

Prospectiva del mercado de gas natural
2002-2011

Secretaría de Energía

ERNESTO MARTENS REBOLLEDO
Secretario de Energía

NICÉFORO GUERRERO REYNOSO
Subsecretario de Electricidad

JUAN ANTONIO BARGÉS MESTRES
Subsecretario de Hidrocarburos

FRANCISCO BARNÉS DE CASTRO
Subsecretario de Política Energética
y Desarrollo Tecnológico

MA. FERNANDA CASANUEVA DE DIEGO
Oficial Mayor

ARMANDO JIMÉNEZ SAN VICENTE
Director General de Formulación
de Política Energética

MA. LUISA RÍOS VARGAS
Directora General de la Unidad
de Comunicación Social

DIRECCIÓN GENERAL DE FORMULACIÓN DE POLÍTICA ENERGÉTICA

Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011

Responsables

Armando Jiménez San Vicente
Director General de Formulación
de Política Energética

Virginia Doniz González
Subdirectora de Gas

Héctor López Leal
Coordinador de Prospectivas

Edición

Alejandra Mota Márquez
Directora de Difusión

Teresa Mira Hatch
Subdirectora de Comunicación Gráfica

Adriana Castillo Rosales
Jefa del Departamento de Diseño Gráfico

© Secretaría de Energía
Primera edición, 2002

Derechos reservados. Se prohíbe la reproducción
total o parcial de esta obra por cualquier método.

Secretaría de Energía
Insurgentes Sur 890
Col. Del Valle
CP 03100
México, DF
ISBN: 968-874-181-7
Impreso en México
www.energia.gob.mx
energia1@energia.gob.mx

Agradecemos la participación de las siguientes dependencias, entidades, organismos e instituciones, para la integración de esta Prospectiva:

*Petróleos Mexicanos
Pemex Exploración y Producción
Pemex Gas y Petroquímica Básica
Pemex Refinación
Pemex Petroquímica
Comisión Federal de Electricidad
Luz y Fuerza del Centro
Comisión Reguladora de Energía
Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
Instituto Mexicano del Petróleo
Secretaría de Hacienda y Crédito Público
Gobierno del Distrito Federal
Gobierno del Estado de México*

ÍNDICE

11	PRESENTACIÓN
13	INTRODUCCIÓN
15	RESUMEN EJECUTIVO
17	CAPÍTULO 1. PANORAMA INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL
17	1.1 Dinámica de los mercados internacionales
17	1.1.1 Demanda
17	1.1.1.1 <i>El gas natural en la demanda de energía</i>
18	1.1.1.2 <i>Consumo mundial de gas natural, 2001</i>
19	1.1.2 Oferta
19	1.1.2.1 <i>Reservas mundiales de gas natural seco, 2001</i>
21	1.1.2.2 <i>Producción mundial de gas natural seco, 2001</i>
23	1.1.2.3 <i>Oferta mundial de gas natural licuado, 2001</i>
25	1.1.2.4 <i>Oferta de gas natural</i>
27	1.1.2.5 <i>Precio internacional de gas natural, 2001</i>
28	1.1.2.6 <i>Demanda mundial de gas natural, 1999-2015</i>
31	CAPÍTULO 2. MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL
32	2.1 Ventas de primera mano
32	2.1.1 Bases de coordinación
32	2.1.2 Catálogo de precios y lineamientos de crédito
32	2.1.3 Modificaciones a la Metodología de Precios de VPM
33	2.1.4 Acciones para el cumplimiento de los contratos celebrados en términos de las resoluciones núms. RES/100/2001 y RES/110/2002
33	2.2 Nuevas NOMs
35	2.3 Modificación de plazos del régimen transitorio de las ventas de primera mano
35	2.4 Esquema de contratación de venta de primera mano 4x3
35	2.5 Coordinación de trabajos AMEE, PGPB y CFE
35	2.6 Plena entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales e inicio de la Temporada Abierta del SNG
36	2.7 Avances en el desarrollo de infraestructura de gas natural
37	2.8 Distribución
37	Proyectos de interés para el sector privado

CAPÍTULO 3. MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL, 1993-2001

39

3.1 Consumo de gas natural 1993-2001

40

3.1.1 Sector eléctrico

40

3.1.2 Sector industrial

44

3.1.3 Sector petrolero

44

3.1.4 Sectores residencial y servicios

45

3.1.5 Sector transporte vehicular

45

3.1.6 Consumo regional

51

3.2 Oferta

51

3.2.1 Reservas probadas de gas natural por región

52

3.2.2 Extracción de gas natural

53

3.2.3 Procesamiento de gas natural

55

3.2.4 Infraestructura de transporte y distribución

55

3.2.5 Comercio exterior

57

3.2.6 Sector privado

57

3.2.6.1 Distribución

59

3.2.6.2 Transporte de acceso abierto

60

3.2.7 Balance oferta demanda 1993-2001

65

CAPÍTULO 4. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y OFERTA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2002-2011

66

4.1 Análisis de la demanda de gas natural

68

4.1.1 Sector eléctrico

68

4.1.1.1 Demanda de gas natural para el servicio público de electricidad

70

4.1.1.2 Consumo de gas para autogeneración de electricidad

72

4.1.2 Sector industrial

72

4.1.2.1 Estimación tendencial

78

4.1.2.2 Aplicación de las normas ambientales 085 y 086

78

4.1.2.3 Creación de una nueva infraestructura de distribución gas natural

80

4.1.2.4 Demanda de Pemex Petroquímica

81

4.1.3 Sector petrolero

83

4.1.4 Sector residencial y servicios

87

4.1.5 Sector autotransporte

89

4.2 Oferta de gas natural

91

4.2.1 Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB

92

4.2.2 Balance prospectivo oferta-demanda de gas natural, 2001-2011

96

4.3 Ejercicio de desarrollo acelerado del potencial de gas natural

99

4.4 Inversiones en PGPB para el procesamiento y transporte de gas natural

101	CAPÍTULO 5. PROGRAMAS DE AHORRO Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA
102	5.1 Normalización
104	5.2 Cogeneración
106	5.3 Programas de ahorro de energía
106	5.3.1 Empresas paraestatales
107	5.3.2 Empresas privadas
109	ANEXOS
109	1. Escenarios de demanda alta
113	2. Metodología de las proyecciones, 2002-2011
123	3. Glosario de términos
126	4. Factores de conversión
127	5. Abreviaturas y siglas
129	6. Bibliografía
131	Acciones de mejora continua

PRESENTACIÓN

ii

El mercado de gas natural continúa con un amplio potencial de crecimiento en los sectores industrial, residencial, servicios y de autotransporte. Mientras tanto, las necesidades previstas del uso de este combustible en el sector eléctrico, marcan en gran parte la pauta que explica la evolución en la sustitución de combustóleo por gas natural en el sector eléctrico.

Ante este incremento esperado de la demanda de gas natural en el país, fue necesario desarrollar capacidades que permitieran cubrir prioritariamente los requerimientos del mercado interno. Así, una de las estrategias básicas que establece el *Programa Sectorial de Energía 2001-2006* (Prosener) es asegurar la oferta suficiente de gas natural, a través de incrementar la producción doméstica.

Con la implementación del Programa Estratégico de Gas (PEG), se han descubierto nuevos yacimientos como el de Kopo 1 localizado en la Sonda de Campeche, que confirma el potencial de la zona, así como de la existencia de nuevas provincias productoras de gas no asociado en el área de Lankahuasa de alta productividad y de oportunidades exploratorias hacia el norte del país.

Asimismo, con la perforación del pozo Playuela 1 en las costas del estado de Veracruz se estará en posibilidades de incorporar reservas de bajo costo. Así se tiene la estrategia de intensificar la exploración e invertir en mayores desarrollos.

Otro de los puntos primordiales del Prosener, es fomentar una mayor participación de los sectores social y privado en el sector energético nacional, de tal manera que se promueva una mayor participación de la inversión privada de acuerdo con la legislación actual vigente. De esta manera en la cartera de proyectos sobresale la aplicación de los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) mediante los cuales se incrementa la producción de gas

natural por arriba de los 800 millones de pies cúbicos diarios a partir del 2007.

Si bien en 2002 se logró una importante asignación presupuestal, este tipo de obras no se concluyen en un ejercicio fiscal, es indispensable mantener el esfuerzo presupuestal para explotación y producción para que puedan dar frutos en el mediano plazo.

Cabe señalar que la producción futura de gas natural provendrá, cada vez en una mayor proporción, de campos que aún no han sido desarrollados y dependerá en mayor medida de gas no asociado. Como en la región de Burgos, cuyos yacimientos se caracterizan por tener una tasa de declinación acelerada, la cual sólo puede contrarrestarse con la incorporación de nuevas localizaciones a través de inversiones adicionales. Adicionalmente, debe subrayarse que la aportación de los CSM es la alternativa que permitirá eliminar las importaciones de gas natural en SNG, con las ventajas que ello supone para el país.

La *Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011* conforma una referencia de consulta para todos los participantes en esta industria. Este documento presenta información actualizada sobre la situación que guarda la industria de gas natural, su futuro previsible, las oportunidades de negocios, así como las expectativas de crecimiento de la oferta y la demanda de este combustible para los próximos diez años.

De esta manera, se tiene el compromiso de propiciar condiciones de certidumbre, claridad y transparencia en las actividades de todos los participantes, además de garantizar la soberanía nacional y la rectoría del Estado en las áreas prioritarias.

Ernesto Martens Rebolledo
Secretario de Energía

INTRODUCCIÓN

13

En cumplimiento al Artículo 109 del *Reglamento de Gas Natural*, la Secretaría de Energía publica anualmente un estudio de prospectiva del mercado de gas natural, el cual describe y analiza las necesidades del país en relación con esta industria para los siguientes 10 años.

La *Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011* contiene la información más reciente sobre la evolución futura de la demanda nacional y regional de este combustible, la capacidad de producción existente y esperada, la infraestructura disponible de transporte y distribución, y las necesidades de expansión, rehabilitación, modernización, sustitución e interconexión de capacidad, entre otros aspectos.

En su primer capítulo, se describe el panorama internacional actual y futuro del mercado de gas natural. Éste analiza la participación del gas natural en el consumo mundial de energía, la evolución de las reservas mundiales y la producción, así como la oferta mundial de gas natural licuado (GNL). También se incluyen los precios internacionales, la demanda mundial esperada por región, con base en las cifras más recientes del Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos (EUA).

El segundo capítulo analiza los avances del marco regulatorio vigente, destacando la situación de las ventas de primera mano, el inicio de la temporada abierta en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), el total de permisos otorgados para transporte y distribución, así como los puntos de interés para el sector privado.

El tercer capítulo detalla la evolución del mercado nacional de gas natural durante el periodo 1993-2001, donde se presentan varios cambios cualitativos como son un análisis estadístico que excluye el consumo del sector petrolero y se destaca el segmento

del mercado donde participan los distribuidores particulares. A través de un estudio más detallado, en el sector industrial se presenta el consumo histórico de los últimos nueve años de las principales ramas industriales consumidoras de gas natural y para el 2001 el de 55 ramas industriales por región. Asimismo, se separa el consumo del sector residencial y el de servicios para la mejor cuantificación de su consumo. Por otra parte, en el comercio exterior, se incluyen las importaciones por punto de interconexión y se analizan los permisos de distribución a escala regional.

El cuarto capítulo contempla la demanda a escala regional y sectorial de este combustible con base en el crecimiento estimado de la actividad económica para los siguientes 10 años, así como el análisis de la oferta. Se observará que la demanda de gas natural resulta menor debido a que se consideraron escenarios macroeconómicos más realistas y como resultado, los pronósticos del sector eléctrico e industrial presentan consumos más bajos respecto a la prospectiva anterior. Además de contar con un escenario de demanda base y otro de demanda alta, en el sector eléctrico se considera la posible realización de proyectos de cogeneración en Pemex en las refinerías de Tula y Salamanca.

Por el lado de la oferta, se elaboró el escenario de producción denominada de *mínimo de equilibrio nacional* y un ejercicio de desarro-

llo acelerado del potencial de gas natural en el que el sector gas pudiera convertirse en un impulsor del desarrollo económico. Ambos incluyen la aplicación de los Contratos de Servicios Múltiples (CSM).

El capítulo quinto describe los principales programas y proyectos de ahorro de energía que tienen incidencia directa o indirecta con el consumo del gas natural; entre éstos destaca el gran potencial de ahorro de los sistemas de cogeneración. Los programas de ahorro buscan aprovechar al máximo la oferta de este combustible sin alterar los requerimientos de la demanda dentro del sector.

Finalmente, para complementar y facilitar la comprensión de este documento se presentan cinco anexos. El anexo uno incluye los balances de gas natural con los escenarios de demanda alta; el anexo dos explica la metodología desarrollada por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para el cálculo de la demanda de autogeneración de energía eléctrica por parte de los particulares, de los sectores industrial (sin incluir Pemex Petroquímica), residencial y servicios, así como de transporte vehicular. El tercero contiene un glosario con los términos más usados. El anexo cuatro incluye los factores de conversión, y por último, en el anexo cinco se encuentran las abreviaturas y siglas usadas en el documento.

RESUMEN EJECUTIVO

15

En la última década, dentro de los combustibles fósiles, el consumo de gas natural en el ámbito mundial registró la mayor tasa anual promedio de crecimiento con 1.8% anual, superior a la promedio de energía primaria total (1.5%). Este comportamiento se atribuye en gran medida a que el gas natural se ha convertido en la alternativa predilecta para generar electricidad por su eficiencia en las turbinas de ciclo combinado y su combustión limpia.

Para el periodo 1999-2015 el gas natural pasará del tercer al segundo lugar en importancia en la estructura global de consumo de energía primaria, después del petróleo, ya que se estima que el crecimiento de la demanda de gas natural alcanzará una tasa de crecimiento promedio anual de 3.2% comparada con 2.2% para el petróleo y 1.8% para el carbón. Esta expansión será más notoria en los países en desarrollo, donde la tasa media de crecimiento anual alcanzará 5.7%, frente a 2.5% de los países industrializados.

En México, el desarrollo de la infraestructura energética nacional es una de las prioridades de la presente administración. Hasta marzo del 2002, la CRE ha otorgado un total de 112 permisos a particulares, de los cuales 13 son de transporte de acceso abierto, 78 de transporte para usos propios y 21 para la distribución de gas natural. Con ello se han logrado compromisos de inversión a largo plazo de 2,239 millones de dólares.

De 1993 al 2001, el consumo de gas natural alcanzó una tasa de 4.6%, mientras que el gas LP registró un aumento de 3.4% y el combustóleo de 2.8% anual. Este dinamismo ha sido resultado en gran parte por los cambios tecnológicos que ha llevado a cabo el sector eléctrico a través de la construcción de plantas de ciclo combinado y/o unidades duales que implican un mayor uso de gas natural. En este periodo alcanzó una tasa de crecimiento de 12.1% anual, con lo cual se convierte en el principal consumidor

del mercado. El sector residencial y servicios en conjunto ha mostrado un crecimiento de 1.2% anual ante las limitaciones de infraestructura de distribución, mientras que, debido a la caída en el consumo del sector industrial en 2001 y a la baja constante de Pemex Petroquímica, su tasa de crecimiento resultó en -2.1% anual.

La oferta interna de gas natural seco en México ha crecido a un ritmo de 4.0%. Sobresalen los aumentos registrados en la región norte, particularmente los del proyecto integral *Cuenca de Burgos*. En los últimos ocho años, la extracción de gas no asociado ha sido notoria al alcanzar un crecimiento promedio anual de 12.9% comparado con la del gas asociado de 0.6%.

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. En 2001 las importaciones de los sistemas aislados, es decir, los que no están conectados al sistema nacional de gasoductos, representaron 60% de las importaciones totales y 5.3% del consumo nacional.

En los próximos 10 años, la demanda nacional 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%. Estos resultados presentan diferencias respecto a la Prospectiva del año anterior debido principalmente a la revisión a la baja en el crecimiento del PIB en los escenarios macroeconómicos. Ello propició una disminución en la dinámica de la demanda de gas natural del sector eléctrico y del industrial en el horizonte de planeación.

Sin embargo, a pesar de este ajuste en las premisas, la demanda total se incrementará poco más del doble a lo largo del periodo de análisis. 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. El consumo residencial alcanzará 292 mmpcd y el de servicios 101 mmpcd en el 2011. Ambos sectores tendrán una participación de 6.3% en el último año de análisis. En cambio, el sector autotransporte aún representa un mercado pequeño, ya que su consumo pasará de 1.3 mmpcd que se alcanzó en 2001 a 70 mmpcd en el 2011, por lo que su presencia en el mercado será de 1%.

A escala regional, la región Sur-Sureste será la mayor consumidora de gas natural con un volumen al 2011 de 3,559 mmpcd lo que representa 40.1% del consumo nacional. En segundo término, la región Noreste, absorberá 29.2% de la demanda de gas natural al final de la proyección, atribuible al sector eléctrico y al industrial como consumidores de gas natural. Así, en ambas regiones, se concentrará 69.3% de la demanda total de gas natural.

En el escenario base de producción la inversión física alcanza un promedio de 83 mil millones de pesos anuales en el periodo 2002-2011. La producción promedio de gas en el periodo es de 6,516 mmpcd, con un máximo de 7,955 mmpcd en el 2010; así, la producción se incrementa a una tasa promedio anual de 5.1%. Como resultado, México se convertiría en un importante actor en el mercado internacional de gas natural y el sector de energía en un promotor del crecimiento económico.

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.

Con el incremento en la demanda de gas natural y la expansión de las redes de transporte se intensificará la integración de los mercados, tanto a escala regional como global, por lo que la explotación de las reservas y la infraestructura necesaria requerirán de importantes inversiones.

Aunque los gasoductos seguirán siendo el principal medio de transporte en Norteamérica, Europa y América Latina, el gas natural licuado (GNL) jugará un papel cada vez más importante. Se prevé que en las siguientes dos décadas el comercio de GNL se expanda principalmente en las regiones de Asia / Pacífico y el Atlántico.

1.1 Dinámica de los mercados internacionales

1.1.1 Demanda

1.1.1.1 El gas natural en la demanda de energía

En 2001 la demanda mundial de energía primaria creció 0.3% respecto al año anterior, el cual es uno de los crecimientos más bajos debido a la recesión económica¹ 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.

¹ En 2001 la economía mundial presentó un crecimiento de sólo 1.4%, comparado con 4% que se registró un año antes.

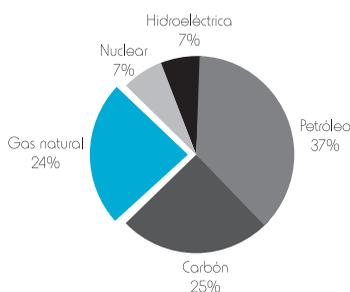
En la última década, dentro de los combustibles fósiles, el consumo de gas natural registró la mayor tasa anual promedio de crecimiento con 1.8% anual, superior a la mundial y a la promedio del energía primaria total (1.5%). Sin embargo, el consumo de carbón se incrementó 1.7% respecto al año anterior y el mayor crecimiento se observó en el uso de la energía nuclear, la cual aumentó 2.7%.

Cuadro 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

Fuente: Sener con base en información de *BP Statistical review of world energy, 2002*

Gráfica 1
Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente, 2001
(participación %)



Fuente: Sener con base en información de *BP Statistical review of world energy, 2002*

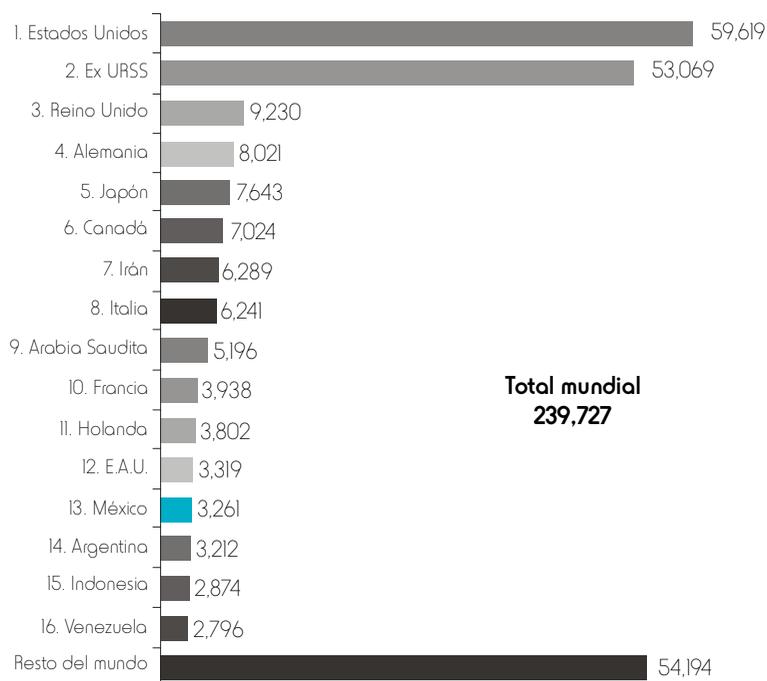
1.1.1.2 Consumo mundial de gas natural, 2001

Durante 2001, el consumo mundial de gas natural seco 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 Cen-

tro y Sudamérica se 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
Consumo mundial de gas natural seco, 2001
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Sener con base en información de *BP Statistical review of world energy, 2002*

1.1.2 Oferta

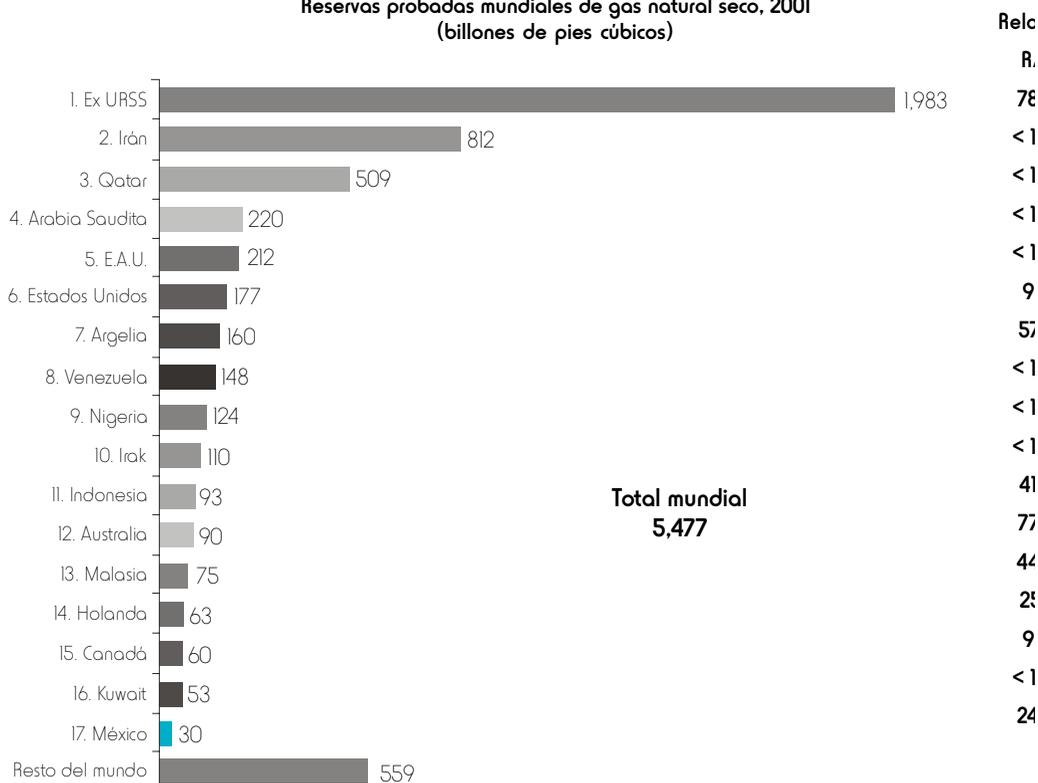
1.1.2.1 Reservas mundiales de gas natural seco, 2001

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)². 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 años³.

² Un billón equivale a 10¹²

³ *BP Statistical review of world energy, 2002*

Gráfica 3
Reservas probadas mundiales de gas natural seco, 2001
(billones de pies cúbicos)



* Cifras al cierre de 2001

Fuente: SeNER con base en información de *BP Statistical review of world energy, 2002*

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.

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.

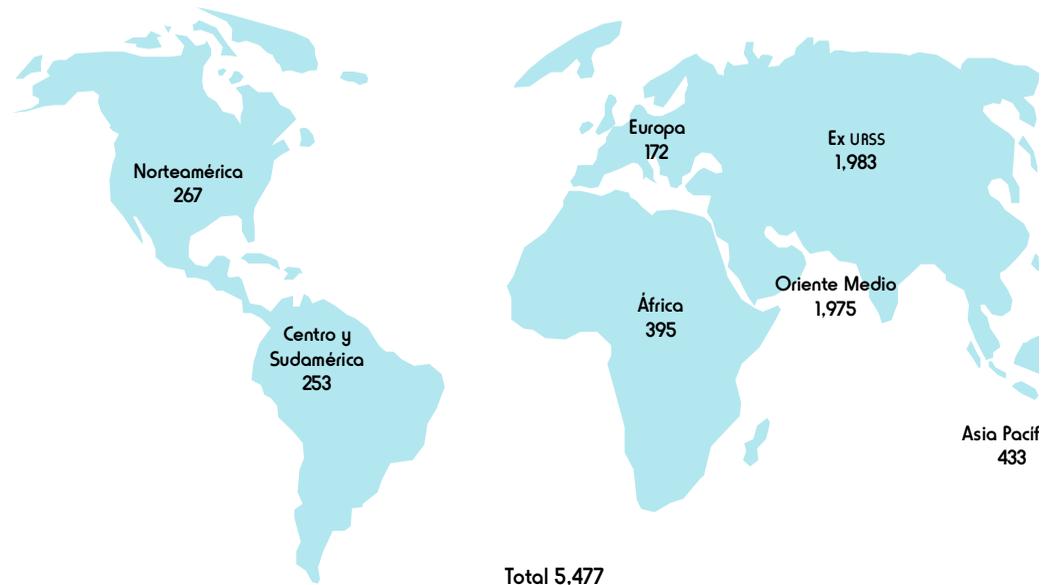
En la región de Oriente Medio, los países con mayores reservas son (en orden de importancia) Irán, Qatar, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos (EAU). Cabe señalar que las reservas de

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.

Mapa 1
Distribución regional de las reservas probadas de gas seco, 2001
 (billones de pies cúbicos)



Fuente: BP Statistical review of world energy, 2002

1.1.2.2 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.

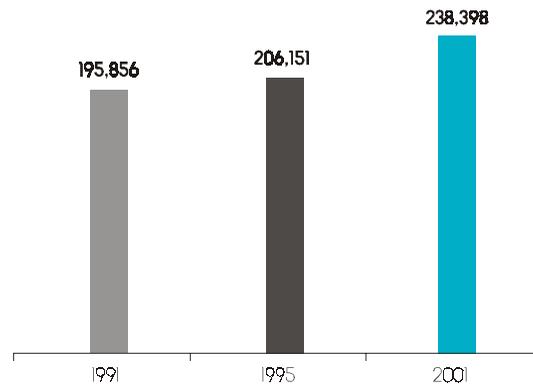
En Norteamérica se produjo 30.9% de la producción mundial: 22.5% en Estados Unidos, 7% en Canadá y 1.4% en México. En 2001, Canadá presentó el mayor incremento en la producción con 2.8% respecto al año anterior y 5% en promedio anual desde

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.

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 anterior⁴. Esta tasa es la mayor, después de Oriente Medio, lo que refleja una creciente actividad exploratoria de gas natural.

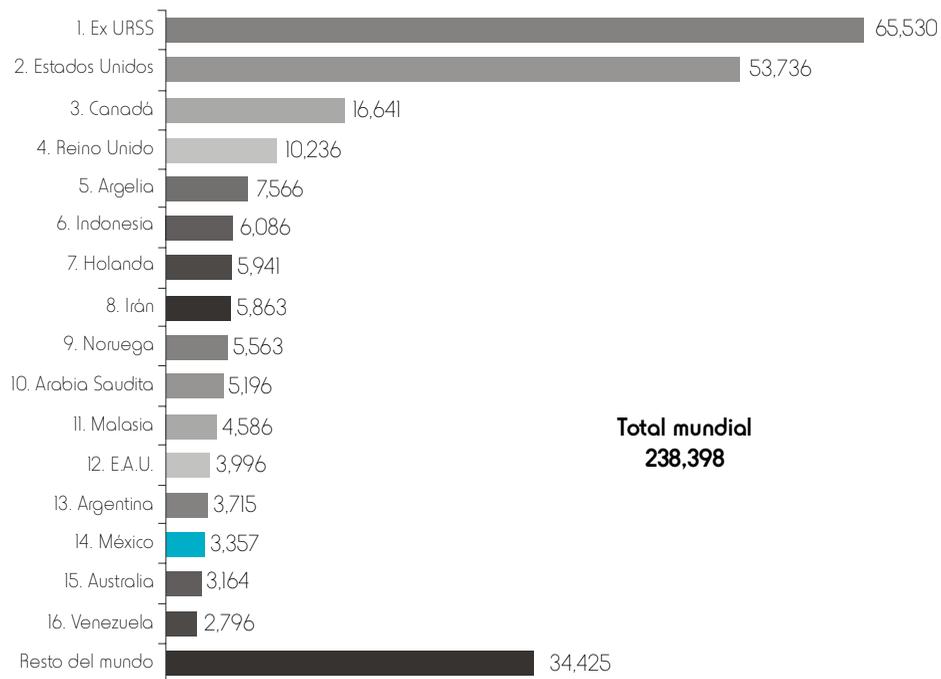
⁴ El mayor dinamismo se observó en Bolivia con 20.9% de variación anual respecto a 2001.

Gráfica 4
Producción mundial de gas natural seco, 1991-2001
 (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Sener con base en información de *BP Statistical review of world energy, 2002*

Gráfica 5
Producción mundial de gas natural seco, 2001
 (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Sener con base en información de *BP Statistical review of world energy, 2002*

1.1.2.3 Oferta mundial de gas natural licuado, 2001

En los últimos siete años, el comercio mundial de GNL se incrementó 7.5% anual, comparado con el comercio por ductos, el cual creció 5.6% anual⁵. Aunque el comercio de GNL representa una cuarta parte del total mundial, cada vez cobra mayor importancia al aparecer nuevos consumidores y oferentes. En los dos últimos años Grecia, Portugal y Puerto Rico surgieron como importadores de este combustible.

Trinidad y Tobago, Nigeria y Omán han incrementado sustancialmente sus exportaciones desde su reciente incorporación al mercado. Actualmente, en el 2001 las ventas de estos países representan 13.2% del comercio mundial.

Cuadro 2
Exportaciones de GNL 1995-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Total	8,949.6	9,907.5	10,768.6	10,933.0	12,016.7	13,251.2	13,830.8
1. Indonesia	3,204.4	3,473.4	3,454.1	3,492.8	3,755.0	3,454.1	3,076.7
2. Argelia	1,772.4	1,896.3	2,351.1	2,409.1	2,492.3	2,546.5	2,471.1
3. Malasia	1,248.8	1,712.5	1,944.7	1,877.0	1,988.3	2,034.7	2,023.1
4. Qatar			280.6	464.4	786.6	1,358.4	1,600.3
5. Australia	949.3	977.2	948.2	957.8	974.3	978.2	986.9
6. Brunei	813.4	841.7	793.4	783.7	813.7	850.5	870.8
7. Nigeria					71.6	542.8	757.6
8. Omán						239.0	718.9
9. EAU	658.9	716.0	725.6	686.9	684.0	670.5	685.0
10. Trinidad y Tobago					198.3	339.6	353.1
11. Estados Unidos	156.0	174.2	164.5	174.2	159.6	159.6	173.2
12. Libia	146.4	116.1	106.4	87.1	92.9	77.4	74.5
13. Taiwán							39.7

Fuente: Sener con base en información de *BP Statistical review of world energy, 2002*

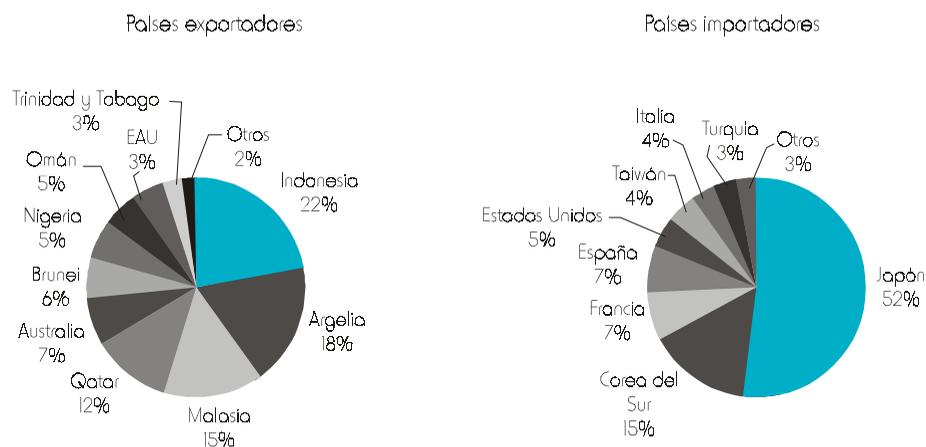
⁵ En 1995 el comercio de gas natural por ducto se ubicó en 28,629 mmpcd mientras que en 2001 alcanzó 39,796.2 mmpcd.

Cuadro 3
Importaciones de GNL 1995-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Total	8,949.6	9,907.5	10,768.6	10,933.0	12,016.7	13,251.2	13,830.8
1. Japón	5,602.0	6,172.8	6,221.2	6,395.3	6,703.0	7,010.7	7,166.5
2. Corea del Sur	909.5	1,257.8	1,519.0	1,383.6	1,695.1	1,904.1	2,112.1
3. Francia	812.7	754.7	890.1	948.2	992.7	1,086.5	1,011.1
4. España	686.9	667.6	648.2	570.8	692.7	819.5	952.0
5. Estados Unidos	58.1	116.1	193.5	222.5	442.2	603.7	637.6
6. Taiwán	338.6	329.0	396.7	454.7	517.6	570.8	609.5
7. Italia	9.7		183.8	193.5	274.8	462.5	508.0
8. Turquía	135.5	222.5	280.6	348.3	307.7	358.0	467.3
9. Bélgica	396.7	387.0	435.4	416.0	390.9	406.4	232.2
10. Puerto Rico							61.0
11. Grecia						29.0	48.4
12. Portugal							25.2

Fuente: Sener con base en información de *BP Statistical review of world energy, 2002*

Gráfica 6
Comercio de GNL 2001
(%)



Fuente: Sener con base en información de *BP Statistical review of world energy, 2002*

Norteamérica

En EU se estima que en los siguientes 20 años las importaciones de GNL alcancen una participación de 14.7% (2,438 mmpcd) en el total, cuyo precio se espera siga siendo competitivo, como en los últimos años, respecto al gas natural comercializado por ducto.

Centro y Sudamérica

Trinidad y Tobago se ha convertido en un importante exportador de GNL en América. Desde 1999 fue cobrando mayor peso en el mercado estadounidense, convirtiéndose en el proveedor más importante de Estados Unidos.

Debido al importante potencial de gas natural en Bolivia y a sus planes de desarrollo al mercado externo, varias empresas estudian la posibilidad de importar GNL de ese país para aprovechar el mercado potencial de la región de Baja California en México y California en Estados Unidos.

Asia, Oriente Medio y África

Qatar exporta la mitad de su producción en forma de GNL y en el 2001 fue el cuarto exportador de GNL en el mundo después de Indonesia, Argelia y Malasia. Sus principales clientes son Japón y Corea del Sur y en menor medida Estados Unidos, España, Italia y Francia. Actualmente planea expandir su capacidad actual de 1,600.3 mmpcd a 2,214 mmpcd agregando dos trenes de licuefacción.

En Nigeria se ha desarrollado la producción de gas asociado como resultado del incremento de la producción de crudo y de los esfuerzos por reducir la quema de gas. Nigeria tiene programado un nuevo tren de licuefacción en 2002 que le permitirá comercializar 393.6 mmpcd adicionales. Además, entre 2005 y 2006 espe-

ra contar con otros dos trenes y una capacidad adicional de 1,067.4 mmpcd.

El mercado de GNL que se ha desarrollado en África incluye, además de Argelia y Nigeria, una terminal en operación en Libia, otra en construcción en Egipto que planea entrar en operación en 2004. Argelia se ha propuesto instalar otra terminal a lo largo de la costa mediterránea. Argelia aportó 18% de las exportaciones de GNL del continente. 41% de su producción se envía por ducto a Italia, España, Portugal, Eslovenia y Túnez. Además, 33% se comercializa como GNL a Francia, Bélgica, España, Turquía, Italia, Estados Unidos y Grecia.

