



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO
CAMPUS ARAGÓN**

***EL MERCADO NACIONAL DEL GAS NATURAL Y
SU RUMBO HACIA LA PRIVATIZACIÓN, 1991-2000***

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
LICENCIADO EN ECONOMÍA
P R E S E N T A:
DANIEL MARTÍNEZ SALINAS

**ASESOR DE TESIS: LIC. JAVIER HUERTA RAMÍREZ
SAN JUAN DE ARAGÓN, EDO. MÉX., JULIO DE 1997**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGÓN
DIRECCIÓN

DANIEL MARTÍNEZ SALINAS
P R E S E N T E .

En contestación a su solicitud de fecha 11 de febrero del año en curso, relativa a la autorización que se le debe conceder para que el señor profesor, Lic. JAVIER HUERTA RAMÍREZ pueda dirigirle el trabajo de Tesis denominado, "EL MERCADO NACIONAL DEL GAS NATURAL Y SU RUMBO HACIA LA PRIVATIZACIÓN, 1991-2000", con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobada su solicitud.

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México., 24 de febrero de 1997
EL DIRECTOR

En f. CLAUDIO C. MERRIFIELD CASTRO



c c p Jefe de la Unidad Académica.
c c p Jefatura de Carrera de Economía.
c c p Asesor de Tesis.

CCMC/AIR/IIa.

Un profundo agradecimiento a mis padres:

A ti papá, por tu ejemplo de responsabilidad, fortaleza y orgullo.

A ti mamá, por tu eterno amor, cariño y apoyo.

A mis hermanos Alberto y Verónica:

***Porque esto sea un elemento que estimule en
ustedes el anhelo de crear a un mundo mejor.***

A Rosy:

***A ti amor, por tu paciencia, apoyo incondicional
y cariño.***

**Brindo un especial reconocimiento a mi Asesor de Tesis,
el profesor Javier Huerta Ramírez, quien no escatimó en tiempo y
me ofreció la oportunidad de iniciar mi rumbo hacia la profesionalidad.**

**A Irene Jacobo y a Manuel Cazares, un matrimonio
ejemplar que ha desbordado en mí su amistad, cariño y apoyo**

Mi profundo agradecimiento y respeto a las profesoras:

M^a Cristina Camachó,

Virginia Cervantes y

Carmen Maria Herrera.

**A mi *alma mater*, la Universidad Nacional Autónoma de México
y a todos los profesores que de una u otra manera
contribuyeron a mi formación profesional.**

**Al Instituto Mexicano del Petróleo, en especial al
Lic. Julio César Aguilar y al Ing. Pedro Rivera,
por haberme brindado la oportunidad de
de conocer la profesionalidad.**



CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	IV
I MARCO HISTÓRICO CONCEPTUAL	1
1.1 EL MERCADO DE LA ENERGÍA Y SU IMPORTANCIA EN LA ECONOMÍA	2
1.1.1 LA RELACIÓN ENERGÍA-ECONOMÍA	2
1.1.2 LA OFERTA ENERGÉTICA. ESTRUCTURA	4
1.2 LA ENERGÍA EN EL PLANO NACIONAL	9
1.2.1 EL SECTOR ENERGÉTICO EN LA ECONOMÍA NACIONAL	11
1.3 EL GAS NATURAL: ORIGEN, PROCESO Y DESTINO	12
1.3.1 ANTECEDENTES	13
1.3.2 COMPONENTES	13
1.3.3 ORIGEN	14
1.3.4 PROCESO PRODUCTIVO	16
1.3.5 TRANSPORTE	20
1.3.5.1 GASODUCTOS	20
1.3.5.2 TRANSPORTE VÍA MARÍTIMA	22
1.3.6 ALMACENAMIENTO	24
1.3.7 CONSUMO Y DESTINO	25
1.3.8 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	26
1.4 EL GAS NATURAL EN EL MUNDO	28
1.4.1 RESERVAS	28
1.4.2 PRODUCCIÓN	29
1.4.3 CONSUMO	32
II. EL MERCADO NACIONAL DEL GAS NATURAL, 1991-1995	35
2.1 OFERTA NACIONAL DE GAS NATURAL	36
2.1.1 RESERVAS	36
2.1.2 PRODUCCIÓN	38
2.1.3 IMPORTACIONES	44
2.1.4 DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE	45
2.2 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL	49
2.2.1 DEMANDA SECTORIAL	49
2.2.1.1 DEMANDA DEL SECTOR PETROLERO	51
2.2.1.2 DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL	52
2.2.1.3 DEMANDA DEL SECTOR ELÉCTRICO	54
2.2.1.4 DEMANDA DEL SECTOR DOMÉSTICO	55
2.2.2 DEMANDA REGIONAL	56
2.2.3 DEMANDA SECTOR-REGIÓN	60
2.2.4 EXPORTACIONES	62
2.3 EL PRECIO DEL GAS NATURAL	63
2.3.1 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE PRECIOS	64

III PROSPECTIVAS DEL MERCADO NACIONAL	66
DE GAS NATURAL, 1996-2000	
3.1 PROSPECTIVA DE LA OFERTA NACIONAL DE GAS NATURAL	67
3.1.1 RESERVAS	67
3.1.2 PRODUCCIÓN	69
3.1.3 IMPORTACIONES	71
3.2 PROSPECTIVA DE LA DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL	72
3.2.1 PROSPECTIVA SECTORIAL	74
3.2.1.1 DEMANDA DEL SECTOR PETROLERO	74
3.2.1.2 DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL	78
3.2.1.3 DEMANDA DEL SECTOR ELÉCTRICO	79
3.2.1.4 DEMANDA DEL SECTOR DOMÉSTICO	80
3.2.2 EXPORTACIONES	82
IV EN RUMBO A LA PRIVATIZACIÓN	83
4.1 EL NEOLIBERALISMO Y EL PAPEL DEL ESTADO.	85
4.1.1 LA EXPERIENCIA DE MÉXICO	87
4.2 LA PRIVATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN, EL TRANSPORTE Y EL ALMACENAMIENTO	91
DE GAS NATURAL	
4.2.1 MARCO LEGAL	92
4.2.1.1 MARCO CONSTITUCIONAL	93
4.2.1.2 DISPOSICIONES LEGISLATIVAS	95
4.2.1.2.1 LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO DEL PETRÓLEO.	95
4.2.1.2.2 LEY ORGÁNICA DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	96
4.2.1.2.3 LEY DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA	97
4.2.1.2.3.1 REGLAMENTO DEL GAS NATURAL	99
4.2.1.2.4 LEY DE INVERSIÓN EXTRANJERA	102
4.2.1.3 TRATADO DE LIBRE COMERCIO CON AMÉRICA DEL NORTE	103
4.2.1.4 CONDICIONES	103
4.2.1.4.1 PRECIO DEL GAS NATURAL	104
4.2.1.4.1.1 VENTAS DE PRIMERA MANO	104
4.2.1.4.1.2 LÍMITE MÁXIMO AL INGRESO PROMEDIO	105
4.2.1.4.1.3 PRECIO MÁXIMO DE ADQUISICIÓN	106
4.2.1.4.1.4 TARIFAS DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN	106
4.2.1.4.2 SEGURIDAD OPERATIVA	107
4.2.1.4.3 NORMATIVIDAD ECOLÓGICA	109
4.3 AVANCES DE LA PRIVATIZACIÓN	111
CONCLUSIONES	113
La Energía y la Economía	113
El Gas Natural en México y en el Mundo	114
El Gas Natural en el Presente	115
El Gas Natural en el Futuro	119
En Camino Hacia la Privatización	121
RECOMENDACIONES	123

ANEXO ESTADÍSTICO	125
ÍNDICES COMPLEMENTARIOS	134
ÍNDICE DE CUADROS	134
ÍNDICE DE GRÁFICAS	135
ÍNDICE DE MAPAS	135
ÍNDICE DE DIAGRAMAS	136
FUENTES DE CONSULTA	137
BIBLIOGRAFÍA	138
PUBLICACIONES OFICIALES	139
HEMEROGRAFÍA	142
INFORMACIÓN DE INTERNET	143

INTRODUCCIÓN

El decenio de los ochenta marcó cambios importantes en el rumbo de la política económica que seguirían los países subdesarrollados para promover su crecimiento económico. En los tres decenios siguientes a la Segunda Guerra Mundial esas políticas se inspiraban, en gran parte, en una profunda desconfianza con respecto a las bondades del libre juego de las fuerzas del mercado. Se pensaba que si bien el modelo de libre mercado podría funcionar en forma satisfactoria en el mundo industrializado, no ocurría así en las economías dependientes del Tercer Mundo. Es más, la situación de subdesarrollo se concebía normalmente como consecuencia directa del funcionamiento (lejos de la perfección) de los mercados del mundo capitalista.

Ese punto de vista justificaba un amplio intervencionismo del sector público en prácticamente todas las esferas de la vida económica, el cual iba mucho más allá de lo que se acostumbraba en los países avanzados: sectores completos se reservaban para el Estado (entre ellos la extracción y proceso de energéticos, tales como el petróleo y el gas natural); la inversión extranjera directa se sometía a reglamentaciones severas; el Estado participaba en forma directa en muchas actividades productivas, y las políticas comerciales se orientaban a sustituir importaciones como medio para promover un crecimiento hacia adentro.

Aunque varias naciones en desarrollo tuvieron un éxito notable con la aplicación de tales políticas, a partir de los setenta se comenzó a vislumbrar cierto desajuste en el modelo. Era claro que pocas industrias estatales podrían seguir el paso de los cada vez más rápidos avances científicos y tecnológicos. En la mayoría de los casos, la industria no adquirió un aprendizaje oportuno y las naciones en desarrollo se atrasaban cada vez más, la industria se volvió progresivamente dependiente de la protección que otorgaba el Estado. La participación directa del sector público en la actividad productiva había dado lugar a subsidios crecientes para cubrir los crecientes déficits de las empresas públicas mal administradas y las reglamentaciones en materia de inversión extranjera directa no surtieron los efectos esperados en cuanto a transferencia de tecnología, integración nacional y exportación.

No es de sorprender que en el decenio de los ochenta las imperfecciones del libre mercado ya no eran las que más preocupaban, sino era precisamente la intervención gubernamental. Este cambio de visión no surgió en los países en desarrollo, sino que nació en el mundo avanzado, donde la disminución del papel del sector público se reflejó en procesos como la privatización y la desregulación del aparato público. Es así que en los ochenta hubo una reconsideración de ideas. Los parámetros del modelo de Keynes, aunque rígidos en el corto plazo, se sometieron a las leyes de la teoría neoclásica.

