría promoverá la celebración de bases o acuerdos de coordinación con las autoridades federales y locales, a fin de impulsar el desarrollo de proyectos, en el ámbito de sus respectivas atribuciones, en lo relacionado con

la construcción, operación y mantenimiento de sistemas y la aplicación de medidas de seguridad.

ARTÍCULO 8.- Para los efectos de este Reglamento, el precio máximo del gas objeto de las ventas de primera mano será fijado conforme a lo establecido en las directivas expedidas por la Comisión. La metodología para su cálculo deberá reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

El precio máximo del gas no afectará la facultad del adquirente para negociar condiciones más favorables en su precio de adquisición.

ARTÍCULO 9.- Petróleos Mexicanos presentará a la Comisión, para su aprobación, los términos y condiciones generales que regirán las ventas de primera mano, los cuales deberán ser acordes con los usos comerciales, nacionales e internacionales, observados por las empresas dedicadas a la compraventa de gas.

En ningún caso Petróleos Mexicanos discriminará indebidamente entre los adquirentes.

ARTÍCULO 14.- La realización de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución requerirá de permiso previo otorgado por la Comisión en los términos de este Reglamento.

Sin perjuicio de los permisos que se otorguen a Petróleos Mexicanos y demás organismos descentralizados del sector energético, los permisos para la prestación de los servicios sólo serán otorgados a empresas del sector social y sociedades mercantiles.

Petróleos Mexicanos y los demás organismos descentralizados del sector energético estarán sujetos a las disposiciones de este Reglamento.

ANEXO B

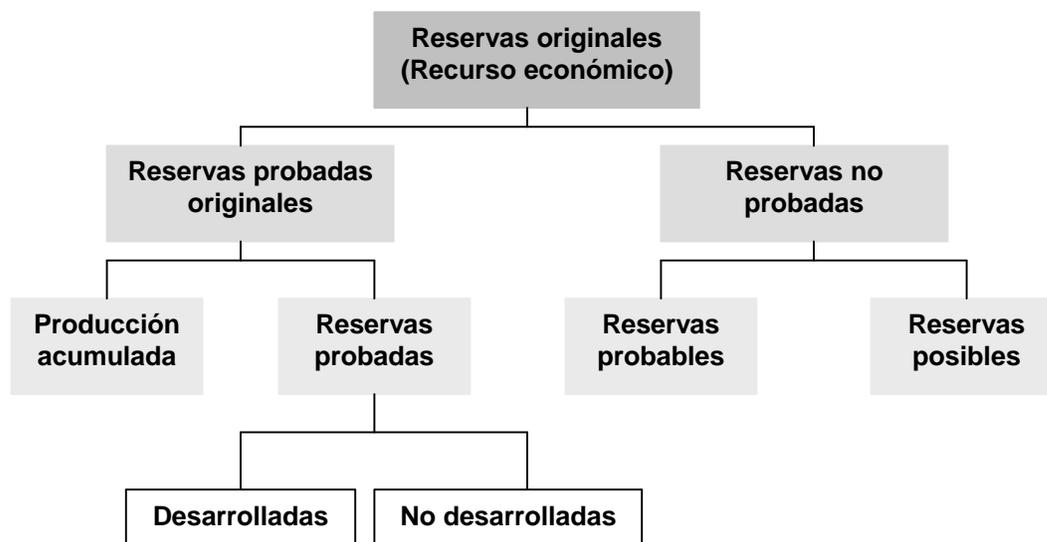
DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN **DE RESERVAS**

ANEXO B

DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS

Las reservas⁵⁵ se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de los datos de geología, geofísica, petrofísica e ingeniería, disponibles al tiempo de la estimación e interpretación de esos datos. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. La figura B.1. ilustra la clasificación de las reservas.

FIGURA B.1. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS



Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo las actuales condiciones económicas; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas. En general, las cantidades no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

⁵⁵ PEMEX Exploración y Producción. "Las reservas de hidrocarburos de México: Evaluación al 1 de enero de 2002." México. 2002

i) Reservas probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas y no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista, es decir, sin una connotación probabilista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y de producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tengan la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y definido por los contactos de fluidos, si existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería, indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo, con

propiedades de roca y fluidos similares que proporcionen evidencia documental al estudio de la viabilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

1. *Reservas desarrolladas:* Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores.
2. *Reservas no desarrolladas:* Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada.

ii) Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

1. *Reservas probables:* Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

- a) Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
 - b) Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
 - c) Reservas incrementales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las que fueron clasificadas como probadas.
 - d) Reservas adicionales atribuibles a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con esparcimiento menor al tiempo de la evaluación.
2. *Reservas posibles*: Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:
- a) Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
 - b) Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registro de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
 - c) Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
 - d) Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido de yacimiento son tales que una duda razonable existe de que el proyecto será comercial.
 - e) Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.