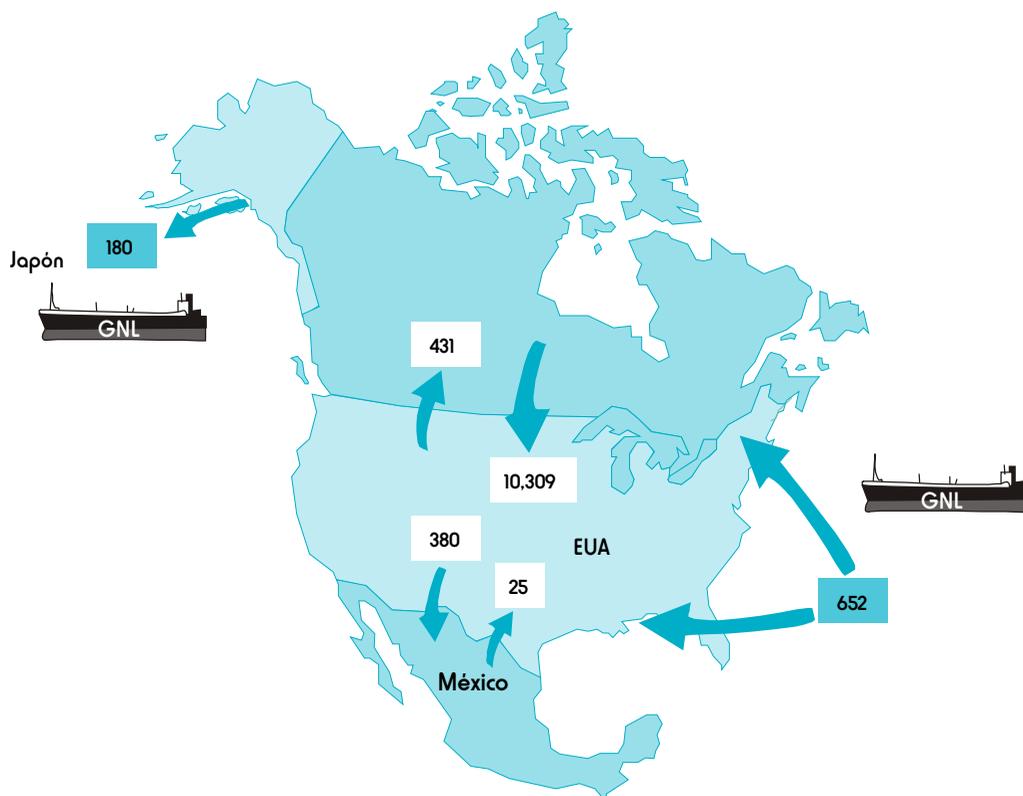
En Asia, Malasia está expandiendo su planta Bintulu de GNL en 906.8 mmpcd sin contratos de largo plazo. Con lo cual, la capacidad actual se incrementaría a 3,068.5 mmpcd, misma que sería similar a la de Indonesia, actualmente el mayor productor de GNL en el mundo.

1.1.2.4 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 se incrementaron 6.2% respecto al año anterior, con lo cual, su participación en el consumo total se ubicó en 17.5%.

Mapa 2
Comercio exterior de gas natural en Norteamérica, 2001
 (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: *Natural Gas Monthly*, June 2002. DOE.

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%, las de GNL 5.9% 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 2000⁶.

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 Unidos.⁷

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.

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 Canadá⁸.

En México, a partir de septiembre de 2002, se tuvo una expansión de capacidad en el noroeste del país que incrementó la capacidad de importación en 500 mmpcd y se están implementando otros proyectos que incrementarán la capacidad de importación del 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.

⁶ CERA, *Pipeline construction, a bust ahead?*, March 2002, p. 2

⁷ *International Energy Outlook 2002*, Energy Information Administration, p. 47 (versión electrónica)

⁸ *Op. Cit.*

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 que haga entregas de 3 mil mmpcd, lo que podría representar 10% del comercio mundial por ducto.

1.1.2.5 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 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 el 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 7
Precio spot del gas natural en el mercado de Henry Hub, 2001
(dólares por millón de BTU)



Fuente: Sener con base en *Natural Gas Monthly*, DOE, May 2002, p. 8.

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.

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.

Cuadro 4
Precios internacionales del gas natural¹, 1991-2001
(dólares por millón de BTU)

Año	GNL		Gas natural	
	Japón csf ²	Unión Europea csf ²	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	1.80	2.27	2.00
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: *BP Statistical review of world energy, 2002*

1.1.2.6 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 alrede-

dor de 4% anual⁹, 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.

⁹ Op. Cit. p. 1, versión electrónica.

Cuadro 5
Demanda mundial de gas natural seco, 1990-2015
 (miles de millones de pies cúbicos diarios)

País	1990	1999	2005	2010	2015	tmca*
Total mundial	200.0	230.7	278.6	326.0	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	54.0	60.8	2.9
Asia Industrializada	7.1	9.9	11.0	11.5	12.6	1.5
Europa del Este/exURSS	77.0	61.6	67.9	77.0	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	34.0	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: *International Energy Outlook, EIA/DOE*

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 DOE. 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.

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 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

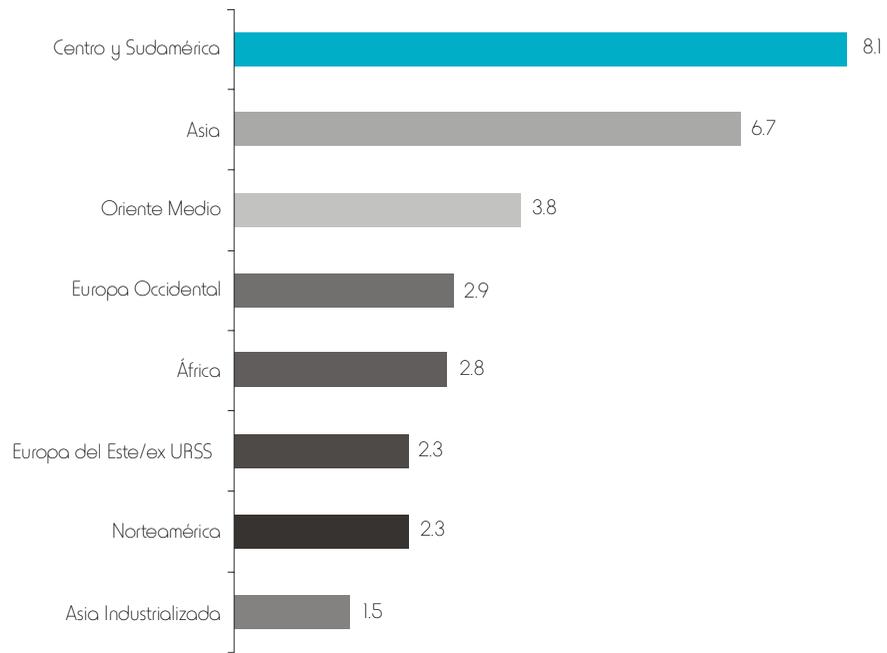
En Asia industrializada (Japón y Australia) se prevé un incremento en el consumo de gas natural de 1.5% anual para el periodo 1999-2015. Se pronostica que Japón incremente su demanda a una tasa promedio anual de 1.3%.

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 8
Demanda mundial de gas seco
(tasa de crecimiento promedio anual)



Fuente: *International Energy Outlook 2002*, EIA/DOE

Este capítulo muestra una perspectiva del marco regulatorio actual de la industria de gas natural y las acciones que se llevaron a cabo en el sector en 2001 y principios de 2002, así como los nuevos retos que enfrenta la industria.

Entre los aspectos más relevantes de este capítulo destacan:

- La Comisión Reguladora de Energía (la CRE) aprobó las Bases de Coordinación Operativa y Comercial entre la Subdirección de Ductos y la Subdirección de Gas Natural de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).
- Se continuó con el proceso de aprobación del Catálogo de Precios y Contraprestaciones para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural (el Catálogo de Precios) y los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (los Lineamientos de Crédito) en una primera etapa para Productores Independientes de Energía y Generadores Privados de Electricidad
- El 23 de febrero de 2001 la CRE modificó los plazos del Régimen Transitorio de las Ventas de Primera Mano (VPM) a efectos de enfrentar las constantes dilaciones a que han estado sujetos los procesos de aprobación del Catálogo de Precios y los Lineamientos de Financieros.
- El 30 de abril de 2002, la CRE publicó en el Diario Oficial de la Federación la resolución por la que modificó el capítulo cuarto de la Directiva de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural (Directiva de Precios).
- A iniciativa del C. Secretario de Energía, la CRE de manera conjunta con la Secretaría de Energía (SENER) coordinaron un grupo de trabajo conformado por la Asociación Mexicana de Energía Eléctrica (AMEE), PGPB y la Comisión Federal de Electricidad (la CFE) para alcanzar un acuerdo sobre la instrumentación de un “contrato tipo” de suministro de gas

natural de largo plazo para los Productores Independientes de Energía (PIE's). Dichas negociaciones se materializaron con la publicación de la RES/100/2001, donde se autoriza la comercialización directa de gas entre PGPB y los PIE's.

- Desde 1996, la Comisión Reguladora de Energía ha otorgado 112 permisos, de los cuales 13 son de transporte para el servicio público, 78 de transporte para usos propios y 21 de distribución de gas natural. De los 21 permisos otorgados en el año 2001 y primer trimestre de 2002, todos corresponden a transporte para usos propios.

2.1 Ventas de primera mano

Con la aprobación de los Términos y Condiciones Generales para la Venta de Primera Mano (VPM) de Gas Natural (los Términos y Condiciones Generales), la CRE dispuso que PGPB no podría efectuar VPM en puntos distintos a la salida de las plantas de proceso, en tanto no contara con la aprobación de las Bases de Coordinación Operativa y Comercial entre la Subdirección de Ductos y la Subdirección de Gas Natural de PGPB (las Bases de Coordinación), el Catálogo de Precios y Contraprestaciones (el Catálogo de Precios) y los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (los Lineamientos de Crédito).

2.1.1 Bases de coordinación

El 26 de enero de 2001, la CRE aprobó las Bases de Coordinación. Dicho documento contiene las reglas operativas y comerciales que regirán la relación operativa entre la Subdirección de Ductos y la Subdirección de Gas Natural de PGPB, encargadas de los servicios de transporte y comercialización o suministro, respectivamente. Asimismo, las Bases de Coordinación incluyen los anexos y apéndices en los que se propone la reserva de capacidad en firme e interrumpible por puntos de origen así como por destinos primarios y secundarios por parte de la Subdirección de Gas Natural de PGPB, de acuerdo con las zonas tarifarias y trayectos de transporte que aprobó la CRE en el Título de Permiso del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG).

De esta forma, las Bases de Coordinación buscan evitar que PGPB, como transportista y usuario del SNG, obtenga ventajas frente a otros usuarios o adquirentes de gas natural. De esta forma, PGPB se compromete a diferenciar y transparentar la prestación de los servicios de transporte y suministro, lo que además obliga

a las áreas correspondientes de PGPB a conducirse como si se tratara de dos empresas distintas.

2.1.2 Catálogo de precios y lineamientos de crédito

El Catálogo de Precios, a publicarse en fecha próxima, se integrará de tres capítulos que definirán los criterios bajo los cuales PGPB determinará el precio del gas en planta de proceso por cada modalidad de entrega establecida tanto en los Términos y Condiciones Generales como en los contratos de VPM celebrados en condiciones especiales. Asimismo, incluirá las contraprestaciones correspondientes a dichas modalidades –costos de transporte y otros servicios involucrados en la VPM– en puntos de entrega distintos a la planta de proceso.

Por su parte, los Lineamientos de Crédito incluirán todos los requisitos, trámites, procedimientos, metodologías, formatos y criterios necesarios para que los adquirentes liquiden sus cuentas por concepto de VPM mediante el esquema de pago anticipado y pago a crédito. Los Lineamientos de Crédito también especificarán diversos aspectos relativos a facturación, intereses moratorios, documentación y redocumentación de adeudos, aplicación de pagos para la recuperación de adeudos, suspensión y reanudación de entregas.

Actualmente fue aprobado el Capítulo 1 y los LOCFSE para PIEs y Generadores Privados de Energía.

2.1.3 Modificaciones a la Metodología de Precios de VPM

La Directiva de Precios establece en su capítulo cuarto la metodología para determinar el precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano (metodología de precios de VPM). Sin embargo, la CRE detectó que desde la expedición de la Directiva de Precios en 1996 a la fecha, tanto las condiciones del mercado de referencia como de la industria nacional de gas natural han observado cambios significativos que repercuten en la determinación del precio de VPM.

Por tal motivo, la CRE expidió la resolución núm. RES/061/2002, publicada en el Diario Oficial de la Federación de fecha 30 de abril de 2002, mediante la que modificó el capítulo cuarto de la Directiva de Precios. Las modificaciones que se incorporaron son las siguientes:

- Eliminación de los parámetros iniciales (B_0 , HSC_0 y TP_0) de la metodología de precios de VPM;
- Establecimiento de fórmulas de precio del gas para la planta de proceso de Reynosa, Tamps.;
- Incorporación del componente que tiene por objeto reflejar el costo de transporte para el trayecto comprendido entre el sur de Texas y Reynosa en función del escenario comercial que enfrente el país en cualquier momento (importación, exportación o paridad);
- Incorporación de la metodología para la actualización del diferencial histórico entre las cotizaciones registradas en el mercado *Houston Ship Channel* y el promedio de las cotizaciones de los mercados del sur de Texas;
- Aplicación de un factor de carga de 100 por ciento en la determinación del ajuste por tarifas de transporte TP_i en las fórmulas para determinar el precio máximo del gas, y
- Sustracción de la tarifa de transporte del sector en que se ubiquen las plantas de proceso distintas a Ciudad Pemex o Reynosa en la determinación del precio máximo del gas correspondiente.

2.1.4 Acciones para el cumplimiento de los contratos celebrados en términos de las resoluciones núms. RES/100/2001 y RES/110/2002

A fin de que se puedan cumplir los contratos en condiciones especiales de venta de primera mano celebrados entre PGPB y los adquirentes a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación y compraventa de energía eléctrica asociada en las licitaciones convocadas por la Comisión Federal de Electricidad, la CRE autorizó¹:

- el capítulo 1 del Catálogo de Precios y los Lineamientos Financieros que se aplicarán a dichos contratos
- a PGPB para que antes de que concluya el régimen transitorio de las ventas de primera mano entregue y enajene el gas objeto de los contratos señalados sujetándose al régimen permanente de los Términos y Condiciones Generales, sin que para los demás adquirentes de gas natural haya concluido el régimen transitorio.
- a PGPB y cualquier adquirente que celebre contratos en condiciones especiales a reservar la capacidad necesaria en el Sistema Nacional de Gasoductos.
- a otros generadores de energía eléctrica que requieran celebrar contratos de largo plazo en condiciones especiales o reservar la capacidad en el Sistema Nacional de Gasoductos a acogerse a lo establecido en las resoluciones correspondientes autorizadas por la CRE.

2.2 Nuevas NOMs

En adición a las ocho NOMs que han sido expedidas, el Comité Consultivo Nacional de Normalización publicó la NOM-009-SECRE-2002 relativa a “Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos” en el Diario Oficial de la Federación (DOF) del 8 de febrero de 2002.

Adicionalmente, se encuentran en proceso de revisión y consulta cuatro proyectos. Dos de ellos corresponden a temas relacionados con el gas natural comprimido para vehículos automotores, NOM-010-SECRE-99 y NOM-011-SECRE-99. Las otras dos se refieren a la sustitución de las normas NOM-002-SECRE-1997 y NOM-003-SECRE-1997. Se espera que en fecha próxima se publiquen los comentarios recibidos sobre estas cuatro normas, con lo que se estima la expedición de las versiones definitivas en el transcurso del 2002.

¹ Véanse las resoluciones RES/061/2002, RES/062/2002, RES/063/2002 y RES/064/2002 publicadas el 30 de abril de 2002.

Cuadro 6
Proyectos de NOMs

Nom	Título	Objetivo
Proyecto NOM-010-SECRE-99	Gas Natural Comprimido. Estaciones de Servicio	Establecer los requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio de gas natural comprimido acerca de la selección de componentes, construcción, instalación, pruebas, operación, mantenimiento e inspección de las mismas.
Proyecto NOM-011-SECRE-99	Gas Natural Comprimido. Instalaciones Vehiculares	Establecer los requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares que utilicen gas natural comprimido como carburante, relativos a la selección de componentes, adaptaciones, operación, mantenimiento e inspección de las mismas.
Sustitución NOM-002-SECRE-1997	Instalaciones para el aprovechamiento del gas natural	Establecer la responsabilidad de los usuarios sobre las instalaciones.
Sustitución NOM-003-SECRE-1997	Construcción y mantenimiento de sistemas de distribución de gas natural	Establecer la posibilidad de utilizar líneas de cobre en la construcción de los sistemas de distribución.
Modificación a la NOM-001-SECRE-1997	Calidad del gas natural	Establecer los criterios mínimos requeridos para cumplir con la calidad del gas natural en los sistemas de transporte y distribución por medio de ductos. Con ello se busca el correcto funcionamiento de dichos sistemas para garantizar la prestación segura y oportuna de los servicios correspondientes.
Modificación NOM-007-SECRE-1999	Transporte de gas natural	Establecer las especificaciones técnicas que deben cumplir los materiales, tuberías, equipos, instalaciones principales, accesorios y dispositivos que son necesarios para el diseño, construcción, mantenimiento e inspección de los sistemas de transporte de gas natural, así como los requisitos mínimos que deben satisfacer las medidas de seguridad y los planes de atención a emergencias.

Fuente: CRE

2.3 Modificación de plazos del régimen transitorio de las ventas de primera mano

Para hacer frente a las constantes dilaciones a que se han sujeto los procesos de aprobación del Catálogo de Precios y los Lineamientos de Crédito, el 23 de febrero de 2001 la CRE modificó los plazos del Régimen Transitorio de las VPM en los términos siguientes:

- Los adquirentes actuales podrán enviar los pedidos de venta de primera mano, el primer día del mes siguiente a aquél en que se aprueben el Catálogo de Precios y los Lineamientos de Crédito (el Mes de inicio).
- PGPB confirmará dichos pedidos durante el tercer mes contado a partir del Mes de inicio.
- A partir del cuarto mes contado desde el Mes de inicio, los Términos y Condiciones serán aplicables en su totalidad.

De esta manera, los usuarios actuales del SNG podrán reservar capacidad de transporte el primer día del mes siguiente en que finalice el Mes de inicio. Dicho periodo de reservación de capacidad tendrá una duración de dos meses, al término del cual cualquier usuario podrá contratar capacidad de transporte conforme a lo establecido en las *Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural del SNG* (Condiciones Generales de Servicio del SNG).

2.4 Esquema de contratación de venta de primera mano 4x3

Con objeto de mitigar los efectos de los incrementos extraordinarios del precio del gas natural a partir de junio de 2000, las autoridades energéticas instrumentaron diversas acciones, tales como: un programa de coberturas financieras y descuento de 25% sobre los precios de referencia de agosto de 2000, un esquema de financiamiento para usuarios residenciales y comerciales de distribuidores y la flexibilización de condiciones de los términos y condiciones de suministro de gas natural.

Ante el alza inusitada de los precios de referencia del gas natural a principios de 2001, las autoridades involucradas y los grupos de usuarios sumaron esfuerzos para diseñar un esquema de contratación de VPM. Como resultado, PGPB presentó a la CRE para su aprobación un esquema de contratación alternativo con una

vigencia de tres años a un precio fijo de cuatro dólares por millón de unidades térmicas británicas (\$4USD/MMBtu).

De esta forma, los usuarios industriales, comerciales y residenciales que venían consumiendo gas natural de manera regular tuvieron la opción de adquirir hasta un volumen equivalente al promedio de sus consumos diarios del año 2000 bajo el esquema de contratación 4x3. Para la instrumentación de este esquema los adquirentes que decidieron contratarlo firmaron un contrato que permanecerá vigente del 1 de enero de 2001 al 31 de diciembre 2003.

2.5 Coordinación de trabajos AMEE, PGPB y CFE

Debido a que se detectó la necesidad de que los PIEs celebraran contratos de suministro de gas natural a largo plazo, como si ya estuviera en vigor el régimen permanente de los Términos y Condiciones Generales de las VPM, a fin de eliminar riesgos financieros en la realización de sus proyectos respectivos, la CRE coordinó un grupo de trabajo en el que participaron las dependencias y entidades involucradas. Esto con el propósito de elaborar un contrato tipo de suministro de gas natural de largo plazo para los PIEs, que resultara compatible y consistente con los contratos de capacidad y energía eléctrica asociada asignados por la CFE a dichos permisionarios. De esta manera, el esquema de contrato tipo brindará mayor certidumbre y equidad a los inversionistas privados.

Como solución a esta problemática, la CRE expidió la resolución núm. RES/100/2001, publicada en el Diario Oficial de la Federación de fecha 5 de julio de 2001, por la que se resolvió que los PIEs a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación y compraventa de energía eléctrica asociada en las licitaciones convocadas por la CFE, podrán celebrar durante el Régimen Transitorio de las VPM contratos de VPM a largo plazo en condiciones especiales y con puntos de entrega distintos a las plantas de proceso.

2.6 Plena entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales e inicio de la Temporada Abierta del SNG

En fecha próxima deberán entrar en vigor los Términos y Condiciones Generales, con lo cual la CRE concluirá el esquema básico de regulación en materia de ventas de primera mano de gas natu-

ral. Para lograrlo, será fundamental la aprobación de las propuestas presentadas por PGPB del Catálogo de Precios y los Lineamientos de Crédito. Una vez aprobados estos instrumentos iniciará el Régimen Transitorio de las VPM y la Temporada Abierta del SNG en los términos de la modificación de plazos aprobada por la CRE el 23 de febrero de 2001.

Derivado de la aplicación en su totalidad de los Términos y Condiciones Generales, la CRE deberá vigilar el cumplimiento y la entrada en vigor del conjunto de instrumentos que forman el marco regulador de la industria de gas natural, tales como:

- La metodología de precios de venta de primera mano (metodología de precios de VPM) establecida en la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural (DIR-GAS-001-1996);
- Las tarifas en base firme y base interrumpible del SNG y las Condiciones de Servicio;

- La contratación de VPM bajo el régimen de los Términos y Condiciones Generales;
- Las Bases de Coordinación, y
- Un sistema de información electrónico accesible por computadora en forma remota sobre las VPM que realice PGPB.

2.7 Avances en el desarrollo de infraestructura de gas natural

A marzo de 2002, se encuentran vigentes 112 permisos de transporte y distribución, que representan compromisos de inversión superiores a 2.2 mil millones de dólares por parte de empresas líderes de Bélgica, Canadá, España, Estados Unidos, Francia y México para construir y operar más de 30.6 mil kilómetros de gasoductos o redes de distribución. De dichos permisos, 13 corresponden a transporte para el servicio público, 78 a transporte para usos propios y 21 de distribución de gas natural (véase cuadro 7 y mapa 3).

Cuadro 7
Permisos de transporte y distribución de gas natural vigentes a marzo de 2002

Tipos de permiso	Permisos vigentes	Longitud de la red (km)	Inversión (MM USD)
Transporte	91	11,509.58	1,250.01
Acceso abierto	13	10,783.60	1,075.10
Usos propios	78	725.98	174.91
Distribución	21	28,042.00	988.90
Total	112	39,551.58	2,238.91

Fuente: CRE

Mapa 3
Proyectos de distribución



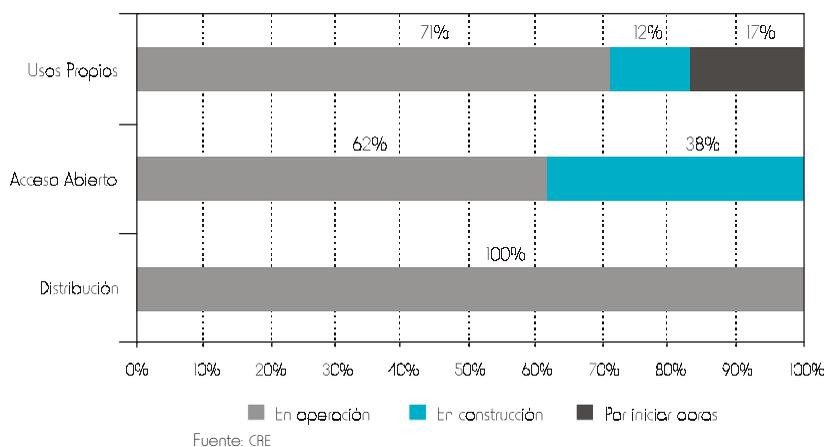
Fuente: CRE

Los permisos de transporte para el servicio público amparan la operación de 10,783.6 Km de ductos de acceso abierto con una capacidad de conducción de 7,693 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) mientras que los permisos otorgados para usos propios representan la construcción de 726 Km de ductos con una capacidad de conducción de 3,599 mmpcd. Por otra parte, los permisos otorgados para distribución representan compromisos

de cobertura de aproximadamente 2.3 millones de usuarios, a los que se conducirán 1,492 mmpcd de gas natural a través de la construcción de 28,042 Km de redes.

La mayor parte de los proyectos correspondientes a estos permisos han iniciado operaciones, por lo que la CRE entró en una nueva etapa dirigida a los aspectos de regulación, control y seguimiento (véase gráfica).

Gráfica 9
Permisos de gas natural vigentes a marzo de 2002
(porcentaje de permisos)



2.8 Distribución

Desde 1996 la CRE ha llevado a cabo licitaciones de permisos de distribución de gas natural. Como resultado de dichas licitaciones, la CRE otorgó 21 permisos de distribución que representan una nueva opción de combustible para 2.3 millones de usuarios localizados en más de 149 municipios de 18 estados del país y en las 16 delegaciones del Distrito Federal. Con ello se beneficiarán alrededor de diez millones de habitantes en el país (12 por ciento de la población).

Durante el año 2001, la CRE recibió la manifestación de interés del gobierno del estado de Veracruz para desarrollar un proyecto de distribución de gas natural en las zonas conurbadas de Veracruz, Poza Rica, Córdoba y Xalapa con una cobertura estimada de 25,000 usuarios. La CRE estudió la viabilidad de esta nueva zona geográfica, misma que definió mediante la resolución núm. RES/013/2002 publicada en el DOF del 27 de febrero de 2002. Se estima que el proceso de licitación para el otorgamiento del título de permiso correspondiente concluya en el transcurso del año 2002.

Proyectos de interés para el sector privado

a) Gas Natural

i. Gas natural licuado

En relación con el desarrollo de proyectos productivos que incrementen la oferta de energéticos del país, el Objetivo 6.3.2 del Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006 establece:

La industria petroquímica y la de gas natural requieren también transformaciones importantes que alienten una mayor inversión. Para lograrlo es necesario ampliar las posibilidades de participación del capital privado. Bajo este contexto, el enfoque central es el de ampliar las posibilidades de inversión privada, reestructurar la cartera de proyectos, eliminar los obstáculos que impiden o dificultan la integración de cadenas productivas, y promover la ejecución de proyectos de interconexión de electricidad y gas natural en ambas fronteras.

Asimismo, el Programa Sectorial de Energía 2001-2006 establece específicamente que para asegurar la oferta suficiente de gas natural a precios competitivos, una de las líneas de acción que el

Gobierno Federal deberá promover la construcción de una o varias terminales de Gas Natural Licuado (GNL) en México.

Para cumplir con los Objetivos planteados por la Administración Federal, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó el pasado 2 de agosto la Norma Oficial Mexicana de Emergencia (NOM-EM-001-SECRE-2002) en donde se establecen los requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) que incluyan sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, regasificación y entrega de dicho combustible.

La Comisión verificará que las solicitudes de almacenamiento que se presenten cumplan con los requisitos establecidos en la regulación vigente, para asegurar la viabilidad técnica y económica con los más altos estándares de seguridad.

A partir de la publicación de la NOM-EM-001-SECRE-2002, la CRE ha recibido dos solicitudes para obtener permisos de almacenamiento para proyectos de GNL en la zona de Baja California, sin embargo, se espera recibir en los próximos meses nuevas solicitudes para otros proyectos en el Pacífico y el Golfo de México.

Las solicitudes que se encuentran en evaluación por parte de la CRE son:

- Gas Natural de Baja California, S.de R.L. de C.V. (GNBC) la cual fue recibida el 5 de agosto de 2002 y se espera que el proceso de evaluación y otorgamiento del permiso finalice en el primer trimestre de 2003.
- Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. (ECA) la cual fue recibida el 9 de septiembre de 2002 y se espera que el proceso de evaluación y otorgamiento del permiso finalice en el segundo trimestre de 2003.

La entrada en operación comercial de las plantas de almacenamiento de GNL en la zona de Baja California podría ocurrir en el primer semestre de 2006.

ii. Zonas Geográficas de Distribución

En adición a las zonas geográficas de distribución licitadas y asignadas hasta ahora por la CRE, aún existen municipios en diversas entidades federativas que podrían conformar nuevas zonas geográficas de interés para el sector privado, lo que permitiría detonar proyectos adicionales de distribución que permitirían el acceso al gas natural a un mayor número de usuarios.

Entre las zonas geográficas con potencial de desarrollo destacan: Pachuca, Cuernavaca y Mérida (véase cuadro). De manera particular, se tiene planeado que la CRE declare la zona geográfica de distribución de Pachuca a finales del 2002 a fin de dar inicio al proceso de licitación en el 2003.

Cuadro 8
Potenciales zonas geográficas de distribución

Zona Geográfica	Estado	Municipios Potenciales
Pachuca	Hidalgo	Pachuca, Tulancingo, Tepeapulco, Tizayuca, Atitalaquia, Tula, Tepeji del Río, Huichapan, Cuauteppec
Cuernavaca	Morelos	Cuernavaca, Emiliano Zapata, Jiutepec, Temixco, Xochitepec, Cuautla, Yautepec
Mérida	Yucatán	Mérida, Progreso, Valladolid, Tizimín, Izamal

Fuente: CRE

MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL, 1993-2001

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.

3.1 Consumo de gas natural 1993-2001

A pesar de la desaceleración de la economía mexicana en 2001, que condujo a una contracción del PIB de 0.3%, el consumo nacional de gas natural presentó un comportamiento positivo. Esta situación contrasta con el consumo nacional de energía, el cual disminuyó 0.6% respecto al 2000¹.

¹ Véase *Balance Nacional de Energía 2001*, Sener.

Cuadro 9
Consumo nacional de gas natural 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	3,040	3,235	3,349	3,605	3,764	4,060	3,993	4,326	4,358	4.6
Petrolero	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
Demanda sin Pemex	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
Pemex Petroquímica	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: Sener con base en información de IMP, CRE, PGPB y CFE

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 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.

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.

3.1.1 Sector eléctrico²

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.

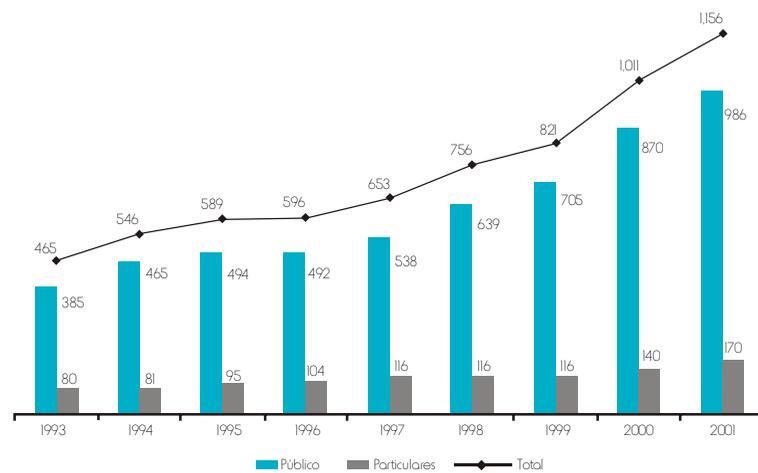
El aumento registrado en 2001 con relación al año anterior se debió principalmente al mayor consumo en las plantas de Salamanca y Felipe Carrillo Puerto. En esta última, la generación se incrementó 108%. El ciclo combinado Huinalá II, en la región Noreste, registró un requerimiento mayor ante el aumento 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.

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.

² El consumo del sector eléctrico en esta Prospectiva 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.

Gráfica 10
Consumo nacional de gas natural del sector eléctrico
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Sener con base en información de CFE y la CRE

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, mismo que se observó básicamente en las regiones Sur Sureste y Noroeste.

3.1.2 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 conside-

rar 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.

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.

Cuadro 10
Consumo nacional de gas natural del sector industrial 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,155	-2.1
Pemex Petroquímica	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	-11.0
Otras	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	0.0
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

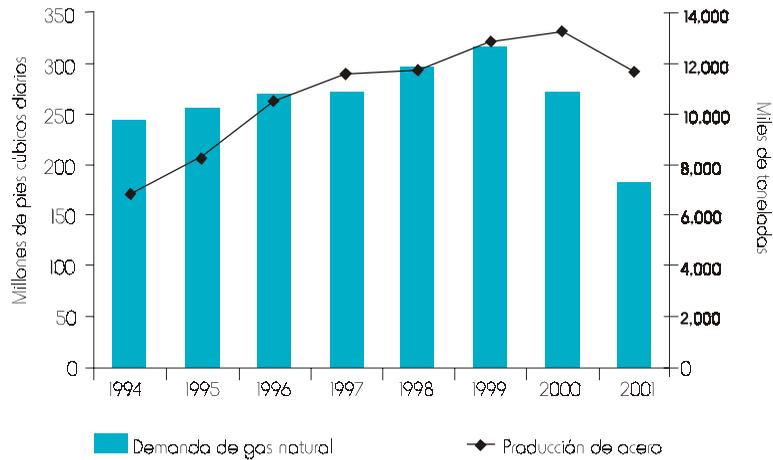
² Integra las ramas 34 a 42

³ Considera las ramas 31 y 32

⁴ Incluye las ramas 5-30, 45, 48-60

Fuente: IMP con base en información de AMGN, Banxico, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas

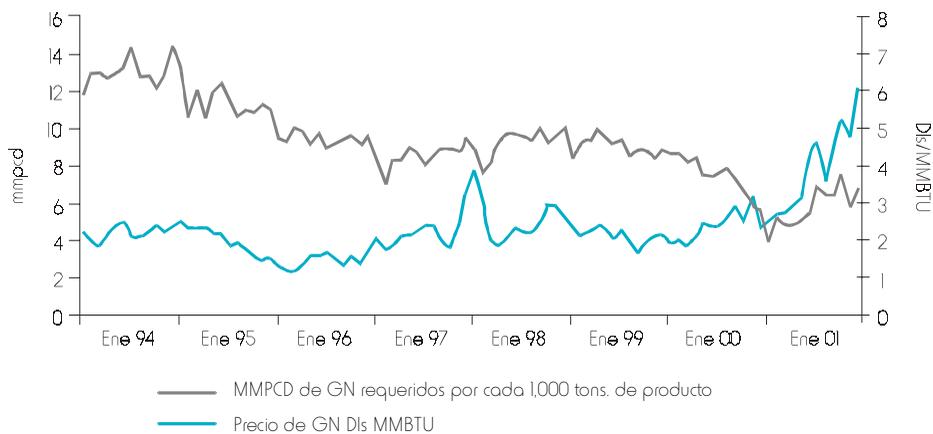
Gráfica 11
Demanda de gas natural de industrias básicas del hierro y acero y metales no ferrosos vs producción de acero, 1994-2001



Fuente: IMP con base en Banxico, INEGI, Pemex y empresas privadas

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 el cuadro, 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.

Gráfica 12
Evolución del precio del gas natural vs requerimiento energético de la producción de industrias básicas del hierro y acero y metales no ferrosos, 1994-2001



Fuente: IMP con base en Banxico, INEGI, Pemex y empresas privadas.

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 amoníaco 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. Por ahora se estudian mecanismos para revertir este proceso a fin de ampliar y modernizar la capacidad instalada.