Después de 1982, cuando el Gobierno de México reconoció que el país estaba sufriendo un desajuste de caja y un problema financiero. Se determinó que las dificultades del país consistían en desequilibrio de la balanza de pagos y presupuestal, en la inflación, en la pérdida del crédito externo y de la confianza interna, la cual obviamente se refería a la de los inversionistas. Los problemas inmediatos eran esencialmente monetarios y financieros y los remedios tendrían que responder a este orden de desajustes.

También se reconocía la existencia de problemas estructurales que consistían fundamentalmente en la incompetencia de la producción mexicana tanto en el mercado interno como en el mundial. Las causas de ello se identificaron en la excesiva protección industrial y en el impedimento al juego mercantil como mecanismo de asignación de recursos y de presión para el avance tecnológico y de la productividad.

Las causas de los desajustes se consideraban simples aunque difíciles de resolver. Había sido la caída de los precios de las exportaciones, la elevación de las tasas de interés y sobre todo la corrupción e irracionalidad de gobiernos anteriores lo que había metido al país en el camino del derrumbe. Según la teoría monetaria neoclásica, con un ordenamiento riguroso, disciplina y una vigorosa moral era posible rescatarlo de la postración.

Los acuerdos establecidos con la comunidad internacional de acreedores y con el Gobierno de los Estados Unidos a través de los convenios con el FMI fueron los marcos de referencia de la política económica de estos últimos tres sexenios. Los diversos programas y planes en los que tomó cuerpo la política económica se expresaron en varios planos estratégicos y de acción.

El primer plano se refería a enfrentar los problemas inmediatos de desajustes, desequilibrios y distorsiones, incluyendo la inflación, que en esencia se remitieron a la esfera financiera, monetaria y cambiaria, es decir, la negociación de la deuda externa para que se asegurara un calendario de su servicio que la hiciera más regular y menos pesada en lo inmediato, al tiempo que se obtenían fondos frescos para sostener la operación de la economía.

El segundo plano consistió en lograr la recuperación de la actividad económica para lo cual se consideró que eran necesarios cambios estructurales que a su vez demandaran ajustes adicionales y en profundidad. Se trataba en esencia de adecuar el espacio económico para la operación plena de las relaciones del

capitalismo "competitivo", preparar el terreno para estimular a la iniciativa privada a tomar el liderazgo en el crecimiento y ocupar el mayor espacio económico posible.

Lo anterior significaba una disminución del peso y presencia del Estado y el saneamiento de las finanzas públicas. La inversión privada nacional y extranjera participaría en nuevos campos y bajo condiciones menos restrictivas, para que jugara un papel de complemento financiero, impulsara los avances tecnológicos y de contribuyera a elevar la capacidad de exportación del país.

El tercer plano trataba de un criterio de pagar intereses y amortizaciones de la deuda externa a toda costa. Dicha condición se expresó en el ajuste de las estrategias con el exterior, se trate de relaciones financieras o de la política de tasa de cambio, de exportaciones o de importaciones.

La política económica que se ejerce actualmente en el país sigue manteniendo la base teórica de corte neoliberal, la cual exige, entre otras cosas un Estado alejado de la competitividad productiva. Hace más de un sexenio que el Estado ha venido desincorporando o desapareciendo a muchas empresas antaño propiedad del sector público, con el argumento de "su poca utilidad y valor" dentro de la estrategia y búsqueda del crecimiento económico.

El sector petrolero de México ha enfrentado en años recientes un proceso de desregulación y privatización, el cual tiene como objetivo el alcanzar un mejor nivel de eficiencia económica. La política energética actual se propone concentrar los recursos públicos en aquellas áreas consideradas como prioritarias. En el caso de este sector, su proceso de privatización se inició y fundamenta en una serie de reformas de grado constitucional que impulsan a la inversión privada y social a llevar sus capitales hacia aquellas actividades previstas como no reservadas para el Estado, entre las se encuentran los rubros del transporte, el almacenamiento y la distribución del gas natural.

Comparativamente con otro tipo de combustibles, en nuestro país es relativamente reciente la importancia que ha adquirido la producción y demanda de gas natural, este hidrocarburo encierra ciertas características de combustión y manejo que lo convierten en un energético ideal y necesario, no sólo en la industria, sino también en los sectores eléctrico y doméstico.

El gas natural se convertirá en un energético ampliamente demandado en el país, por lo tanto, su carácter de combustible estratégico para el futuro resulta un objeto de estudio interesante para ser analizado y estudiado a través de un trabajo de Tesis.

Partiendo de un análisis de la evolución y el futuro del mercado nacional del gas natural, abarcando el periodo 1991-2000, se pretende enunciar las bases teóricas, político-económicas y legales por las que el Estado permitirá el ingreso de la iniciativa privada a este sector en los rubros de la distribución, el transporte y el almacenamiento del gas natural, es decir, se esclarecerá el rumbo de este mercado hacia la privatización.

La línea de trabajo de esta Tesis se enfoca a la investigación y comprobación de lo siguiente:

- La oferta nacional de gas natural no ha cumplido con las necesidades del mercado interno.
- La demanda interna de gas natural se incrementará ampliamente debido a las reformas legales que exigen el uso de combustibles limpios y eficientes.
- La iniciativa privada concentrará la mayoría de sus inversiones en el transporte y la distribución del gas natural hacia el sector generador de energía eléctrica y el industrial.
- Aunque el sector doméstico contará con mayor suministro de gas natural, seguirá manteniendo niveles de demanda por debajo del resto de los sectores.

- El Estado incrementará las facilidades para el ingreso de la iniciativa privada - nacional y extranjera - en el sector del gas natural.

Para dar curso a dichas líneas del trabajo, los resultados de la investigación se concentraron en cuatro capítulos:

En el Capítulo I se muestra de una forma histórica y conceptual la importancia que existe entre el consumo de energía y su efectivo impacto en el desarrollo y crecimiento económico de las naciones, haciendo especial énfasis en el caso de México y especificando su papel dentro del mercado mundial de la energía. Asimismo se expone de una forma amplia y técnica el origen, proceso y destino del gas natural, señalando a sus componentes químicos principales, así como su tránsito por los procesos de producción, transporte, almacenamiento y distribución, para llegar a los sectores de consumo final o intermedio; aclarando las ventajas y desventajas que se derivan de su utilización.

En el Capítulo II se expone y analiza el comportamiento del mercado nacional de gas natural durante el periodo 1991-1995, partiendo de tres vertientes: su oferta, demanda y precio. Por el lado de la oferta se lleva a cabo una descripción y estudio de la evolución de las reservas, la producción, el transporte, la distribución y las importaciones de gas natural, señalando los enlaces comerciales que existen entre las distintas subsidiarias de Petróleos Mexicanos (Pemex) relacionadas con el proceso producción-venta de este energético. Para el análisis de la demanda se adoptaron las cifras correspondientes a los niveles de ventas internas y externas de este combustible, siendo abordadas desde dos puntos de vista, por un lado se analizaron desde una perspectiva sectorial, y por el otro, desde una visión regional. Asimismo se realizó una exposición de la evolución de los precios internos de este combustible por tipo y región, exponiendo el mecanismo empleado para su determinación.

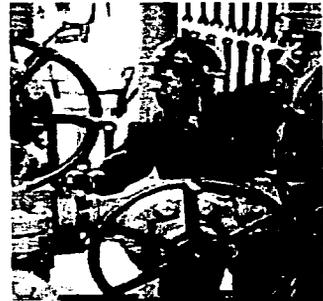
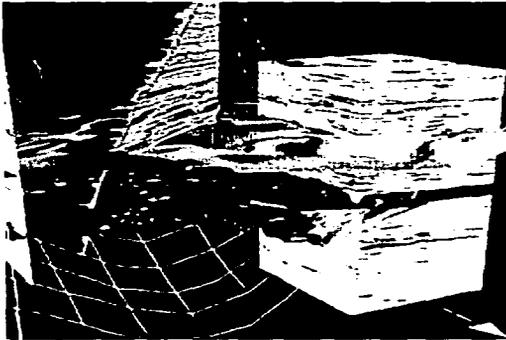
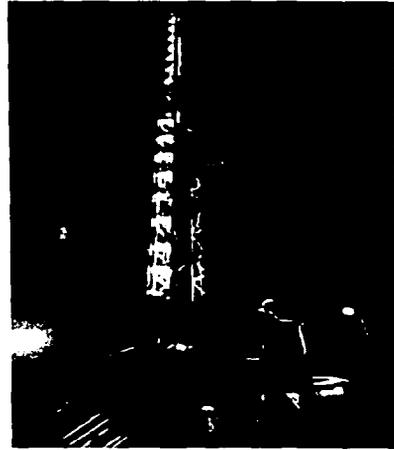
En el Capítulo III se llevó a cabo un ejercicio para determinar el futuro (1996-2000) del mercado interno del gas natural en términos de oferta y demanda. En este trabajo se exponen cifras proyectadas para los niveles de reservas, producción e importación de gas natural. Para el cálculo de las cifras esperadas de la demanda se empleó un modelo de proyección que considera de forma exógena a cada una de las variables que se involucran en la formación nacional del consumo de este combustible, así pues, se presentan cifras de la demanda proyectada para cada uno de los sectores representativos del consumo nacional de gas natural.

En el Capítulo IV, después de hacer una descripción sobre los postulados generales que predica el neoliberalismo, se describe la relación que existe entre éste y las medidas de política económica que se ha aplicado en estos último diez años el Gobierno de México, entre otras, la privatización de empresas consideradas como no estratégicas, tal es el caso de los sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, hecho que marca evidentemente el rumbo hacia la privatización del mercado nacional de este hidrocarburo, rumbo plenamente evidenciado a través de una serie de reformas de carácter legal que son descritas y analizadas en este capítulo.

Por último, en la sección Conclusiones y Recomendaciones, se presenta un resumen sobre lo más importante del trabajo y se enuncian los resultados derivados de la línea de investigación desarrollada, a partir de los objetivos y las hipótesis planteadas. Asimismo, se indica una serie de recomendaciones que tienen como fin buscar un alivio y solución a ciertos problemas detectados durante el proceso de esta investigación.

Finalmente, debo hacer constar que la conclusión de esta investigación no hubiera sido posible sin el apoyo teórico, técnico y financiero brindado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) a través del Programa de Becarios de Estancia Profesional para la Elaboración de Tesis, institucionalizado mediante la Subdirección de Capacitación y Servicios Técnicos, Representación Zona Centro, desarrollando actividades específicas en el Área de Investigaciones Económicas e Industriales.

I. Marco Histórico Conceptual



I MARCO HISTÓRICO CONCEPTUAL

1.1 EL MERCADO DE LA ENERGÍA Y SU IMPORTANCIA EN LA ECONOMÍA

El desarrollo de las civilizaciones modernas ha sido posible gracias al empleo de los energéticos. Desde hace cerca de dos siglos, cuando la Revolución Industrial rompió con los esquemas de la producción, el incremento en el uso de la energía en máquinas y complejos industriales, dio lugar a un desarrollo productivo y tecnológico sin precedentes. Así pues, el mundo moderno se ha vuelto inconcebible sin la existencia de la energía eléctrica, los automóviles, la maquinaria industrial, las computadoras, etc.