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

Cuadro II
Consumo nacional de gas natural por rama del sector industrial y región 2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Rama	Noroeste	Noreste	Centro-Occidente	Centro	Sur-Sureste	Total	Participación en el total
Total	14.5	340.5	190.8	209.2	83.5	838.5	100.00%
7 EXTRACCIÓN Y BENEFICIO DE MINERAL DE HIERRO	-	0.0	-	-	-	0.0	0.00%
8 EXTRACCIÓN Y BENEFICIO DE MINERALES METÁLICOS NO FERROSOS	7.9	0.4	-	-	-	8.2	0.98%
9 EXPLOTACIÓN DE CANTERAS Y EXTRACCIÓN DE ARENA Y ARCILLA	0.2	0.3	-	-	-	0.5	0.05%
10 EXTRACCIÓN Y BENEFICIO DE OTROS MINERALES NO METÁLICOS	-	8.8	-	3.7	-	12.4	1.48%
11 CARNES Y LACTEOS	0.1	1.7	0.3	0.4	0.1	2.6	0.31%
12 SALSAS Y CONDIMENTOS	-	0.8	0.6	2.2	0.2	3.8	0.45%
13 MOLIENDA DE TRIGO	-	1.5	0.9	2.7	0.6	5.6	0.67%
14 MOLIENDA DE MAÍZ	-	2.3	2.5	1.0	2.2	8.0	0.95%
15 BENEFICIO Y MOLIENDA DE CAFÉ	-	0.2	-	-	0.4	0.6	0.07%
16 AZÚCAR	-	0.4	-	-	-	0.4	0.05%
17 ACEITES Y GRASAS COMESTIBLES	0.0	1.4	2.7	5.3	1.3	10.7	1.28%
18 ALIMENTOS PARA ANIMALES	0.0	1.7	0.1	0.3	-	2.1	0.25%
19 OTROS PRODUCTOS ALIMENTICIOS	1.1	2.4	21.0	7.1	1.1	32.7	3.90%
20 BEBIDAS ALCOHÓLICAS	-	1.9	-	-	-	1.9	0.23%
21 CERVEZA Y MALTA	-	0.9	1.0	5.9	7.1	12.9	1.54%
22 REFRESCOS Y AGUAS ENVASADAS	0.1	0.6	0.4	1.1	-	2.2	0.27%
23 TABACO	-	0.1	0.1	0.1	-	0.3	0.04%
24 HILADOS Y TEJIDOS DE FIBRAS BLANDAS	-	4.4	7.8	6.1	0.8	19.0	2.27%
25 HILADOS Y TEJIDOS DE FIBRAS DURAS	-	0.0	-	0.0	-	0.0	0.00%
26 OTRAS INDUSTRIAS TEXTILES	-	0.9	-	3.2	-	4.0	0.48%
27 PRENDAS DE VESTIR	-	3.1	-	0.3	-	3.4	0.40%
28 CUERO Y CALZADO	-	0.1	0.0	0.0	-	0.1	0.01%
29 ACERRADEROS, TRIPLAY Y TABLEROS	-	0.1	-	1.0	-	1.1	0.13%
30 MUEBLES MADERA	-	0.1	-	-	-	0.1	0.01%
31 PAPEL Y CARTÓN	0.9	6.5	6.3	20.8	6.0	40.4	4.82%
32 IMPRENTAS Y EDITORIALES	-	7.4	0.0	-	-	7.4	0.88%
33 PETRÓLEO Y DERIVADAS	0.2	0.3	-	0.9	-	1.4	0.16%
34 PETROQUÍMICA BÁSICA	-	0.0	-	-	-	0.0	0.00%
35 QUÍMICA BÁSICA	-	24.9	11.8	14.2	38.3	89.1	10.63%
36 FERTILIZANTES	-	2.0	-	-	3.2	5.2	0.62%
37 RESINAS SINTÉTICAS Y FIBRAS QUÍMICAS	-	3.9	0.4	0.7	3.9	8.2	0.97%
38 PRODUCTOS FARMACÉUTICOS	-	10.1	0.4	0.5	-	11.0	1.31%
39 JABONES, DETERGENTES Y COSMÉTICOS	-	-	0.9	8.2	-	9.2	1.09%
40 OTROS PRODUCTOS QUÍMICOS	-	2.7	7.6	1.1	-	11.3	1.35%
41 PRODUCTOS DE HULE	-	1.9	1.4	0.6	-	3.9	0.47%
42 ARTÍCULOS DE PLÁSTICO	0.0	0.4	-	2.2	-	2.6	0.31%
43 VIDRIO Y PRODUCTOS DE VIDRIO	0.8	19.0	15.7	26.5	0.7	62.6	7.47%
44 CEMENTO HIDRÁULICO	-	10.7	0.7	6.3	4.9	22.6	2.69%
45 PRODUCTOS A BASE DE MINERALES NO METÁLICOS	-	26.2	6.3	31.0	0.0	63.5	7.57%
46 INDUSTRIAS BÁSICAS DE HIERRO Y ACERO	0.4	69.5	87.2	16.5	10.0	183.8	21.92%
47 INDUSTRIAS BÁSICAS DE METALES NO FERROSOS	-	5.8	1.6	5.7	1.5	14.7	1.75%
48 MUEBLES METÁLICOS	0.2	0.8	3.1	0.1	-	4.1	0.49%
49 PRODUCTOS METÁLICOS ESTRUCTURALES	0.0	1.9	0.2	1.2	-	3.3	0.39%
50 OTROS PRODUCTOS METÁLICOS, EXCEPTO MAQUINARIA	0.1	7.0	1.4	6.1	0.5	15.1	1.80%
51 MAQUINARIA Y EQUIPO NO ELÉCTRICO	-	0.8	0.4	0.2	-	1.3	0.16%
52 MAQUINARIA Y APARATOS ELÉCTRICOS	-	0.8	0.2	0.0	-	1.1	0.13%
53 APARATOS ELECTRO-DOMESTICOS	-	0.9	1.4	0.2	-	2.5	0.30%
54 EQUIPOS Y APARATOS ELECTRÓNICOS	0.7	1.8	0.3	0.6	-	3.4	0.40%
55 MATERIALES Y ACCESORIOS ELÉCTRICOS	0.3	0.5	0.8	0.0	0.2	1.9	0.23%
56 VEHÍCULOS AUTOMOTORES	0.1	4.0	0.2	6.0	-	10.3	1.23%
57 CARROCERIAS, MOTORES, PARTES Y ACCESORIOS PARA VEHÍCULOS AUTOMOTORES	0.6	15.7	5.1	2.9	0.5	24.8	2.95%
58 EQUIPO Y MATERIAL DE TRANSPORTE	-	2.5	-	-	-	2.5	0.29%
59 OTRAS INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	0.8	31.3	1.8	4.0	0.0	38.0	4.53%
60 CONSTRUCCIÓN	0.1	1.5	0.5	-	0.0	2.2	0.26%
61 ELECTRICIDAD GAS Y AGUA	-	11.7	-	1.1	-	12.8	1.53%
100 NO IDENTIFICADA	-	34.1	0.5	11.3	-	45.8	5.46%

Fuente: IMP con base en AMGN, CRE, Sener, INEGI, Pemex y empresas privadas.

3.1.3 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.

Cuadro 12
Consumo de gas natural del sector petrolero, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	1,126	1,210	1,205	1,406	1,564	1,729	1,622	1,842	1,961	7.2
Autoconsumo	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
Gas y Petroquímica Básica	271	272	235	230	216	256	247	264	258	-0.6
Exploración y Producción ¹	336	342	325	364	357	374	398	442	505	5.2
Recirculaciones internas	388	459	510	672	809	904	777	930	967	12.1

¹ Incluye el consumo de la Compañía Nitrógeno de Cantarell.
Fuente: Pemex.

3.1.4 Sectores residencial y servicios

En esta Prospectiva se contó con mejor información que permitió separar los consumos de gas natural del sector residencial y de 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 el cuadro, 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. Esta situación es más evidente en las regiones Centro y Noreste. La participación de este sector en el total nacional en 2001 fue de 2.7%.

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.

Cuadro 13
Consumo de gas natural de los sectores residencial y de servicios, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
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: Sener con base en información del IMP, CRE, PGPB y Distribuidoras.

3.1.5 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 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 GNC 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.

3.1.6 Consumo regional

El consumo regional de gas natural es importante por las implicaciones que se tienen en cuanto a requerimientos de inversión y de infraestructura de transporte y compresión.

Con el fin de mantener congruencia con la regionalización utilizada por la Presidencia de la República Mexicana, y para contar con cifras comparables entre mercados, el análisis regional se divide en cinco zonas: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste. En el cuadro 14 y mapa 4 se detallan los Estados integrantes de cada región.

Cuadro 14
Regionalización del mercado de gas natural en México

Noroeste	Noreste	Centro-Occidente	Centro	Sur-Sureste
Baja California	Chihuahua	Aguascalientes	Distrito Federal	Campeche
Baja California Sur	Durango	Colima	Hidalgo	Chiapas
Sinaloa	Coahuila	Guanajuato	México	Guerrero
Sonora	Nuevo León	Jalisco	Morelos	Oaxaca
	Tamaulipas	Michoacán	Puebla	Quintana Roo
		Nayarit	Tlaxcala	Tabasco
		Querétaro		Veracruz
		San Luis Potosí		Yucatán
		Zacatecas		

El consumo regional de gas natural está estrechamente relacionado con la distribución de la infraestructura, así como con la ubicación de los centros industriales, actividades petroleras y concentración poblacional.

Mapa 4
Regionalización del mercado de gas natural



Fuente: Sener con base en información de Presidencia de la República

Cuadro 15
Consumo regional de gas natural, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	3,040	3,235	3,349	3,605	3,764	4,060	3,993	4,326	4,358	4.6
Sur-Sureste	1,607	1,725	1,764	1,961	2,019	2,169	1,957	2,114	2,232	4.2
Noreste	740	763	802	851	865	931	1,013	1,138	1,071	4.7
Centro	464	506	504	494	543	586	616	625	612	3.5
Centro-Occidente	226	237	272	287	325	359	383	389	345	5.4
Noroeste	4	4	7	12	12	16	25	61	97	50.1

Fuente: Sener con base en información de la CRE y PGPB

En la región Sur Sureste se registró el mayor consumo de gas natural con un incremento de 5.6% en el 2001 respecto al 2000. Es la más importante, ya que concentra 51.2% del total nacional. Gran parte se explica porque aquí se ubican la mayor parte de las actividades petroleras. Como se observa en el siguiente cuadro, tres cuartas partes del gas de la región es absorbido por Pemex, seguido por el sector industrial, en particular Pemex Petroquímica, que sin embargo, en estos últimos nueve años su consumo va a la baja en -7.9% anual.

En cambio, el sector eléctrico presentó el crecimiento más vigoroso con una tasa promedio anual de 21.5%, ya que aquí se encuentran las centrales de ciclo combinado Mérida III y Dos Bocas.

Sin Pemex, la participación de esta región en el total nacional ascendió a 29.4% en promedio y presentó una tasa media de crecimiento anual negativa de 2.5%.

Cuadro 16
Consumo de gas natural de la región Sur Sureste, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	1,607	1,725	1,764	1,961	2,019	2,169	1,957	2,114	2,232	4.2
Petrolero	931	1,030	1,034	1,230	1,353	1,509	1,376	1,576	1,679	7.6
Autoconsumo	596	626	581	619	599	654	650	702	770	3.2
Recirculaciones internas	335	404	453	611	754	855	726	874	909	13.3
Demanda sin Pemex	676	695	730	731	666	660	581	538	554	-2.5
Industrial	636	656	683	668	602	587	514	426	367	-6.7
Pemex Petroquímica	546	570	589	563	499	483	417	331	283	-7.9
Otras	90	86	94	104	102	104	96	94	83	-1.0
Eléctrico	40	38	46	64	64	73	67	112	187	21.4
Público	35	34	41	58	58	68	62	81	113	15.6
Particulares	4	4	5	5	6	6	5	31	74	43.4
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servicios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Sener con base en información de la CRE y PGPB

La región Noreste concentra 34.4% en promedio del total sin Pemex y presentó una tasa media de crecimiento promedio de 4.7% anual. El sector eléctrico absorbe la mayor parte del gas natural dada la capacidad de las centrales de Altamira, Samalayuca y Huinalá. Asimismo, 41.3% del sector industrial y más de 80% del consumo del sector residencial y de servicios se localizan en esta región con tradición en el uso de este energético.

Cuadro 17
Consumo de gas natural de la región Noreste, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	740	763	802	851	865	931	1,013	1,138	1,071	4.7
Petrolero	133	128	122	132	132	118	133	154	183	4.0
Autoconsumo	80	73	66	71	76	69	82	99	125	5.7
Recirculaciones internas	53	54	56	61	56	49	51	56	58	1.2
Demanda sin Pemex	607	635	679	718	733	813	880	983	888	4.9
Industrial	335	338	355	391	382	413	425	445	346	0.4
Pemex Petroquímica	19	20	19	22	20	18	1	9	6	-14.1
Otras	316	318	337	370	362	395	424	436	341	0.9
Eléctrico	207	236	261	263	285	340	388	470	472	10.8
Público	161	192	207	203	228	274	320	412	428	13.0
Particulares	46	44	55	60	57	65	68	58	44	-0.7
Residencial	52	48	48	49	51	47	50	51	53	0.2
Servicios	12	13	14	15	15	14	17	18	17	4.4
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Sener con base en información de la CRE y PGPB

Esta región presentó en el último año una disminución de 9.7% sin Pemex, debido a la caída del sector industrial, como resultado de la menor actividad de las acereras que se localizan en el área.

La región Centro ocupa el tercer lugar en importancia en el consumo nacional de gas natural, con un crecimiento en el periodo

de 3.5% anual y de 3.0% sin Pemex. Los mayores requerimientos los lleva a cabo el sector eléctrico, el cual representó 55.3% en el 2001. El industrial consumió 42.5%, aunque, la baja en el último año por la industria del acero, hizo que el consumo se ubicara en un nivel similar al registrado en 1993 y 1995.

Cuadro 18
Consumo de gas natural de la región Centro, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	464	506	504	494	543	586	616	625	612	3.5
Petrolero	25	24	18	17	43	50	64	68	55	10.4
Autoconsumo	25	24	18	17	43	50	64	68	55	10.4
Recirculaciones internas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Demanda sin Pemex	439	482	486	477	500	536	552	557	557	3.0
Industrial	236	238	236	241	246	257	269	254	237	0.0
Pemex Petroquímica	35	37	39	38	34	36	31	33	28	-2.8
Otras	201	201	197	203	212	221	238	221	209	0.5
Eléctrico	193	234	240	226	244	270	276	295	308	6.0
Público	173	212	218	201	217	248	257	275	290	6.7
Particulares	20	22	22	25	27	22	19	20	18	-1.2
Residencial	8	8	8	8	8	7	5	7	8	0.9
Servicios	2	2	2	2	2	2	1	0	2	3.4
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-

Fuente: Sener con base en información de la CRE y PGPB

El cuarto lugar en importancia en el uso de este energético es la región Centro Occidente, la cual presenta una tasa de crecimiento promedio anual de 5.4% y de 6.0% sin Pemex en el periodo 1993-2001. El sector de consumo más representativo es el industrial, mismo que en 2001 requirió 63.5% de la región sin el sector petrolero. No obstante, el uso de gas natural para la generación de electricidad se ha venido incrementando, principalmente por la planta de El Sauz. Actualmente, sus requerimientos de este combustible ascienden a poco más de la tercera parte y su tasa de crecimiento se ubica en 20.1% anual.

Cuadro 19
Consumo de gas natural de la región Centro Occidente, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	226	237	272	287	325	359	383	389	345	3455.4
Petrolero	37	27	30	27	35	53	50	44	44	2.1
Autoconsumo	37	27	30	27	35	53	50	44	44	2.1
Recirculaciones internas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Demanda sin Pemex	189	210	242	260	289	306	332	345	301	3016.0
Industrial	163	172	200	215	228	232	246	248	191	2.0
Pemex Petroquímica	35	32	33	34	27	-	-	-	-	0.0
Otras	128	140	166	181	201	232	246	248	191	5.1
Eléctrico	25	37	41	43	60	73	85	96	109	20.1
Público	16	26	28	30	34	50	61	65	86	23.8
Particulares	10	11	13	13	26	23	24	31	23	11.4
Residencial	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-2.9
Servicios	0	0	0	0	0	1	1	1	1	-
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Sener con base en información de la CRE y PGPB

El sector consumidor más destacado en la región Noroeste es el eléctrico, el cual en 2001 tuvo un incremento considerable en el uso de gas natural, por lo que su participación ascendió a 82.5% en la región, sin considerar Pemex. Los requerimientos de la planta de Rosarito explican la tendencia creciente de este sector:

El consumo de la región Noroeste en 2001 ascendió a 97 mmpcd, que representa 4.0% del total, ya que en estos últimos años se han llevado a cabo nuevas interconexiones, principalmente en Baja California, que les permite adquirir gas natural importado de Estados Unidos.

Cuadro 20
Consumo de gas natural de la región Noroeste, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	4	4	7	12	12	16	25	61	97	50.1
Petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autoconsumo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recirculaciones internas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda sin Pemex	4	4	7	12	12	16	25	61	97	50.1
Industrial	3	3	7	10	11	14	18	21	14	23.4
Industrial	3	3	7	10	11	14	18	21	14	23.4
Pemex Petroquímica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eléctrico	-	-	-	-	-	-	5	38	80	-
Público	-	-	-	-	-	-	5	38	69	-
Particulares	-	-	-	-	-	-	-	0	11	-
Residencial	1	2	-	2	1	2	1	1	2	-
Servicios	-	-	-	-	-	-	0	0	0	-
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Sener con base en información de la CRE y PGPB

Cuadro 21
Consumo de gas natural por sector y región 2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	Sur-Sureste	Noreste	Centro	Centro-Occidente	Noroeste	Total
Total	2,233	1,071	612	345	97	4,358
Petrolero	1,679	183	55	44	-	1,961
Autoconsumo	770	125	55	44	-	994
Recirculaciones internas	909	58	-	-	-	967
Demanda sin Pemex	554	888	557	301	97	2,398
Industrial	367	346	237	191	14	1,155
Pemex Petroquímica	283	6	28	-	-	316
Otras	83	341	209	191	14	838
Eléctrico	188	472	308	109	81	1,157
Público	113	428	290	86	70	987
Particulares	74	44	18	23	11	170
Residencial	-	53	8	1	2	64
Servicios	0	17	2	1	-	20
Transporte vehicular	-	-	1	-	-	1

Fuente: Sener con base en información de la CRE y PGPB

3.2 Oferta

3.2.1 Reservas probadas de gas natural por región³

Las reservas remanentes⁴ totales de gas natural se ubicaron al 1 de enero de 2002 en 69,105 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc). Estas se integraron por 79.7% de gas asociado y 20.3% de no asociado.

Cuadro 22
Reservas remanentes totales de gas natural 2002*
(miles de millones de pies cúbicos)

Región	Gas natural	Asociado	No asociado
Total	69,105	55,049	14,056
Norte	39,798	33,425	6,374
Sur	15,464	9,726	5,738
Marina Noreste	7,917	7,917	-
Marina Suroeste	5,927	3,983	1,944

* Cifras al 1 de enero.

Fuente: *Las reservas de hidrocarburos de México*, Pemex, 1 de enero de 2002.

En la región Norte se ubica 57.6% del total de las reservas, 22.4% en la región Sur y 20% restante en las regiones Marinas.

Las reservas probadas de hidrocarburos al 1 de enero de 2002 fueron evaluadas de acuerdo a criterios de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y los World Petroleum Congresses (WPC). Estas cifras se publicaron desde marzo de 2002, las cuales situaban las reservas probadas de gas seco en 28,150.8 miles de millones de pies cúbicos. Sin embargo, recientemente fueron revisadas de acuerdo a los criterios de la Securities and Exchange Commission

(SEC). Esta revisión dio como resultado una disminución de la reserva probada de 11,894.8 miles de millones de pies cúbicos, cantidad que fue reclasificado como reserva probable. El ajuste se concentra en Chicontepec.

Así, las reservas probadas de gas seco bajo los criterios de la SEC se ubican en 16,256 mmmpc. Estas se localizan principalmente en la región Sur donde se concentra 51.3% del total, le sigue la región Norte con 22.7% y finalmente las Marinas con 26.0%.

Cuadro 23
Reservas probadas de gas seco por región 1998-2002*
(miles de millones de pies cúbicos)

Región	1998	1999	2000	2001	2002
Total	31,339	30,064	30,394	29,505	16,256
Sur	9,105	8,231	9,237	8,655	8,334
Norte	18,034	17,873	16,402	16,311	3,692
Marina Noreste	2,815	2,584	3,308	3,063	2,885
Marina Suroeste	1,385	1,376	1,447	1,476	1,345

* Cifras al 1 de enero de cada año. Para el caso de 2002 corresponden a la revisión de septiembre.

Fuente: *Informe estadístico de labores 2001* Para 2002, información de PEP, Pemex.

³ Corresponde a la regionalización de Pemex Exploración y Producción.

⁴ Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

Durante 2001, con las actividades exploratorias en el Golfo de México se hizo el primer descubrimiento en el país de un yacimiento marino de gas seco. Con el pozo Kopo 1, el reinicio de las actividades de perforación exploratoria marina en la región Norte, así como con el pozo Lankahuasa 1 y con la integración de la información sísmica y la perforación del pozo Playuela 1 en las costas del estado de Veracruz, se ampliará la actividad exploratoria en la zona y se estará en posibilidades de recategorizar 413 mmpmc de gas de reservas posibles a probables y probadas.

De esta forma, aún existe la posibilidad de incorporar reservas de bajo costo en oportunidades exploratorias. Así, se tiene la estrategia de intensificar la exploración e invertir en mayores desarrollos.

3.2.2 Extracción de gas natural

La actividad de extracción de gas natural en 2001 mostró una disminución de 3.6%, siendo ésta mayor que la reducción de 2000 (-2.3%). En las tres regiones se presentaron bajas, particularmente en la producción del gas asociado, derivada de la reducción en la extracción de crudo en las regiones Sur y Marina Suroeste.

Cuadro 24
Extracción de gas natural por región 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Extracción total	3,576	3,625	3,759	4,196	4,468	4,791	4,791	4,679	4,511	2.9
Sur	1,891	1,807	1,832	1,990	2,046	2,067	1,997	1,857	1,743	-1.0
Marinas	1,244	1,339	1,379	1,563	1,649	1,686	1,570	1,557	1,530	2.6
Norte	441	479	548	643	773	1,038	1,224	1,265	1,238	13.8

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.
Fuente: Memoria de Labores e Informe estadístico de labores, Pemex.

La producción de la región Norte ha aumentado su participación de 12.4% que registró en 1993 a 27.4% en el 2001, en tanto que la región Sur la ha disminuido de 52.9% a 38.6% en los mismos años. La Cuenca de Burgos, ubicada en la región Norte, ha tenido una producción dinámica, la cual presentó un crecimiento promedio de 19.4% anual de 1997 al 2001. En dicho periodo, su producción pasó de 487 mmpcd a 990 mmpcd.

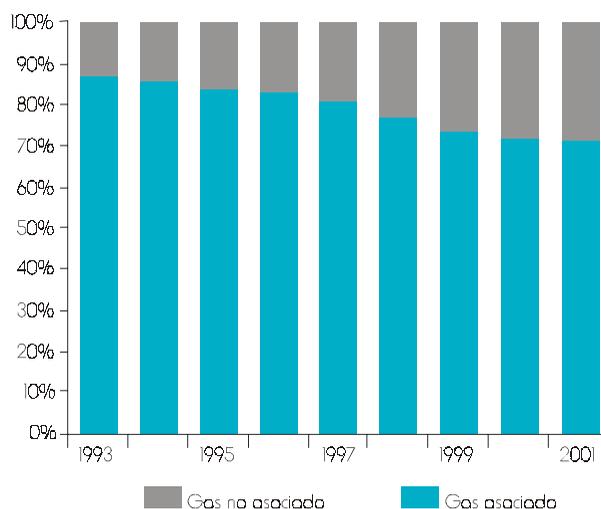
En los últimos nueve años, la producción de gas natural no asociado ha tenido una creciente participación en la producción total, misma que se ha incrementado a una tasa promedio anual de 12.8%, gracias a las condiciones favorables de la Cuenca de Burgos en la región Norte. En tanto, la producción de gas asociado ha presentado un incremento anual de 0.6%, aunque desde 1999 ésta ha venido disminuyendo a un ritmo de 4.2% anual.

Cuadro 25
Extracción de gas natural por tipo y región, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	3,576	3,625	3,759	4,196	4,468	4,791	4,791	4,679	4,511	2.9
Gas asociado	3,093	3,108	3,154	3,479	3,631	3,704	3,526	3,380	3,239	0.6
Sur	1,724	1,641	1,649	1,788	1,854	1,888	1,839	1,709	1,597	-0.9
Marinas	1,244	1,339	1,379	1,563	1,649	1,686	1,570	1,557	1,529	2.6
Norte	125	128	126	128	128	130	117	114	113	-1.3
Gas no asociado	483	517	605	717	837	1,087	1,265	1,299	1,272	12.9
Sur	167	166	183	202	192	179	158	148	146	-1.6
Marinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Norte	316	351	422	515	645	908	1,107	1,151	1,125	17.2

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.
Fuente: Memoria de Labores e Informe estadístico de labores, Pemex.

Gráfica 13
Estructura de la producción de gas natural por tipo, 1993-2001



Fuente: Sener con información de *Memoria de labores e Informe estadístico de labores*, Pemex

3.2.3 Procesamiento de gas natural

Durante el periodo 1993-2001, las entregas de gas natural de PEP a PGPB han presentado incrementos con una tasa promedio de 3.5% anual. El mayor crecimiento se ha registrado en el gas seco de campos, el cual ha aumentado su volumen en el periodo de referencia 23.1% anual. De esta forma, su participación ha pasado de 4.1% en 1993 a 16.4% en 2001. En este último año, el gas húmedo amargo tuvo una participación de 73.5% y el gas dulce de campos de 10.1%.

Cuadro 26
Entrega de gas natural de PEP a PGPB, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Tipo de gas	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	t m c a
Total	3,270	3,328	3,312	3,605	3,835	4,177	4,273	4,374	4,321	3.5
Gas húmedo amargo	2,790	2,840	2,855	3,038	3,086	3,182	3,074	3,165	3,176	1.6
Gas dulce de campos	345	338	267	290	369	395	449	457	435	2.9
Gas seco de campos	135	150	190	277	381	599	750	752	710	23.1

Fuente: Pemex.

Actualmente, PGPB cuenta con nueve centros de procesamiento, los cuales están ubicados principalmente en la zona Sureste del país. Dentro de estos centros, se encuentran los Complejos de Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex que en su conjunto procesan 92.8% del gas ofertado por PEP (véase cuadro 27).

Cuadro 27
PGPB: 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			
Poza Rica	230	290	145	94	84
Reynosa		275		286	265

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

¹ No incluye etano a ductos de gas seco

Fuente: Sener con base en información de PGPB

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. Para satisfacer la creciente demanda esperada de este energético, se deberán asegurar recursos de inversión para el desarrollo de proyectos, tanto en PEP como en PGPB .

Cuadro 28
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	4.0
Oferta de PEP	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
Entrega directa a Refinación	23	26	22	21	21	18	17	12	6	-15.6
Oferta de PGPB	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	2.0
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: Sener con base en información de PGPB

3.2.4 Infraestructura de transporte y distribución

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

Durante 2001 se destinaron importantes recursos por parte de PGPB para adecuar la capacidad de transporte y de compresión, para manejar tanto el gas de origen nacional como el importado:

- Se instalaron dos turbocompresores en la Estación de Compresión Gloria a Dios, lo que permitirá ampliar la capacidad de transporte de 40 a 100 mmpcd a la ciudad de Chihuahua.
- Se rehabilitaron dos turbocompresores y se reconstruyó e iniciaron las pruebas de arranque de la estación de compresión Cempoala con una capacidad de transporte de 1,100 mmpcd, lo que significa un aumento de 40% en el tramo Cempoala-Santa Ana.
- Se concluyeron las obras de la estación Campo Brasil, con lo cual se garantizará el suministro de gas natural a las plantas de CFE para la generación eléctrica en la zona de Río Bravo.
- Se instalaron tres turbocompresores en la estación de compresión Huimilpan, con la cual se garantizará el suministro de gas natural a las plantas de CFE en San Luis de la Paz.
- Se construyó la estación de compresión Naco, con dos unidades de compresión, para satisfacer la demanda en la planta de CFE en Hermosillo.

3.2.5 Comercio exterior

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 importaciones de gas natural se ubicó en 380 mmpcd, que representa un aumento de 35.2% respecto al 2000. A través de los sistemas interconectados se importaron 40.0% y 60.0% restante por los sistemas aislados, los cuales han venido aumentando sus compras externas, además de que se han desarrollado nuevas interconexiones.

Las importaciones de los sistemas aislados representan el volumen más importante; en segundo lugar, las realizadas por PGPB por cuestiones de balance cubren el déficit para satisfacer al centro el país, tuvieron una tasa de crecimiento de 10.9% anual. Finalmente las importaciones por particulares, como las de Baja California, o las efectuadas básicamente por CFE para abastecer a las plantas de Samalayuca, Chihuahua y Hermosillo, Sonora.

Las interconexiones que presentaron los mayores incrementos fueron Kinder Morgan, ubicada en Argüelles, que pasó de 12.7 mmpcd en 2000 a 115.6 mmpcd en promedio en 2001, Rosarito, Baja California, donde aumentaron más del doble al pasar de 25.3 mmpcd el año anterior a 57 mmpcd en 2001, y Naco Sonora, que ascendieron a 25.8 mmpcd comparado con 15.3 mmpcd que tenía en 2000. Estas importaciones representaron 8.3% de la demanda nacional.

Mapa 5
Capacidad de las interconexiones de gas natural con Estados Unidos



Cuadro 29
Comercio exterior de gas natural por punto de interconexión, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

Punto de interconexión	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
Sistema Nacional de Gasoductos	66.5	85.7	123.0	27.8	40.8	20.9	6.0	75.0	152.1
1. Argüelles, Tam. (Kinder Morgan antes Coral)								12.7	115.6
2. Argüelles, Tam. (El Paso Fiel Services)	49.2	63.3	91.0	16.1	10.5	7.0	-	1.7	-
3. Reynosa, Tam. Tennesse Gas							0.6	59.6	32.8
4. Reynosa, Tam. Tetco	17.3	22.4	32.0	11.7	30.2	13.9	5.4	1.1	3.6
Sistemas Aislados	30.1	39.4	50.0	55.8	68.5	130.7	162.5	206.1	228.1
5. Naco-Hermosillo, Son.	5.2	4.0	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.	2.0	2.1	2.1	2.6	3.3	4.0	6.8	5.1	6.2
PGPB	2.0	2.1	2.1	2.6	3.3	4.0	1.4		
Compañía Nacional de Gas							5.4	5.1	6.2
8. San Isidro- Samalayuca							88.3	99.3	75.8
9. Rosarito BC.								25.3	57.0
10. Nacozari de García, Son							5.9	8.4	9.0
11. Mexicali, BC					0.9	6.1	10.8	10.9	5.8
Exportaciones									
Reynosa	5.0	19.0	21.0	36.0	37.0	32.0	136.0	24.0	25.0

Fuente: PGPB y empresas particulares

En contraste, las exportaciones que se hicieron por Reynosa se ubicaron en 25 mmpcd.

3.2.6 Sector privado

3.2.6.1 Distribución

El sector privado juega un papel fundamental en el desarrollo del mercado de gas natural, ya que a través de inversiones en nueva infraestructura será posible extender las redes de suministro para que un mayor número de usuarios tengan acceso a este combustible.

Actualmente, la CRE ha otorgado 21 permisos de distribución en distintas zonas geográficas del país. Casi la mitad de estos permisos se concentran en la región Noreste, donde la dimensión del consumo de gas natural sin Pemex es mayor que en la Sur Sureste. El número de usuarios que se esperan cubrir es de 993,162 para la cual se espera contar con una capacidad de 477.5 mmpcd. El total de inversiones que se llevarán a cabo para estos proyectos asciende a 378.9 millones de dólares, con lo que se espera tener una red de 14,740 km.

No obstante, los distribuidores han enfrentado diversas dificultades por las cuales no ha sido posible cumplir con dichas metas. Las normas estrictas en materia de seguridad; el costo de instalar redes en grandes ciudades es mayor porque existen restricciones en el tendido de ductos; retrasos en la obtención, tramitación de permisos, licencias de obra de autoridades gubernamentales; resistencia de la población por afectación por construcción y duración de obras; competencia franca entre distribuidores de GLP y GN, por mencionar algunas, son las barreras y dificultades que han enfrentado para el desarrollo de sus sistemas.

En la región Centro, la segunda en importancia por el número de usuarios que los distribuidores privados esperan alcanzar con 929,426 usuarios, se han dado cuatro permisos. Se espera contar con una capacidad de 583 mmpcd, de la cual 46% pertenece a la zona de Valle Cuautitlán – Texcoco. La red de suministro contará con 7,650 km, por lo que se invertirán 375.15 millones de dólares.

En la región Centro-Occidente también se han otorgado cuatro permisos, el mayor se encuentra en Guadalajara, con una capacidad de 257.8 mmpcd y una cobertura de 180, 558 usuarios. En total, en esta región espera contar con una capacidad de 390

mmpcd para 358,658 usuarios. Para alcanzar esta meta se tendrán que invertir 192.45 millones de dólares para contar con 4,562 km de ductos.

En la región Noroeste existen tres distribuidoras de gas natural que esperan contar con 58,280 usuarios. Se invertirán 74.94 millones de dólares para contar con una infraestructura de 1,090 km y una capacidad de 41.6 mmpcd.

Cuadro 30
Permisos de distribución de gas natural por región

Permisionario	Localización	Longitud* (km)	Volumen promedio mmpcd	Cobertura de usuarios	Inversión* (millones de dólares)
Total nacional		28,042.1	1,492.5	2,339,526	1,021.41
Región Noreste					
Total regional		14,739.68	477.54	993,162.00	378.87
Cía. Nacional de Gas	Piedras Negras	336.0	7.0	25,608	0.70
DGN de Chihuahua	Chihuahua	1,168.0	51.2	51,453	46.42
Gas Natural de México (Saltillo)	Saltillo-Ramos, Arispe-Arteaga	656.0	26.3	40,027	39.03
Cía. Mexicana de Gas	Monterrey	921.0	115.0	50,079	11.26
Gas Natural de México (Nvo. Laredo)	Nuevo Laredo, Tamaulipas	366.0	6.5	25,029	11.22
Gas Natural de Juárez	Ciudad Juárez	1,828.0	35.2	129,045	12.74
Gas Natural del Río Pánuco	Río Pánuco	334.7	51.6	28,338	14.30
Tamauligas	Norte de Tamaulipas	861.0	22.4	36,447	23.70
Gas Natural México (Monterrey)	Monterrey	7,239.0	123.7	557,052	184.10
DGN La Laguna Durango	Torreón-Gómez Palacio-Ciudad Lerdo-Durango	1,030.0	38.6	50,084	35.40
Región Centro					
Total regional		7,650.3	583.0	929,426.0	375.2
Gas Natural México (Toluca)	Toluca	595.3	68.3	47,279	31.60
Comercializadora Metrogas	Distrito Federal	2,619.0	153.2	439,253	109.04
Consorcio Mexi-Gas	Valle Cuautitlán-Texcoco	3,517.0	268.5	374,698	199.70
NATGASMEX	Puebla-Tlaxcala	919.0	93.1	68,196	34.81
Región Centro - Occidente					
Total regional		4,562.1	390.3	358,658.0	192.5
Distribuidora de Gas de Querétaro	Querétaro	870.1	64.4	50,001	47.20
Gas Natural México (Bajío)	Silao-León-Irapuato	788.0	24.3	72,384	27.10
Gas Natural México (Bajío Norte)	Zona Bajío Norte	719.0	43.8	55,715	34.55
Distribuidora de GN de Jalisco	Guadalajara	2,185.0	257.8	180,558	83.60
Región Noroeste					
Total regional		1,090.0	41.6	58,280	74.94
DGN de Mexicali	Mexicali	465.0	25.0	25,346	18.14
Gas Natural del Noroeste	Hermosillo	505.0	15.2	26,250	21.40
Distribuidora de Gas de Occidente	Cananea, Sonora	120.0	1.4	6,684	35.40

* Comprometida al quinto año del otorgamiento del permiso.

Fuente: Sener con base en información de la CRE.

A finales de 2002 se espera haber concluido el primer proceso de licitación de la región Sur Sureste ubicado en la zona geográfica de Veracruz. Esta zona geográfica incluye el área conurbada de Córdoba, Orizaba, Veracruz, Xalapa y los municipios de Poza Rica, Tihuatlán, Cazonos de Herrera, Papantla, Tuxpan, Pueblo Viejo y Pánuco.