1.1.1 LA RELACIÓN ENERGÍA-ECONOMÍA

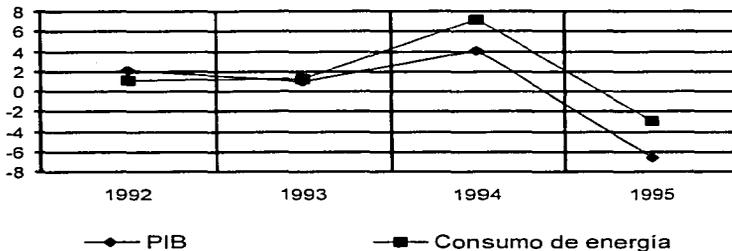
Los hidrocarburos, básicamente el petróleo y el gas natural, se han colocado como los principales energéticos que sirven a la industria, la agricultura, el transporte, el comercio, los servicios, los hogares y a muchas otras actividades de orden cotidiano. A pesar de que "la energía rara vez [constituye] más del 5% de los insumos totales de una economía, y sólo en el caso de algunos países productores y exportadores netos, virtualmente monoexportadores; representa una proporción importante del producto interno bruto"¹, la generación de la producción de cualquier país descansa, en gran medida, sobre el uso de estos hidrocarburos. Del consumo de los energéticos depende la generación de sueldos y salarios, ganancias y otras remuneraciones a los factores de la producción, ingresos fiscales, exportaciones, etc.

Los elevados grados de consumo de energía se encuentran muy correlacionados con el crecimiento económico de una nación. A pesar de esto, ningún país alcanzará un desarrollo económico con tan sólo elevar su consumo de energía. Para que el consumo de combustibles contribuya positivamente al desarrollo,

¹ Prólogo de Víctor L. Urquidí en: Almeida Garza Galindo, Alejandro. *Determinación del Precio Internacional del Petróleo. Opciones para México*, México, FCE, 1994, p. IX.

previamente se deben aplicar planes y medidas que contemplen un uso racional y equilibrado de los energéticos. Por ejemplo, de nada sirve contar con un excelente proyecto de ampliación industrial si la distribución y disponibilidad de la energía no se garantiza; "...así la gran disparidad de los niveles de vida que caracterizan el mundo actual se refleja con bastante exactitud en las diferencias de consumo de energía"² (ver Gráficas No. 1 y 2). La relación entre el consumo de energía y el producto interno bruto no será positiva si antes no se alcanza cierto grado de desarrollo tecnológico, sobre todo por parte de los países menos favorecidos.

MÉXICO: PRODUCTO INTERNO BRUTO Y CONSUMO DE ENERGÍA, 1992-1995
Crecimiento porcentual



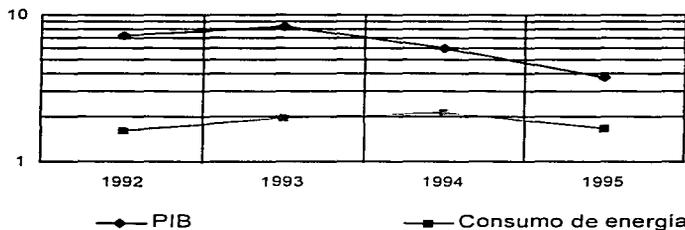
FUENTE: Elaboración propia, con base en INEGI, *El Sector Energético en México 1994* México, 1995 y British Petroleum, *BP Statistical Review of World Energy*, 1996, Inglaterra, 1995

Gráfica 1

² Centeno, Roberto. *Economía del Petróleo y del Gas Natural*, Madrid, edit. Tecnos, 1974, p. 22.

Aunque el precio de la energía es uno más de los factores que influyen en el nivel general de precios de la economía, es sin duda uno de los de mayor importancia. Cuando sube el precio de la energía eléctrica, por ejemplo, tal incremento se reflejará, tarde o temprano, sobre otro tipo de bienes o servicios.

E.U.A.: PRODUCTO INTERNO BRUTO Y CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA, 1992-1995
Escala logarítmica



FUENTE: Elaboración propia, con base en INEGI: *El Sector Energético en México 1994*, México, 1995 y British Petroleum, *BP Statistical Review of World Energy*, 1996, Inglaterra, 1995.

Gráfica 2

La energía se ha convertido en un instrumento estratégico, por tal motivo, la adopción de una política energética coherente puede proporcionar a un país ahorros considerables, con la consecuencia benéfica que ello implica para su desarrollo; y lo que puede ser aún más conveniente, otorga una garantía de aprovisionamiento, que en una coyuntura mundial desfavorable puede llegar a ser más valiosa.

1.1.2 LA OFERTA ENERGÉTICA. ESTRUCTURA

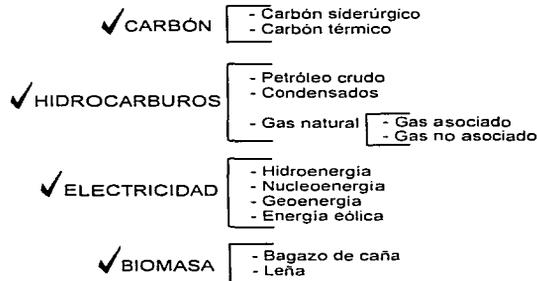
En el ámbito nacional, la oferta de la energía se integra por dos categorías fundamentales³:

- Energía primaria
- Energía secundaria

La **energía primaria** está compuesta por los distintos tipos de energéticos que se obtienen en forma directa de los recursos naturales disponibles en el país. Su producción puede provenir de:

- Yacimientos mineros.
- Recursos forestales.
- Recursos vegetales.
- Recursos eólicos.
- Recursos fósiles.
- Potencial hidráulico.
- Reservorios geotérmicos.
- Combustibles fisiónables.

Asimismo, la energía primaria se encuentra integrada por los siguientes materiales y elementos energéticos⁴:



El **carbón** presenta dos modalidades, el carbón siderúrgico y el carbón térmico, en ambos casos, después de ser extraídos, ingresan a las plantas lavadoras y, una vez tratados, el primero se envía al consumo industrial y el segundo a las centrales eléctricas.

Los **hidrocarburos** representan la mayor parte de los energéticos primarios enviados a los centros de transformación. Después del petróleo crudo, el **gas**

³ Secretaría de Energía. *Balance Nacional de Energía 1994*, México, 1995, p. 13.

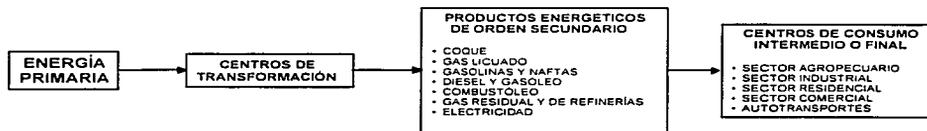
⁴ Existen otras fuentes energéticas que se mantienen en el nivel experimental y que aún no cuentan con una aplicación generalizada, por ejemplo: la energía solar, la energía microhidráulica (aprovechamiento de

natural constituye el principal energético del mercado nacional, con él se abastece a las centrales eléctricas, además de ser un insumo básico para la industria petroquímica.

Para la generación de **electricidad** las centrales eléctricas pueden emplear gas natural, combustóleo y/o diesel (termoeléctricas), carbón (carboeléctricas) y uranio (nucleoeléctricas). Las plantas hidroeléctricas emplean la fuerza del agua como un instrumento energético, las plantas eoloeléctricas usan la fuerza del aire, asimismo, las plantas geotérmicas emplean el vapor endógeno para la generación de electricidad.

Para el uso de la **biomasa** como energético, no requiere ser enviada a algún centro de transformación, el consumo del bagazo de caña y leña es prácticamente directo, ya sea en la industria o para el uso doméstico rural y urbano.

En la **Energía secundaria** se concentran los productos energéticos que se generan en los diferentes centros de transformación, productos que tienen como destino los diversos sectores de consumo y, eventualmente otros centros de transformación⁵:

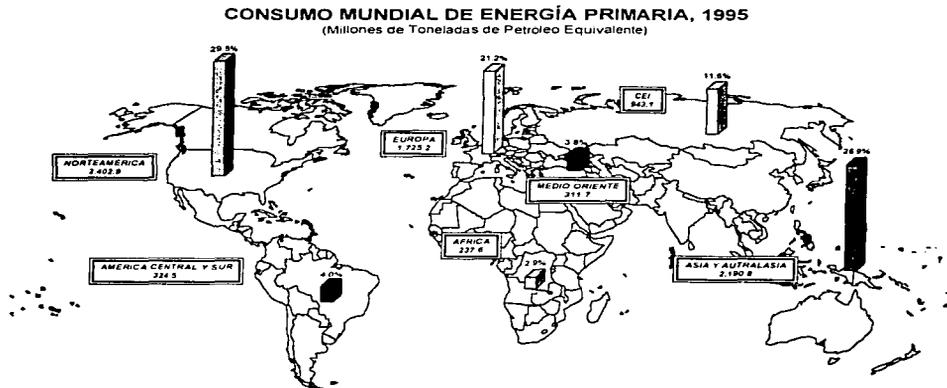


pequeñas caídas de agua) y la energía por biodigestión (obtención de gas por la descomposición de desechos orgánicos).

⁵ Secretaría de Energía. *Balanza Nacional... Op. cit.*, p. 39.

1.1.3 EL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA

En 1995 el consumo mundial de energía primaria fue de 8,136 mills. de toneladas de petróleo equivalente (MMTPE), algo menos del 40% de este total, alrededor de 3,227 MMTPE, correspondieron a petróleo, cuya importancia dentro del mercado mundial aún prevalece respecto al resto de los energéticos, sin embargo, sus volúmenes de consumo vienen en descenso, registrando crecimientos anuales promedio de sólo 0.74% (ver Mapa No. 1).



FUENTE: Elaboración propia, con base en British Petroleum, *BP Statistical Review of World Energy 1995*, Inglaterra, 1995, p. 38

Mapa 1

Desde "1985 la conservación y sustitución por otros combustibles ha reducido la dependencia del petróleo pasando del 50% en los setenta, a 43% [en promedio] del total de la energía consumida en el mundo"⁶. En 1995 las condiciones del

⁶ Secretaría de Energía. Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía, 1995-2000. *Diario Oficial de la Federación*, México, 19 de febrero de 1996, p. 8.

mercado mundial de energía colocaron al gas natural como el tercer combustible más demandado (1,884 MMTPE), marcando, en el período 1991-1995, una tasa de crecimiento anual promedio del 12%, hecho que le permitiría (*ceteris paribus*) desbancar dentro de algunos años al carbón, el cual ocupa actualmente el segundo lugar en importancia, con una participación de cerca del 27% dentro del consumo mundial de energía, creciendo en promedio anual a un ritmo del 0.19%.

Después del acelerado desarrollo y crecimiento de la energía nuclear registrado en los años setenta y ochenta, en el decenio presente su crecimiento ha sido muy modesto, su participación en el balance energético mundial de 1995 registró 596 MMTPE de consumo, cifra que lo posicionó en el cuarto lugar de importancia.

En la hidroelectricidad se observó una participación del 2.7% en el consumo total de energía (ver Cuadro No. 1).

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA, 1991-1995 (Millones de toneladas de petróleo equivalente)

Energético	1991	1992	1993	1994	1995
Petróleo	3,133	3,159	3,132	3,189	3,227
Carbón	2,194	2,174	2,166	2,185	2,211
Gas natural	1,799	1,802	1,830	1,838	1,884
Nuclear	541	546	565	574	596
Hidroeléctrica	195	195	205	206	219
Total mundial	7,861	7,876	7,897	7,991	8,136

FUENTE: Elaboración propia, con base en *BP Review of World Energy*, 1996.

Nota: En algunas cifras totales se aprecia el efecto del redondeo.

Cuadro 1

El consumo mundial de energía ha evolucionado en forma vinculada a la dinámica de la economía. "Sin embargo, en los años setenta, se registró una marcada desaceleración, sobre todo en los países desarrollados, lo anterior es consecuencia de las políticas de conservación y la mejoras en la eficiencia del uso

de la energía,... [esto] contrasta con la evolución de los países en desarrollo, en los cuales la intensidad del consumo de energía se ha incrementado en proporción similar, resultado en las mejoras de los niveles de ingreso y la difusión de la urbanización y la industrialización"⁷.

1.2 LA ENERGÍA EN EL PLANO NACIONAL

Para efectos del presente estudio, y dado su nivel de importancia, se considerarán como las principales fuentes de oferta energética, a los siguientes elementos:

- Producción de petróleo crudo.
- Producción de gas natural.
- Generación de energía eléctrica.

En el plano nacional, la producción de crudo para el periodo 1991-1995 mostró una tasa de crecimiento promedio anual negativa del 0.6%, pasando de los 2,676 miles de barriles diarios (MBD) de 1991 a 2,617 MBD en 1995. La producción nacional de gas natural se incrementó a una tasa de crecimiento promedio anual del 0.8%, para 1991 se obtuvo una producción de 3,634 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), mientras que en 1995 se alcanzaron los 3,759 MMPCD. En la oferta nacional de energía eléctrica se advirtió un crecimiento promedio anual del 4.9%, En 1991 se generaron 112,800 Gigawatts hora (GWh), mientras que en 1995 se registraron 136,458 GWh (ver Cuadro No. 2).

⁷ *Ibid.*, p. 9.

**EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
(1991-1995)**

Años	Petróleo crudo (MBD)	Gas natural (MMPCD)	Electricidad, generación neta (GWh)
1991	2,676	3,634	112,800
1992	2,668	3,584	116,000
1993	2,673	3,576	120,500
1994	2,685	3,625	130,471
1995	2,617	3,759	136,458

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex. *Indicadores Petroleros*, julio de 1996 y Comisión Federal de Electricidad (CFE). *Estadísticas del Sector Eléctrico*, varios años.

Cuadro 2

Por el lado de la demanda, el consumo nacional aparente de energía por sector⁸ mostró el siguiente comportamiento:

- **Petróleo:** Para 1991, el consumo nacional de este energético fue, en promedio, de 1,307 MBD; que al crecer anualmente en un 0.08% promedio se colocó en 1,311 MBD en 1995. Bajo los márgenes del estudio, 1994 fue el año en que se obtuvo la mayor demanda de este combustible (1,378 MBD); una de las causas de esto fue "la consistencia que se logró con la recuperación económica del país, misma que evolucionó a una tasa anual del 3.5%; así también, se observó un mayor dinamismo en la demanda general de combustibles por parte del sector eléctrico"⁹.
- **Gas natural:** El consumo nacional aparente de este energético mostró una tasa de crecimiento promedio anual del 0.3% durante el periodo de estudio. En 1992, por efecto de la crisis económica, se registró una caída en su demanda llegando a 2,654.0 MMPCD, esta cifra fue el resultado de la caída en el consumo de los sectores industrial y de la manufactura.

⁸ El consumo aparente (consumo nominal) involucra a la producción más las importaciones menos las exportaciones.

⁹ Pemex. *Memoria de Labores 1994*, México, 1995, p. 27.

- **Electricidad:** Este sector energético ha sido el más dinámico, al mostrar un crecimiento anual promedio del 5%, pasando de 11,399 GWh en 1991 a 135,595 GWh en 1995. "El crecimiento en el potencial instalado para la generación eléctrica dio lugar a un significativo crecimiento en la generación de electricidad"¹⁰ (ver Cuadro No. 3).

DEMANDA DE LOS PRINCIPALES ENERGÉTICOS, 1991-1995

Años	Petróleo crudo (MBD)			Gas natural seco (MMPCD)				Electricidad (GWh)			
	Producción	Exportaciones	Consumo nacional aparente	Producción	Exportaciones	Importaciones	Consumo nacional aparente	Importaciones	Exportaciones	Generación neta	Consumo nacional aparente
1991	2 676.0	1 369.0	1 307.0	2 964.0	0.0	164.6	2 828.6	816.0	2 019.0	112 850.0	111 399.0
1992	2 668.0	1 368.0	1 300.0	2 854.0	0.0	250.5	2 904.5	889.0	2 041.0	116 000.0	114 948.0
1993	2 673.0	1 337.0	1 336.0	2 696.0	4.7	96.6	2 787.9	909.0	2 015.0	120 500.0	119 394.0
1994	2 665.0	1 307.0	1 378.0	2 779.0	19.2	125.1	2 884.9	1 017.0	1 882.0	130 471.0	129 628.0
1995	2 817.0	1 306.0	1 311.0	2 717.0	21.5	172.9	2 858.4	1 081.0	1 944.0	136 458.0	135 595.0

FUENTE: Elaboración propia con base en Pemex, Indicadores Petroquímicos, julio de 1996, y Comisión Federal de Electricidad, *Estadísticas del Sector Eléctrico*, varios años.

Cuadro 3

1.2.1 EL SECTOR ENERGÉTICO EN LA ECONOMÍA NACIONAL

Debido a su notoria relación con toda actividad productiva y social, el sector energético ha tenido una influencia decisiva en el desarrollo económico del país. Durante el período 1990-1993 este sector contribuyó al Producto Interno Bruto (PIB) con un 4% en promedio. Por ramas de actividad económica, la *extracción de petróleo crudo y gas natural* contribuyó con un 49.6% al PIB del sector energético, el rubro *electricidad, gas y agua* ocupó el segundo lugar al registrar 37.7%, las actividades relacionadas con el *petróleo y sus derivados* participaron con un 10% y, por último, la categoría *carbón, grafito y derivados* aportó un 2.5%.

Para el mismo período, el número de ocupaciones remuneradas en el sector energético representó un 0.9% respecto al total nacional. Sin embargo, con el paso de los años el número de empleos en este sector se ha visto reducido,

¹⁰ Comisión Federal de Electricidad, *Estadística del Sector Eléctrico 1995*, México, 1995, p. 8.

cayendo en un 7.6% en promedio anual. Lo anterior es un claro ejemplo de las políticas de desincorporación de personal por parte de Pemex¹¹.

En la actualidad, Pemex es una de las diez compañías petroleras más grandes del mundo, ocupando el tercer lugar a nivel mundial, en lo que respecta a la producción de crudo. Durante los últimos años esta empresa ha sido la mejor contribuyente, ya que generó más del 35% del total de los ingresos del Gobierno Federal¹².

Al país ingresa un importante monto de divisas por concepto de exportaciones petroleras. En 1995 ingresaron a México poco más de 8,442 mills. de dólares por dicho concepto, lo que significó un 8.6% respecto al saldo total de la balanza en cuenta corriente.

Por el lado de la energía secundaria, la generación y suministro oportuno de energía eléctrica es un factor fundamental para cualquier actividad, ya sea del orden doméstico, industrial o comercial. En 1995, el sector eléctrico nacional generó 136,458 Gwh dando servicio a más de 200 millones de usuarios en cerca de 72,220 poblaciones del país¹³.

1.3 EL GAS NATURAL: ORIGEN, PROCESO Y DESTINO

Con frecuencia, el término "gas natural" es empleado de una forma muy general, por tal motivo, es necesario llevar a cabo una especificación técnica y conceptual de este combustible.

¹¹ "En los últimos años Pemex ha llevado a cabo importantes recortes de personal, pasando de 210,000 empleos en 1987 a sólo poco más de 100,000 en 1995". Traducido de OECD, International Energy Agency, *Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector*, Francia, 1996, p. 31.

¹² Banco de México, *Indicadores Económicos*, México, diciembre de 1996, p. I-95.

¹³ Comisión Federal de Electricidad. *Estadísticas del Sector Eléctrico... Op. cit.*, p. 8.

Como gas natural pueden ser identificados todos los gases¹⁴ que emanan del globo terráqueo o se encuentran suspendidos en la atmósfera. En la actualidad, el término "gas natural" se aplica de manera estricta a "... las mezclas de gases combustibles hidrocarburos o no que se encuentran en el subsuelo... Por tanto, y a pesar del empleo restringido de la definición, no es posible utilizar el término 'gas natural' más que genéricamente para cubrir una amplia gama de mezclas de gases, cuyas composiciones y poderes caloríficos pueden variar ampliamente"¹⁵.

1.3.1 ANTECEDENTES

Según marca la historia, fue en el año de 1609 cuando un científico flamenco llamado Jan Baptista Von Helmont, inventó y empleó por primera vez la palabra *gas*. Asimismo, fue hasta 1795 cuando el científico italiano Lazzaro Spallanzani propuso el término *gas natural*; a partir de entonces este concepto fue traducido a varios idiomas y su uso comenzó a extenderse en varias partes del mundo¹⁶.

En el año de 1819, el químico Jöns Jacob Berzelius dio a conocer la fórmula química para distinguir al gas natural (CH₄). Fue en 1865 cuando el químico alemán Wilhelm Von Hoffmann denominó al compuesto CH₄ como *metano*, confirmándolo junto con la nomenclatura de varios componentes hidrocarburos en el Congreso Internacional de Química en Ginebra, Suiza, en 1892¹⁷.

1.3.2 COMPONENTES

El gas natural es un energético de orden primario compuesto por una combinación natural rica en hidrocarburos gaseosos. Su principales constituyentes son el metano -entre el 80 y 99% en promedio- y el etano (C₂H₆). En menor cantidad se

¹⁴ Todo gas es un fluido compresible que llena por completo el volumen del cuerpo que lo contenga.