3.2.6.2 Transporte de acceso abierto

A cargo de los permisionarios de transporte de acceso abierto, se han otorgado 13 permisos incluyendo el Sistema Nacional de

Gasoductos y el de Naco-Hermosillo pertenecientes a Pemex Gas y Petroquímica Básica. El SNG cuenta con una longitud de 8,704 km, una capacidad de 5,260 mmpcd y está dividido en 13 sectores que cruzan el territorio nacional a través de 19 entidades federativas. El sistema Naco Hermosillo posee 339 km y tiene una capacidad de 110 mmpcd. Los 11 permisos restantes son por parte de particulares, los cuales suman un total de 1,655 km. Cuatro de estos permisos se localizan en la frontera con Estados Unidos.

Mapa 6
Permisos de transporte de acceso abierto de gas natural



En la región Noroeste se ubica la mayor capacidad de transporte, la cual asciende a 1,225 mmpcd, ya que Rosarito cuenta tan sólo con 809.5 mmpcd. En la región Centro-Occidente hay dos permisionarios que en total suman una capacidad de 102.8 mmpcd para transportar gas natural y una longitud de 205.5 km. En la región Noreste hay tres empresas transportistas que cuentan con una capacidad de 493.1 mmpcd y 200.8 km.

En Ciudad Pemex Valladolid, ubicada en la región Sur-Sureste, se cuenta con un ducto de transporte con capacidad de 285.1 mmpcd, el cual cubre una longitud de 710 km. En la región Centro se ubican dos permisionarios con una capacidad de 142 mmpcd y 270 km de longitud.

3.2.7 Balance oferta demanda 1993-2001

Durante el periodo 1993-2001 la oferta de gas natural creció a una tasa promedio de 4.0% 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. En 2001 las importaciones de los sistemas aislados representaron 60% de las importaciones totales y 5.3% del consumo nacional.

En el largo plazo, México enfrenta el desafío de cubrir la demanda esperada de gas natural. PEP cuenta con opciones estratégicas para enfrentar este reto. Cada una de estas opciones presenta beneficios, riesgos, y requerimientos particulares, tanto financieros, como técnicos.

En tanto PGPB deberá llevar a cabo las inversiones necesarias para incrementar su capacidad de proceso de gas, en particular, la capacidad de endulzamiento.

Asimismo, PGPB y los particulares, a fin de poder hacer llegar el producto a los puntos de demanda, deberán adecuar la capacidad de transporte y de compresión para manejar tanto el gas de origen nacional como el importado. Incluso, es previsible que se diversifiquen las fuentes de suministro para no depender del Sur de Texas y comprar el producto en forma de GNL.

En el cuadro 31 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.

Esto refleja la necesidad de incrementar la contribución neta del mercado a través del desarrollo de nuevos proyectos en exploración y producción.

Cuadro 31
Balance del mercado de gas natural sin Pemex, 1993-2001
(millones de pies cúbicos diarios)

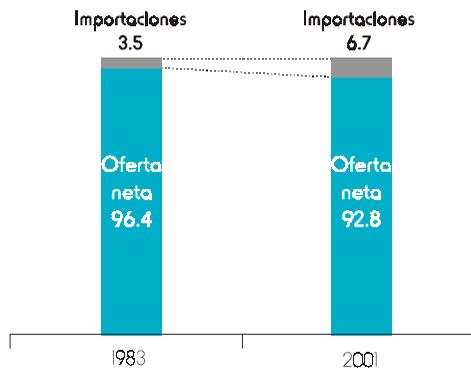
Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca (%)
										1993-2001
Oferta	3,067	3,256	3,353	3,629	3,835	4,156	4,207	4,372	4,454	4.8
Producción de Pemex	2,970	3,131	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4.0
<i>menos:</i>										
Sector petrolero autoconsumo	738	751	695	735	754	825	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
Sector industrial	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
Sector 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
Comisión Federal de Electricidad	376	437	470	465	513	600	669	816	950	12.3
Luz y Fuerza del Centro	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	0.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sector residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	0.4
Sector servicios	15	15	16	17	18	17	19	20	21	4.5
Sector Autotransporte	-	-	-	-	-	-	1	1	1	
Exportaciones	5	19	21	36	37	32	136	24	25	23.4
Empaque PGPB	0	1	0	- 2	- 0	- 0	- 1	- 1	3	
Diferencias estadísticas	2.2	0	- 1.7	- 1.0	3.4	6.3	8.0	2.3	6.9	

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

tmca: tasa media de crecimiento

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas

Gráfico 14
Estructura de la oferta disponible de gas natural en el SNG
(%)



Fuente: Sener

Cuadro 32
Balance nacional de gas natural, 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%
Nacional	2,970	3,131	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4.0%
Gas de formación empleado por PEP ¹	80	132	157	181	155	175	192	186	197	11.9%
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	174	192	283	334	299	282	243	240	242	4.3%
Gas para Refinación directo de PEP	23	26	22	21	21	18	17	12	6	-15.1%
Producción PGPB	2,396	2,458	2,376	2,615	2,799	2,816	2,709	2,791	2,804	2.0%
Directo de campos	134	149	190	277	381	599	750	752	710	23.1%
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	-12.3%
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%
Demanda	3,045	3,256	3,371	3,639	3,801	4,092	4,126	4,349	4,385	4.7%
Nacional	3,040	3,235	3,349	3,605	3,764	4,060	3,992	4,326	4,358	4.6%
Sector petrolero autoconsumo	738	751	695	735	754	825	845	913	994	3.8%
Pemex Exploración y Producción ²	336	342	325	364	357	374	398	442	505	5.2%
Pemex Refinación	131	137	135	140	180	194	198	207	230	7.3%
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-9.2%
Pemex Gas y Petroquímica Básica	271	272	235	230	216	256	247	264	258	-0.6%
Sector petrolero recirculaciones internas	388	459	510	672	809	904	777	930	967	12.1%
Subtotal	1,914	2,026	2,144	2,198	2,201	2,331	2,369	2,484	2,397	2.8%
Sector industrial	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,155	-2.1%
Otras	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%
Sector 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%
Comisión Federal de Electricidad	376	437	470	465	513	600	669	816	950	12.3%
Luz y Fuerza del Centro	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	0.0%
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sector residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	0.4%
Sector servicios	15	15	16	17	18	17	19	20	21	4.5%
Sector Autotransporte	-	-	-	-	-	-	1	1	1	
Externa	5	19	21	36	37	32	136	24	25	23.4%
Exportaciones	5	19	21	36	37	32	136	24	25	23.4%
Empaque PGPB	0	1	0	- 2	- 0	- 0	- 1	- 1	3	
Diferencias estadísticas	2 2	0	- 1 7	- 1 0	3 4	6 3	8 0	2 3	6 9	

¹ Para efecto de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco

² Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell a partir del año 2000

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

tmca: tasa media de crecimiento anual

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapa, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y OFERTA NACIONAL DE GAS NATURAL, 2002-2011

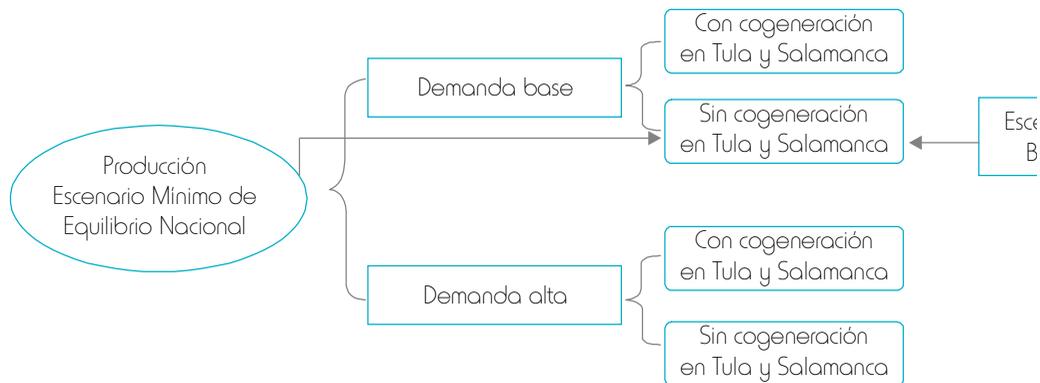
Durante la próxima década, el sector eléctrico será el principal factor que explique la expansión del mercado de gas natural. En los sectores residencial, servicios y autotransporte la demanda también tiende a crecer, dependiendo su satisfacción del cumplimiento de los programas de expansión de las redes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

Por el lado de la oferta, las estrategias planteadas para enfrentar el crecimiento del mercado se orientan a satisfacer la demanda interna incrementando las inversiones en exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos. Para ello es necesario encontrar mecanismos que permitan canalizar los recursos de inversión requeridos para desarrollar nuevos proyectos de exploración y producción.

En este capítulo se analizan: un escenario de demanda base que se define como el consumo de gas correspondiente a un crecimiento del producto de 4.5% en el periodo 2002-2011 y, otro, que se denomina de demanda alta (anexo 1) que depende de un mayor crecimiento en el PIB (5.6%). En el de demanda base se estudian dos opciones: la que incluye el efecto sobre la demanda de realizarse los proyectos de cogeneración de las refinerías de Tula y Salamanca y la que excluye esta opción. Esto se debe a que la magnitud de éstos proyectos (1377 MW) puede alterar las decisiones de inversión en el sector eléctrico.

En el caso de la oferta de gas natural, en este capítulo se estudia el escenario de producción de “Mínimo de Equilibrio Nacional” y se plantea un ejercicio en el que el sector gas pudiera convertirse en un impulsor del desarrollo económico, en caso de realizarse esfuerzos decisivos de inversión.

Prospectiva de gas natural: escenario base



4.1 Análisis de la demanda de gas natural

En los próximos 10 años, 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%¹. Estos resultados presentan diferencias respecto a la Prospectiva del año anterior debido principalmente a la revisión a la baja en el crecimiento del PIB en los escenarios macroeconómicos. Ello propició una disminución en la dinámica de la demanda de gas natural del sector eléctrico y del industrial en el horizonte de planeación.

La recesión económica mundial del 2001 fue uno de los factores que modificaron las expectativas de crecimiento del PIB en México. Así, mientras que en las prospectivas del año anterior el PIB tenía una tasa media de crecimiento anual de 5.2% en el periodo

2001-2006; en este ejercicio la tasa se redujo a 3.5% para el mismo periodo. Sin embargo, a pesar de este ajuste en las premisas, la demanda total de gas natural se incrementará poco más del doble a lo largo del periodo de análisis. 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 (cuadro 33).

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.

¹ En este capítulo, en el análisis de la demanda se pone énfasis en la demanda sin PEMEX (ver Cuadro 33). 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.

Cuadro 33
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	0.0
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
Pemex Petroquímica	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	7.0
Eléctrico²	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: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

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 respecto a los pronósticos de la Prospectiva anterior. 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 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 escala regional, la región Sur-Sureste será la mayor consumidora de gas natural con un volumen al 2011 de 3,559 mmpcd lo que representa 40.1% del consumo nacional. Ello obedece, principalmente a la concentración de las actividades del sector petrolero. En segundo término, la región Noreste, absorberá 29.2% de la demanda de gas natural al final de la proyección, atribuible al sector eléctrico y al industrial como consumidores de gas natural. Así, en ambas regiones, se concentrará 69.3% de la demanda total de gas natural.

La región Noroeste, presentará la mayor tasa de crecimiento en su consumo con 21.1% anual, como resultado de los requerimientos del sector eléctrico. El abasto de esta región continuará realizándose con importaciones.

Cuadro 34
Demanda nacional de gas natural por región, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	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
Sur-Sureste	2,232	2,353	2,765	2,888	3,057	3,292	3,362	3,387	3,473	3,532	3,559	4.8
Noreste	1,071	1,281	1,537	1,667	1,912	2,043	2,164	2,302	2,424	2,494	2,595	9.3
Centro-Occidente	345	451	546	530	557	615	744	911	1,012	1,047	1,063	11.9
Centro	612	613	732	752	798	854	905	922	947	1,008	1,008	5.1
Noroeste	97	139	203	239	348	371	381	457	533	607	658	21.1

Fuente: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

4.1.1 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.

En el presente estudio se incluyeron 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, con lo cual se apoya la política nacional de diversificar los combustibles para generación eléctrica. 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. En el futuro, si es aprobada la propuesta de reforma del sector eléctrico, podrían estudiarse otros proyectos de cogeneración de Pemex.

Así, en los siguientes 10 años se 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 éstos últimos, el consumo de gas natural será menor, ubicándose en 3,660 mmpcd con una tasa de crecimiento media de 12.2% anual.

4.1.1.1 Demanda de gas natural para el servicio público de electricidad

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 ésta 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 Nacional². 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%. 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 evolución esperada del consumo de gas natural considera el cumplimiento de las normas ambientales y la evolución de los precios relativos esperados para el gas y el combustóleo, entre otros. 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 2,736 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 2003 el efecto de la sustitución de combustóleo por gas natural representará 11.3% del consumo total. En el periodo 2002-2011 la sustitución representará 6% de la demanda total.

² Para mayor detalle consúltese *Prospectiva del sector eléctrico 2002-2011*.

Cuadro 35
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: CFE

Cuadro 36
Demanda 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: CFE

Actualmente, los mayores consumos de gas natural para generación de electricidad ocurren en las regiones Noreste y Centro, y en menor medida en la Centro-Occidente y Noroeste. Para el 2011 se espera que la región Noreste, consuma el mayor volumen de gas natural con 1,342 mmpcd en 2011 y una tasa de creci-

miento promedio anual de 11.9%. En segundo lugar se ubicará, la región Sur-Sureste, donde destaca Veracruz y Tabasco, con un volumen de 890 mmpcd y una tasa promedio anual de 17% (véase cuadro 37).

Cuadro 37
Consumo nacional de gas natural para generación pública de electricidad por región, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	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
Noreste	437	572	646	720	911	999	1,077	1,183	1,265	1,285	1,342	11.9
Sur-Sureste	185	240	373	358	372	486	497	515	637	778	890	17.0
Centro-Occidente	86	139	193	160	163	191	299	443	516	522	514	19.6
Noroeste	79	118	178	198	220	239	247	322	395	468	517	20.6
Centro	290	266	325	252	232	211	196	183	175	204	175	-4.9

Fuente: CFE

Como se observa en el cuadro 37 y 38 la región Centro presenta un crecimiento anual negativo de 4.9% y 4.6% en sus requerimientos de gas natural, debido a la entrada en operación de

plantas más eficientes a partir del 2004, se desplazarán algunas plantas ubicadas en esta región.

Cuadro 38
Demanda nacional de gas natural para generación pública
de electricidad por región con Tula y Salamanca, 2002-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	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
Noreste	437	572	623	691	860	959	1,030	1,146	1,194	1,205	1,258	11.2
Sur-Sureste	185	240	374	357	366	488	495	513	637	715	816	16.0
Centro-Occidente	86	139	207	170	172	203	303	337	441	523	525	19.9
Noroeste	79	118	178	177	215	239	247	321	395	468	517	20.6
Centro	290	266	322	254	223	204	197	189	184	216	181	-4.6

Fuente: CFE

4.1.1.2 Consumo de gas para autogeneración de electricidad

Con el fin de mejorar los resultados de las proyecciones por concepto de autogeneración, se integró un grupo de trabajo con CFE, IMP, CRE, Conae y la Sener. De esta manera se estimó la capacidad instalada y la generación de energía eléctrica para el periodo 2002-2011, por región y modalidad de autogeneración.

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 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 cuadro 39.

Cuadro 39
Características de proyectos nuevos en autogeneración de energía eléctrica que se incorporarán en el periodo 2002-2011

Combustible	Número de empresas	Capacidad (MW)	Generación (GW/H)	Consumo de gas natural (mmpcd)
Total	8	2,921.4	21,347.9	144.5
Gas natural	4	1,339.4	9,765.8	144.5
Otros	4	1,582.0	11,582.1	N.A.

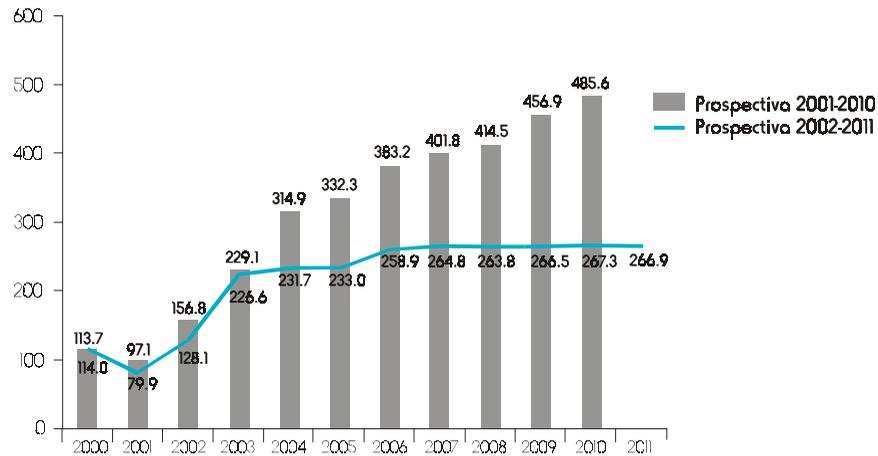
NA: No aplica

Fuente: IMP, con base en información de la CFE.

Cabe señalar que la presente estimación de gas natural se redujo en 45% respecto a la *Prospectiva* del año pasado; esto fue el resultado de los cambios en la percepción de la factibilidad y conve-

nencia de proyectos asociados a instalaciones de Pemex, así como a ciertas modificaciones en las características de estos proyectos (véase gráfica 15).

Gráfica 15
Comparación de los pronósticos de demanda de gas natural por autogeneración:
Prospectivas 2001-2010 versus 2002-2011
(MMPCD)



Fuente: IMP, con base en información de CFE, CRE, y PEMEX.

Respecto a la demanda de gas natural por autogeneración de energía eléctrica, se espera que para el 2002 se incremente en aproximadamente 60.1% respecto al año anterior, como consecuencia de la reactivación gradual de la economía, así como de la incorporación de algunos permisos que entrarán a operar este mismo año.

La estimación a nivel regional considera que las regiones Noreste y Centro-Occidente mantendrán el mayor nivel de consumo de

gas natural, al pasar de 65.1 y 33.1 mmpcd en el 2002, a 167.4 y 39 mmpcd en 2011, respectivamente. Estas regiones tendrán una participación dentro del total nacional de 77.4%, al final de la proyección (véase cuadro 40).

Adicional a lo anterior, cabe aclarar lo siguiente: *a)* en la región Noreste se espera la entrada en operación de dos permisos en el estado de Nuevo León, uno de ellos sustituirá a otro que funcionará hasta finales del 2002; y *b)* en el estado de Guanajuato, habrá de iniciar actividades otro permiso.

Cuadro 40
Demanda regional de gas natural para autogeneración
de energía eléctrica, 2001-2011
(mmpcd)

Región	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	79.9	128.1	222.6	231.7	233.0	258.9	264.3	263.8	266.5	267.3	266.9	12.8
Noroeste	1.1	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	2.6
Noreste	35.3	65.1	154.2	164.6	165.4	165.8	166.0	165.6	167.3	167.7	167.4	16.8
Centro-Occidente	23.0	33.1	38.5	37.9	38.2	38.4	38.5	38.5	38.9	39.1	39.0	5.4
Centro	18.1	21.6	21.7	21.2	21.4	21.6	21.8	21.8	22.1	22.3	22.3	2.1
Sur-Sureste	2.3	6.8	6.8	6.7	6.7	31.7	36.6	36.5	36.7	36.7	36.7	31.7

Fuente: IMP, con base en información de la CFE, CRE y PEMEX.

tmca: Tasa media de crecimiento anual.

En tercer lugar de importancia se ubicará la región Sur-Sureste; en el 2002 mostrará una demanda de 6.8 mmpcd (equivalente al 5.3% del total de autogeneración). Su nivel de demanda se incrementará a 36.7 mmpcd para el 2011; esto como resultado de la adición del proyecto de cogeneración de Nuevo PEMEX, que entrará en operación en el 2006.

La región Centro mantendrá constante su demanda de combustible, que en promedio será de 21.8 mmpcd durante el periodo estimado, situación que se reflejará en una TMCA de 2.1%. Por el momento, en esta zona no se considera la incorporación de nuevos permisos.

Finalmente, la región Noroeste registrará la menor demanda de gas natural por autogeneradores particulares, al mantener consumos promedio del 1.4 mmpcd durante el horizonte de la proyección, así como una TCMA de 2.6%. Esto es el resultado de la falta de infraestructura de transporte y distribución de gas natural en la zona.

4.1.2 Sector industrial

En vista de que el año pasado (2001) se registró una baja considerable en la demanda de gas natural por parte del sector industrial, se optó por la elaboración de una nueva metodología que captara sensiblemente los cambios y la tendencia de la demanda de gas natural en aquellas ramas o grupos de ramas industriales que se han caracterizado por el uso intensivo de este combustible. Con ese propósito, la estimación de la demanda se realizó en 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.

4.1.2.1 Estimación tendencial

La demanda tendencial de gas natural se evaluó atendiendo los casos particulares de los siguientes grupos de ramas industriales³:

- 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 16).

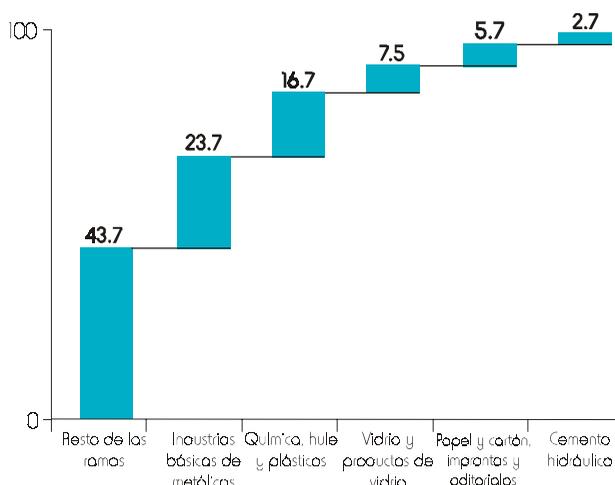
4.1.2.1.1 Industrias básicas de metales

El grupo de ramas que manifestó en el 2001 la caída más importante en la demanda de gas natural fue el de las industrias básicas de metales. Después de haber alcanzado un nivel pico de 302.7 mmpcd en el año 2000, al siguiente año su consumo merió en un 34.5%, llegando a un nivel de 198.4 mmpcd.

Esta baja en el consumo fue el efecto conjunto de elementos tales como el estancamiento generalizado de la economía, el precio del gas natural y el nivel de los precios de referencia del hierro y del acero. Asimismo, se deben considerar elementos de carácter endógeno, tales como la sustitución de materias primas a base de gas natural, por productos intermedios de origen externo (v. gr. hierro esponja) y el incremento en la eficiencia energética de los procesos de producción de estas ramas.

³ 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 16
Demanda de gas natural por grupo de ramas industriales (sin PPQ), 2001
 (porcentajes)



Fuente: IMP, con base en PGPB, CRE y empresas particulares

Tomando como base el crecimiento económico que mostrará este grupo de ramas industriales a escala regional, los resultados de la estimación de la demanda indican lo siguiente:

- 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.
- La región con mayor participación en este volumen seguirá siendo la Centro-Occidente, con una aportación promedio (2002-2011) de 45.3%, le seguirán las regiones Noreste y Centro, con 40.5% y 10.4%, respectivamente.
- La región Sur-Sureste se mantendrá estable, mostrando un crecimiento de sólo el 1.8% y una participación promedio del 3.3% (véase cuadro 41).

Cuadro 41
Demanda regional del grupo industrial básicas de metales, 2001-2011
 (millones de pies cúbicos diarios)

Región	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	371.0	394.9	420.6	444.7	8.4
Noroeste	0.4	1.1	1.6	1.7	1.8	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6	2.7	20.2
Noreste	75.4	106.5	119.4	126.1	131.0	137.6	143.8	149.8	159.3	169.6	179.3	9.1
Centro-Occidente	88.8	118.4	130.3	138.9	145.2	154.3	161.4	168.7	180.2	192.2	203.4	8.6
Centro	22.2	28.1	30.4	32.3	33.6	35.6	37.1	38.6	40.8	43.1	45.5	7.4
Sur-Sureste	11.6	10.3	9.9	10.2	10.4	10.7	11.1	11.6	12.3	13.1	13.8	1.8

Fuente: IMP, con base en Pemex, Sener y empresas privadas

4.1.2.1.2 Química, hule y plásticos

Al cerrar el 2001, el agregado *química, hule y plásticos*, registró el segundo lugar de participación en la demanda industrial de gas natural, con un aportación de 16.7%, lo que significó un volumen de 141.8 mmpcd.

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. Esta situación presentó una dificultad para analizar su demanda prospectiva a través de coeficientes técnicos referidos al uso de energía por unidad de

producto generado. Como alternativa, se optó por realizar la estimación tendencial a través de un modelo que consideró su comportamiento histórico a nivel regional, con relación a su correspondiente producto interno bruto por rama-región. 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.

La región Sur-Sureste se mantendrá en el primer sitio de esta demanda. Al cierre del 2011, su participación con relación al total

será del 30.9%, con un volumen de 67.34 mmpcd. La principal influencia de este resultado la reflejará Veracruz, entidad que concentra un número importante de empresas relacionadas a esta categoría. Le seguirán en importancia las regiones Noreste y Centro del país, con participaciones de cierre de pronóstico de 28% y 23.7%, respectivamente. La región Noroeste se mantendrá al margen de participación, en vista de que su aportación en este renglón del PIB seguirá siendo marginal, su requerimiento de gas natural al 2011 será de sólo 1.0 mmpcd (véase cuadro 42)

Cuadro 42
Demanda regional del grupo química, hule y plásticos, 201-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	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	202.0	210.4	217.9	4.4
Noroeste	0.2	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	15.5
Noreste	46.2	44.9	46.6	48.2	49.6	52.0	53.9	55.3	57.1	59.1	61.1	2.8
Centro-Occidente	21.7	26.9	27.9	28.8	29.7	31.0	32.0	32.9	34.2	35.6	36.9	5.4
Centro	28.3	36.3	37.7	39.1	40.3	42.2	43.9	45.5	47.4	49.6	51.5	6.2
Sur-Sureste	45.4	51.4	52.5	53.4	54.5	56.0	58.1	60.0	62.4	65.0	67.3	4.0

Fuente: IMP, con base en Pemex, Sener y empresas privadas

4.1.2.1.3 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. Al 2001, su requerimiento de gas natural se ubicó en el orden de 62.6 mmpcd, es decir, 7.5% de la demanda industrial de aquel año.

En la práctica, el consumo específico de combustible varía en función de las características particulares de cada horno (tipo de horno, instrumentación y control, características de los

quemadores, tipo de operación, eficiencia, temperatura de fusión de la mezcla, poder calorífico del combustible, entre otros), por lo que este parámetro puede variar de manera razonable por encima del valor de los 4.4 mmbtu/ton. En cuanto a los hornos para la producción de vidrio plano se tiene un consumo típico de 5.2 mmbtu/ton. En el caso de los hornos para la producción de envases se ha reportado un valor de 4.3 mmbtu/ton⁴.

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. La regiones con mayor participación promedio (2002-2011) serán la Centro, Noreste y Centro-Occidente, con 40%, 31.1% y 26.2%, respectivamente (véase cuadro 43).

⁴ Estos valores de requerimientos energéticos son meramente de referencia y pueden variar de una planta a otra.

Cuadro 43
Demanda regional de la industria del vidrio y productos de vidrio, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

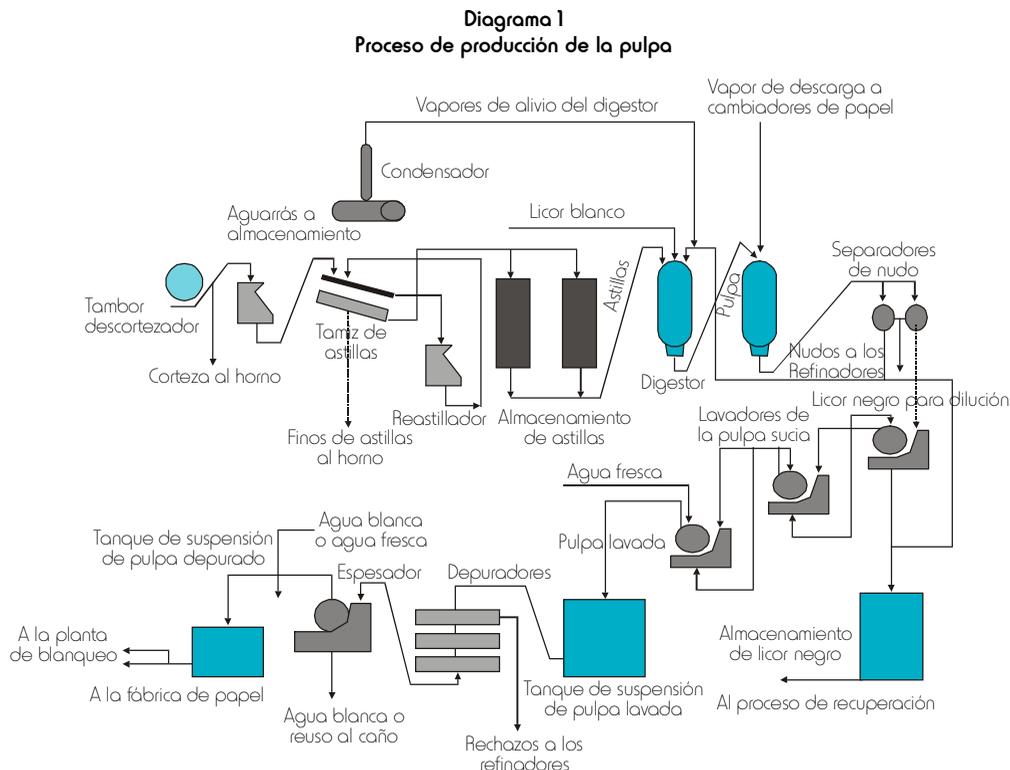
Región	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	62.6	61.1	64.3	67.3	69.2	71.3	72.4	73.5	76.4	80.7	84.8	3.1
Noroeste	0.8	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.7	1.8	8.5
Noreste	19.0	19.0	20.0	20.9	21.5	22.2	22.5	22.8	23.8	25.1	26.4	3.3
Centro-Occidente	15.7	16.0	16.8	17.6	18.1	18.7	19.0	19.2	20.0	21.1	22.2	3.5
Centro	26.5	24.5	25.8	26.9	27.7	28.5	29.0	29.4	30.6	32.3	33.9	2.5
Sur-Sureste	0.7	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-2.0

Fuente: IMP, con base en Pemex, Sener y empresas privadas

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. El desarrollo de nuevas propiedades y aplicaciones lo harán más competitivo con respecto a otras opciones del mercado. La mayor demanda de vidrios de seguridad incrementará el reemplazo de vidrio común, lo cual requerirá de nuevas propiedades y formas en este tipo de aplicaciones.

4.1.2.1.4 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. La energía eléctrica es usada básicamente en los sistemas de bombeo de pasta (pulpa), en sistemas motrices, así como en los sistemas de aire acondicionado. Este grupo de ramas requirió en el año 2001 de 47.8 mmpcd de gas natural, 5.7% de la demanda del sector industrial para ese año. Ver Diagrama 1.



Fuente: CNIC

La información que se obtuvo para estas ramas industriales permitió realizar un análisis que contempló la estimación de la demanda de gas natural, considerando los niveles esperados para la capacidad de producción, el nivel de utilización de esta capacidad y los requerimientos de gas natural necesarios para la producción de celulosa y papel.

Al cierre del 2011, la demanda de gas natural 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. La fase de producción de celulosa aportará el menor volumen de demanda, en vista del poco atractivo económico que muestra esta actividad.

La región Centro concentra a 32 de las 57 empresas productoras de papel en México, de ahí que se espere que mantenga su primer

sitio en la demanda de gas natural. Al 2011, este nivel se ubicará en 31.6 mmpcd. La segunda región en importancia es la Noreste, ya que a la fecha cuenta con ocho plantas de papel y dos de celulosa⁴. Ésta mostrará el crecimiento más importante en la demanda de gas por estos conceptos, se espera que impulse sus requerimientos en 5.5% en promedio anual, hasta alcanzar un volumen de 23.7 mmpcd al 2011.

Las regiones Centro-Occidente y Sur-Sureste manifestarán comportamientos similares, alcanzando tasas de crecimiento de 5.5% y 5.3%, así como volúmenes de gas al 2011 de 10.7 y 10.1 mmpcd, respectivamente. La región Noroeste cuenta con sólo dos plantas de papel, una en Sonora y otra en Baja California. A partir de un consumo de 0.9 mmpcd, su consumo llegará a sólo 1.4 mmpcd en el 2011 (véase cuadro 44).

Cuadro 44
Demanda regional del grupo papel y cartón, imprentas y editoriales, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	47.8	53.7	59.1	61.6	64.0	67.2	69.6	71.7	73.8	75.9	77.5	5.0
Noroeste	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	5.2
Noreste	13.9	15.6	18.8	18.5	19.4	20.7	21.2	21.9	22.6	23.1	23.7	5.5
Centro-Occidente	6.3	7.0	8.6	8.4	8.8	9.4	9.6	9.9	10.2	10.5	10.7	5.5
Centro	20.8	23.3	22.6	25.6	26.2	27.1	28.5	29.2	30.0	30.9	31.6	4.3
Sur-Sureste	6.0	6.8	8.0	8.0	8.3	8.9	9.1	9.4	9.7	9.9	10.1	5.3

Fuente: IMP, con base en Pemex, Sener y empresas privadas

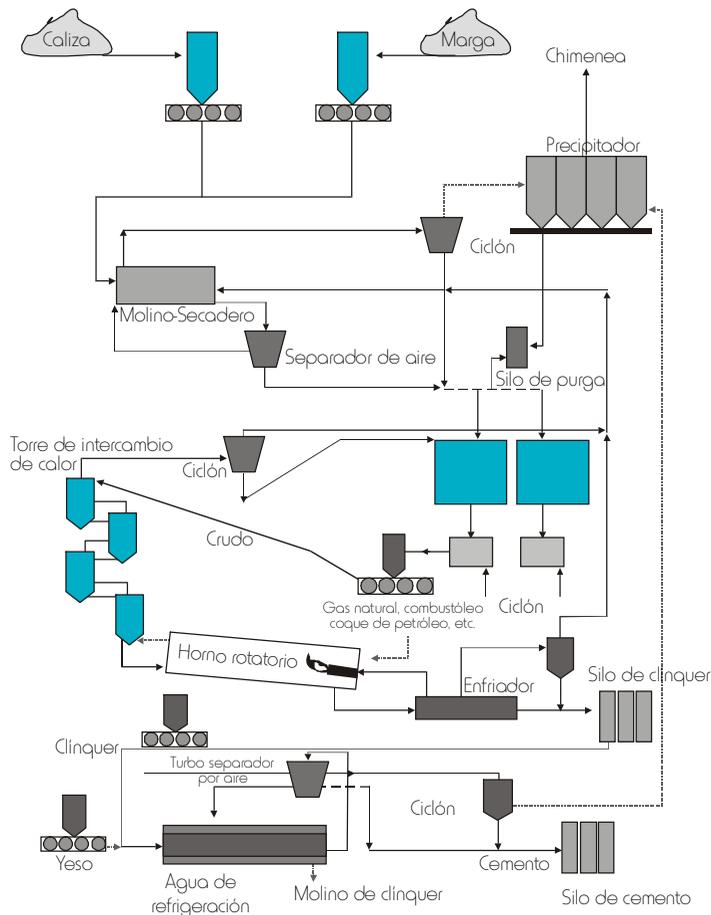
4.1.2.1.5 Cemento hidráulico

Esta rama industrial está representada por seis compañías, que en conjunto tienen operando 30 plantas de cemento distribuidas en todo el territorio nacional. La industria del cemento en México ha mostrado una clara preocupación por abatir costos en cuanto al consumo de energía se refiere. El consumo más intenso de energía se realiza en la fase de producción del clínker, proceso

en el que se introducen las materias primas premezcladas en un horno tubular giratorio, con el fin de ser expuestas a una temperatura de aglomeración superior a los 1,000 °C. Los combustibles típicamente empleados para este proceso son gas natural, combustóleo, coque de petróleo y/o mezclas pre-homogeneizadas de residuos sólidos (véase diagrama 2).