¹⁵ Centeno. *Op. cit.*, p. 278.

¹⁶ En Estados Unidos se empleó el término "gas natural" para designar al "metano", a pesar de que entonces aún no se descubrían los componentes elementales del gas natural, ni se inventaba como tal la palabra *metano*.

¹⁷ OECD, International Energy Agency. *Natural Gas...* *Op. cit.*, pp. 9-10.

encuentran presentes los siguientes hidrocarburos parafínicos: Propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentano (C_5H_{12}), etc. De igual manera, también pueden encontrarse otros gases no hidrocarburos como el bióxido de carbono (CO_2), helio (He), ácido sulfhídrico (H_2S), Argón (Ar) y nitrógeno (N).

Los gases ácidos deben ser tratados para eliminarlos y proceder a la comercialización del gas natural. El ácido sulfhídrico es considerado como una de sus impurezas más dañinas, este ácido es un gas altamente tóxico y corrosivo, cuando se quema resultan restos de combustión que contienen óxidos de azufre (S) que son perjudiciales para la vida animal y vegetal.

Los elementos inertes tales como el nitrógeno y el helio generan menos inconvenientes, sólo en los casos en que éstos se encuentran en cantidades muy importantes pueden afectar en la combustión o en la compatibilidad con otros gases¹⁸.

1.3.3 ORIGEN

El origen de los hidrocarburos es un tema aún muy discutido. Existen distintas teorías que abordan el tema, algunas proponen un origen inorgánico y otras suponen un origen orgánico. Las dos propuestas son aceptables, pero la segunda ha mostrado hipótesis y trabajos más valiosos, siendo por esto la normalmente aceptada.

Según la teoría del origen orgánico, se propone que la formación de los hidrocarburos fósiles ha seguido el siguiente proceso:

¹⁸ En el caso del helio, sólo cuando se encuentra presente en cantidades superiores al 0.2% resulta rentable su recuperación. Este gas es el más ligero entre los inertes y, dadas sus propiedades, resulta muy útil en la industria. El gas natural es la única fuente de la que comercialmente puede obtenerse.

- Los restos de algas y fauna marina se han ido depositando en el fondo de los mares, mezclados con arena y lodo, nuevos sedimentos han ido después recubriendo a los más antiguos.
- La materia orgánica ha ido quedando aprisionada, transformándose en gas y petróleo como consecuencia de la temperatura y de la presión.
- En el curso de centenares de miles de años, bajo la influencia de las fuerzas actuantes en la corteza terrestre, los sedimentos se han convertido en rocas, que se han deformado y plegado. Las rocas madres bajo la acción de la presión exprimen los líquidos y los gases hacia las rocas almacén, porosas y permeables¹⁹.

El gas natural está contenido en estructuras geológicas similares a aquéllas que concentran petróleo crudo, asociado o no a éste. Este gas se encuentra atrapado en rocas porosas, arenosas o calizas, mismas que están cubiertas por rocas impermeables²⁰.

Además de los depósitos comunes de gas natural, existe un tipo muy singular de yacimientos que contienen hidratos de gas, en los cuales el gas aparece combinado con agua en estado sólido. "Los hidratos de gas son compuestos de tipo *clatrato* donde las moléculas de gas están insertas en un reticulado formado por moléculas de agua permaneciendo fijas las posiciones de ambos, de forma que constituyen un sólido cristalino, cuyo proceso de formación está gobernado por la composición del gas, el estado del agua, la presión externa y la temperatura"²¹.

Las áreas geográficas en donde se han hecho acumulaciones de este tipo de hidratos han sido aquéllas de más reducida temperatura en la corteza terrestre,

¹⁹ Centeno. *Op. cit.*, p. 119.

²⁰ Almeida Garza Galindo, Alejandro. *Comportamiento de las Ventas de Gas Natural en México, Período 1960 - 1983*. Tesis de Licenciatura, México, IPN, 1984, p. 6.

²¹ Centeno. *Op. cit.*, p. 290.

predominando las zonas que se mantienen congeladas de forma permanente²², siendo Alaska, Siberia y el Canadá las regiones más beneficiadas en este sentido.

El potencial de las acumulaciones de hidratos no termina aquí, a profundidades de 200 a 600 metros en los océanos, se estiman condiciones favorables para la formación de este tipo de hidratos.

1.3.4 PROCESO PRODUCTIVO

Para entender el *proceso de extracción* del gas natural, habrá que remitirse a las actividades de *exploración*, que son el conjunto de tareas de campo y oficina, cuyo objetivo es descubrir las reservas de crudo y gas para evaluar las potencialidades de extracción en otras regiones. Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración, empiezan las actividades de *explotación*, considerando factores como la dimensión de la estructura geológica, el espesor del estrato productor, las posibilidades de producción y los costos materiales y humanos que son necesarios.

El gas natural es más compresible que el petróleo, por tanto, su sola presión permite durante los procesos de extracción recuperar grandes cantidades del mismo (60% en promedio, frente a un 20 ó 30% para el petróleo). La presión que mantiene el gas natural en los yacimientos hace innecesario, en la mayoría de los casos, el uso de costosos procedimientos de recuperación secundaria, como los utilizados para el crudo.

La extracción del gas natural de los yacimientos petrolíferos se realiza con procesos similares a los que se aplican en la explotación del aceite crudo. Una vez que el pozo ya está en proceso de explotación, se conecta una tubería de separación que divide el crudo del gas, continuando su curso por ductos diferentes.

²² "Estas áreas comprenden alrededor del 23% de la superficie de las tierras emergidas". *Ibid.*, p. 291.

En la mayoría de los yacimientos petrolíferos existen cantidades variables de gas, ya sea en combinación con el petróleo (en solución) o en una "capa" gaseosa por encima de él. A este tipo de gas natural se le conoce como *gas asociado*.

Cuando el gas está disuelto en el crudo, necesariamente se le extrae junto con él, pero cuando el gas se encuentra separado del crudo, no se le extrae sino hasta después de recuperar el petróleo del yacimiento; si por el contrario, se extrajese primero el gas, se reduciría la presión natural del pozo, factor fundamental para la recuperación del crudo²³.

En ocasiones el exceso de gas es reinyectado en el pozo para mantener la presión de la reserva y así obtener una mejor recuperación y conservación del crudo y del gas²⁴.

En algunos yacimientos sólo existe gas natural, el gas que se extrae de estas estructuras geológicas es el llamado *gas no asociado*. Se piensa que el origen de este tipo de gas se debe a alguno de los siguientes mecanismos:

- A una degradación bioquímica de la materia orgánica en rocas sedimentarias poco profundas y de edades geológicas relativamente recientes.
- A una degradación química de residuos orgánicos en rocas profundas y antiguas²⁵.

Una vez que el gas natural es extraído de los yacimientos y antes de comenzar su transporte, es necesario llevarlo a una serie de procesos con el objeto de reducir

²³ "En un principio el gas natural era considerado como un subproducto no deseado de la explotación de crudo. Pasaron muchas décadas para que esta industria tomase conciencia de lo importante que es la presión del gas natural en los yacimientos para mantener e incluso incrementar la recuperación del crudo". Márquez D. Miguel H. *La Industria del Gas Natural en México 1970 - 1985*, México, El Colegio de México, 1989, p. 13.

²⁴ Almeida. *Op. cit.*

²⁵ Almaraz Márquez, Javier. *El Gas Natural en México: Situación en la Década de los Ochenta y Perspectivas*. Tesis de Maestría, México, IPN, 1994, p. 8.

sus contenidos de elementos licuables -gases de alto peso molecular- hasta niveles que no expongan a las tuberías con una formación de hidratos y condensaciones (ver Diagrama No. 1).

Cuando el gas natural se encuentra fuera de los yacimientos productores, ya sea asociado o no al crudo, por sus características y composición puede ser clasificado en tres tipos:

- Gas húmedo amargo.
- Gas húmedo dulce.
- Gas seco.

Se considera como *gas húmedo*²⁶ a aquel que tiene una concentración de productos menos volátiles (propano, butano, etc.) recuperables en cantidades equivalentes de más de 300 galones por millón de pies cúbicos y, *gas seco* a aquel que se le pueden extraer menos del equivalente de 100 galones de hidrocarburos licuables a una presión de 1 kg/cm² y a una temperatura de 20°C²⁷. El "gas natural" al que se hará referencia a los largo de todo el estudio corresponde al "gas seco".

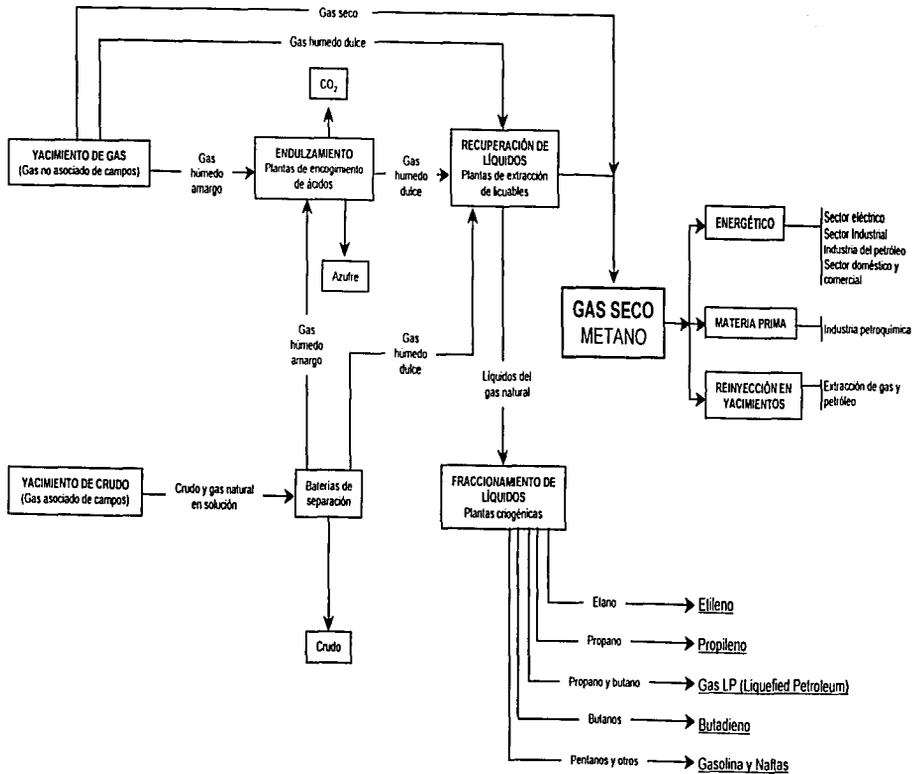
El *gas húmedo amargo* se caracteriza por ser altamente corrosivo, ya que guarda altas tasas de ácido sulfhídrico. Por este motivo es necesario llevarlo a los complejos petroquímicos y someterlo a un proceso de "endulzamiento" (encogimiento de ácidos), en donde es separada esta impureza para obtener gas húmedo dulce por un lado y, como subproducto, azufre, "cuyas ventas [en parte] pueden servir para cubrir los costos del proceso de separación"²⁸.

²⁶ Las definiciones de *gas húmedo* y *seco* no se refieren al contenido de agua, sino a la proporción de hidrocarburos líquidos y licuables que contiene el gas natural.

²⁷ Méndez Guerrero, Manuel. *Proyecto de una Red de Distribución de Gas Natural para Uso Doméstico en la Cd. de México, D.F.* Tesis de Ing. Petrolera, México, UNAM, 1967, pp. 10-11.

²⁸ Centeno. *Op. cit.*, p. 293.

PROCESO PRODUCTIVO DEL GAS NATURAL



Fuente: Elaboración propia.

Diagrama 1

El *gas húmedo dulce* que proviene de campos, junto con el gas endulzado por encogimiento, pasan a las plantas de extracción de licuables. En este proceso se aplican bajas temperaturas para transformar en líquidos a los siguientes elementos, también conocidos como *líquidos del gas natural* (LGNs): Etano, propano, butano²⁹ y demás elementos pesados (gasolina natural).

Una vez que se han retirado los LGNs, se obtiene el **gas seco** (*metano*) que, sumado al gas seco directo de campos³⁰ puede utilizarse como:

- Combustible o energético.
- Materia prima.
- Gas para reinyección.

1.3.5 TRANSPORTE

1.3.5.1 GASODUCTOS

A pesar de que el gas natural era conocido y utilizado desde hace muchos años, sólo era empleado en pequeñas cantidades y en lugares cercanos a sus yacimientos. Debido al constante crecimiento de sus aplicaciones y, por tanto, de su demanda, se comenzó a buscar técnicas de transporte que fueran capaces de llevarlo de una manera económica, eficiente y en grandes cantidades, a distancias cada vez más alejadas de las zonas de producción. Estas técnicas comenzaron su desarrollo cuando surgió la posibilidad de formar y soldar tubos de acero con paredes delgadas³¹. En la actualidad se tienden gasoductos de amplio diámetro,

²⁹ Comercialmente, a la combinación de los gases butano y propano se le conoce como gases licuados de petróleo, por sus siglas en inglés *LPG*.

³⁰ Aunque en términos relativos son volúmenes menores, existe un tipo de gas natural que desde su extracción carece de LGNs y compuestos ácidos, es decir, está prácticamente listo para ser utilizado por el consumidor final.

³¹ "El empleo del gas natural como materia prima energética es un hecho relativamente reciente; hasta la década de los años 20 en la que fueron puestas a punto técnicas para construir y soldar tuberías capaces de resistir altas presiones, y por tanto de transportar el gas a grandes distancias, su comercialización en gran escala era imposible. Los Estados Unidos [fue] el primer país en comercializar gas natural...". Centeno. *Op. cit.*, p. 282.

cubriendo grandes distancias y transportando gas bajo presiones muy elevadas. En su mayoría, el gas natural es transportado a través de gasoductos (97%)³².

Comparativamente, el transporte de gas natural a través de gasoductos es más caro que el transporte de petróleo. Entre algunos de los factores que elevan los costos se encuentran las complejas y caras unidades compresoras, así como los materiales de alta resistencia con los que se fabrican los tubos.

En muchas regiones del mundo el consumo de gas natural tiene un marcado comportamiento estacional, hecho que también hace difícil el asegurar un uso pleno y constante de los gasoductos que se construyan.

El contenido de energía del gas fluctúa alrededor de un cuarto de la del crudo por unidad de volumen transportado en la misma tubería³³.

Los costos de construcción de los gasoductos pueden variar ampliamente dependiendo de las condiciones geográficas por las que tengan que atravesar, los factores de carga del sistema y las presiones que se vayan a emplear.

Si se hiciera el supuesto de que se construye un gasoducto en terrenos normales, con pocos accidentes geográficos y lejos de asentamientos humanos en donde se tuvieran que pagar derechos de paso y expropiaciones; un 50% de los costos totales se referirían a la tubería y, el resto sería para la excavación, la colocación, el revestimiento y la protección catódica de los tubos³⁴.

³² Almaraz. *Op. cit.*, p. 13.

³³ "Por ejemplo, mientras que una canalización de 16 pulgadas de diámetro. [se] podría transportar 283,000 m³ de gas al día sobre un trayecto de 160 km., lo que equivale aproximadamente en poder calorífico a un millón de toneladas de crudo anuales, la misma canalización transportaría cuatro veces este poder calorífico si condujera petróleo". *Ibid.*, 294.

³⁴ La protección catódica tiene por finalidad el restablecimiento del equilibrio electroquímico de la conducción, aplicando a la misma un exceso de cargas negativas con el fin de neutralizar todos los iones metálicos positivos, ya que una tubería enterrada en el suelo se comporta como un electrodo dentro de un electrolito, de manera que el metal de que está formado se descompone en iones positivos y electrones negativos, lo que produce la corrosión de la conducción.

El costo de la colocación de gasoductos en zonas marinas es aún más elevado, siendo que éstos sólo transportan gas en menores cantidades, pero a mayores presiones.

Los gasoductos deben mantenerse bajo un estricto control de presión y movimiento, sobre todo cuando los ramales mantienen presiones elevadas y se encuentran cerca de zonas urbanas. Este trabajo de control lo realizan casi en su totalidad las computadoras, las cuales son programadas para realizar simulaciones dinámicas, que entre otras funciones, determinan los efectos de variación o fallo en el suministro y en la corriente interna de los ductos. Asimismo, los programas proponen medidas correctivas en caso de algún error.

En el caso de México, se considera como *transporte de gas natural* a: "La actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos a personas que no sean usuarios finales localizados dentro de una zona geográfica"³⁵.

Asimismo, la *distribución de gas natural* es "la actividad de recibir conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de ductos dentro de una zona geográfica"³⁶.

1.3.5.2 TRANSPORTE VÍA MARÍTIMA

El desarrollo de nuevas y complejas técnicas han hecho posible el transporte de gas natural por vía marítima a través de enormes buques-tanque, superando así la barrera de los océanos y conciliando intercambios de este energético a un nivel internacional³⁷.

³⁵ Secretaría de Energía. Reglamento de Gas Natural, *Diario Oficial de la Federación*, 8 de noviembre de 1995, p. 50.

³⁶ *Ibid.*

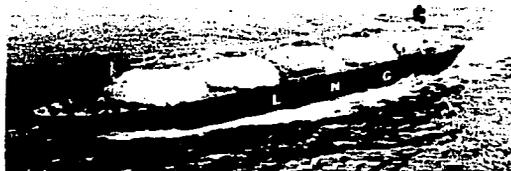
³⁷ "...en 1959 [se logró] la transformación de un buque de carga seca [para el] transporte de gas líquido, el Methane Pioneer". Centeno. *Op. cit.*, p. 301.

Para librar las fronteras interoceánicas, el gas natural tiene que ser transformado a su forma líquida; así pues, el primer paso debe ser la conversión del metano a su estado líquido, lo anterior se logra sometiéndolo a bajas temperaturas que alcanzan hasta los -162.2°C (-260°F) a presión atmosférica normal. Esta temperatura logra licuar al metano, contrayéndolo hasta 600 veces respecto a su volumen original.

La cadena de la producción y distribución del gas licuado puede resumirse en: a) licuación, b) transporte marítimo, c) terminal de recepción, d) almacenamiento y e) regasificación. La inversión en las dos primeras fases es muy elevada y, de hecho, son las que constituyen mayor riesgo.

Una vez que el metano se ha vuelto líquido, la siguiente fase es su transporte a través de los buques-tanque ("metaneros") especialmente diseñados para manejar y mantener este líquido a una temperatura en extremo baja.

El costo de fabricación de estos buques representan sumas mayores al doble de lo que representa invertir en la construcción de un buque petrolero. El peso específico del metano líquido no alcanza a 0.5 y, en consecuencia una tonelada de metano líquido ocupa un volumen mucho mayor que una tonelada de petróleo. Estos dos factores implican costos entre el metanero y el petrolero (con base a la capacidad de transporte por tonelada) en una relación de 4 a 1; pero, si se toma como base la potencia térmica de los combustibles, la relación pasaría de 3 a 1, pues una tonelada de gas seco tiene 20% más calorías que una de crudo (ver Ilustración No. 1).



Buque-tanque "metanero". BP Statistical Review of World Energy. <http://www.bp.com/bpstat>

Ilustración 1

1.3.6 ALMACENAMIENTO

La necesidad de un abasto eficiente y oportuno, la preocupación por la fluctuación en el nivel de los precios y el factor de incertidumbre que ocasionan los cambios climáticos son, entre otros, problemas que han obligado a pensar en una nueva forma de suministro de gas natural. La solución se ha alcanzado en ciertos sentidos con el desarrollo de nuevas tecnologías que permiten su almacenamiento en grandes volúmenes en el subsuelo.

Se ha descubierto que las cavidades geológicas que pueden contener al gas natural de una forma barata y segura son las cavernas de sal. En algunas ocasiones es necesario crearlas o ampliarlas, para este fin se usan fuertes corrientes de agua para disolver las rocas de sal, obteniendo así un mejor control sobre su tamaño o volumen.

Las grandes distribuidoras de gas natural son las principales empresas que se benefician con estos descubrimientos. Con sus amplios volúmenes de almacenamiento artificial, hacen frente a las crisis en el movimiento de los precios o a una sobre carga fortuita en la demanda del combustible³⁸.

³⁸ Energy Resources Committee of the Interstate Oil and Gas Compact Commission. *Natural Gas Storage in Salt Caverns. A Guide for State Regulators*. E.U.A., 1995, p. 3.

En el *Reglamento de Gas Natural*, Artículo 2º, se especifica que el almacenamiento es "la actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas, cuando el gas sea mantenido en instalaciones distintas a los ductos".³⁹

En el caso de México las cavernas salinas de Tuzandépetl, en el municipio de Ixhuatlán del Sureste, en el Estado de Veracruz, son una opción para el desarrollo de estas nuevas tecnologías, aún incipientes en el país.

1.3.7 CONSUMO Y DESTINO

Como energético, el gas natural tiene diversos usos y es preferido por ser un combustible particularmente limpio. Las principales industrias que emplean gas natural son la siderúrgica, la química, la minera, la del vidrio y cerámica, la del papel y celulosa, del cemento, fertilizantes, cerveza y malta, aluminio y otras⁴⁰. También se utiliza en motores, turbinas, quemadores para calentamiento directo, hornos y calderas o como combustible doméstico. Resalta el uso del gas natural en la generación de energía eléctrica, sobre todo en áreas urbanas consideradas como zonas críticas por la normatividad ambiental⁴¹.