⁴ Hasta el 2001, se registraron siete plantas dedicadas a la producción de celulosa en todo el país.

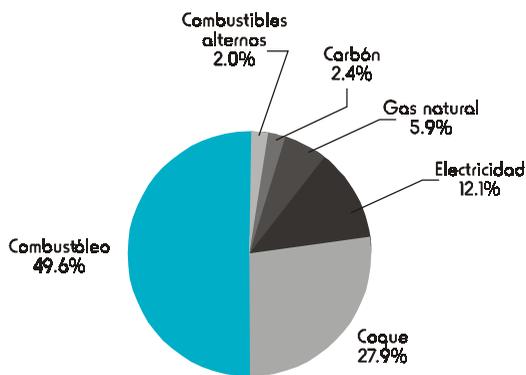
Diagrama 2
Proceso básico de producción de cemento



Fuente: IMP, con base en Canacem.

Con base en datos de la Cámara Nacional del Cemento (Canacem), al cierre del 2001 la importancia del combustóleo en esta industria fue del 49.6%, le siguieron el coque de petróleo con 27.9%, la electricidad con 12.1% y el gas natural con un 5.9% (véase gráfica 17).

Gráfica 17
Participación relativa de los energéticos en la producción nacional de cemento, 2001



Fuente: IMP, con base en Canacem.

El consumo de gas natural en esta industria ha caído a un ritmo acelerado. Para el período 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.

Otro factor que se debe considerar es el alto grado de eficiencia energética que se ha alcanzado por parte de las cementeras. Mien-

tras que en 1990 se empleaban 850 kcal promedio por cada kilogramo de cemento, al 2001 este valor pasó a 725 kcal (Canacem).

Con base en estos argumentos y a comentarios sugeridos por representantes de la industria, se ha supuesto que la tendencia en la reducción del consumo de gas natural llegará a cero al año 2006, fecha que coincide con los máximos operativos esperados en la producción de coque de petróleo en México.

La región Sur-Sureste dejará de reportar demanda de gas natural a partir del 2001. Por su parte, la región Centro-Occidente llevará a cabo consumos hasta el 2002. Las regiones Noreste y Centro llevarán a cabo consumos de gas natural hasta el 2005. A pesar de que en la región Noroeste hay una planta cementera, ésta no ha reportado consumos de gas natural en vista de la ausencia del mismo en la zona.

Cuadro 45
Demanda regional de la rama de cemento hidráulico, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	22.6	12.7	9.8	8.8	7.9	-	-	-	-	-	-	-
Noroeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Noreste	10.7	5.7	4.7	4.3	3.8	-	-	-	-	-	-	-
Centro-Occidente	0.7	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro	6.3	6.3	5.0	4.5	4.1	-	-	-	-	-	-	-
Sur-Sureste	4.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: IMP, con base en Pemex, Sener y empresas privadas

El resto de las ramas del sector se estimó con base al crecimiento económico esperado para el sector industrial en cada una de las regiones. El conjunto la demanda de gas natural tendencial quedó como se muestra en la gráfica 18.

4.1.2.2 Aplicación de las normas ambientales 085 y 086

En el país se han evaluado zonas que por su concentración humana, urbanización, industrialización y concentración de contaminantes, se caracterizan como ambientalmente críticas. A través de la aplicación de las normas 085 y 086, se pretende, entre otras cosas, eliminar el uso de combustóleo pesado en dichas zonas. Un supuesto base de esta prospectiva parte de un escenario que asume una transformación industrial correspondiente a dicha disposición, iniciando en el 2003 y concluyendo en el 2006, de tal forma que en el 2007 se deje de consumir combustóleo en las áreas citadas.

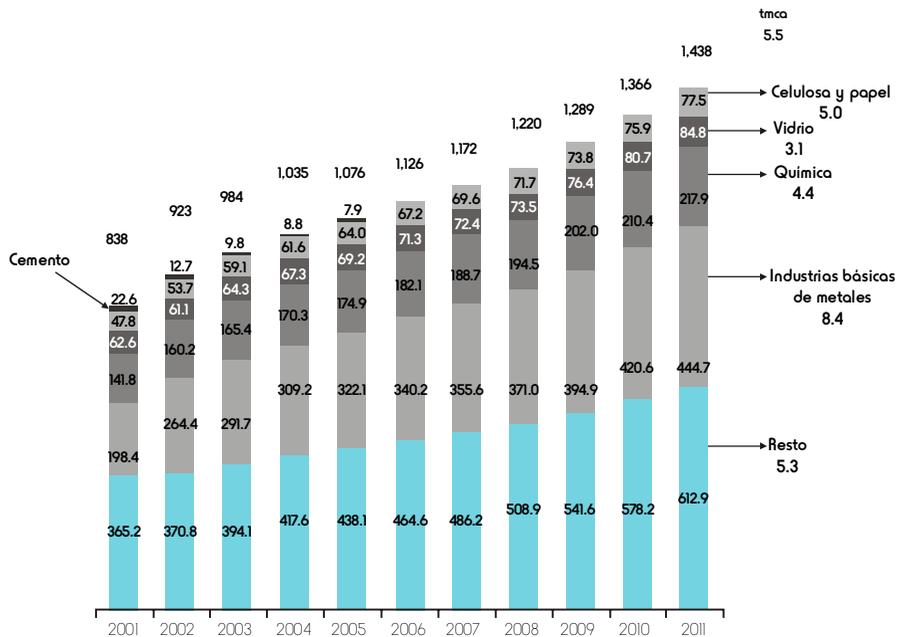
4.1.2.3 Creación de nueva infraestructura de distribución gas natural

Según información de la CRE, las Zonas Geográficas (ZG) Cuernavaca, Mérida, Pachuca y Veracruz podrían iniciar operaciones en los próximos años. Para estimar el incremento de la demanda industrial de gas natural en las nuevas ZG se tomó como punto de partida el consumo de gas LP y combustóleo del sector industrial en estas áreas, suponiendo que éste podría ser sustituidos por gas natural en un 60%⁶. Además, se incluyen en este tratamiento a las primeras tres zonas geográficas y adicionalmente a Aguascalientes, ya que forma parte de Bajío Norte, ZG de reciente creación. No se consideró la ZG de Veracruz porque recientemente la CRE declaró desierta la licitación de esta zona.

El efecto de la aplicación de las normas ambientales y de la incorporación de nueva infraestructura para la distribución de gas natural, indica que la demanda por parte del sector industrial llegará a un nivel de 1,655.7 mmpcd en el año 2011. Considerando al 2001 como la referencia, este nivel de demanda reflejará una tasa media de crecimiento anual del orden de 7% (véase gráfica 19).

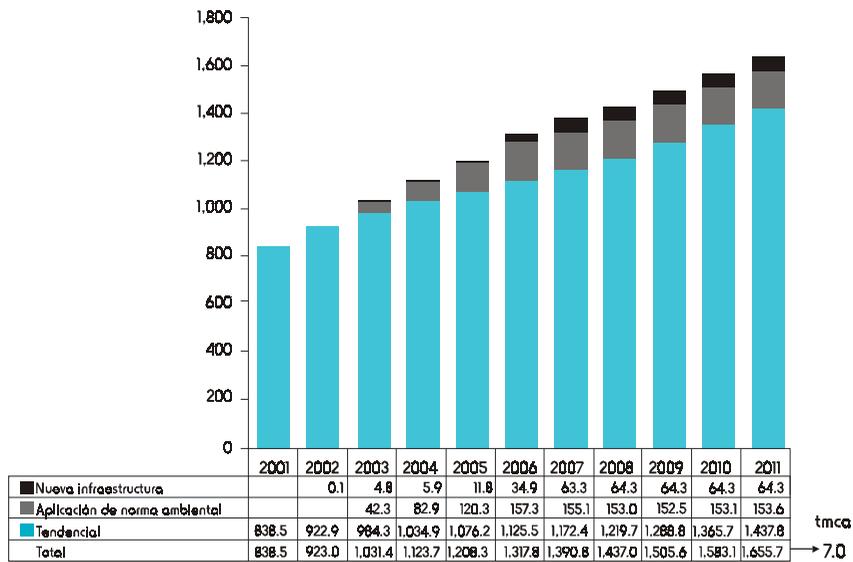
⁶ Dato estimado por la CRE e IMP.

Gráfica 18
Sector industrial (sin PPQ): demanda tendencial de gas natural, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex, SENER y empresas privadas.

Gráfica 19
Sector industrial (sin PPQ): demanda de gas natural, conjunto de estimaciones, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CRE, INEGI, Pemex, Profeco, Sener y empresas privadas.

Con relación al total de combustibles industriales, se puede esperar que la penetración del gas natural alcance un nivel de 78.3%. Las penetraciones del combustóleo y del gas LP en 2011 quedarán en niveles de 11.8% y 9.9%, respectivamente (véase cuadro 46).

Cuadro 46
Demanda nacional de combustibles industriales
del sector industrial (sin PPQ), 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Año	Combustibles industrial				Penetración del gas natural con relación al total (%)	Tasa de crecimiento			
	Gas natural	Combustóleo	Gas LP	Total		Gas natural	Combustóleo	Gas LP	Total
2001	838.5	532.5	110.0	1,480.9	56.6				
2002	923.0	499.2	110.5	1,532.7	60.2	10.1	-6.2	0.5	3.5
2003	1,031.4	438.6	118.2	1,588.3	64.9	11.8	-12.1	7.0	3.6
2004	1,123.7	389.7	126.9	1,640.3	68.5	8.9	-11.1	7.3	3.3
2005	1,208.3	337.0	134.1	1,679.4	71.9	7.5	-13.5	5.7	2.4
2006	1,317.8	289.4	144.0	1,751.1	75.3	9.1	-14.1	7.4	4.3
2007	1,390.8	279.8	153.2	1,823.8	76.3	5.5	-3.3	6.4	4.2
2008	1,437.0	271.2	163.2	1,871.5	76.8	3.3	-3.1	6.5	2.6
2009	1,505.6	264.1	177.4	1,947.1	77.3	4.8	-2.6	8.7	4.0
2010	1,583.1	257.8	193.5	2,034.4	77.8	5.1	-2.4	9.1	4.5
2011	1,655.7	250.0	209.1	2,114.9	78.3	4.6	-3.0	8.1	4.0
tmca	7.0	-7.3	6.6	3.6					

Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CRE, INEGI, Pemex, Profeco, Sener y empresas privadas.

4.1.2.4 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 cuadro 47).

Cuadro 47
Demanda de gas natural de Pemex Petroquímica
por tipo de concepto, 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	419.0	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	62.0	64.7	85.2	85.8	85.1	85.0	84.6	85.0	85.0	85.0	2.7

Fuente: Pemex

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 cuadro 48).

Cuadro 48
Sector industrial: demanda regional de gas natural, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	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
Noroeste	14.5	16.4	19.3	21.4	23.0	24.6	25.8	26.4	27.3	28.5	29.7	7.5
Noreste	346.1	372.9	409.5	438.3	462.2	487.4	504.3	522.0	549.5	580.5	609.8	5.8
Centro-Occidente	190.8	227.7	258.5	280.0	296.2	316.2	325.8	336.0	352.9	371.5	388.9	7.4
Centro	236.8	256.8	294.6	332.4	367.8	415.0	456.2	470.3	489.2	510.7	531.1	8.4
Sur-Sureste	366.6	347.5	356.4	455.7	467.4	493.5	511.8	519.8	524.4	529.7	534.2	3.8

Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CRE, INEGI, Pemex, Profeco, Sener y empresas privadas.

4.1.3 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 PPO, 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 el cuadro 49, a partir del 2006, las recirculaciones muestran una tendencia descendente debido a que los requerimientos de gas natural de la Región Marina Noroeste disminuyen ante la declinación natural de los pozos. No obstante, PEP consume 71% de la demanda del sector.

Cuadro 49
Demanda de gas natural del sector petrolero, 2001-2011.
Escenario de demanda base sin 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	5.0
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	0.0
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	0.0

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

² Considera bombeo neumático.

Fuente: Pemex.

Pemex Refinación presenta el mayor dinamismo en el consumo con una tasa promedio de 6.5% anual. Los requerimientos de gas natural de cada refinería están en función del nivel de proceso y del tipo de configuración prevaleciente en cada una. En particular, en el 2006 se observa un incremento notable en el consumo de gas natural debido a la reconfiguración de Salina Cruz y a la entrada del nuevo tren de refinación previsto.

Por su parte, el crecimiento promedio en el consumo de gas natural de PGPB en el periodo es de 1.6%, el cual pasa de 258 mmpcd en

el 2001 a 304 mmpcd en el 2011. En promedio 86% del consumo de PGPB corresponde a las plantas de proceso y 14% restante se destinará a la operación del sistema nacional de gasoductos.

Considerando la entrada de los proyectos de Tula y Salamanca en Pemex Refinación, a partir del 2008 hay un ajuste a la baja en los autoconsumos de esta subsidiaria de 47 mmpcd hasta el 2011, con lo cual sus requerimientos de gas se incrementarán a una tasa de crecimiento de 5.2% anual, para ubicarse en el último año en 383 mmpcd (véase cuadro 50).

Cuadro 50
Demanda de gas natural del sector petrolero.
Escenario medio 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	1,961	2,062	2,360	2,442	2,604	2,677	2,729	2,684	2,643	2,564	2,479	2.4
Autoconsumos	994	1,029	1,202	1,256	1,349	1,477	1,574	1,534	1,540	1,542	1,509	4.3
Pemex Exploración y Producción ¹	505	520	594	672	701	749	800	820	828	836	822	5.0
Pemex Refinación	230	239	312	309	360	425	429	378	380	383	383	5.2
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	274	287	302	344	336	330	323	304	1.6
Recirculaciones ²	967	1,034	1,157	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.0

¹ Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno de Cantarell

² Considera bombeo neumático

Fuente: Pemex.

La demanda de gas natural del sector petrolero en el ámbito regional estará en función de la concentración geográfica de las actividades propias del sector. La región Sur-Sureste coincide en actividades intensivas en requerimientos de energía, tales como la explotación, producción, transformación y distribución de hidrocarburos; en ella se concentrará 82.9% del consumo al término del periodo de estudio.

Cuadro 51
Consumo de gas natural del sector petrolero por región 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	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
Sur-Sureste	1,679	1,758	2,028	2,067	2,210	2,280	2,316	2,313	2,272	2,183	2,094	2.2
Noreste	183	199	248	252	268	272	287	292	292	300	304	5.2
Centro	55	45	50	79	79	80	81	81	81	82	82	4.0
Centro-Occidente	44	49	51	44	45	45	45	45	45	45	45	0.3
Noroeste	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	9.3

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

² Considera bombeo neumático.

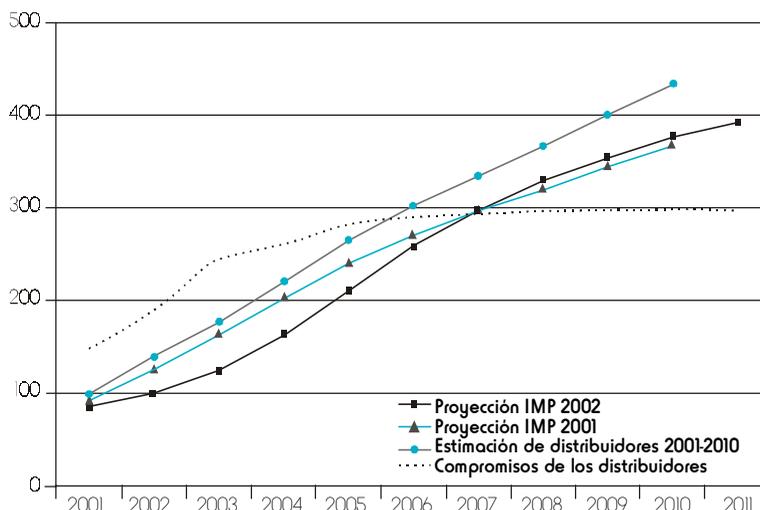
Fuente: Pemex.

4.1.4 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 ZG que iniciaron con poca o nula infraestructura residencial heredada. Se espera que durante la primera mitad del período de proyección, se vayan atenuando las causas de este retraso en la ejecución de los propósitos de cobertura.

Tomando nota de esta situación, se revisó a la baja la estimación para los primeros años de la proyección; mientras que a largo plazo, el pronóstico sigue apuntando a una saturación en 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 20).

Gráfica 20
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)



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 período 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: IMP, con base en AMGN, Banxico, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

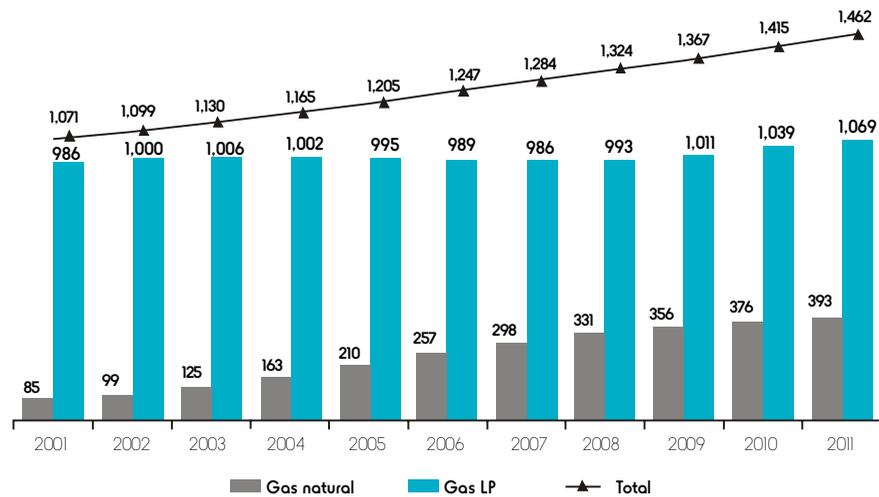
Se estima que la demanda conjunta de gas natural de los sectores residencial y servicios pase de 84.8 en el 2001 a 392.8 mmpcd para el cierre del 2011, con una tasa media de crecimiento anual de 16.6%. El consumo *per cápita* de la demanda de gas natural y gas LP crecerá con tasas moderadas en el orden del 2% (véase cuadro 52 y gráfica 21).

Cuadro 52
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	9.0	10.7	1.2
2003	124.7	1,005.6	1,130.3	11.0	10.9	1.6
2004	163.4	1,001.5	1,164.9	14.0	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	25.0	12.0	2.0
2009	355.8	1,011.4	1,367.2	26.0	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	1,462.0	26.9	12.9	2.3
tmca	16.6	0.8	3.2	13.0	2.0	N.A.

NA.: No aplica.
Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

Gráfica 21
Demanda de gas natural y gas LP, sectores residencial y servicios, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)



Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

La región Centro tendrá el mayor volumen de demanda al 2011, cerrando con un volumen de 174.9 mmpcd y una TMCA de 32.3%; esto será la causa natural de la expansión esperada en la infraestructura de transporte y distribución de gas natural en la zona. Le seguirá la región Noreste, cerrando con una demanda de 142.8 mmpcd y una tasa media de crecimiento de 7.4%.

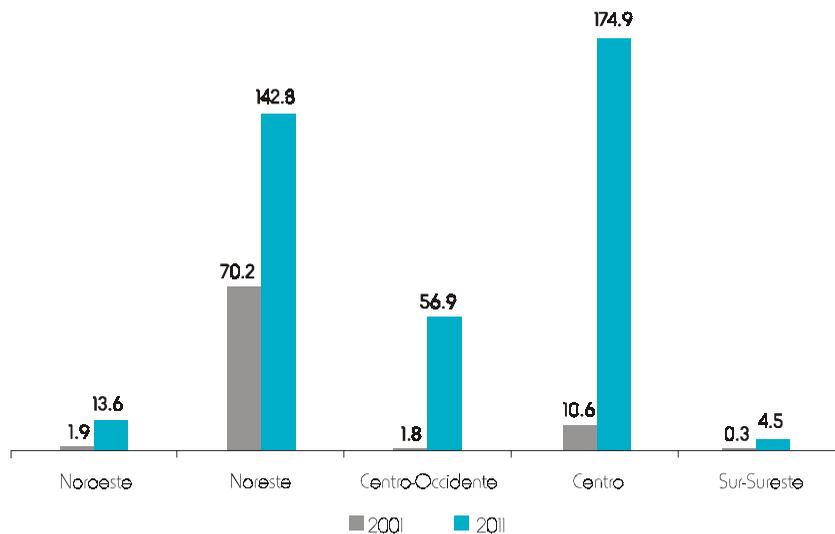
La mayoría de las ZG en el Noreste se caracterizan por haber alcanzado cierta madurez en el mercado, con reducidas posibilidades de expansión. En lo que toca a las otras regiones de consumo, al principio de la proyección se aprecia que el uso de gas natural en estos sectores será más bien incipiente; sin embargo al revisar sus tasas de expansión se pone de manifiesto su potencial, tal es el caso de la región Centro-Occidente (véase cuadro 53 y gráfica 22).

Cuadro 53
Demanda de gas natural por región,
sectores residencial y servicios, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	84.8	98.8	124.7	163.4	209.9	257.5	298.1	330.5	355.8	376.1	392.8	16.6
Noroeste	1.9	2.7	4.1	6.0	8.0	9.8	11.1	12.0	12.6	13.2	13.6	21.7
Noreste	70.2	71.9	79.2	89.8	101.3	112.0	120.0	126.4	131.9	137.4	142.8	7.4
Centro-Occidente	1.8	2.9	4.7	8.2	14.3	22.8	32.5	41.7	49.0	53.9	56.9	41.6
Centro	10.6	21.0	36.4	59.0	85.9	112.1	133.2	148.4	159.3	167.8	174.9	32.3
Sur-Sureste	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5	0.7	1.3	2.0	2.9	3.8	4.5	32.9

Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

Gráfica 22
Demanda regional de gas natural, sectores residencial y servicios, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

En esta ocasión ha sido posible separar las cifras de los sectores residencial y de servicios, esto fue el resultado de la excelente respuesta que se ha tenido por parte de los distribuidores particulares de gas natural, al proporcionar los datos con el suficiente detalle para desarrollar esta labor.

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 región Centro mostrará una TMCA de 31.7%, desplazando en un volumen considerable al gas LP. La región Noreste ocupará el segundo lugar en la demanda estimada, cerrando el 2011 con una demanda de 100 mmpcd y una TMCA de 6.5% (véase cuadro 54).

Cuadro 54
Demanda de gas natural por región,
sectores residencial, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	64.1	75.5	96.1	126.9	163.4	200.0	230.7	254.0	270.8	282.8	291.7	16.4
Noroeste	1.7	2.4	3.6	5.0	6.6	7.9	8.8	9.4	9.7	10.0	10.2	19.4
Noreste	53.1	52.6	58.4	66.9	75.8	83.8	89.4	93.2	95.8	97.9	100.0	6.5
Centro-Occidente	1.0	2.2	3.7	6.9	12.3	19.8	28.2	36.1	42.1	46.1	48.4	47.9
Centro	8.3	18.2	30.4	48.0	68.6	88.1	103.5	114.1	121.2	126.2	130.0	31.7
Sur-Sureste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.3	1.9	2.6	3.1	n.a.

Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

Por otro lado, la CRE considera que otras ZG factibles de desarrollarse son Pachuca, Cuernavaca y Mérida, pero su convocatoria a licitación dependerá si se recibe la manifestación de interés de cada zona. Actualmente, la CRE está evaluando la posibilidad de convocar a otra licitación para la ZG de Veracruz, ya que el 10 de octubre de 2002 se declaró desierta la primera licitación de esta zona. De la misma manera, en esta *Prospectiva* no se incluyen las ZG de Monclova y Nogales entre las posibles zonas para iniciar operaciones en los próximos años, debido a la falta de interés del público inversionista.

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. La diferencia promedio entre los sectores será de aproximadamente de tres unidades reportadas por el residencial por una en el de servicios (véase cuadro 55).

Cuadro 55
Demanda de gas natural por región,
sectores servicios, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	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	85.0	93.3	101.0	17.2
Noroeste	0.2	0.3	0.5	0.9	1.4	1.9	2.3	2.6	2.9	3.2	3.5	33.8
Noreste	17.1	19.3	20.9	23.0	25.5	28.2	30.6	33.2	36.1	39.4	42.8	9.6
Centro-Occidente	0.8	0.7	0.9	1.3	2.0	3.0	4.3	5.6	6.8	7.8	8.5	27.0
Centro	2.3	2.8	6.0	11.0	17.4	24.0	29.7	34.3	38.1	41.6	44.8	34.4
Sur-Sureste	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7	1.0	1.2	1.5	18.6

Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

4.1.5 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.

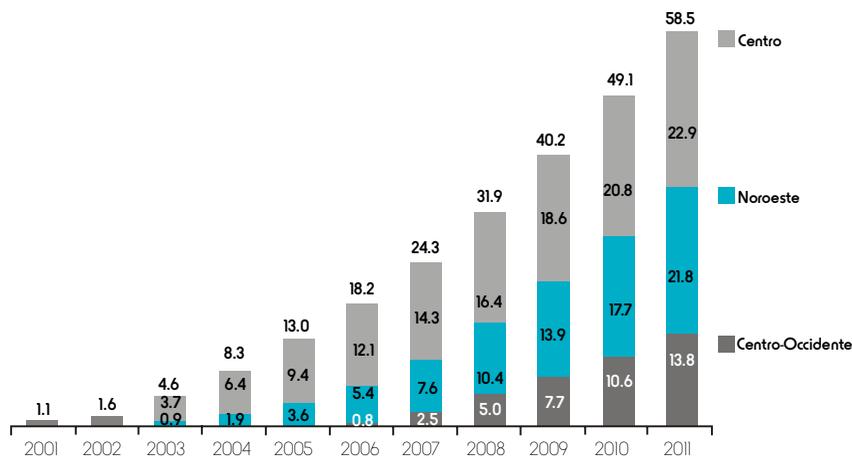
La estimación del futuro en el consumo de gas natural para este sector resulta difícil, ya que no se cuenta con una experiencia sólida al respecto y generar un modelo a partir de ésta no resulta viable. De ahí que el pronóstico de la demanda de GNC que se expone enseguida, se basa principalmente en los 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 23).

Gráfica 23
Parque vehicular a gas natural comprimido, 2001-2011
(miles de vehículos)



Fuente: IMP, con base en empresas privadas.

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, de los cuales la región Centro habrá de consumir 22.8 mmpcd. Asimismo, se estima que las regiones Noreste y Centro-Occidente comiencen a demandar este combustible a partir del 2003 y 2006, respectivamente (véase cuadro 56).

Cuadro 56
Demanda regional de gas natural
en el sector autotransporte, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	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
Noroeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Noreste	0.0	0.0	1.2	2.6	4.8	7.2	10.0	13.7	18.1	22.9	28.1	-
Centro-Occidente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	3.3	6.8	10.6	14.8	19.4	-
Centro	1.3	2.3	4.9	8.2	11.7	14.5	16.5	18.3	19.9	21.4	22.8	32.79
Sur-Sureste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: IMP, con base en Banxico, CONAPO, INEGI, Pemex, SENER y empresas privadas.

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 cuadro 57).

Cuadro 57
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	100.0
Noroeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Noreste	1	-	3	5	8	12	16	21	29	36	43	35.0
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: IMP con base en empresas privadas.

Para poner en relieve los resultados anteriores, se contrastan las participaciones de GNC con las de la gasolina y el gas LP (véase cuadro 58). El GNC representará en el 2011 sólo el 0.2% en términos de vehículos y el 0.5% en términos de combustible.

Cuadro 58
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
En términos de combustibles											
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
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	8.0	8.1
GNC	0.0	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5
En términos de vehículos											
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Gasolina	98.3	98.2	97.8	97.6	97.4	97.2	97.0	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	3.0	3.0	3.0
GNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2

Fuente: IMP, con base en Banco Mundial, Banxico, Dargay y Gately (2001), CONAPO, INEGI, SENER, Pemex y empresas privadas.

Tomando como referencia la experiencia de otros países, en el caso de Argentina se cuenta actualmente con 943 estaciones a GNC, Brasil con 184 y Venezuela con 150⁷; esto refleja que las experiencias por impulsar el mercado de este combustible en el autotransporte han sido variadas y con resultados diversos. Las mayores ventajas ambientales que ofrece el GNC respecto a sus competidores hacen necesario un mayor impulso en el mercado de este energético en el sector autotransporte.

Una alternativa que plantean los inversionistas para impulsar la expansión de este combustible en la zona metropolitana del valle de México (ZMVM) es la instalación de estaciones de servicio de GNC en aquellas gasolineras que cumplan con el espacio para instalar una o dos islas más para el despacho del combustible. Esta y otras tareas quedan pendientes por estudiar para dar el impulso que requiere este combustible, sobre todo en las principales ciudades del país.

4.2 Oferta de gas natural

Escenario mínimo de equilibrio nacional

En la elaboración de este escenario se seleccionó una cartera de proyectos que satisface los requerimientos mínimos de demanda de gas natural en el sistema nacional de gasoductos (SNG). Esto después de descontar los autoconsumos que realiza Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, con excepción de las filiales de Pemex Petroquímica. En este ejercicio se toma por separado la demanda de gas natural que se localiza en sistemas aisla-

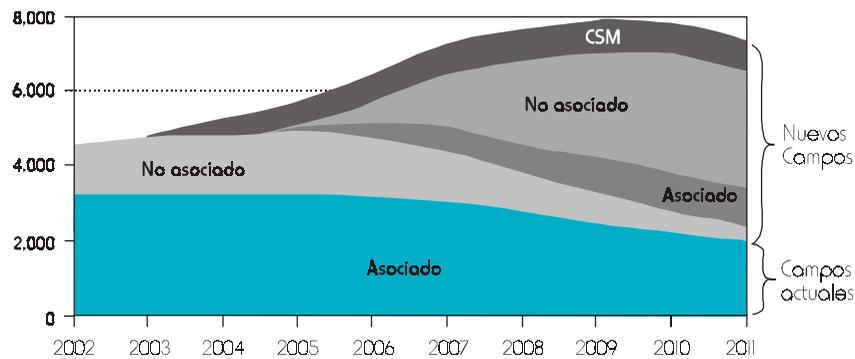
dos, donde la única opción de abasto son las importaciones, principalmente, de los Estados Unidos.

En la construcción de este escenario se supone que PEMEX, a lo largo del periodo de planeación, se desempeña dentro del marco legal y normativo vigente, incorporándose la información más reciente sobre las reservas de hidrocarburos del país y las posibilidades que existen para su exploración, desarrollo y explotación. La producción de gas natural que se genera en este escenario representa lo mínimo que el país necesita para sostener el crecimiento económico, que se deriva de las premisas macroeconómicas utilizadas en esta prospectiva. De esta forma, el país reduciría la dependencia de importaciones que seguirán observándose, cuando menos, en los dos próximos años. Se considera que la política para concretar este escenario se inició con la importante asignación presupuestal para exploración y producción que se autorizó en el 2002; sin embargo, dado que este tipo de proyectos no se concluyen en un ejercicio fiscal, es indispensable que el esfuerzo presupuestal se mantenga para que puedan dar frutos en el mediano plazo.

Cabe señalar, como se observa en la gráfica 24, que la producción futura de gas natural provendrá, cada vez en una mayor proporción, de campos que aún no han sido desarrollados y dependerá en mayor medida de gas no asociado. Como en la región de Burgos, cuyos yacimientos se caracterizan por tener una tasa de declinación acelerada, la cual sólo puede contrarrestarse con la incorporación de nuevas localizaciones a través de inversiones adicionales.

⁷ Fuente: Cámara Argentina del Gas Natural comprimido e IMP www.gnc.org.ar

Gráfica 24
Producción de gas natural por tipo de gas y actividad, 2002-2011
 (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: PEP.

Por esta razón, en la cartera de proyectos sobresale la aplicación de los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) con una volumen de producción máximo de 878 mmpcd, en el año 2009. Adicionalmente, se incluyen los proyectos del Programa Estratégico de Gas (PEG), los nuevos campos de Playuela y Lankahuasa. La inversión física alcanza un promedio de 83 mil millones de pesos anuales en el periodo 2002-2011. La producción promedio de gas en el periodo es de 6,516 mmpcd, con un máximo de 7,955 mmpcd en el 2010; así, la producción se incrementa a una tasa promedio anual de 5.1 %. Debe subrayarse que la aportación de los CSM es la alternativa que permitirá reducir las importaciones de gas natural en SNG, con las ventajas que ello supone para el país.

En este escenario, utilizando los promedios anuales de la oferta y demanda, el país es deficitario en su conjunto (Cuadro 60). Considerando sólo el SNG y excluyendo de la oferta el volumen que aportan los CSM, se registraría un déficit de 549 mmpcd entre el 2003 y el 2011. Por otro lado, con el volumen que aportan los CSM la oferta neta de PEMEX⁸ sería suficiente para abastecer la demanda promedio en el SNG⁹ a partir del año 2004, pero sólo alcanzaría a cubrir la demanda pico¹⁰ hasta el 2007, generando un superávit en este año y el siguiente. Debe recordarse que los

picos de demanda son los que en última instancia determinan los requerimientos de infraestructura del país.

En este contexto es donde se ubican los proyectos de una terminal de gas natural licuado de CFE en Altamira, Tamaulipas y la contratación de capacidad de transporte de PGPB en el ducto de Kinder Morgan de Ciudad Mier a Monterrey y en el ducto de 36" de Estación 19 a San Fernando, Tamaulipas, que amplía la capacidad de transporte de PGPB. Ambos ductos están en construcción: el de Kinder Morgan entrará en operación en abril del 2003 y el de San Fernando está programado para el último trimestre del mismo año.

Con respecto a la terminal de Altamira, cabe señalar que CFE, como resultado de una decisión de política, está próxima a licitar un contrato de suministro de gas natural licuado importado que requerirá la construcción de la infraestructura correspondiente. La entrada en operación de esta planta está programada para el 2006 con una demanda en firme de CFE de 425 mmpcd. Con ello se abastecerá las centrales de Tuxpan V, Altamira V y Tamazunchale. Como alternativa se podría suministrar gas a las unidades de Tuxpan I y II.

Dentro del "Escenario Mínimo de Equilibrio Nacional" los proyectos de Altamira y Kinder Morgan deben tomarse como un seguro o cobertura necesarios para garantizar el abasto del pico de la demanda en el SNG ante situaciones no previsibles.

⁸ En términos generales, la oferta neta de PEMEX equivale al volumen que puede comercializarse como ventas de primera mano.

⁹ En esta sección y con el fin de facilitar el análisis el concepto de SNG no se refiere exclusivamente al sistema de PGPB, se incluye también toda la infraestructura por donde se transporta el gas de origen nacional; es decir, los ductos de PGPB y los ductos de transporte de particulares que están interconectados a los de PGPB o a sus plantas de proceso.

¹⁰ Para estimar la demanda pico se utilizó solo el factor de carga del sector eléctrico. Con el pico del sector eléctrico es suficiente para cubrir los picos no coincidentes de los demás sectores como el industrial o el de los distribuidores.

4.2.1 Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB

El gas entregado por PEP a PGPB en el 2001 fue de 4,321 mmpcd, volumen que aumentará a 7,066 mmpcd en 2011. En el 2001, 73.5% del gas entregado fue húmedo amargo, mismo que representará 48% en el 2011. El gas seco aumentará su participación de 16.4% a 30%, mientras que el húmedo dulce incrementará su volumen casi 3.6 veces en este periodo, mismo que alcanzará 1,554 mmpcd.

Cuadro 59
Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB, 2000-2010
(millones de pies cúbicos diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	4,321	4,464	4,855	5,183	5,754	6,303	7,090	7,485	7,601	7,597	7,066	5.0
Húmedo amargo	3,176	3,240	3,502	3,354	3,424	3,567	3,776	3,835	3,726	3,595	3,395	0.7
Seco	710	708	818	1,115	1,406	1,634	1,869	2,066	2,177	2,238	2,117	11.5
Húmedo dulce	435	516	535	714	924	1,102	1,445	1,583	1,699	1,765	1,554	13.6

Fuente: PGPB.

Uno de los objetivos prioritarios es continuar con la modernización de las actividades de exploración y desarrollo para ampliar la capacidad productiva de gas natural, principalmente de gas no asociado en la Cuenca de Burgos, en el noreste del país. Otra de las estrategias es avanzar con el Programa Estratégico de Gas (PEG), para lo cual se deberán identificar y acelerar la ejecución de proyectos de gas, minimizar el tiempo asociado al ciclo de exploración-desarrollo-producción, reducir los costos, aumentar la eficiencia y la calidad de los procesos e impulsar la mejora continua en el control de los proyectos.

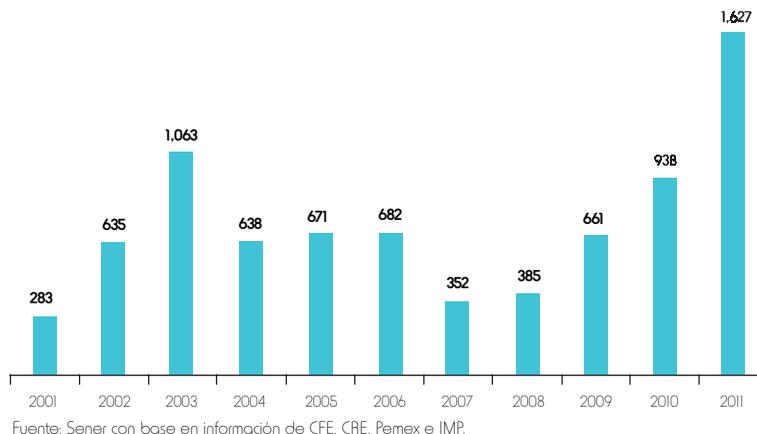
En el caso de Pemex, la estrategia integral para el incremento de la oferta de gas natural en el mediano y largo plazos se basa en cuatro elementos principales: a) reactivación de la exploración en las áreas de mayor potencial; b) enfoque preferencial a las reservas de gas no asociado, c) aprovechamiento de la producción a niveles comparables con la práctica internacional, y d) la implementación de los CSM.

4.2.2 Balance prospectivo oferta-demanda de gas natural, 2001-2011

El balance del mercado de gas natural que se presenta en los cuadros 60 y 61 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 25). Esto se debe a que al final del periodo se reducen las inversiones en producción y exploración, sin que esto signifique una caída en el potencial de producción de gas de las reservas del país.

Por otro lado, en general, el saldo deficitario esperado para el país es significativamente menor que el del anterior documento de Prospectiva. Esto se explica por la combinación de un menor dinamismo en el crecimiento de la demanda y a un incremento en la producción. En el caso de la demanda, esto se debe, principalmente, a que los requerimientos del sector eléctrico se ajustaron a la baja al utilizarse un escenario macroeconómico más realista. Este efecto también impactó a la demanda del sector industrial. Por el lado de la oferta, destaca la introducción de los CSM.

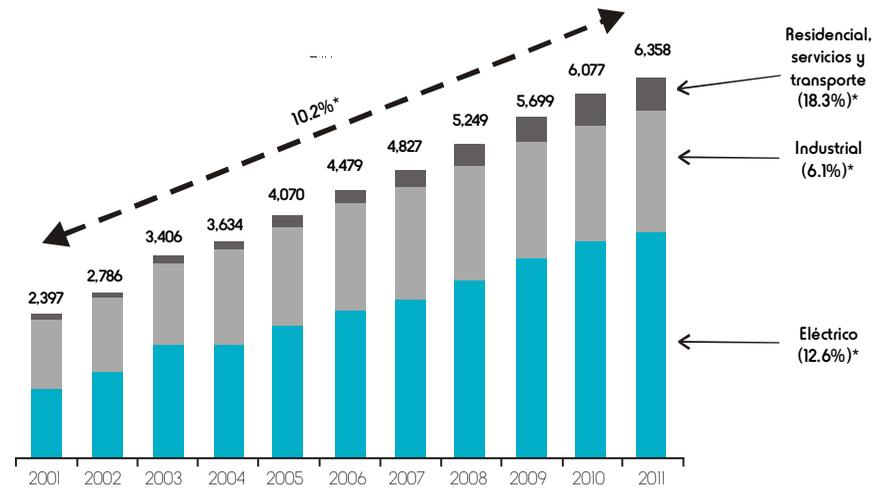
Gráfica 25
Importaciones netas de gas natural, 2001-2011
(millones de pies cúbicos diarios)



Dentro de los combustibles que requiere el país, la demanda de gas natural sin PEMEX es la que presenta el mayor dinamismo. Se espera que se registre una tasa media de crecimiento de 10.2% en el periodo 2001-2011. Como ya se señaló, la demanda estará encabezada por el sector eléctrico, seguido del industrial y en menor medida por los sectores residencial, servicios y autotransporte (véase gráfica 26).

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.

Gráfica 26
Demanda nacional de gas natural sin Pemex por sector 2001-2011
 (millones de pies cúbicos diarios)



* Tasa media de crecimiento promedio anual 2001-2011
 Fuente: Sener.

Los sistemas aislados representan mercados a los que no es factible, en las condiciones actuales, abastecer con gas de origen nacional. Éstos abarcan la región Noroeste en donde se ubican el ducto Naco-Hermosillo, Samalayuca, Piedras Negras y los de Baja California. Si bien en la prospectiva se supone que las importaciones provendrán de los Estados Unidos, no se descarta la posibilidad de que se desarrollen proyectos de gas natural licuado; especialmente, en Baja California, donde ya se han recibido dos solicitudes para obtener permisos de almacenamiento de GNL.

Cuadro 60
Balance nacional 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	7.50
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
Gas de formación empleado por PEP ¹	197	194	235	194	202	226	231	233	235	236	235	1.81
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	242	216	372	646	649	650	646	644	646	647	648	10.35
Gas para Refinación directo de PEP	6	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Producción PGPB	2,804	2,949	3,162	3,325	3,580	3,836	4,287	4,480	4,507	4,477	4,125	3.93
Directo de campos	710	708	818	1,114	1,404	1,632	1,866	2,064	2,176	2,237	2,116	11.54
Etano inyectado a ductos de gas seco	101	94	112	137	145	127	151	152	141	130	110	0.87
Otras corrientes suplementarias	14	16	21	22	22	22	22	22	22	22	22	4.47
Externa	380	635	1,063	813	1,014	1,381	1,502	1,632	1,809	1,875	1,928	17.63
Importaciones de sistemas aislados	228	363	479	634	828	868	883	1,013	1,191	1,267	1,327	19.28
Importaciones PGPB	140	236	256	330	345	349	355	409	459	451	459	12.62
Importaciones sector eléctrico	67	104	198	265	359	393	402	477	603	687	738	27.14
Importaciones por particulares	21	22	25	39	124	126	127	127	128	129	130	20.06
Importaciones por balance PGPB	152	272	584	178	186	194	194	194	194	183	175	1.42
Importaciones por balance PGPB (fijas: Kinder-Morgan MTY)	0	0	132	178	186	194	194	194	194	183	175	
Importaciones por balance PGPB (variables)	152	272	452	0	0	0	0	0	0	0	0	
Importación de gas natural licuado	0	0	0	0	0	319	425	425	425	425	425	
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
Pemex Exploración y Producción ²	505	513	670	672	701	749	800	820	828	836	822	4.99
Pemex Refinación	230	244	275	309	359	425	429	425	427	430	430	6.47
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.00
Pemex Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	274	287	302	344	336	330	323	304	1.64
Sector petrolero recirculaciones internas	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
Industrial	838	923	1,031	1,124	1,208	1,318	1,391	1,437	1,506	1,583	1,656	7.04
Pemex Petroquímica	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.31
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
Comisión Federal de Electricidad	950	919	916	778	790	802	790	792	740	684	652	-3.70
Luz y Fuerza del Centro	36	31	49	11	14	14	15	0	0	0	0	-39.81
Particulares	170	513	972	1,143	1,423	1,665	1,871	2,213	2,611	2,937	3,149	33.89
Productores independientes	90	385	750	899	1,094	1,310	1,511	1,854	2,248	2,573	2,786	40.93
Autogeneración	80	128	223	232	233	259	264	264	266	267	267	12.81
Generación para exportación	0	0	0	12	96	96	96	96	96	96	96	
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	17.20
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 neta de Pemex (ventas de primera mano)												
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
<i>Menos</i>												
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 internas	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.03
Oferta neta de Pemex (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
Saldo del comercio exterior												
Del País	-283	-635	-1,063	-638	-671	-682	-352	-385	-661	-938	-1,627	19.09
Del Sistema Nacional de Gasoductos	-5.6	-272	-464	175	343	699	1,150	1,248	1,148	937	301	—

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

2. Incluye el consumo de Compañías de Nitrógeno Cantarell a partir del año 2000.

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

tmca: Tasa media de crecimiento.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Cuadro 61
Balance nacional 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
Gas de formación empleado por PEP ¹	197	194	235	194	202	226	231	233	235	236	235	1.81
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	242	216	372	646	649	650	646	644	646	647	648	10.35
Gas para Refinación directo de PEP	6	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Producción PGPB	2,804	2,949	3,162	3,325	3,580	3,836	4,287	4,480	4,507	4,477	4,125	3.93
Directo de campos	710	708	818	1,114	1,404	1,632	1,866	2,064	2,176	2,237	2,116	11.54
Etano inyectado a ductos de gas seco	101	94	112	137	145	127	151	152	141	130	110	0.87
Otras corrientes suplementarias	14	16	21	22	22	22	22	22	22	22	22	4.47
Externa	380	635	1,052	771	977	1,361	1,472	1,611	1,734	1,802	1,914	17.55
Importaciones de sistemas aislados	228	363	479	612	813	868	879	1,003	1,127	1,198	1,319	19.21
Importaciones PGPB	140	236	257	307	330	349	350	401	453	452	459	12.63
Importaciones sector eléctrico	67	104	198	266	359	393	402	475	546	616	730	26.99
Importaciones por particulares	21	22	25	39	124	126	127	127	128	129	130	20.06
Importaciones por balance PGPB	152	272	573	159	164	174	169	183	182	179	170	1.10
Importaciones por balance PGPB (fijas: Kinder-Morgan MTY)	0	0	127	159	164	174	169	183	182	179	170	
Importaciones por balance PGPB (variables)	152	272	446	0	0	0	0	0	0	0	0	
Importación de gas natural licuado	0	0	0	0	0	319	425	425	425	425	425	
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
Pemex Exploración y Producción ²	505	513	670	672	701	749	800	820	828	836	822	4.99
Pemex Refinación	230	244	275	309	359	425	429	378	380	383	383	5.24
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.00
Pemex Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	274	287	302	344	336	330	323	304	1.64
Sector petrolero recirculaciones internas	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
Industrial	838	923	1,031	1,124	1,208	1,318	1,391	1,437	1,506	1,583	1,656	7.04
Pemex Petroquímica	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.31
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
Comisión Federal de Electricidad	950	919	905	734	733	783	756	775	742	701	654	-3.67
Luz y Fuerza del Centro	36	31	47	12	10	15	14	0	0	0	0	-39.92
Particulares	170	513	975	1,146	1,421	1,650	1,862	2,090	2,470	2,787	3,005	33.27
Productores independientes	90	385	752	902	1,092	1,295	1,502	1,730	2,107	2,424	2,643	40.18
Autogeneración	80	128	223	232	233	259	264	264	266	267	267	12.81
Generación para exportación	0	0	0	12	96	96	96	96	96	96	96	
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	17.20
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 neta de Pemex (ventas de primera mano)												
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
<i>Menos</i>												
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 internas	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.03
Oferta neta de Pemex (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	8.50
Saldo del comercio exterior												
Del País	-283	-635	-1,052	-599	-609	-650	-308	-197	-475	-759	-1,438	17.63
Del Sistema Nacional de Gasoductos	-56	-272	-453	172	367	711	1,165	1,414	1,258	1,042	476	—

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

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

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

tmca: Tasa media de crecimiento.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

4.3 Ejercicio de desarrollo acelerado del potencial de gas natural

En esta ocasión, a diferencia de los estudios realizados en años anteriores, se consideró conveniente analizar dos escenarios de producción de gas natural, con objeto de cuantificar el potencial de producción de hidrocarburos con que cuenta PEMEX-Exploración y Producción (PEP). Esto refleja el hecho de que el gas natural se ha convertido en un combustible estratégico para el desarrollo futuro del país.

El “Escenario de desarrollo acelerado” refleja las decisiones o intenciones de PEMEX, como administrador de las reservas de hidrocarburos, si se le permitiera optimizar la renta económica que ofrecen los recursos del país. Obviamente, en este ejercicio PEP se separa de las restricciones presupuestales que se le imponen en el presupuesto federal año con año. Así, se supone un cambio estructural en la relación de PEMEX con el Gobierno Federal; se cambia el régimen fiscal; se concede autonomía administrativa al organismo; se fortalecen las facultades de decisión del Consejo de Administración; y, se introducen cambios en el marco legal y normativo con objeto de privilegiar la eficiencia, competitividad y la rendición de cuentas.

En la cartera de proyectos que permite aprovechar el potencial máximo de producción, en el periodo 2002-2011, se introducen los contratos de servicios múltiples (CSM), con un volumen de producción máximo de 878 mmpcd; los nuevos proyectos del programa estratégico de gas (PEG), Playuela y Lankahuasa, con una producción potencial de 421 mmpcd en promedio en el periodo. A diferencia del Escenario Mínimo de Equilibrio Nacional, se incrementa la inversión en el desarrollo y explotación de nue-

vos yacimientos con un mayor riesgo relativo, pero potencialmente atractivos.

En este escenario se requiere una inversión física anual de 94 mil millones de pesos de 2002, en el periodo 2002-2011; 13% más que en el escenario mínimo de equilibrio nacional. La producción de gas, en el mismo lapso, promediaría 7,096 mmpcd y alcanzaría un máximo de 9,000 mmpcd en el 2010. La producción aumentaría a una tasa anual promedio de 9% hasta el 2010. Como resultado, México se convertiría en un importante actor en el mercado internacional de gas natural y el sector de energía en un promotor del crecimiento económico.

Dentro de los beneficios que podría capturar el país destacan:

- mayores ingresos por exportaciones de crudo y gas natural
- incremento en la recaudación de ingresos públicos
- reducción en el costo del suministro de gas natural para el país, con una mayor generación de empleos
- precios relativos más favorables para el aparato productivo y, posiblemente, con menos volatilidad al pasar de ser importadores a francamente exportadores
- llevar el gas natural a las regiones del país que actualmente no tiene la opción de utilizar este energético. De esta forma, se promovería la descentralización y un desarrollo regional más equilibrado en el país
- se generarían condiciones favorables para atraer recursos de inversión de particulares.
- Mayor producción de líquidos del gas, entre ellos el gas licuado, reduciéndose las importaciones de éste.

Cuadro 62
Balance nacional de gas natural: demanda base sin
Tula y Salamanca con ejercicio de desarrollo acelerado, 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	6,421	7,282	8,246	9,228	9,959	10,322	10,531	10,272	8.7
Nacional	4,074	4,201	4,720	5,608	6,268	6,865	7,726	8,327	8,513	8,657	8,345	7.4
Gas de formación empleado por PEP ¹	197	194	235	197	197	221	231	234	236	238	235	1.8
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	242	216	372	665	684	692	710	720	720	720	723	11.6
Gas para Refinación directo de PEP	6	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Producción PGPB	2,804	2,949	3,162	3,530	3,815	4,166	4,745	5,112	5,191	5,270	5,125	6.2
Directo de campos	710	708	818	1,056	1,413	1,640	1,874	2,072	2,182	2,244	2,114	11.5
Etano inyectado a ductos de gas seco	101	94	112	139	137	124	143	167	162	163	126	2.3
Otras corrientes suplementarias	14	16	21	22	22	22	22	22	22	22	22	4.5
Externa	380	635	1,063	813	1,014	1,381	1,502	1,632	1,809	1,875	1,928	17.6
Importaciones de sistemas aislados	228	363	479	634	828	868	883	1,013	1,191	1,267	1,327	19.3
Importaciones PGPB	140	236	256	330	345	349	355	409	459	451	459	12.6
Importaciones sector eléctrico	67	104	198	265	359	393	402	477	603	687	738	27.1
Importaciones por particulares	21	22	25	39	124	126	127	127	128	129	130	20.1
Importaciones por balance PGPB	152	272	584	178	186	194	194	194	194	183	175	1.4
Importaciones por balance PGPB (hijas: Kinder-Morgan MTY)	0	0	132	178	186	194	194	194	194	183	175	
Importaciones por balance PGPB (variables)	152	272	452	0	0	0	0	0	0	0	0	
Importación de gas natural licuado	0	0	0	0	0	319	425	425	425	425	425	
Demanda	4,385	4,837	5,783	6,421	7,282	8,246	9,228	9,959	10,322	10,531	10,272	8.9
Nacional	4,358	4,837	5,783	6,077	6,734	7,257	7,653	8,147	8,557	8,865	9,096	7.6
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,229	1,330	1,465	1,564	1,623	1,639	1,655	1,652	5.2
Pemex Exploración y Producción ²	505	513	670	626	654	701	766	796	809	821	825	5.0
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	0.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	293	316	339	368	402	402	403	396	4.4
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,214	1,334	1,295	1,262	1,274	1,219	1,134	1,087	1.2
Sector industrial	1,155	1,221	1,338	1,528	1,617	1,737	1,824	1,874	1,943	2,021	2,094	6.1
Industrial	838	923	1,031	1,124	1,208	1,318	1,391	1,437	1,506	1,583	1,656	7.0
Pemex Petroquímica	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.3
Sector eléctrico	1,156	1,463	1,937	1,932	2,227	2,480	2,676	3,006	3,351	3,621	3,801	12.6
Público	986	950	965	789	804	816	805	792	740	684	652	-4.1
Comisión Federal de Electricidad	950	919	916	778	790	802	790	792	740	684	652	-3.7
Luz y Fuerza del Centro	36	31	49	11	14	14	15	0	0	0	0	-39.8
Particulares	170	513	972	1,143	1,423	1,665	1,871	2,213	2,611	2,937	3,149	33.9
Productores independientes	90	385	750	899	1,094	1,310	1,511	1,854	2,248	2,573	2,786	40.9
Autogeneración	80	128	223	232	233	259	264	264	266	267	267	12.8
Generación para exportación	0	0	0	12	96	96	96	96	96	96	96	
Sector residencial	64	75	96	127	163	200	231	254	271	283	292	16.4
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	48.6
Externa	25	0	0	344	548	989	1,574	1,812	1,765	1,666	1,176	47.1
Exportaciones	25	0	0	344	548	989	1,574	1,812	1,765	1,666	1,176	47.1
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 neta de Pemex (ventas de primera mano)												
Oferta nacional total	4,074	4,201	4,720	5,608	6,268	6,865	7,726	8,327	8,513	8,657	8,345	7.43
<i>Menos</i>												
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,229	1,330	1,465	1,564	1,623	1,639	1,655	1,652	5.21
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,214	1,334	1,295	1,262	1,274	1,219	1,134	1,087	1.17
Oferta neta de Pemex (ventas de primera mano)	2,113	2,151	2,343	3,165	3,604	4,105	4,900	5,429	5,654	5,868	5,606	10.25
Saldo del comercio exterior												
Del País	-283	-635	-1,063	-468	-466	-392	73	180	-45	-209	-752	10.24
Del Sistema Nacional de Gasoductos	-5.6	-272	-464	344	548	989	1,574	1,812	1,765	1,666	1,176	—

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

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

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

tmca: Tasa media de crecimiento.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Cuadro 63
Balance nacional de gas natural: demanda base con
Tula y Salamanca con ejercicio de desarrollo acelerado, 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	6,379	7,245	8,226	9,198	9,938	10,247	10,458	10,259	8.7
Nacional	4,074	4,201	4,720	5,608	6,268	6,865	7,726	8,327	8,513	8,657	8,345	7.4
Gas de formación empleado por PEP ¹	197	194	235	197	197	221	231	234	236	238	235	1.8
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	242	216	372	665	684	692	710	720	720	720	723	11.6
Gas para Refinación directo de PEP	6	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Producción PGPB	2,804	2,949	3,162	3,530	3,815	4,166	4,745	5,112	5,191	5,270	5,125	6.2
Directo de campos	710	708	818	1,056	1,413	1,640	1,874	2,072	2,182	2,244	2,114	11.5
Etano inyectado a ductos de gas seco	101	94	112	139	137	124	143	167	162	163	126	2.3
Otras corrientes suplementarias	14	16	21	22	22	22	22	22	22	22	22	4.5
Externa	380	635	1,052	771	977	1,361	1,472	1,611	1,734	1,802	1,914	17.5
Importaciones de sistemas aislados	228	363	479	612	813	868	879	1,003	1,127	1,198	1,319	19.2
Importaciones PGPB	140	236	257	307	330	349	350	401	453	452	459	12.6
Importaciones sector eléctrico	67	104	198	266	359	393	402	475	546	616	730	27.0
Importaciones por particulares	21	22	25	39	124	126	127	127	128	129	130	20.1
Importaciones por balance PGPB	152	272	573	159	164	174	169	183	182	179	170	1.1
Importaciones por balance PGPB (fijas: Kinder-Morgan MTY)	0	0	127	159	164	174	169	183	182	179	170	
Importaciones por balance PGPB (variables)	152	272	446	0	0	0	0	0	0	0	0	
Importación de gas natural licuado	0	0	0	0	0	319	425	425	425	425	425	
Demanda	4,385	4,837	5,772	6,379	7,245	8,226	9,198	9,938	10,247	10,458	10,259	8.9
Nacional	4,358	4,837	5,772	6,038	6,672	7,225	7,609	7,959	8,372	8,687	8,908	7.4
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,229	1,330	1,465	1,564	1,576	1,592	1,608	1,605	4.9
Pemex Exploración y Producción ²	505	513	670	626	654	701	766	796	809	821	825	5.0
Pemex Refinación	230	244	275	309	359	425	429	378	380	383	383	5.2
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	293	316	339	368	402	402	403	396	4.4
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,214	1,334	1,295	1,262	1,274	1,219	1,134	1,087	1.2
Sector industrial	1,155	1,221	1,338	1,528	1,617	1,737	1,824	1,874	1,943	2,021	2,094	6.1
Industrial	838	923	1,031	1,124	1,208	1,318	1,391	1,437	1,506	1,583	1,656	7.0
Pemex Petroquímica	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.3
Sector eléctrico	1,156	1,463	1,926	1,893	2,165	2,448	2,631	2,865	3,212	3,489	3,660	12.2
Público	986	950	952	747	744	798	770	775	743	702	654	-4.0
Comisión Federal de Electricidad	950	919	905	734	733	783	756	775	742	701	654	-3.7
Luz y Fuerza del Centro	36	31	47	12	10	15	14	0	0	0	0	-39.9
Particulares	170	513	975	1,146	1,421	1,650	1,862	2,090	2,470	2,787	3,005	33.3
Productores independientes	90	385	752	902	1,092	1,295	1,502	1,730	2,107	2,424	2,643	40.2
Autogeneración	80	128	223	232	233	259	264	264	266	267	267	12.8
Generación para exportación	0	0	0	12	96	96	96	96	96	96	96	
Sector residencial	64	75	96	127	163	200	231	254	271	283	292	16.4
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	48.6
Externa	25	0	0	341	572	1,001	1,589	1,979	1,875	1,772	1,351	49.1
Exportaciones	25	0	0	341	572	1,001	1,589	1,979	1,875	1,772	1,351	49.1
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 neta de Pemex (ventas de primera mano)												
Oferta nacional total	4,074	4,201	4,720	5,608	6,268	6,865	7,726	8,327	8,513	8,657	8,345	7.43
<i>Menos</i>												
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,229	1,330	1,465	1,564	1,576	1,592	1,608	1,605	4.91
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,214	1,334	1,295	1,262	1,274	1,219	1,134	1,087	1.17
Oferta neta de Pemex (ventas de primera mano)	2,113	2,151	2,343	3,165	3,604	4,105	4,900	5,476	5,701	5,915	5,653	10.34
Saldo del comercio exterior												
Del País	-283	-635	-1,052	-430	-404	-360	117	368	141	-30	-563	7.10
Del Sistema Nacional de Gasoductos	-56	-272	-453	341	572	1,001	1,589	1,979	1,875	1,772	1,351	—

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

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

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

tmca: Tasa media de crecimiento.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

4.4 Inversiones en PGPB para el procesamiento y transporte de gas natural

El programa de inversiones de Pemex Gas y Petroquímica Básica tiene como objetivo, por el lado de la oferta, asegurar que exista suficiente capacidad de procesamiento para el gas húmedo amargo y dulce que producirá Pemex Exploración y Producción en los próximos diez años, y por el lado de la demanda, garantizar que exista suficiente capacidad de transporte para hacer llegar el suministro de gas natural al sector eléctrico y al resto del mercado, independientemente de que el gas sea de origen nacional o importado.

El programa contempla un nivel de inversiones en el periodo 2002-2011 por 43,335 millones de pesos a precios del 2002, y una cartera de proyectos y programas de inversión orientada a cinco rubros fundamentales:

1. *Seguridad y protección ambiental.* Para este concepto se destinarán 3,387 millones de pesos, equivalentes al 7.8% de la inversión total. Los principales proyectos de inversión encaminados a este apartado son: Nuevas plantas de azufre para hacer frente a la oferta de gas húmedo amargo, tratamientos de agua en cada uno de los Complejos Procesadores de Gas, así como una serie de programas para mejorar la seguridad en las instalaciones de la empresa.
2. *Incremento en la capacidad de producción y transporte.* El monto de inversiones que se dedicarán a este rubro ascienden a 14,489 millones de pesos, mismos que representan el 33.4% de la inversión total. Dentro de los proyectos que sobresalen en este apartado están: las criogénicas 1,2,3 y 4 de la estación 19, un proyecto integral para procesar gas en el sur de Burgos, el incremento de capacidad para fraccionamiento en el área Coatzacoalcos, una nueva planta criogénica en Ciudad Pemex y la construcción de cinco estaciones de compresión para gas natural.
3. *Mantenimiento de la capacidad.* El nivel de inversión para mantener los activos del Organismo en óptimas condiciones en los próximos 10 años, representa el 45.9% de la inversión total, esto es 19,881 millones de pesos. Destacan los proyectos de conservación de capacidad de producción en el CPG Cactus, el reacondicionamiento, rehabilitación y mantenimiento de equipo de transporte de gas natural, los libramientos y sustitución de ductos de gas licuado y petroquímicos y el mantenimiento integral de estaciones de compresión.
4. *Modernización de instalaciones.* El monto de inversiones orientado a este concepto es de 3,347 millones de pesos, equiva-

lentes al 7.7% de la inversión total. Los principales proyectos que se incluyen en este apartado son la adquisición de equipo y sistemas para la red de comunicación de PGPB, la modernización de instalaciones de proceso en el CPG Cactus, CPG Nuevo Pemex y CPG Ciudad Pemex entre otros.

5. *Administración.* Para aspectos administrativos se destinará el 5.1%, porcentaje que representa 2,231 millones de pesos. En este concepto destacan los recursos que se destinarán a mano de obra misma que está orientada fundamentalmente a la administración de proyectos.

Por otra parte, en caso de que se consolide el ejercicio de desarrollo acelerado del potencial de gas natural, se detonarían una serie de nuevos proyectos que cambiarían la visión actual del mercado de gas natural, orientando éste hacia regiones donde actualmente no es posible llevar este energético por falta de infraestructura de transporte.

Entre los principales proyectos que se vislumbran bajo este escenario se encuentran:

- Para abastecer gas natural a Ciudad Juárez se requiere la construcción de las estaciones de compresión Escobedo, El Dorado y Chávez, la inversión en estos proyectos es de 667 millones de pesos.
- Para suministrar gas natural a los clientes localizados en el área de Manzanillo, entre los cuales se encuentra CFE, se llevaría a cabo la construcción de un gasoducto de 30" x 315 km. y de una estación de compresión, lo cual requeriría de una inversión adicional de 2,727 millones de pesos.
- Para suministrar gas natural a la región Pacífico Sur y considerando el proyecto del gasoducto a Guatemala, sería necesario construir un gasoducto de 24" x 250 km. desde Jáltipan a Salina Cruz y una estación de compresión de 15,000 HP, la inversión estimada asciende a 1,616 millones de pesos.

Para garantizar el suministro a las plantas generadoras de energía eléctrica en Tamazunchale, San Luis Potosí se requeriría construir un gasoducto de 42" 320 km. de Naranjos - Tamazunchale - Palmillas; con dos estaciones de compresión con una potencia total de 55,000 HP, lo que representaría una inversión en conjunto de 4,040 millones de pesos.

PROGRAMAS DE AHORRO Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

El consumo de gas natural durante el periodo 1993 - 2001 creció a una tasa media anual de 4.6%, para el futuro se contempla un pronóstico de crecimiento sostenido a ritmos superiores al del crecimiento económico, lo que plantea retos y oportunidades inéditos para el país. En este sentido, la estrategia del ahorro de energía y aprovechamiento de energía renovable adquiere particular relevancia ya que se sitúa, dentro de la política energética, como uno de los mecanismos para hacer más eficiente la oferta y controlar la creciente demanda de este combustible.

El sector energético nacional avanza en tres objetivos de política pública: la preservación de los recursos energéticos no renovables, la modernización de los sectores consumidores de energía y la protección al medio ambiente. La instrumentación de una estrategia que contemple estos aspectos corresponde, en cierta medida, a la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae)¹, órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, la cual tiene a su cargo el desarrollo de los programas y acciones necesarios para tal fin.

Ante la importancia y necesidad de instrumentar adecuadamente esta estrategia, la Conae promueve la aplicación de un conjunto de acciones y la utilización de las mejores opciones tecnológicas disponibles para el ahorro y uso eficiente del Gas natural, en áreas como: la normalización de la eficiencia energética, la formación y el apoyo a los recursos humanos que intervienen en la elaboración de programas y proyectos relacionados con la materia; la difusión de los beneficios obtenidos con estas medidas; el fomento de la formación y consolidación de un mercado propio de productos y servicios para el ahorro y uso eficiente de la energía; el enlace con organismos capaces de proveer

¹ Mayor información sobre la Conae y sus actividades puede encontrarse en el Sitio en Internet: www.conae.gob.mx

financiamiento a proyectos, y el fortalecimiento de los mecanismos de información que faciliten llevar a cabo tales acciones.

Los programas y proyectos de ahorro de gas natural referidos en esta Prospectiva son algunos de los más importantes, tanto por su alcance como por sus efectos en el ámbito nacional. Sin embargo, existen otros a cargo de organismos públicos y empresas privadas que no son promovidos directamente por la Conae, lo que hace difícil integrar en este documento sus logros.

A continuación se presentan los programas y proyectos de ahorro de energía que tienen incidencia directa o indirecta en el consumo del gas natural y que son promovidos por la Conae.

5.1 Normalización

Uno de los mecanismos socialmente más rentables, por la cuantía y trascendencia de sus resultados, y que, además, contribuye significativamente a la preservación de los recursos energéticos no renovables, es la elaboración y aplicación de Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) de eficiencia energética, que regulan los consumos de energía de aquellos sistemas y equipos que, por su demanda de energía y número de unidades requeridas en el país, ofrecen un potencial de ahorro cuyo costo-beneficio es satisfactorio para la economía del país en general y, en particular, para los sectores de la producción y el consumo.

La Secretaría de Energía, a través de la Conae, expide las NOM's de eficiencia energética, elaboradas por el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional

de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE). Se trata de especificaciones técnicas, accesibles al público, elaboradas con la colaboración y el consenso de los sectores involucrados (público, privado, social e investigación y desarrollo); de aplicación obligatoria para todos los productos e instalaciones comprendidos en su campo de aplicación.

El CCNNPURRE establece cada año un programa de trabajo, el cual se integra al Programa Nacional de Normalización y, posteriormente, se publica en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

A la fecha se han publicado y se encuentran en vigor 20 NOM's, de éstas sólo cuatro se relacionan con el ahorro de energía térmica. En el cuadro 64 se presentan las normas de eficiencia energética relacionadas con el consumo de energía térmica que se encuentran vigentes y los ahorros estimados por la aplicación de cada una de estas normas. En este sentido, el ahorro estimado para el año 2002 es del orden de 72 millones de pies cúbicos al día (mmpcd) de gas natural.

Es importante señalar que los ahorros estimados por la aplicación de estas normas se presentan en volumen de gas natural, sin embargo, se requiere hacer un estudio detallado a efecto de determinar, de manera desagregada, la participación real de otros combustibles – diesel, combustóleo, gas licuado de petróleo, etc. – que son consumidos en los equipos y sistemas que amparan dichas normas. En este sentido, con la instrumentación de las políticas nacionales orientadas a fomentar el uso del gas natural en el país, se espera que en el mediano plazo la aplicación de estas normas tenga impactos crecientes en el ahorro de este combustible y por consecuencia, menores en otros.

Cuadro 64
Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia térmica¹

Norma/Equipo o sistema	Unidades comercializadas en 2002 (#)	Ahorro de energía por unidades comercializadas en 2002 mmpcd de GN	Unidades en operación ² (#)	Ahorro de energía por unidades en operación mmpcd de GN
NOM-002-ENER-1995/ Calderas Paquete	86	5.3	589	32
NOM-003-ENER-2000/ Calentadores de agua domésticos y comerciales	1090997	8.0	6872707	35
NOM-009-ENER-1995/ Aislamientos térmicos industriales	No aplica	1.1	No aplica	5
NOM-012-ENER-1996/ Calderas de baja capacidad		En proceso de cancelación		

Notas: ¹ El ahorro que se reporta se expresa en volumen de gas natural, sin embargo, se requiere hacer un estudio más detallado en cada una de estas normas a fin de determinar la participación real de otros combustibles.

² Se refiere a la suma de las unidades comercializadas durante el año 2000, más las que ya se encontraban en operación y que ya estaban normalizadas.

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, Conae. Basado en estudios beneficio /costo para la justificación de las NOM's.

De acuerdo con el programa de normalización 2002, se trabaja en el desarrollo de un proyecto de norma nuevo (NOM-019-ENER Máquinas para hacer tortillas) el cual se espera terminar para finales del año 2003.

Además de las actividades de elaboración y actualización de normas en eficiencia energética, la Conae realiza acciones para lograr la acreditación y aprobación de organismos de certificación, laboratorios de prueba de productos y unidades de verificación de sistemas, con el objeto de promover el cabal cumplimiento de las NOM-ENER de eficiencia energética hasta ahora publicadas en

el DOF. Asimismo, se ha apoyado en coordinación con los Subcomités de Evaluación de Organismos de Certificación, Laboratorios de Prueba (rama eléctrica-electrónica y metal-mecánica) y de Unidades de Verificación de la entidad mexicana de acreditación (EMA), la acreditación y aprobación de organismos de certificación, laboratorios de prueba y Unidades de Verificación.

En el cuadro 65 se muestra la prospectiva de ahorro de energía por la aplicación de las normas de eficiencia energética relacionadas con la energía térmica. En el lapso 2002 – 2011, se estima lograr ahorros acumulados en consumo de energía del orden de 217 mmpcd de GN.

Cuadro 65
Ahorros estimados por la aplicación de las NOM's en eficiencia térmica, 2002-2011

Año	Ahorro de Energía mmpcd de GN
2002	72
2003	86
2004	102
2005	118
2006	134
2007	152
2008	170
2009	184
2010	201
2011	217

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, Conae. Basado en estudios costo/beneficio desarrollados para la justificación para la elaboración de las NOM's.

5.2 Cogeneración

La ventaja comparativa de la cogeneración, respecto a los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica, radica en su alta eficiencia de conversión de energía, la cual se puede traducir en ahorro de combustible y, por consiguiente, en una disminución de emisiones contaminantes.

Los sistemas de cogeneración, que satisfacen al 100% los requerimientos térmicos de una planta, generalmente, alcanzan eficiencias de aprovechamiento de la energía superiores al 70% y, además, proporcionan energía eléctrica excedente, que puede ser vendida al suministrador o ser consumida en otras instalaciones asociadas al sistema de cogeneración.

En 1995, la Conae elaboró un estudio sobre el Potencial Nacional de Cogeneración, con el fin de determinar el potencial teórico de cogeneración aprovechable en los sectores industrial, comercial y

petroquímico de Pemex. Posteriormente, en 1997 se adicionó el potencial de cogeneración que representa PEMEX Refinación. Derivado de este estudio, se estimó que el potencial teórico nacional de cogeneración se ubica entre 8360 y 15670 MW, dependiendo de la forma en que se obtenga la energía útil para el proceso de cada industria o comercio.

En este mismo sentido, y con el propósito de definir, durante el periodo de esta prospectiva, el potencial de cogeneración técnica y económicamente factible, se aplicaron, a los valores antes obtenidos, factores que abarcan las variables más importantes en el desarrollo de estos proyectos. Se obtuvo, así, un potencial rentable, que varía entre los 3000 y 5500 MW. Los factores utilizados para este cálculo consideran diversas variables, como la situación económica actual del país y el marco normativo existente en la materia, los cuales pueden modificarse y, por ende, alterar de forma significativa el potencial técnico - económico estimado (cuadro 66).