El gas natural es fundamental como materia prima en la industria petroquímica. El metano es el más adecuado para la fabricación de amoníaco (producto base para la industria de fertilizantes nitrogenados) y también del metanol (producto utilizado en la fabricación de plásticos y proteínas sintéticas).

El gas natural también es empleado como combustible en la misma industria petrolera. Asimismo, parte del gas que consume lo emplea para el bombeo neumático en pozos petroleros que ya no cuentan con la presión suficiente para fluir por sí mismos y, de esta forma, incrementar el factor de recuperación en estos

³⁹ Secretaría de Energía. *Op. cit.*

⁴⁰ Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. *Balance Nacional de Energía, 1991*, México, v. págs.

⁴¹ Comisión Federal de Electricidad. *Unidades Generadoras en Operación (Sistema Eléctrico Nacional) 1995*, México, 1996, pp. 108-109.

yacimientos. En este último caso, el gas utilizado no se consume, sino sólo circula de los compresores a los pozos y viceversa, con pérdidas mínimas.

Una parte considerable de la demanda global de gas natural está constituida por el consumo del sector doméstico. En muchas regiones frías y pobladas del mundo se hace necesario mantener templadas las casas habitación a través de sistemas de calefacción que emplean gas natural. Asimismo, es distribuido en ciertas zonas residenciales y comerciales con el fin de facilitar el acceso a la energía, emulando la distribución de electricidad y remplazando la quema del gas L.P.

1.3.8 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

El uso del gas natural presenta ventajas respecto al combustóleo y al diesel, toda vez que a diferencia de éstos no produce óxidos de azufre y reduce sensiblemente las partículas suspendidas, contribuyendo así a la preservación del medio ambiente (ver Cuadro No. 4).

Asimismo, este gas tiene ciertas cualidades que le confieren una ventaja sobre el resto de los combustibles alternativos con los que entra en competencia, tales como:

- La quema del gas natural es completamente limpia y produce muy escasa contaminación, ya que al realizarse su combustión está totalmente desulfurado, por lo que no da lugar a lluvias ácidas; además, por su alto contenido de hidrógeno, al quemarse contribuye menos que el petróleo y carbón al efecto "invernadero", provocado por la acumulación de bióxido de carbono.
- Se consigue una mejor regulación del calor, siendo posible obtener una temperatura y atmósferas controladas.

**VENTAJAS COMPARATIVAS DEL GAS NATURAL
RESPECTO A OTROS COMBUSTIBLES**

Principales características	Unidad de medida	Gas natural	Combustóleo		Diesel
			3% S*	1% S	0.5 % S
Poder calorífico	kcal/m ³	8,460	10,156,623	10,097,322	9,161,832
	kcal/kg	10,432	10,364	10,303	10,703
Emisiones contaminantes SO _x	kg/MMBTU ^c	0	1.9851	0.4992	0.2354
Precio 1995 ^d	Dls/MMBTU	2.8	2.1	2.3	3.4

* Contenido de azufre.

^b Precios spot anuales promedio en la Costa Norteamericana del Golfo de

^c Millones de Unidades Térmicas Británicas

Nota: Se utilizaron los siguientes densidades para los
Combustóleo= 980 kg/m³, Diesel= 856 kg/m³ y Gas Natural= 0.811 kg/m³

FUENTE: Elaboración propia, con base en e*Balance Nacional de Energía 1995; Prontuario del Sector Energético 1990-1995 y Memoria de Labores de Pemex 1995.*

Cuadro 4

- La comodidad de su utilización es comparable con la electricidad, lo que le hace particularmente apreciado en los sectores industrial, comercial y doméstico⁴².
- A diferencia de lo que ocurre con el petróleo o el carbón, el gas natural no dispone de un mercado global. Su transporte desde las regiones ampliamente dotadas se ve obstaculizado por el tipo de sistema necesario para su circulación. Sin embargo, existe un mercado mundial para las tecnologías que fomentan su uso o perfeccionan la producción de este recurso. En este campo residen las mejores oportunidades de que dispone esta industria para competir en todas las regiones.
- Las plantas generadoras de energía eléctrica que trabajan con un ciclo combinado con base en la combustión de gas, producen electricidad a niveles

⁴² Centeno. *Op. cit.*, pp. 368-369.

más eficientes que con otros combustibles fósiles, requieren de inversiones de capital considerablemente inferiores y sus efectos contaminantes al ambiente son menores.

Por lo que respecta a ciertas desventajas en su uso, cabe considerar el alto costo del transporte y almacenamiento, ya que las redes de gasoductos requieren de grandes inversiones para extenderlas a largas distancias considerando: diferencias climáticas, dificultades topográficas, rendimientos por pozo, etc. Por estas razones, su utilización se da, en muchos de los casos, sólo en mercados que cuentan con una red de gasoductos que están conectados directamente a los centros productores de gas.

La llama que produce el metano no es muy luminosa, lo cual es una desventaja cuando se requiere de cierta luminosidad. Sin embargo, el uso de llamas de gas de alta intensidad y velocidad equilibra esta desventaja en la mayoría de los casos.

El transporte de metano por vía marítima presenta sus problemas, toda vez que aproximadamente el 25% de la energía primaria se pierde en el procesamiento del gas natural y existe el grave riesgo de una explosión de un buque-tanque en algún puerto⁴³.

1.4 EL GAS NATURAL EN EL MUNDO

1.4.1 RESERVAS

Las reservas mundiales de gas natural se encuentran distribuidas de una forma distinta a las del petróleo crudo, lo anterior cobra cierta ventaja geopolítica para algunos países en desarrollo, pero dado que muchas de estas reservas se encuentran lejos de las regiones industriales, las inversiones necesarias para su transporte serían muy elevadas, hecho que indica que el problema fundamental

⁴³ WAES. *Energía: Prospectivas Mundiales 1985-2000*, México, Ed. FCE, 1981, pp. 219 y 220.

para el desarrollo del mercado mundial del gas natural no es un factor de reservas, sino básicamente un problema de transporte y distribución.

Las reservas mundiales de este energético se colocaron en los 4,933.6 billones de pies cúbicos (BPC) en 1995. En ese año destacó de forma importante el volumen de la Comunidad de Estados Independientes (CEI), que ha mantenido el 40% promedio del total mundial durante los últimos 5 años. Nueve países integrantes de la OPEP mantienen el 38.6%, del cual un tercio corresponde a Irán. Por su parte, los países de América del Norte sólo registraron 6.1% (Ver Gráfica No 3).

Al ritmo actual de producción de gas natural *ceteris paribus*, las reservas podrán satisfacer el consumo mundial por cerca de 66 años en promedio.

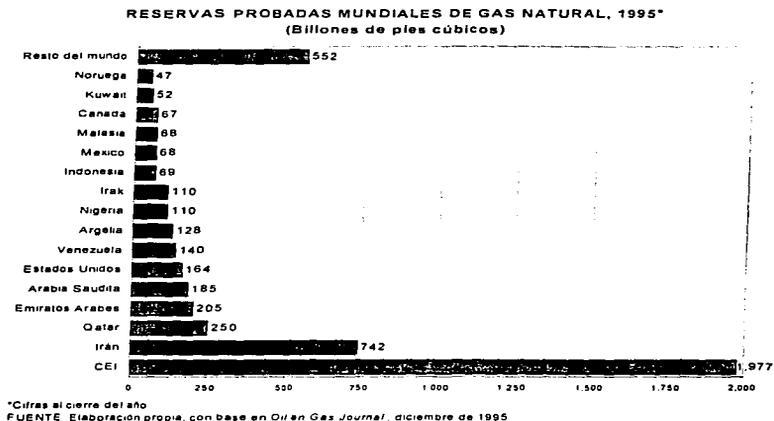
En términos de reservas probadas, en 1995 México se ubicó en el duodécimo lugar de importancia, registrando un volumen de 68,413 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC), lo que representó el 1.4% del total de reservas mundiales para ese año.

1.4.2 PRODUCCIÓN

Aunque puede sonar obvio, el petróleo y el gas natural se producen en las regiones en donde ellos existen y en donde se ha logrado encontrarlos. Por ello, los volúmenes producidos dependen en gran parte de razones geológicas. Estos volúmenes también dependen del esfuerzo y la habilidad que se haya invertido en las actividades de exploración y explotación.

Por otro lado, el consumo de estos hidrocarburos depende del grado de desarrollo económico de un país o una región. Este nivel de desarrollo, en general, es independiente de las condiciones geológicas del país consumidor.

Por la interacción de este juego de hechos, normalmente las áreas geográficas y los países tienen sobrantes o faltantes de hidrocarburos. El ajuste entre los requerimientos y la producción se ha resuelto mediante el comercio internacional.



Gráfica 3

En términos relativos, los procesos de extracción de gas natural son menos complejos y costosos que los del petróleo. El hecho de que el gas natural sea más compresible que el crudo, facilita su recuperación y en cantidades muy elevadas. Esto permite evitar, en muchas ocasiones, la aplicación de otros procesos de extracción secundaria.

Sin embargo, a pesar de esta ventaja comparativa del gas frente al crudo, los costos de transporte y almacenamiento del metano son muy superiores a los del crudo y algunos de sus derivados pesados. Por esta razón la explotación del gas natural se encuentra únicamente y, en la mayoría de los casos, próxima a su mercado consumidor.

La producción mundial de gas seco en el mundo alcanzó la cifra de 204,156 MMPCD. De este total, el 63.4% se concentró en tres productores principales, la CEI con 63,537 MMPCD (31.1%), Estados Unidos con 51,852 MMPCD (25.4%) y Canadá con 14,038 MMPCD (6.9%).

La producción mundial se ha ampliado de una forma lenta, durante el período 1991-1995 se presentó una tasa de crecimiento promedio anual de tan sólo 1.2%.

Por otro lado, en 1995 México registró una producción de gas natural de 2,793 MMPCD, cifra que representa el 1.4% del total mundial. Con este nivel de producción México se colocó en el duodécimo lugar de importancia (ver Cuadro No. 5).