Cuadro 66
Potencial nacional de cogeneración, 2002-2011
(Teórico vs. técnico-económico)

Sector	Con combustible adicional MW		Sin combustible adicional MW		Participación porcentual (%)
	Teórico	Técnico-Económico	Teórico	Técnico-Económico	
Total	8,360	2,930	15,670	5,495	100.0
Industrial	5,200	1,820	9,750	3,410	62.0
Pemex Petroquímica	1,610	565	3,000	1,060	19.3
Pemex Refinación	780	275	1,470	515	9.4
Comercial	770	270	1,450	510	9.3

Nota: Para mayor información consultar el documento potencial nacional de cogeneración, Conae, México, 1995.
Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, 2002.

En 1996 se constituyó, dentro de la Conae, la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración, integrada por instituciones gubernamentales, centros de investigación y empresas privadas, con objeto de apoyar la instalación de sistemas de cogeneración en el país. Las acciones específicas que la Subcomisión ha desarrollado a la fecha, están encaminadas a minimizar las barreras que frenan el desarrollo de estos proyectos.

Así, en el seno de la Subcomisión, se han hecho propuestas tendientes a la modificación de la LSPEE y su Reglamento, así como

al análisis de rentabilidad de los proyectos de cogeneración, en función de las condiciones técnicas y económicas actuales

De acuerdo con las políticas nacionales orientadas a fomentar el aprovechamiento de los potenciales de ahorro de energía, los sistemas de cogeneración deberán diseñarse de manera que satisfagan, al ciento por ciento, los requerimientos térmicos de la instalación que los utilice, con el objetivo de lograr la máxima eficiencia global del sistema; de esta forma, se podría obtener energía eléctrica excedente.

Al mes de agosto de 2002, la CRE² tenía registrados 31 permisos de cogeneración vigentes. De éstos, cuatro se encontraban en la etapa de construcción y 27 en operación, de los cuales 22 consumen gas natural, tres combustóleo, uno diesel y uno más energía térmica residual. El agregado de estos proyectos en operación representan una capacidad de 1136 MW, una generación eléctrica de 5691 GWh/año. En el cuadro 67 se presenta la generación de energía eléctrica por tecnología utilizada en estos permisos.

Cuadro 67
Sistemas de cogeneración en operación (Agosto de 2002)

Tecnología	Permisos No.	Capacidad MW	Generación GWh	F.P. (%)
Total	27	1,136	5,691	57%
M. combustión interna	2	10	56	64%
Ciclo combinado	6	380	1,548	47%
Turbina de vapor	7	387	2,371	70%
Turbina de gas	12	359	1,716	54%

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, 2002, con base en información de la CRE.

En el cuadro 68 se muestra una estimación del desarrollo de estos sistemas al año 2011, tomando como base los permisos de cogeneración otorgados por la CRE hasta la fecha, así como la evolución esperada del consumo de gas natural en estos sistemas. En este sentido, se contempla que para finales del año 2011 estén instalados alrededor de 2724 MW en sistemas de cogeneración, con lo que se generarían alrededor de 16706 GWh/año.

Cuadro 68
**Prospectiva de participación externa a CFE por
sistemas de cogeneración, 2002-2011**

Año	Capacidad MW	Generación GWH	FP (%)	Consumo GN mmpcd	Ahorro GN mmpcd
2002	1136	5691	57%	177	62
2003	1449	8184	64%	255	89
2004	1449	8184	64%	255	89
2005	2033	12033	68%	374	131
2006	2135	13090	70%	407	143
2007	2241	13744	70%	427	150
2008	2353	14431	70%	449	157
2009	2471	15153	70%	471	165
2010	2595	15911	70%	495	174
2011	2724	16706	70%	520	182

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, 2002, Conae, con base en información de la CRE.

² Tabla General de Permisos Autorizados de Generación e Importación de Energía Eléctrica, agosto de 2002, CRE.

5.3 Programas de ahorro de energía

En conjunto los sectores energético e industrial utilizan más de 95% del gas natural que consume el país, por ello, los programas de ahorro de energía cobran particular relevancia entre la gama de mecanismos para controlar el crecimiento de la demanda de dicho combustible. Bajo esta lógica la Conae lleva al cabo programas en estos sectores, a fin de lograr un ahorro de energía que pueda significar, para estas empresas, un aumento importante en la productividad, mejoras para el medio ambiente y la difusión de la cultura del cuidado de la energía entre la población. Si bien estos programas no se realizan exclusivamente para ahorrar Gas natural, este combustible es el principal energético utilizado dentro de los sectores mencionados, por lo que los ahorros energéticos logrados, en la mayoría de los casos, tienen incidencia directa o indirecta en el ahorro de este combustible. A continuación se presentan las acciones más importantes que se llevan a cabo a través de la Conae, dentro de las empresas paraestatales y privadas del país.

5.3.1 Empresas paraestatales

Durante los últimos años los sectores petrolero y eléctrico han sido los consumidores de gas natural más importantes del país, y hoy en día representan alrededor del 65% de la demanda nacional. La Conae consciente de la importancia que las empresas energéticas (Pemex, CFE y LFC) tienen en la estructura del consumo de energía y de sus potenciales para ahorrarla, instrumentó una estrategia que ha evolucionado positivamente a través del tiempo y donde resalta el proceso que se ha seguido dentro de Pemex y que actualmente es la base para atender a CFE y LFC.

En este sentido, un cambio significativo en esta estrategia, se realizó en el periodo 1995-1998, dentro del llamado *Comité de ahorro de energía Pemex-Conae*. Al inicio la Conae brindaba apoyos puntuales de asistencia técnica para el desarrollo del proyecto y

para finales del periodo ya realizaba apoyos para la instrumentación una campaña generalizada de ahorro de energía al interior de la empresa. Como fruto de cuatro años de trabajo en este comité, en 1999 se llevó al cabo la *Campaña Institucional de Ahorro de Energía y Protección Ambiental*, donde se fijó como meta reducir en un año el 5% de sus índices de consumo interno de energéticos en la totalidad de centros de trabajo y entidades de Pemex. Cabe señalar que dicha campaña está directamente ligada con algunos elementos contenidos en los lineamientos del Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA), iniciado en 1998.

Con la institucionalización permanente del programa de uso eficiente en la energía dentro del SIASPA, en el año 2000, se inició una nueva etapa dentro de la estrategia planteada para este sector, en ella se puso especial énfasis en la implantación de un programa de gran alcance que promueve acciones y proyectos tendientes a incrementar la eficiencia energética de todo el sector y tiene la particularidad de haber incorporado, a través de Internet, herramientas analíticas, esquemas y protocolos que permiten profundizar en la identificación sistemática y en el aprovechamiento de los potenciales existentes de ahorro de energía de los equipos individuales, procesos particulares o instalaciones en general, además de establecer una estructura institucional de operación y seguimiento dentro del propio Pemex.

En términos cuantitativos, durante el año 2002 se estima que Pemex obtenga un ahorro, principalmente en Gas natural, del orden de los 85 mmpcd, exclusivamente por medidas de eficiencia energética que directamente apoya la Comisión. En el cuadro 69 se presenta la estimación del ahorro en Gas natural que se espera obtener como resultado del aprovechamiento de los potenciales detectados dentro del sector energético, con lo cual, se espera que para el 2011 se logre un ahorro anual de alrededor de 301 mmpcd de gas natural.

Cuadro 69
Prospectiva del ahorro de energía
en el sector energético, 2002-2011

Año	Ahorro de GN mmpcd
2002	85
2003	104
2004	125
2005	147
2006	169
2007	193
2008	218
2009	244
2010	272
2011	301

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, Conae.

5.3.2 Empresas privadas

El sector industrial es el segundo consumidor de gas natural en el país, con una participación promedio de 29% del total nacional. Esto ha sido posible por las acciones de fomento en el uso de este combustible en el proceso de sustitución de diesel y combustóleo en la mayoría de los procesos productivos de las empresas.

Derivado de la experiencia de 12 años de trabajo, la Conae estableció dos programas sectoriales de gran alcance diseñados específicamente para atender a los grandes corporativos y a las medianas y pequeñas empresas del país.

En términos generales, estos programas son un conjunto de protocolos y componentes técnicos conformados principalmente por información, herramientas de cálculo, cursos de capacitación, servicios de asistencia técnica y campañas de promoción, todo ello con el objetivo de proporcionar a los usuarios de energía los elementos necesarios para identificar y evaluar sus potenciales de ahorro de energía y de energía renovable, así como para llevar al cabo las acciones necesarias para su aprovechamiento.

Cada uno de estos programas cuenta con estrategias específicas de operación y acceso a la información donde se pone especial énfasis en las características particulares de cada usuario de energía. En el caso de grandes corporativos, la Conae concentra sus esfuerzos en el apoyo al desarrollo de capacidades gerenciales para que diseñen e instrumenten, dentro de sus propias instala-

ciones, programas integrales de ahorro de energía y aprovechamiento de energía renovable. Por otra parte, para atender a las pequeñas y medianas empresas, la Conae, consciente de las limitadas capacidades técnicas y financieras que la mayoría de estos usuarios de energía tienen para atender la multiplicidad de aspectos que comprende la actividad empresarial, particularmente en temas energéticos, ha venido operando una estrategia que consiste fundamentalmente en el establecimiento y operación de la Red Nacional de Puertos de Atención Conae con el fin de aumentar y reforzar la oferta de asistencia técnica para que estos usuarios identifiquen y aprovechen sus oportunidades de eficiencia energética.

Cabe señalar que, con la instrumentación de estos programas se identifican potenciales de ahorro de energía, independientemente del combustible utilizado. Sin embargo, considerando las tendencias de crecimiento en el uso del gas natural en el país y particularmente dentro de las empresas privadas, se espera que los resultados en ahorro de energía tengan impactos crecientes en el ahorro de Gas natural.

En términos cuantitativos, durante el año 2002 se estiman ahorros del orden de los 1.7 mmpcd y se espera que, para el año 2011 se logre un ahorro anual de alrededor de 6 mmpcd de Gas natural (cuadro 70). Dado que continuamente es mayor el número empresas privadas con las cuales colabora la Conae, los potenciales de ahorro y los ahorros alcanzados se irán actualizando en los próximos años.

Cuadro 70
Prospectiva del ahorro de energía
en empresas privadas, 2002-2011

Año	Ahorro de GN mmpcd
2002	1.7
2003	1.9
2004	2.2
2005	2.6
2006	3.0
2007	3.4
2008	3.9
2009	4.5
2010	5.2
2011	6.0

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, Conae.

Cuadro 71
Balance nacional de gas natural: demanda alta sin
Tula y Salamanca con escenario de oferta 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	4,845	5,803	6,253	7,019	7,878	8,712	9,234	9,545	9,634	9,196	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	5.9
Gas de formación empleado por PEP ¹	197	194	235	194	202	226	231	233	235	236	235	1.8
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	242	216	372	646	649	650	646	644	646	647	648	10.3
Gas para Refinación directo de PEP	6	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción PGPB	2,804	2,949	3,162	3,325	3,580	3,836	4,287	4,480	4,507	4,477	4,125	3.9
Directo de campos	710	708	818	1,114	1,404	1,632	1,866	2,064	2,176	2,237	2,116	11.5
Etano inyectado a ductos de gas seco	101	94	112	137	145	127	151	152	141	130	110	0.9
Otras corrientes suplementarias	14	16	21	22	22	22	22	22	22	22	22	4.5
Externa	380	643	1,082	815	1,017	1,385	1,507	1,639	1,817	1,885	1,939	17.7
Importaciones de sistemas aislados	228	363	480	636	831	872	888	1,020	1,199	1,277	1,339	19.4
Importaciones PGPB	140	237	257	332	347	352	359	414	465	458	468	12.8
Importaciones sector eléctrico	67	104	198	265	359	393	402	477	603	687	738	27.1
Importaciones por particulares	21	22	25	39	125	127	128	129	130	132	133	20.3
Importaciones por balance PGPB	152	280	602	178	186	194	194	194	194	183	175	1.4
Importaciones por balance PGPB (fijas: Kinder-Morgan MTY)	0	0	132	178	186	194	194	194	194	183	175	0
Importaciones por balance PGPB (variables)	152	280	471	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importación de gas natural licuado	0	0	0	0	0	319	425	425	425	425	425	0
Demanda	4,385	4,845	5,803	6,253	7,019	7,878	8,712	9,234	9,545	9,634	9,196	7.7
Nacional	4,358	4,845	5,803	6,115	6,732	7,257	7,662	8,112	8,553	8,887	9,116	7.7
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,256	1,348	1,477	1,574	1,581	1,587	1,589	1,556	4.6
Pemex Exploración y Producción ²	505	513	670	672	701	749	800	820	828	836	822	5.0
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	0.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	274	287	302	344	336	330	323	304	1.6
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.0
Sector industrial	1,155	1,229	1,356	1,563	1,670	1,810	1,916	1,989	2,086	2,193	2,294	7.1
Industrial	838	931	1,049	1,159	1,262	1,391	1,483	1,552	1,648	1,755	1,857	8.3
Pemex Petroquímica	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.3
Sector eléctrico	1,156	1,463	1,937	1,932	2,227	2,480	2,676	3,006	3,351	3,621	3,801	12.6
Público	986	950	965	789	804	816	805	792	740	684	652	-4.1
Comisión Federal de Electricidad	950	919	916	778	790	802	790	792	740	684	652	-3.7
Luz y Fuerza del Centro	36	31	49	11	14	14	15	0	0	0	0	-39.8
Particulares	170	513	972	1,143	1,423	1,665	1,871	2,213	2,611	2,937	3,149	33.9
Productores independientes	90	385	750	899	1,094	1,310	1,511	1,854	2,248	2,573	2,786	40.9
Autogeneración	80	128	223	232	233	259	264	264	266	267	267	12.8
Generación para exportación	0	0	0	12	96	96	96	96	96	96	96	0
Sector residencial	64	76	97	128	165	203	235	260	278	291	301	16.7
Sector servicios	21	24	30	39	51	64	76	88	100	112	124	19.6
Sector Autotransporte	1	2	6	11	17	23	30	39	49	59	70	48.6
Externa	25	0	0	138	286	621	1,050	1,122	992	748	80	12.3
Exportaciones	25	0	0	138	286	621	1,050	1,122	992	748	80	12.3
Empaque PGPB	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencias estadísticas	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oferta neta de Pemex (ventas de primera mano)												
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
<i>Menos</i>												
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 internas	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.03
Oferta neta de Pemex (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
Saldo del comercio exterior												
Del País	-283	-643	-1,082	-676	-731	-765	-457	-517	-826	-1,137	-1,860	20.70
Del Sistema Nacional de Gasoductos	-56	-280	-482	138	286	621	1,050	1,122	992	748	80	—

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

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

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

tmca: Tasa media de crecimiento.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapa, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Cuadro 72
Balance nacional de gas natural: demanda alta 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	4,845	5,792	6,211	6,981	7,857	8,682	9,213	9,470	9,561	9,182	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	5.9
Gas de formación empleado por PEP ¹	197	194	235	194	202	226	231	233	235	236	235	1.8
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	242	216	372	646	649	650	646	644	646	647	648	10.3
Gas para Refinación directo de PEP	6	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Producción PGPB	2,804	2,949	3,162	3,325	3,580	3,836	4,287	4,480	4,507	4,477	4,125	3.9
Directo de campos	710	708	818	1,114	1,404	1,632	1,866	2,064	2,176	2,237	2,116	11.5
Etano inyectado a ductos de gas seco	101	94	112	137	145	127	151	152	141	130	110	0.9
Otras corrientes suplementarias	14	16	21	22	22	22	22	22	22	22	22	4.5
Externa	380	643	1,072	773	980	1,365	1,478	1,618	1,742	1,812	1,926	17.6
Importaciones de sistemas aislados	228	363	480	614	816	872	884	1,010	1,135	1,208	1,331	19.3
Importaciones PGPB	140	237	258	309	332	353	354	406	459	460	468	12.8
Importaciones sector eléctrico	67	104	198	266	359	393	402	475	546	616	730	27.0
Importaciones por particulares	21	22	25	39	125	127	128	129	130	132	133	20.3
Importaciones por balance PGPB	152	280	591	159	164	174	169	183	182	179	170	1.1
Importaciones por balance PGPB (fijas: Kinder-Morgan MTY)	0	0	127	159	164	174	169	183	182	179	170	
Importaciones por balance PGPB (variables)	152	280	465	0	0	0	0	0	0	0	0	
Importación de gas natural licuado	0	0	0	0	0	319	425	425	425	425	425	
Demanda	4,385	4,845	5,792	6,211	6,981	7,857	8,682	9,213	9,470	9,561	9,182	7.7
Nacional	4,358	4,845	5,792	6,076	6,670	7,225	7,618	7,924	8,368	8,708	8,928	7.4
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,256	1,348	1,477	1,574	1,534	1,540	1,542	1,509	4.3
Pemex Exploración y Producción ²	505	513	670	672	701	749	800	820	828	836	822	5.0
Pemex Refinación	230	244	275	309	359	425	429	378	380	383	383	5.2
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	274	287	302	344	336	330	323	304	1.6
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.0
Sector industrial	1,155	1,229	1,356	1,563	1,670	1,810	1,916	1,989	2,086	2,193	2,294	7.1
Industrial	838	931	1,049	1,159	1,262	1,391	1,483	1,552	1,648	1,755	1,857	8.3
Pemex Petroquímica	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.3
Sector eléctrico	1,156	1,463	1,926	1,893	2,165	2,448	2,631	2,865	3,212	3,489	3,660	12.2
Público	986	950	952	747	744	798	770	775	743	702	654	-4.0
Comisión Federal de Electricidad	950	919	905	734	733	783	756	775	742	701	654	-3.7
Luz y Fuerza del Centro	36	31	47	12	10	15	14	0	0	0	0	-39.9
Particulares	170	513	975	1,146	1,421	1,650	1,862	2,090	2,470	2,787	3,005	33.3
Productores independientes	90	385	752	902	1,092	1,295	1,502	1,730	2,107	2,424	2,643	40.2
Autogeneración	80	128	223	232	233	259	264	264	266	267	267	12.8
Generación para exportación	0	0	0	12	96	96	96	96	96	96	96	
Sector residencial	64	76	97	128	165	203	235	260	278	291	301	16.7
Sector servicios	21	24	30	39	51	64	76	88	100	112	124	19.6
Sector Autotransporte	1	2	6	11	17	23	30	39	49	59	70	48.6
Externa	25	0	0	135	311	633	1,065	1,289	1,102	853	255	26.2
Exportaciones	25	0	0	135	311	633	1,065	1,289	1,102	853	255	26.2
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 neta de Pemex (ventas de primera mano)												
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
<i>Menos</i>												
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 internas	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.03
Oferta neta de Pemex (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	8.50
Saldo del comercio exterior												
Del País	-283	-643	-1,072	-637	-669	-732	-413	-329	-640	-959	-1,671	19.41
Del Sistema Nacional de Gasoductos	-56	-280	-471	135	311	633	1,065	1,289	1,102	853	255	—

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

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

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

tmca: Tasa media de crecimiento.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Cuadro 73
Balance nacional de gas natural: demanda alta sin
Tula y Salamanca con ejercicio de desarrollo acelerado, 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	4,845	5,803	6,423	7,285	8,250	9,233	9,966	10,330	10,541	10,284	8.7
Nacional	4,074	4,201	4,720	5,608	6,268	6,865	7,726	8,327	8,513	8,657	8,345	7.4
Gas de formación empleado por PEP ¹	197	194	235	197	197	221	231	234	236	238	235	1.8
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	242	216	372	665	684	692	710	720	720	720	723	11.6
Gas para Refinación directo de PEP	6	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Producción PGPB	2,804	2,949	3,162	3,530	3,815	4,166	4,745	5,112	5,191	5,270	5,125	6.2
Directo de campos	710	708	818	1,056	1,413	1,640	1,874	2,072	2,182	2,244	2,114	11.5
Etano inyectado a ductos de gas seco	101	94	112	139	137	124	143	167	162	163	126	2.3
Otras corrientes suplementarias	14	16	21	22	22	22	22	22	22	22	22	4.5
Externa	380	643	1,082	815	1,017	1,385	1,507	1,639	1,817	1,885	1,939	17.7
Importaciones de sistemas aislados	228	363	480	636	831	872	888	1,020	1,199	1,277	1,339	19.4
Importaciones PGPB	140	237	257	332	347	352	359	414	465	458	468	12.8
Importaciones sector eléctrico	67	104	198	265	359	393	402	477	603	687	738	27.1
Importaciones por balance PGPB	21	22	25	39	125	127	128	129	130	132	133	20.3
Importaciones por balance PGPB	152	280	602	178	186	194	194	194	194	183	175	1.4
Importaciones por balance PGPB (fijas: Kinder-Morgan MTY)	0	0	132	178	186	194	194	194	194	183	175	
Importaciones por balance PGPB (variables)	152	280	471	0	0	0	0	0	0	0	0	
Importación de gas natural licuado	0	0	0	0	0	319	425	425	425	425	425	
Demanda	4,385	4,845	5,803	6,423	7,285	8,250	9,233	9,966	10,330	10,541	10,284	8.9
Nacional	4,358	4,845	5,803	6,116	6,794	7,340	7,758	8,279	8,722	9,064	9,329	7.9
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,229	1,330	1,465	1,564	1,623	1,639	1,655	1,652	5.2
Pemex Exploración y Producción ²	505	513	670	626	654	701	766	796	809	821	825	5.0
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	0.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	293	316	339	368	402	402	403	396	4.4
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,214	1,334	1,295	1,262	1,274	1,219	1,134	1,087	1.2
Sector industrial	1,155	1,229	1,356	1,563	1,670	1,810	1,916	1,989	2,086	2,193	2,294	7.1
Industrial	838	931	1,049	1,159	1,262	1,391	1,483	1,552	1,648	1,755	1,857	8.3
Pemex Petroquímica	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.3
Sector eléctrico	1,156	1,463	1,937	1,932	2,227	2,480	2,676	3,006	3,351	3,621	3,801	12.6
Público	986	950	965	789	804	816	805	792	740	684	652	-4.1
Comisión Federal de Electricidad	950	919	916	778	790	802	790	792	740	684	652	-3.7
Luz y Fuerza del Centro	36	31	49	11	14	14	15	0	0	0	0	-39.8
Particulares	170	513	972	1,143	1,423	1,665	1,871	2,213	2,611	2,937	3,149	33.9
Productores independientes	90	385	750	899	1,094	1,310	1,511	1,854	2,248	2,573	2,786	40.9
Autogeneración	80	128	223	232	233	259	264	264	266	267	267	12.8
Generación para exportación	0	0	0	12	96	96	96	96	96	96	96	
Sector residencial	64	76	97	128	165	203	235	260	278	291	301	16.7
Sector servicios	21	24	30	39	51	64	76	88	100	112	124	19.6
Sector Autotransporte	1	2	6	11	17	23	30	39	49	59	70	48.6
Externa	25	0	0	308	491	911	1,475	1,687	1,608	1,477	955	44.0
Exportaciones	25	0	0	308	491	911	1,475	1,687	1,608	1,477	955	44.0
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 neta de Pemex (ventas de primera mano)												
Oferta nacional total	4,074	4,201	4,720	5,608	6,268	6,865	7,726	8,327	8,513	8,657	8,345	7.46
<i>Menos</i>												
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,229	1,330	1,465	1,564	1,623	1,639	1,655	1,652	5.21
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,214	1,334	1,295	1,262	1,274	1,219	1,134	1,087	1.17
Oferta neta de Pemex (ventas de primera mano)	2,113	2,151	2,343	3,165	3,604	4,105	4,900	5,429	5,654	5,868	5,606	10.25
Saldo del comercio exterior												
Del País	-283	-643	-1,082	-507	-526	-475	-32	48	-209	-408	-985	13.26
Del Sistema Nacional de Gasoductos	-5.6	-280	-482	308	491	911	1,475	1,687	1,608	1,477	955	—

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

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

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

tmca: Tasa media de crecimiento.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Cuadro 74
Balance nacional de gas natural: demanda alta con Tula y Salamanca
con ejercicio de desarrollo acelerado, 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	4,845	5,792	6,381	7,248	8,230	9,204	9,945	10,255	10,468	10,271	8.7
Nacional	4,074	4,201	4,720	5,608	6,268	6,865	7,726	8,327	8,513	8,657	8,345	7.4
Gas de formación empleado por PEP ¹	197	194	235	197	197	221	231	234	236	238	235	1.8
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	242	216	372	665	684	692	710	720	720	720	723	11.6
Gas para Refinación directo de PEP	6	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Producción PGPB	2,804	2,949	3,162	3,530	3,815	4,166	4,745	5,112	5,191	5,270	5,125	6.2
Directo de campos	710	708	818	1,056	1,413	1,640	1,874	2,072	2,182	2,244	2,114	11.5
Etano inyectado a ductos de gas seco	101	94	112	139	137	124	143	167	162	163	126	2.3
Otras corrientes suplementarias	14	16	21	22	22	22	22	22	22	22	22	4.5
Externa	380	643	1,072	773	980	1,365	1,478	1,618	1,742	1,812	1,926	17.6
Importaciones de sistemas aislados	228	363	480	614	816	872	884	1,010	1,135	1,208	1,331	19.3
Importaciones PGPB	140	237	258	309	332	353	354	406	459	460	468	12.8
Importaciones sector eléctrico	67	104	198	266	359	393	402	475	546	616	730	27.0
Importaciones por balance PGPB	21	22	25	39	125	127	128	129	130	132	133	20.3
Importaciones por balance PGPB (fijas: Kinder-Morgan MTY)	152	280	591	159	164	174	169	183	182	179	170	1.1
Importaciones por balance PGPB (variables)	0	0	127	159	164	174	169	183	182	179	170	
Importaciones por balance PGPB (variables)	152	280	465	0	0	0	0	0	0	0	0	
Importación de gas natural licuado	0	0	0	0	0	319	425	425	425	425	425	
Demanda	4,385	4,845	5,792	6,381	7,248	8,230	9,204	9,945	10,255	10,468	10,271	8.9
Nacional	4,358	4,845	5,792	6,077	6,732	7,308	7,714	8,091	8,536	8,886	9,141	7.7
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,229	1,330	1,465	1,564	1,576	1,592	1,608	1,605	4.9
Pemex Exploración y Producción ²	505	513	670	626	654	701	766	796	809	821	825	5.0
Pemex Refinación	230	244	275	309	359	425	429	378	380	383	383	5.2
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	258	269	296	293	316	339	368	402	402	403	396	4.4
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,214	1,334	1,295	1,262	1,274	1,219	1,134	1,087	1.2
Sector industrial	1,155	1,229	1,356	1,563	1,670	1,810	1,916	1,989	2,086	2,193	2,294	7.1
Industrial	838	931	1,049	1,159	1,262	1,391	1,483	1,552	1,648	1,755	1,857	8.3
Pemex Petroquímica	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.3
Sector eléctrico	1,156	1,463	1,926	1,893	2,165	2,448	2,631	2,865	3,212	3,489	3,660	12.2
Público	986	950	952	747	744	798	770	775	743	702	654	-4.0
Comisión Federal de Electricidad	950	919	905	734	733	783	756	775	742	701	654	-3.7
Luz y Fuerza del Centro	36	31	47	12	10	15	14	0	0	0	0	-39.9
Particulares	170	513	975	1,146	1,421	1,650	1,862	2,090	2,470	2,787	3,005	33.3
Productores independientes	90	385	752	902	1,092	1,295	1,502	1,730	2,107	2,424	2,643	40.2
Autogeneración	80	128	223	232	233	259	264	264	266	267	267	12.8
Generación para exportación	0	0	0	12	96	96	96	96	96	96	96	
Sector residencial	64	76	97	128	165	203	235	260	278	291	301	16.7
Sector servicios	21	24	30	39	51	64	76	88	100	112	124	19.6
Sector Autotransporte	1	2	6	11	17	23	30	39	49	59	70	48.6
Externa	25	0	0	304	516	922	1,490	1,853	1,719	1,582	1,130	46.5
Exportaciones	25	0	0	304	516	922	1,490	1,853	1,719	1,582	1,130	46.5
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 neta de Pemex (ventas de primera mano)												
Oferta nacional total	4,074	4,201	4,720	5,608	6,268	6,865	7,726	8,327	8,513	8,657	8,345	7.43
<i>Menos</i>												
Sector petrolero autoconsumo	994	1,027	1,242	1,229	1,330	1,465	1,564	1,576	1,592	1,608	1,605	4.91
Sector petrolero recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,214	1,334	1,295	1,262	1,274	1,219	1,134	1,087	1.17
Oferta neta de Pemex (ventas de primera mano)	2,113	2,151	2,343	3,165	3,604	4,105	4,900	5,476	5,701	5,915	5,653	10.34
Saldo del comercio exterior												
Del País	-283	-643	-1,072	-468	-464	-443	12	236	-23	-229	-796	10.88
Del Sistema Nacional de Gasoductos	-56	-280	-471	304	516	922	1,490	1,853	1,719	1,582	1,130	—

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

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

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

tmca: Tasa media de crecimiento.

Fuente: IMP, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

La *Prospectiva del mercado de gas natural* presenta su anexo metodológico en el que se explican los criterios y consideraciones del Instituto Mexicano del Petróleo para el cálculo de la demanda de la cogeneración y autoabastecimiento, del sector industrial, residencial, de servicios, así como del autotransporte. Con ello se pone a disposición del lector las innovaciones y especificaciones econométricas que arrojaron los resultados de esta *Prospectiva*.

1. Sector industrial

Objetivos

Estimar la demanda regional de gas natural del sector industrial para el periodo 2002-2011, considerando:

- Tres escenarios de crecimiento económico: base, alto y moderado.
- Aplicación de norma ambiental.
- Un escenario de precios para los combustibles industriales.

Innovaciones

- Se recopiló una base de datos que concentra información sobre la demanda de gas natural por parte del sector industrial por rama de uso final.
- La estimación tendencial de la demanda se realizó a través del análisis regional de cinco grupos de ramas industriales.
- Se realizó la evaluación de la demanda futura, considerando la incorporación de las restricciones ambientales en los tres escenarios económicos propuestos.

Estimación por grupo de ramas industriales

El desarrollo de la estimación del sector industrial se realizó en tres etapas básicas¹:

- Estimación tendencial.
- Incorporación de la norma ambiental.
- Incorporación de la demanda adicional por creación de nueva infraestructura de distribución de gas natural.

Estimación tendencial

Los modelos empleados en prospectivas anteriores retomaron el comportamiento regional de la industria en su conjunto, sin considerar el detalle de alguna actividad productiva en específico. A partir del esfuerzo realizado en esta ocasión, se logró generar una base de datos que especifica el consumo del gas natural al nivel de rama industrial. Con esta información, se contó con la capacidad de desarrollar una serie de estimaciones regionales a partir de cinco grupos de ramas industriales, evaluadas como intensivas en el uso de gas natural y en general de energía.

Después de revisar el consumo histórico, se determinó que las ramas o grupos de ramas con mayor presencia en este mercado son:

- Industrias básicas de metales (ramas 46 y 47²).
- Química, hule y plásticos (ramas de la 35 a la 42).
- Vidrio y productos de vidrio (rama 43).
- Papel y cartón, imprentas y editoriales (ramas de la 31 y a la 32).
- Cemento hidráulico (rama 44).
- El resto de las ramas industriales³.

Los trabajos de esta estimación se iniciaron con la búsqueda de la siguiente información, a nivel de rama o grupo de ramas:

- Características del proceso productivo por opción tecnológica.
- Empresas representativas de la rama o grupo de ramas.
- Evolución del consumo de energía
- Evaluación de coeficientes de energía/producto por tipo de opción tecnológica.

- Desarrollo general de la rama: producción, importación de bienes sustitutos y materias primas, niveles de ventas al exterior, entre otros.

La mayor parte de la información se recopiló a partir de fuentes como INEGI, las cámaras industriales representativas de las ramas y sobre todo, a través de entrevistas dirigidas con los encargados de las áreas de suministro de energía y de producción, de empresas seleccionadas. Se debe señalar que aún falta mucho camino por recorrer con relación a la recopilación total de estos datos; en el caso de algunas ramas, la respuesta de la comunidad industrial fue oportuna y sobrada. Por el contrario, en algunas otras, la información aún se considera como incompleta o no se reportó a tiempo para incluirla en la edición de este año.

La estimación regional de la demanda de la *industria básica de metales*, se desarrolló considerando como factor de crecimiento al escenario del PIB manufacturero reportado para esta actividad a nivel estatal. Para generar la proyección de la demanda, fue necesario agregar este factor en forma regional a cada uno de los escenarios de crecimiento económico propuestos.

La estimación de la rama *química, hule y plásticos*, se realizó a partir de una estimación regional de ecuaciones simultáneas contemplando la siguiente especificación:

$$\ln(\text{DGNQUI})_{rt} = \alpha_r + \beta \cdot \ln(\text{PIBQUI})_{rt} + \varepsilon_{rt}$$

Donde:

DGNQUI: demanda de gas natural para este grupo de ramas.

PIBQUI: PIB real a costo de factores para este grupo de ramas.

r: región.

t: tiempo.

ε : variable aleatoria.

La muestra consideró 40 observaciones y ocho años, de 1993-1998 y 2000-2001 para cinco regiones (no se incluye 1999 por falta de información adecuada para la rama). Los resultados se aprecian en el cuadro 75.

¹ Esta metodología se refiere exclusivamente a la demanda de gas natural realizada por la industria privada, es decir, no se contempla la estimación del consumo de gas natural reportado por PPO en sus procesos de combustión y/o transformación.

² Ver Codificador del Sistema de Cuentas Nacionales del INEGI.

³ En el resto de las ramas industriales se consideran a las siguientes: 5 a la 30, 45, y 48 a la 60.

Cuadro 75
Coefficientes de estimación de la demanda del grupo químico, hule y plásticos

Variable	Noroeste	Noreste	Centro-Occidente	Centro	Sur-Sureste	R2	Estadístico Durbin-Watson
Intercepto	-0.05	1.81	1.44	0.66	2.66		
Estadístico t	-0.11	6.41	4.88	1.40	11.06	0.92	1.85
PIBQUI	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91		
Estadístico t	6.03	6.03	6.03	6.03	6.03		

Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CRE, INEGI, Pemex, Profeco, Sener y empresas privadas.

La demanda de gas natural del *vidrio y productos de vidrio*, se generó a partir de los siguientes elementos:

- Las tasas de crecimiento de la rama se igualaron a los escenarios regionales de la división *minerales no metálicos*. Se supuso que los dos productos, que representan prácticamente el total de la rama, crecen en esos niveles.
- La demanda se estimó como el producto de las eficiencias esperadas por la producción prevista, cambiando posteriormente el requerimiento energético a unidades estándar de gas natural, suponiendo un equivalente de 250 gigacalorías (Gcal) por cada mmpcd.
- La regionalización se efectuó manteniendo constantes las proporciones que se observaron en el año 2001 (véase cuadro 76).

Cuadro 76
Eficiencias, tasas de crecimiento, producción y demanda de gas natural en la producción de vidrio, 2001-2011

Año	Eficiencias (Gcal / ton)		Tasas de crecimiento de la rama	Producción		Demanda de gas natural (mmpcd*)		
	Vidrio plano	Envase		Vidrio plano (toneladas)	Envase (miles de piezas)	Vidrio plano	Envase	Total
2002	1.3	1.1	1.6	765,345	8,548,462	10.7	51.8	62.5
2003	1.2	1.1	8.6	830,983	9,281,605	11.2	54.5	65.7
2004	1.2	1.0	7.9	897,014	10,019,126	11.7	57.0	68.8
2005	1.2	1.0	6.1	951,940	10,632,615	12.1	58.6	70.7
2006	1.1	1.0	6.3	1,012,086	11,304,412	12.4	60.4	72.9
2007	1.1	0.9	4.8	1,060,873	11,849,338	12.6	61.4	74.0
2008	1.1	0.9	4.6	1,109,888	12,396,812	12.8	62.2	75.0
2009	1.0	0.9	7.3	1,191,266	13,305,752	13.3	64.7	78.1
2010	1.0	0.9	9.0	1,298,783	14,506,659	14.1	68.4	82.5
2011	1.0	0.8	8.4	1,407,417	15,720,035	14.8	71.8	86.6

* mmpcd =250 gigacalorías.

Fuente: IMP, con base en AMGN, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Papel y cartón, imprentas y editoriales. Los siguientes elementos fueron básicos para determinar la demanda futura de este grupo de ramas industriales:

- Estas ramas no incrementarán su capacidad de producción en los próximos años, en vista de la reciente conclusión de un ciclo de inversión y de conversión tecnológica.
- Se emplean aproximadamente 15 mil pies cúbicos de gas natural para producir una tonelada de celulosa y 3 mil para una tonelada de papel.

- Se estima que la producción de papel crecerá con las tasas de crecimiento de la división.
- En el caso de la celulosa, en los próximos dos años mostrará una recuperación en su nivel de utilización de la capacidad instalada. Posteriormente, se prevé que ésta continúe mejorando hasta alcanzar un grado de utilización del 90% en el 2011.
- La estimación del consumo de gas natural se obtuvo multiplicando la producción esperada por los requerimientos de gas natural señalados (véase cuadro 77)

Cuadro 77
Capacidad de producción, utilización y demanda de gas natural
en las actividades en la industria de la celulosa y el papel, 2001-2011

Año	Capacidad (toneladas métricas)		Producción (toneladas métricas)		% de utilización de capacidad		Consumo de gas natural (mmpcd*)	Gas natural total ramas 31 y 32/ producción de celulosa	Gas natural total ramas 31 y 32/ producción de papel
	Celulosa	Papel	Celulosa	Papel	Celulosa	Papel			
2001	800,000	4,967,800	384,900	3,810,400	48.1	76.7	48.8	0.127	0.013
2002	837,000	5,059,000	505,862	3,886,139	60.4	76.8	54.8	0.108	0.014
2003	837,000	5,059,000	609,022	4,036,995	72.8	79.8	60.4	0.099	0.015
2004	837,000	5,059,000	627,057	4,247,091	74.9	84.0	62.9	0.100	0.015
2005	837,000	5,059,000	645,092	4,437,009	77.1	87.7	65.3	0.101	0.015
2006	837,000	5,059,000	663,126	4,731,941	79.2	93.5	68.7	0.104	0.015
2007	837,000	5,059,000	681,161	4,918,948	81.4	97.2	71.1	0.104	0.014
2008	837,000	5,059,000	699,196	5,087,959	83.5	100.6	73.3	0.105	0.014
2009	837,000	5,059,000	717,231	5,248,774	85.7	103.8	75.4	0.105	0.014
2010	837,000	5,059,000	735,265	5,400,942	87.8	106.8	77.5	0.105	0.014
2011	837,000	5,059,000	753,300	5,510,382	90.0	108.9	79.2	0.105	0.014

* mmpcd =250 gigacalorías.

Fuente: IMP, con base en AMGN, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

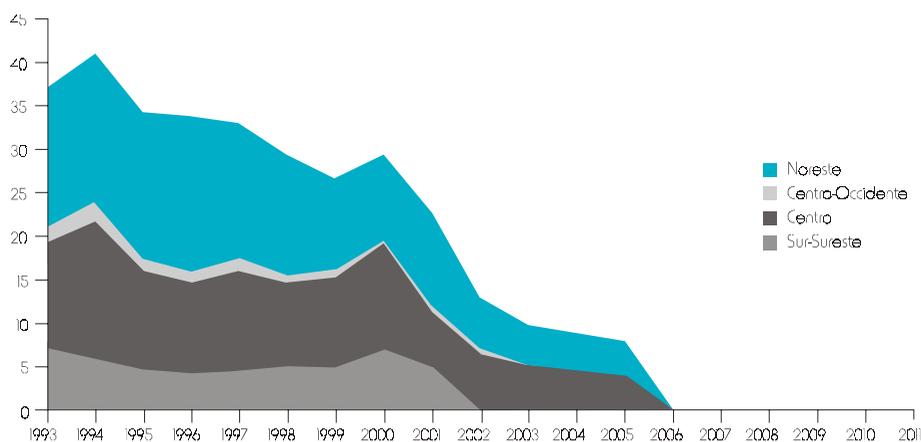
La estimación de la demanda de gas natural por parte de la industria del *cemento hidráulico* se determinó a partir de argumentos prácticos expuestos por agentes del ramo:

- La industria está en busca de la reducción de costos, una de las soluciones es la adaptación tecnológica para el uso de combustibles residuales de bajo precio.
- Uno de los combustibles que está cumpliendo con estas características es el coque de petróleo, combustible considerado como residuo del refinado del crudo.
- Otros combustibles alternativos son el carbón mineral y la adaptación de otro tipo de residuos, tales como neumáticos usados u otro tipo de plásticos, elastómeros, entre otros.

- La tecnológica de hornos que se ha instalado recientemente, cuenta con la característica de adaptarse en forma eficiente al cambio de precios entre los combustibles, por lo que se puede arbitrar con facilidad entre las distintas ofertas de energía disponibles.
- Hasta el momento, parte de la industria cementera ha migrado a este proceso de sustitución de combustibles. De no existir otra opción viable por costo-beneficio, este proceso continuará hasta llegar a un nivel de sustitución total de combustibles alternativos en lugar de gas natural.

La proyección lleva a cero el consumo de gas natural a partir del 2006 siguiendo el coeficiente de crecimiento negativo que muestra la historia, lo que la hace coincidir con el máximo histórico que se espera en la oferta nacional de coque de petróleo (véase gráfica 27).

Gráfica 27
Demanda de gas natural, industria del cemento hidráulico, 1993-2001
 (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: IMP, con base en Pemex, Sener y empresas privadas.

EL resto de las ramas industriales, se estimó de la misma forma que la industria básica de metales, sólo que en esta ocasión se empleó el PIB regional del sector industrial como referencia para estimar el crecimiento relativo de cada región (véase cuadro 78).

Cuadro 78
PIB, sector industrial, escenario base, de 2001-2011
 (tasas de crecimiento)

Año	Noroeste	Noreste	Centro-Occidente	Centro	Sur-Sureste	Nacional
2001	-3.5	-4.5	-3.2	-3.9	-0.6	-3.5
2002	1.8	1.5	1.8	1.4	2.2	1.6
2003	6.8	6.8	5.9	5.9	3.8	5.9
2004	6.6	6.5	5.7	5.5	3.7	5.6
2005	5.4	5.3	4.8	4.4	3.6	4.7
2006	6.4	6.4	6.2	5.6	4.5	5.8
2007	4.8	4.9	4.7	4.2	3.9	4.4
2008	5.1	5.0	4.7	4.3	4.1	4.5
2009	6.3	6.8	6.1	5.9	6.3	6.2
2010	6.5	7.0	6.2	6.6	6.6	6.6
2011	5.8	6.2	5.6	5.9	5.7	5.9

Fuente: Sener

Incorporación de la norma ambiental

Con respecto a la sustitución de combustóleo por gas natural como consecuencia de la puesta en práctica de la norma ambiental, se tomó en consideración una estimación del volumen de la demanda industrial de combustóleo empleado en zonas críticas. Se partió de un escenario en donde la transformación industrial correspondiente se efectúa gradualmente durante el periodo 2003-2006, de tal forma que en el 2007 se deja de consumir combustóleo en dichas áreas.

Incorporación de la demanda adicional por creación de nueva infraestructura de distribución de gas natural

Según información de la CRE, las Zonas Geográficas (ZG) Cuernavaca, Mérida, Pachuca y Veracruz podrían iniciar operaciones en los próximos años. Para estimar el incremento en la demanda industrial de gas natural en ZG en donde antes no existía, se estimó el gas LP y el combustóleo que el sector industrial consume en estas áreas, suponiendo que en un 60% podrían ser sustituido por gas natural. De las cuatro ZG mencionadas, se incluyen en este tratamiento las primeras tres⁴ y adicionalmente Aguascalientes, ya que forma parte de Bajío Norte, ZG de reciente creación (véase cuadro 79).

Cuadro 79
Gas natural adicional al sector industrial por creación de nueva infraestructura de distribución, 2002-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

Año	Total	Aguascalientes	Cuernavaca	Pachuca	Mérida
2002	0.08	0.08	-	-	-
2003	4.75	4.75	0.00	-	0.00
2004	5.94	5.94	0.00	0.00	0.00
2005	11.79	5.94	5.40	0.00	0.45
2006	34.92	5.94	16.03	3.75	9.20
2007	63.28	5.94	16.10	31.13	10.11
2008	64.31	5.94	16.10	32.16	10.11
2009	64.31	5.94	16.10	32.16	10.11
2010	64.31	5.94	16.10	32.16	10.11
2011	64.31	5.94	16.10	32.16	10.11

Fuente: IMP, con base en CRE y Pemex.

2. Sector eléctrico: autogeneración de energía eléctrica por particulares

Objetivos

- Proyectar a nivel regional el consumo de gas natural por procesos de autogeneración de energía eléctrica realizado por los particulares para el periodo 2002-2011.
- Identificar la capacidad instalada de electricidad que será sustituida a partir de permisos nuevos o renovación de equipos en los permisos ya existentes y que influirá en la estimación de la demanda de gas natural del país.
- Determinar la probabilidad de realización de los proyectos que actualmente se encuentran en la fase de inicio de obras o de construcción, con la finalidad de observar el comportamiento de la proyección ante estos eventos.

Innovaciones

- Se contó con información trimestral de los autogeneradores para el periodo 1999-2001, permitiendo así, llevar a cabo un análisis de la relación entre el grado de utilización de instalaciones de autogeneración, y los factores de precios de electricidad y de combustibles utilizados.
- Con base en la información que han enviado los permisionarios a la CRE, se asignó cada permiso a un grupo de actividad económica en función del Codificador del Sistema de Cuentas Nacionales de México, del INEGI; ofreciendo así, mayor confiabilidad a la base de datos que ha elaborado el IMP para llevar a cabo esta estimación.

⁴ Se estima que en Veracruz no se generaría este efecto de sustitución, en vista de que las principales zonas industriales del estado cuentan con el transporte y la distribución del combustible.

- Se realizó una consulta con los autogeneradores nuevos que están en vías de iniciar obras o en proceso de construcción de sus plantas de generación, para determinar la probabilidad de realización o inicio de operación de las mismas.
- Los resultados de la consulta se aplicaron a una metodología nueva que desarrolló el IMP para evaluar la probabilidad de realización y fecha de inicio de operación de cada permiso o proyecto. Esta metodología consideró el grado de avance en aspectos como: *a)* estudio de factibilidad, permiso de la CRE y contratos de interconexión y porteo con la CFE; *b)* financiamiento y trámites locales y ambientales; *c)* adquisición e instalación de equipos; *d)* pruebas de arranque e inicio de operación comercial.

Supuestos y limitaciones

- El pronóstico de gas natural se basó principalmente en permisos en operación y nuevos otorgados por la CRE, que habrán de iniciar operaciones en el transcurso de 2002-2005. Adicionalmente se incorporó un proyecto asociado a las instalaciones de Pemex que operará en la región Sur-Sureste.
- A partir de los reportes que los permisionarios entregan a la CRE, se realizó una regresión de los factores de planta por grupo de actividad económica, la cual sirvió para llevar a cabo la proyección de estos mismos para el lapso 2002-2011.
- Las eficiencias y factores de planta de los proyectos nuevos fueron proporcionados por fabricantes y permisionarios, respectivamente. Para el caso de las primeras, se considera una mejora en las eficiencias de 0.7% respecto a las actuales, debido a la fecha en que operarán de manera comercial.
- Se tomó en cuenta el grado de avance de inicio de obras o de construcción que reportaron los autogeneradores nuevos, siendo este el parámetro que determinó la probabilidad de realización de cada uno de esos permisos. De manera similar, se consideró un proyecto nuevo de cogeneración que estará asociado a instalaciones de Pemex.
- La demanda de gas natural por concepto de autogeneración de energía eléctrica proveniente de Pemex es considerada en sus autoconsumos.
- El pronóstico elaborado por el IMP sobre energía eléctrica 2002-2011 por concepto de autogeneración lo consideró la CFE como base para proyectar la demanda de electricidad de la Gran Industria (GI) y por lo tanto, el consumo de combustibles que se requerirán en la generación de la misma.

- Es probable que parte de la demanda de gas natural que considera la CFE para la GI vaya a estar a cargo de autogeneradores particulares, ya sea con permisos o proyectos existentes o con otros que vayan apareciendo en el futuro.
- La cooperación de los integrantes del mercado de autogeneración de energía eléctrica es una parte fundamental en la estimación de los consumos de los energéticos empleados para tal fin; por lo que solicita mayor apoyo y comprensión en la disponibilidad de la información solicitada, permitiendo así la obtención de mejores pronósticos.

Desarrollo

La probabilidad de realización de los permisos por iniciar obras o en construcción, así como de los proyectos nuevos se asignó de la siguiente manera:

- 70 – 100%: alta probabilidad
- 50- <70%: media probabilidad
- 30- <50%: menor probabilidad
- Proyectos con probabilidad menor a 30%, no se incluyeron en las estimaciones.

La estimación de los factores de planta 1999-2001, se realizó con base en el siguiente modelo:

$$FP_t = \alpha + \beta * PREEL_{t-1} / PREG_{t-1} + \gamma * PIBD_t + \epsilon$$

Donde:

FP: factor de planta. (generación/capacidad)

PREEL: precio promedio ponderado de energía eléctrica, tarifa de alta tensión.

PREGN: precio industrial de gas natural.

PIBD: PIB real de la industria de la manufactura.

t: trimestre.

ϵ : variable aleatoria.

- La estimación de la generación de energía eléctrica se calculó utilizando la proyección de los factores de planta 2002-2011, es decir, a la capacidad instalada en operación se le aplicó éste factor; mientras que para la nueva inversión privada, se le proyectó con el factor de planta implícito en el permiso autorizado por la CRE.

- La generación eléctrica del proyecto asociado a la instalación de Pemex, consideró su propio factor de planta.
- A partir de los reportes de generación de electricidad y consumo de gas natural que enviaron los permisionarios a la CRE, se estimó la eficiencia de este energético por grupo de actividad económica, misma que se aplicó a los permisos en operación; mientras que para los permisos y el proyecto nuevo, se consideró: *a)* eficiencias de permisos autorizados por la CRE, y *b)* eficiencia estimada en cada proyecto nuevo, la cual varía de 36% a 56%, dependiendo de la capacidad instalada del mismo (eficiencia eléctrica referida por fabricantes de equipos)
- El pronóstico de la demanda de gas natural consideró la generación previamente calculada, así como la eficiencia correspondiente al grupo de actividad económica en que se encuentra cada permiso o proyecto nuevo; obteniendo así el pronóstico de gas natural 2002-2011, por concepto de autogeneración de electricidad.

En conclusión, la actual proyección de la demanda de gas natural al año 2010 muestra una disminución aproximada de 45% respecto al mismo año de la prospectiva anterior, debido principalmente a los siguientes elementos:

- Desincorporación de dos proyectos que estarían asociados a instalaciones de Pemex, ubicados en la región Sur-Sureste, con un consumo aproximado de 9.6 mmpcd.
- Reducción en la capacidad instalada (que modifica el consumo de gas natural), de otro proyecto vinculado a Pemex, en la misma región que los dos anteriores y que equivale a 26.4 mmpcd.
- Se dejó de considerar como probable la entrada en operación de un permiso de particulares que se ubicará en el estado de Veracruz y cuyo consumo se estimaba en 103 mmpcd.
- Se reconsideraron los valores de los factores de planta, tanto de los permisos en operación, como de los permisos y proyectos, estos últimos con alto grado de probabilidad de realización.

Con relación al programa de inicio de obras de la prospectiva pasada, en la presente estimación se manejó un desfase de hasta un año en la entrada en operación de varios proyectos considerados como viables.

Se debe mencionar que los resultados de las proyecciones de capacidad instalada, generación de energía eléctrica y demanda de

gas natural, fueron verificados y aprobados por cada uno de los integrantes que conformaron el grupo de trabajo (CFE, CRE, Pemex y Sener entre otros) creado ex profeso para realizar estas estimaciones.

3. Sectores residencial y servicios

Objetivos

Estimar la demanda regional de gas natural para los sectores residencial y servicios, para el periodo 2002-2011.

Supuestos y limitaciones

- Los combustibles relevantes (sustitutos) para los sectores residencial y servicios son el gas natural y el gas LP.
- La demanda sectorial se basó en el desarrollo de las siguientes variables:
 - Crecimiento demográfico.
 - Crecimiento económico.
 - Precios de venta al público para cada energético.
- Se proyectó la demanda conjunta de gas natural y gas LP, con base en una estimación de la relación de esta variable con otras que también la explican, tomando como base el periodo 1995-2001.
- Para el caso de la demanda conjunta de gas natural y gas LP, PIB y población se aplicaron datos regionales.
- Respecto al precio, se manejó un promedio ponderado nacional.
- El método econométrico utilizado estimó en forma simultánea las elasticidades ingreso y precio para cada una de las regiones.
- Se pronosticaron las ventas de gas natural para cada uno de sus distribuidores en operación, así como para las cuatro zonas geográficas nuevas (Cuernavaca, Mérida, Pachuca y Veracruz).

Especificación del modelo

En el caso de la demanda conjunta del sector residencial (gas natural y gas LP), se efectuó una regresión que incluyó cinco cruces de secciones (una para cada región) por siete observaciones anuales (1995-2001) de cada sección.

Se empleó un método de ecuaciones simultáneas conocido como “regresiones aparentemente no relacionadas” para las cinco regiones, aplicando la siguiente especificación:

$$\ln(DGR/POB)_{it} = \alpha + \beta_i * \ln(PIB/POB)_{it} + \gamma_i * \ln(PTOT/INPC)_{it} + \epsilon_t$$

Donde:

DGR: demanda regional conjunta de gas natural y gas LP para el sector residencial.

PIB: producto interno bruto real regional a costo de factores.

POB: población regional.

PTOT: precio al público promedio ponderado nacional para gas natural y gas LP en conjunto.

INPC: índice nacional de precios al consumidor.

i: región.

t: año.

ϵ : variable aleatoria.

Para la estimación de la demanda conjunta del sector servicios, se empleó el mismo método de ecuaciones simultáneas, considerando la correspondiente especificación:

$$\ln(DGS)_{it} = \alpha_i + \beta_i * \ln(PIBS)_{it} + \epsilon_t$$

Donde:

DGS: demanda regional conjunta de gas natural y gas LP para el sector servicios.

PIBS: producto interno bruto real regional a costo de factores del sector servicios.

i: región.

t: año.

ϵ : error aleatorio.

Resultados de la estimación

La regresión de la demanda conjunta del sector residencial (gas natural y gas LP) presentó los siguientes resultados que se exponen en el cuadro 80.

Cuadro 80
Resultados del modelo de demanda conjunta de gas natural y gas LP para el sector residencial

Variable	Noroeste	Noreste	Centro-Occidente	Centro	Sur-Sureste	R2	DW
PIB/POB	0.22	0.21	0.23	0.23	0.27		
estadístico t	2.56	2.37	2.72	2.62	3.37	0.99	2.14
PTOT/INPC	-0.13	-0.38	0.06	-0.23	0.01		
estadístico t	-1.34	-9.51	2.41	-5.08	0.18		

Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Las elasticidades-ingreso se ubican en un rango de 0.21 a 0.27 lo que significa, por ejemplo, que al aumentar el PIB *per capita* en 1% la demanda aumenta entre 0.21% y 0.27%. La relación inelástica entre estas variables es la esperada tratándose de productos de consumo básico. Las elasticidades-precio deberían tener signo negativo lo cual no se cumple en dos de las cinco regiones.

Respecto al sector servicios los resultados obtenidos de la regresión de la demanda conjunta de éste, son los siguientes (véase cuadro 81).

Cuadro 81
Resultados del modelo de demanda conjunta de gas natural y gas LP para el sector servicios

Variable	Noroeste	Noreste	Centro-Occidente	Centro	Sur-Sureste	R2	DW
PIBS	1.57	1.63	1.52	1.42	1.52		
estadístico t	9.48	11.50	10.78	12.02	10.43	0.96	1.64

Fuente: IMP, con base en AMGN, Banxico, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

La relación demanda y PIB de este sector es elástica, reflejando una creciente relevancia de estos productos en el sector servicios en la medida en que el sector muestre mayor dinamismo.

Estimación de la demanda de gas natural

La participación del gas natural en el total se obtiene analizando en cada ZG el potencial de penetración del combustible en los próximos diez años. Se emplea un patrón de realización de este potencial, que sigue la distribución normal acumulativa, con una media de 75 meses y una desviación estándar de 25.

Esta expresión matemática tiene una figura en forma de “S”, que representa las tres fases de expansión de la distribución del gas natural, y son las siguientes: a) la primera tiene un desarrollo lento, debido a que los distribuidores primero se concentran en dar servicio al sector industrial; b) la segunda considera obstáculos logísticos en la construcción de la red de distribución y ciertas dificultades iniciales para vencer la resistencia de los consumidores hacia un nuevo producto, y c) la última, es una fase de rápida expansión para luego llegar a niveles de saturación del mercado.

Los parámetros de la función implican que aproximadamente la mitad de los clientes potenciales se conectan en un periodo de 6.25 años a partir del inicio de operaciones del distribuidor. Cabe mencionar que, en vista de los mayores problemas encontrados por los distribuidores, se alargó este periodo de 5 años, que se contemplaban en la *Prospectiva* anterior, a 6.25 años que actualmente se consideran.

4. Sector autotransporte

Objetivo

Proyectar la demanda de GNC del sector de autotransporte, para el periodo 2002-2011.

Innovaciones

- Se agregaron los planes de negocio y de inversión de dos empresas distribuidoras.

Supuestos y limitaciones

- La proyección refleja los planes de negocio y de inversión de esas dos empresas.
- Los planes de inversión abarcan los próximos cinco años (2002-2006) y consideran el número de estaciones de servicio que se prevé instalar y el parque convertido a gas natural correspondiente.
- Para el resto del periodo (2007-2011) se realizó una extrapolación en forma lineal.
- Se consideró la investigación de mercado realizada por una empresa del giro en cuestión, la cual se estimó que podría iniciar una entrada en este segmento del mercado a partir del 2003 en las zonas de influencia del distribuidor.
- La demanda de gas natural correspondiente al parque previsto se calculó en función del consumo observado por vehículo a GNC en el 2001, y la disminución en la demanda de combustibles por vehículo por mejora en la eficiencia.

Almacenamiento

Recepción, depósito y entrega de gas natural, que se deposita en instalaciones fijas distintas a los ductos.

Autoabastecimiento

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

Bombeo neumático

Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta, y la tubería de revestimiento.

Ciclo combinado

Tecnología que utiliza gas natural para generar energía eléctrica como combustible. 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 energía térmica.

Combustibles fósiles

Los derivados de organismos vivientes fosilizados por fenómenos geológicos durante largos periodos.

Compresión

La energía mecánica que se aplica al gas natural para su transporte a grandes distancias en mayor volumen.

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, como son el dióxido de carbono, el vapor de agua y los hidrocarburos pesados.

Distribución

Recepción, conducción, entrega y, en su caso, comercialización del gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica.

Ducto

Sistema de tuberías para transportar y distribuir el gas natural.

Encogimiento de gas

Disminución del volumen de una mezcla gaseosa de metano (CH_4) y otros hidrocarburos ligeros, por la extracción de éstos mediante cambios de presión y temperatura.

Energía primaria

Las distintas fuentes de energía tal como se obtienen de la naturaleza, ya sea directamente o después de un proceso de extracción.

Fraccionadora

Planta que separa compuestos con base en sus distintos tipos de ebullición.

Gas a bombeo neumático

Gas seco utilizado en los sistemas de recuperación secundaria de petróleo crudo.

Gas asociado

Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

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

Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

Gas natural comprimido

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

Gas natural licuado

Gas natural compuesto predominantemente de metano (CH_4), que ha sido licuado por compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento.

Gas seco

Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.

Gas no asociado

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

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 NYMEX (New York Mercantile Exchange).

Hidrosulfuradora

Planta que lleva a cabo el proceso de eliminación de los compuestos de azufre de las materias primas formadas por hidrocarburos.

Importaciones por balance

Importaciones para cubrir el déficit entre la oferta y la demanda, en el Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Importaciones de sistemas aislados

Son las que no se pueden abastecer directamente con producción nacional.

Net back

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

Pequeña producción

La generación de energía eléctrica destinada a: 1) la venta al suministrador, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor a 30 MW; 2) el autoconsumo de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW y, 3) la exportación, dentro de un límite máximo de 30 MW.

Pie cúbico

Unidad de volumen del sistema inglés que se utiliza para medir el gas natural en su estado gaseoso. Aproximadamente, un pie cúbico de gas natural es igual a 1,000 unidades térmicas británicas en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.

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 a la exportación.

Punto de arbitraje

Punto geográfico donde coinciden los flujos de gas importado y nacional.

Región Marina Noreste

Se localiza 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 parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México.

Región Marina Suroeste

Se ubica en aguas territoriales 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 hacia el sur por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, 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.

Región Norte

Ubicada en la parte Norte del país, su distribución geográfica 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, siendo este el límite de la región Sur.

(1P) Reservas posibles

Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando se emplean métodos probabilistas, el término posible implica que se tiene una probabilidad de al menos 10% de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de reservas estimadas probadas más probables más posibles.

(2P) Reservas probables

Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a ser que a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilistas esto implica que se tendrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de las reservas estimadas probadas más probables.

(3P) Reservas probadas

Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada. Cuando se utilizan métodos probabilistas, el término probado implica que se tiene una probabilidad de la menos 90% de que las cantidades actualmente recuperadas sean mayores o iguales a las reservas estimadas.

Servicio público de energía eléctrica

El efectuado por la CFE y LFC, que incluye la planeación del sistema eléctrico nacional; la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

No se considera servicio público el que señala el Artículo 3º de la LSPEE.

Tonelada métrica

Unidad de masa del sistema métrico decimal que se utiliza para medir el gas natural licuado, equivalente a 1,000 kilogramos.

Transporte

Recepción, conducción y entrega del gas natural, por medio de ductos, a personas que no son usuarios finales.

Ventas de primera mano

Primera enajenación del gas de origen nacional, que efectúe Pemex a favor de un tercero, para ser entregada en territorio nacional.

FACTORES DE CONVERSIÓN

VOLUMEN			
Celdas de cambio	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	metro cúbico	6.2898104	barriles
1	metro cúbico	35.31467	pies cúbicos
1	metro cúbico	1,000	litros
1	millón de metros cúbicos	6,289.8	miles de barriles
1	millón de pies cúbicos	178.107	miles de barriles
1	pie cúbico	0.0283168	metro cúbico
1	Galón	0.0238	barriles

EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS

Celdas de cambio	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	millón de toneladas de petróleo	40.4	BTU (10 ¹² unidades térmicas británicas)
1	tonelada de petróleo crudo equivalente	41.868	Gigajoules (10 ⁹ Joules)
1	millón de toneladas de petróleo crudo equivalente	41.868	Petajoules (10 ¹⁵ Joules)
1	tonelada métrica	7.33	barriles de petróleo
1	barril de petróleo	5,000	pies cúbicos de gas natural
1	millón de metros cúbicos de gas natural	0.9	miles de toneladas de petróleo crudo
1	millón de pies cúbicos de gas natural	0.026	miles de toneladas de petróleo crudo
1	metro cúbico de gas natural	8,460,000	calorías (para efectos de facturación de gas seco)
1	metro cúbico de gas natural	8,967,600	calorías (con un factor de corrección calorífica de 1.06)
1	metro cúbico de kerosina	8,841,586	Kilocalorías
1	metro cúbico de gas de alto horno	8,825,000	Calorías
1	metro cúbico de gas de coque	4,400,000	Calorías
1	barril de combustible pesado	1,593,000	Kilocalorías
1	barril de diesel*	1,469,600	Kilocalorías
1	tonelada de coque de petróleo	7,465,500	Kilocalorías
1	kilogramo de gas LP (mezcla nacional)	11,823.86	Kilocalorías
1	kilogramo de gas LP (mezcla de importación)	11,917.3	Kilocalorías
1	tonelada de bagazo	1,684,990	Kilocalorías
1	tonelada de carbón	4,662,000	Kilocalorías
1	tonelada de coque de carbón	6,933,000	Kilocalorías

EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS

Celdas de cambio	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	pie cúbico	1.03	MBTU de gas natural
1	BTU	1,055.056	Joules
1	BTU	252	calorías
1	Caloría	4.1868	Joules
1	Kilocaloría	3.968254	BTU
1	petajoule (1*10 ¹⁵)	0.94708	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
1	Gigajoule	239,000,000	calorías
1	Petacaloría	132.76	megawatts
1	watt hora	3,600	Joules

* Factor aplicado a los combustibles que integran el grupo diesel.

AMGN	Asociación Mexicana de Gas Natural
bc	Baja California
Bpc	Billones de pies cúbicos (10^{12} pies cúbicos)
Bpcd	Billones de pies cúbicos diarios (10^{12} pies cúbicos)
BTU	Unidades Térmicas Británicas
CCNNPURRE	Comité consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNA	Comisión Nacional del Agua
Conae	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
Conapo	Consejo Nacional de Población
CPG	Centro Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
Csf	Costo, seguro, flete
CSM	Contratos de servicios múltiples
DOE	Department of Energy (EUA)
DOF	Diario Oficial de la Federación
EAU	Emiratos Árabes Unidos
EIA	Energy Information Administration (EUA)
EPNG	El Paso Natural Gas
Gcal	Gigacaloría
GDF	Gobierno del Distrito Federal
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
GTL	Gas to liquids
GWh	Gigawatts hora
HSC	Houston Ship Channel
Ídem	El mismo, lo mismo
IEA	International Energy Agency
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo

INE	Instituto Nacional de Ecología
INEGI	Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática
km	Kilómetros
Km / l	Kilómetros por litro
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LSPEE	Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
LN	Logaritmo
mbd	Miles de barriles diarios
mbpce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mm	Millón
mm ³ d	Miles de metros cúbicos diarios
mmm ³	Millones de metros cúbicos
mmm ³ d	Millones de metros cúbicos diarios
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
mpcd	Miles de pies cúbicos diarios
mta	Miles de toneladas anuales
MW	Megawatts
NOM	Norma Oficial Mexicana
Nymex	New York Mercantil Exchange
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
Pemex	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex Exploración y Producción
PGPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
PPQ	Pemex Petroquímica
PR	Pemex Refinación
Scada	Sistema de Control y Adquisición de Datos
Sener	Secretaría de Energía
Siaspa	Sistema integral de Administración de la Seguridad
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
tmca	Tasa media de crecimiento anual
tpce	Toneladas de petróleo crudo equivalente
TWh	Terawatt hora
UE	Unidades de energía
VPM	Ventas de Primera Mano
WTI	West Texas Intermediate
ZG	Zona geográfica
ZMVM	Zona Metropolitana del Valle de México
"	Pulgadas

Anuario Estadístico 2002, Gerencia Corporativa de Evaluación e Información, Pemex. México, 2002. Formato digital distribuido en www.pemex.com.

Anuario Estadístico por Entidad Federativa, Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, 1980 a 2001.

Balance Nacional de Energía 2000 Subsecretaría de Política Energética y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México, 2001. Formato digital distribuido en www.energia.gob.mx.

Boletín Estadístico Mensual, Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones (ANPACT), México, varios años.

BP Statistical Review of World Energy, Reino Unido, Junio, 2002. 40 pp.

Codificador del Sistema de Cuentas Nacionales. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, México, 1993.

Informe Estadístico de Labores 2001, Unidad de Planeación Corporativa de Petróleos Mexicanos, Pemex, México, 2001. Formato digital distribuido en www.pemex.com.

Informe Quinquenal 1995-2000, Anexos, Comisión Reguladora de Energía, México, 2000.

Informe Quinquenal 1995-2000, Comisión Reguladora de Energía, México, 2000.

International Energy Outlook, Department of Energy/Energy Information Administration. DOE/EIA, EUA, marzo de 2002.

La Industria Siderúrgica en México, Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, México, 2002.

Memoria de Labores 2001, Unidad de Planeación Corporativa de Petróleos Mexicanos, Pemex, México, 2001. Formato digital distribuido en www.pemex.com.

Memoria Estadística 2002. Cámara Nacional de las Industrias de la Celulosa y del Papel, México, 2002.

Prospectiva del Mercado de Gas LP 2001-2010, Dirección General de Formulación de Política Energética, Secretaría de Energía, México, 2001. Formato digital distribuido en www.energia.gob.mx

Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2001-2010, Dirección General de Formulación de Política Energética, Secretaría de Energía, México, 2001. Formato digital distribuido en www.energia.gob.mx.

Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010, Dirección General de Formulación de Política Energética, Secretaría de Energía, México, 2001. Formato digital distribuido en www.energia.gob.mx.

Ventas al mayoreo de Automóviles y Camiones (Boletín mensual), Asociación Mexicana de la Industria Automotriz, Boletín 434, México, 2000.

SITIOS WEB

1. American Gas Association, www.aga.org
2. BPAmoco, www.bpamoco.com
3. Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx
4. Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gob.mx
5. Energy Information Administration Home Page, www.eia.doe.gov
6. Gas Natural México, www.gasnaturalmexico.com.mx
7. Gaz de France, Cámara Argentina del Gas Natural Comprimido. www.gnc.org.ar
8. Instituto Mexicano del Transporte. www.imt.mx
9. International Association for natural gas vehicles, www.iangv.org
10. Oil & Gas Journal. ogj.pennnet.com
11. Presidencia de la República Mexicana, Sistema Internet de la Presidencia, www.presidencia.gob.mx
12. US, Department of Energy, www.energy.gov
13. UT Library Online, www.lib.utexas.edu/maps/americas.html

Acciones de mejora continua

La Secretaría de Energía está comprometida con el sistema de calidad total y mejora continua. En el presente año se certificarán los procesos involucrados en la elaboración de las Prospectivas del sector energético, para dar cumplimiento a los estándares de calidad que dicta la norma ISO 9001:2000, de reconocimiento internacional. Adicionalmente, este año se llevó a cabo un estudio mercadológico para conocer las necesidades de los usuarios de las Prospectivas.

Las Prospectivas formuladas son un instrumento de planeación y de definición de políticas energéticas que contribuyen a identificar las necesidades futuras de inversión en el sector y el impacto de un posible rezago en la toma de decisiones. Las Prospectivas se han integrado a los procesos de planeación de las empresas del sector y se han posicionado en el mercado como documentos de consulta obligada para los usuarios interesados en el sector de energía de México.

Entre los usuarios más frecuentes de las mismas destacan las dependencias paraestatales, los funcionarios del sector, el poder legislativo, consultorías, empresas privadas y públicas, así como inversionistas internacionales y organismos mundiales de energía e investigadores y académicos de los centros de investigación y docencia.

Este año se hizo un esfuerzo para mejorar la calidad de los documentos al contar con fuentes de información más detalladas y oportunas. Además, se revisaron las metodologías utilizadas en los pronósticos de demanda y oferta y se hizo un análisis más

preciso sobre los patrones de consumo de los diferentes sectores y regiones del país.

Es relevante mencionar que con motivo de cumplir con los objetivos de calidad de la presente administración, este año se certificarán los procesos relacionados con la elaboración de dichas prospectivas con apego a la norma ISO 9001:2000. Esto es prueba del esfuerzo que se realiza en la Secretaría por mejorar continuamente la información contenida en estos estudios.

Adicionalmente a este esfuerzo, por primera ocasión desde la publicación de estos trabajos, se realizó un estudio mercadológico de las prospectivas cuyo objetivo fue identificar las necesidades de información de los usuarios a fin de mejorar su contenido, estructura y presentación. El estudio consistió en consultas directas con los usuarios de las prospectivas, análisis con expertos en mercadotecnia, cuestionarios de opinión y sesiones de grupo (*focus group*).

Se aplicaron cuestionarios de opinión a usuarios de diversas organizaciones y entidades relacionadas con el sector energético. El 64% de los encuestados consideró que el contenido de las Prospectivas es bueno, mientras que el 36% restante opinó que es excelente. Las Prospectivas más consultadas son la de gas natural (84%), electricidad (80%), gas LP (60%) y petrolíferos (51%). Los entrevistados opinaron que el contenido de mayor valor agregado de las prospectivas fue el referente a las estadísticas y gráficos con 42% de los encuestados. La mayoría de los encuestados coincidieron que las proyecciones que se han publicado en estos documentos, han sido bastante acertadas y que las Prospectivas son documentos valiosos que cuentan con reconocimiento general. Dicha consulta está a disposición de los interesados.

Francisco Barnés de Castro
Subsecretario de Política Energética
y Desarrollo Tecnológico

Esta primera edición de la *Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011*, de la Dirección General de Formulación de Política Energética, Sener, se terminó de imprimir en diciembre de 2002 en Programe, Cañada 25, col. Cuauhtémoc, cp. 10020, México, DF. La producción editorial estuvo a cargo de Adriana Castillo Rosales. Se tiraron 1,500 ejemplares.