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS SECO, 1991-1995
(Millones de pies cúbicos diarios)

País	1991	1992	1993	1994	1995
1 CEI	72,824	70,139	68,394	64,639	63,537
2 Estados Unidos	49,156	49,552	50,108	51,970	51,852
3 Canadá	10,144	11,182	12,080	13,086	14,038
4 Reino Unido	4,890	4,965	5,842	6,302	6,891
5 Argelia	5,115	5,297	5,404	5,136	5,832
6 Indonesia	4,965	5,232	5,414	5,575	5,628
7 Arabia Saudita	3,082	3,274	3,456	3,627	3,809
8 Irán	2,482	2,408	2,611	3,060	3,403
9 Noruega	2,632	2,836	2,782	2,964	3,017
10 Venezuela	2,108	2,087	2,472	2,664	2,910
11 Australia	2,087	2,258	2,354	2,707	2,857
12 México	2,525	2,450	2,643	2,707	2,793
13 Malasia	1,958	2,194	2,397	2,515	2,793
14 Emiratos Arabes	2,290	2,140	2,204	2,408	2,622
15 Argentina	1,915	1,937	2,076	2,140	2,440
16 Rumania	2,194	1,958	1,851	1,680	1,637
Subtotal	170,365	169,905	172,088	173,180	176,079
Resto del mundo	24,161	25,637	27,167	27,863	28,098
Total	194,526	195,543	199,255	201,042	204,156

FUENTE: Elaboración propia, con base en *BP Statistical Review of World Energy, 1996*.
Nota: En algunas cifras totales se aprecia el efecto del redondeo.

Cuadro 5

1.4.3 CONSUMO

El petróleo crudo es relativamente fácil de comerciar en el mundo, puesto que se embarca en buques-tanque de gran tamaño y relativamente baratos, enviándose con bastante libertad de un país de sobrantes a un país de faltantes. Al irse diversificando las condiciones económicas que rigen este comercio, se han ido modificando las relaciones entre vendedores y compradores, pero en general y en el curso del tiempo, se han podido abastecer adecuadamente los volúmenes requeridos, por ello el mercado internacional de petróleo crudo es razonablemente fluido y de gran magnitud.

El caso del gas natural es diferente, puesto que solamente se puede comerciar con él mediante instalaciones fijas y específicas, las que normalmente son de gran costo. Las altas sumas invertidas para el transporte y la distribución del gas natural usualmente se tienen que amortizar en períodos de alrededor de los veinte años. Lo anterior hace que el comercio internacional de gas natural sea mucho más rígido que el del petróleo crudo.

Como se mencionó, el comercio internacional de gas natural se lleva a cabo por tubería o en forma licuada en buques-tanque refrigerados. En ambos casos se requiere tanto de las inversiones fijas como de los consiguientes arreglos internacionales de gran duración y de gran rigidez⁴⁴.

Por ello, el desarrollo de la producción, del comercio y del uso del gas natural es más lento que el desarrollo paralelo del petróleo crudo y sus derivados, no obstante las ventajas inusitadas del gas natural como combustible ideal para muchos de los usos principales de energía.

⁴⁴ En México, las medidas reglamentarias en materia de energía se encuentran sujetas a las reglas generales del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), en donde se especifica que tanto México, como Estados Unidos y Canadá, no podrán fijar impuestos, derechos o cargos a la exportación de bienes energéticos o petroquímicos básicos a menos que éstos se apliquen al consumo interno de dichos bienes. Ver Capítulo VI. *Energía y Petroquímica Básica*, del *Tratado de Libre Comercio de América del Norte* (Texto Oficial), Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, México, Grupo Editorial Miguel Porrúa, 1994, pp. 219-228.

Antes de la primera mitad de este siglo, el interés que se tenía por él era muy pobre comparado con el del petróleo. El sólo hecho de encontrar gas en un yacimiento era considerado como un desastre, en muchos de los casos, ese gas natural era liberado a la atmósfera sin intento alguno por su recuperación o uso.

Así también, la demanda mínima que existía de este recurso por parte de los países productores, la autosuficiencia de los países industriales consumidores, la falta de infraestructura y de un mercado mundial, fueron otros factores que contribuyeron a ese escaso aprecio que se tuvo por este combustible. Después de la Segunda Guerra Mundial, Estados Unidos aceleró el consumo de gas natural.

A partir de entonces el consumo de este hidrocarburo respecto a otro tipo de energéticos ha venido ganando terreno, al punto de cubrir la parte del consumo de energéticos que, según pronósticos de la posguerra, debía cubrir la energía nuclear. Actualmente, muchos de los países que anteriormente quemaban el gas natural (y/o lo liberaban a la atmósfera), se encuentran aprovechándolo en la industria de la petroquímica y la exportación⁴⁵.

En 1995 el consumo de gas natural a nivel mundial alcanzó la cifra de 201,545 MMPCD, de los cuales aproximadamente el 62% se concentró en tan sólo cuatro países: Estados Unidos con 59,867 MMPCD (27.9%), CEI con 50,301 MMPCD (25%), Alemania con 7,169 MMPCD (3.6%) y Canadá con 7,148 MMPCD (3.5%). Estas proporciones se han mantenido, en promedio, constantes durante el período 1991-1995 (ver Cuadro No. 6).

En 1995, México también ocupó (como en el nivel de reservas y producción) el duodécimo lugar mundial por consumo de gas natural, registrando un promedio de 2,985 MMPCD, lo que representó el 1.5% del global mundial. Asimismo, es el

⁴⁵ Serrato Cumbe, Marcela. *Las Reservas Mundiales de Petróleo Crudo y Gas Natural*, México, El Colegio de México, 1981. Citado por Almaraz. *Op. cit.*, pp.15-16.

principal consumidor de gas natural de América Latina, su ritmo de crecimiento durante el período de estudio fue de 2.9% anual.

CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL, 1991-1995

(Millones de pies cúbicos diarios)

País	1991	1992	1993	1994	1995
1 Estados Unidos	52,869	54,281	56,154	57,534	59,867
2 CEI	64,082	60,498	57,170	52,815	50,301
3 Alemania	6,056	6,067	6,399	6,538	7,169
4 Canadá	6,067	6,441	6,591	6,827	7,148
5 Reino Unido	5,468	5,500	6,227	6,516	7,041
6 Japón	5,264	5,393	5,425	5,810	5,885
7 Italia	4,441	4,408	4,526	4,366	4,601
8 Arabia Saudita	3,082	3,274	3,456	3,627	3,809
9 Holanda	3,659	3,531	3,649	3,552	3,574
10 Irán	2,194	2,408	2,557	3,060	3,403
11 Francia	2,943	3,028	3,103	2,975	3,167
12 México	2,664	2,664	2,718	2,857	2,985
13 Venezuela	2,108	2,087	2,472	2,664	2,910
14 Indonesia	2,087	2,172	2,301	2,568	2,814
15 Argentina	2,129	2,151	2,301	2,333	2,632
16 Rumania	2,311	2,279	2,268	2,172	2,268
17 Australia	1,637	1,626	1,680	1,873	1,926
Subtotal	169,060	167,808	168,996	168,086	171,500
Resto del mundo	23,401	24,985	26,814	28,537	30,046
Total	192,461	192,793	195,810	196,623	201,545

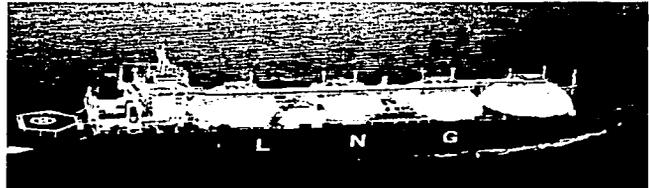
FUENTE: Elaboración propia, con base en *BP Statistical Review of World Energy y. 1996*.

Nota. En algunas cifras totales se aprecia el efecto del redondeo

Cuadro 6



II. El Mercado Nacional del Gas Natural, 1991-1995



II EL MERCADO NACIONAL DEL GAS NATURAL, 1991-1995

2.1 OFERTA NACIONAL DE GAS NATURAL

Los grados de oferta de gas natural en México serán expresados a través de cuatro factores:

- Reservas.
- Producción Interna.
- Compras del Exterior.
- Distribución y Transporte.

Por el lado de las reservas se hará un análisis sobre el comportamiento histórico de las capacidades y potencial que ha alcanzado el país, a partir de los volúmenes de gas natural descubiertos y que son susceptibles de explotar.

Por otra parte, se estudiará la evolución reciente de la producción nacional de gas seco, entendida como el principal indicador de la oferta interna.

Asimismo, se contemplará el análisis de la oferta externa, expresada por los niveles de importación de este combustible.

Finalmente, el análisis de la oferta concluirá con el estudio de la satisfacción del mercado interno, a partir de la extensión y capacidad de la red de distribución y transporte del sistema nacional de gasoductos.

2.1.1 RESERVAS

Las reservas probadas⁴⁶ indican el volumen de hidrocarburos que se estima puede extraerse para su comercialización de los yacimientos descubiertos, empleando tecnología petrolera comúnmente utilizada en México o el resto del mundo⁴⁷.

⁴⁶ Es común que se empleen indistintamente los términos "reservas" o "reservas probadas", para efectos de este estudio su significado será el mismo y, por lo tanto, se harán referencias indistintamente sobre ambos conceptos.

⁴⁷ Almaraz. *Op. cit.*, p. XII.

Las estadísticas de reservas probadas de gas natural que se emiten en el país son presentadas para tres segmentos geográficos de la República:

- Región Norte.
- Región Sur.
- Región Marina.

Con la culminación de la escasa actividad exploratoria durante 1994, se contabilizó un total de 68,413 MMMPC de gas natural como reserva probada para el 1° de enero de 1995. De este total el 53% (36,260 MMMPC) correspondió a la Región Norte, principal aportadora, el 30.4% a la Región Sur (20,821 MMMPC) y, el 16.6.% restante a la Región Marina (11,332 MMMPC). Ver Mapa No. 2.

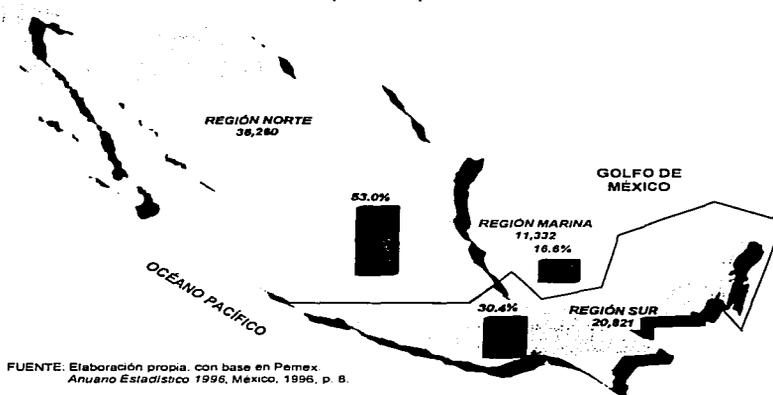
Durante el periodo 1991-1995, el nivel de reservas no ha manifestado incrementos, por el contrario, se ha visto reducido, cayendo a una tasa promedio anual del 1.1% (ver Cuadro No. 7). Este comportamiento es el reflejo del escaso interés por parte de Pemex para llevar a cabo un mayor número de exploraciones y descubrimientos. En 1991 Pemex contaba con 51 pozos de exploración, mientras que en 1995 esta cifra se redujo a tan sólo diez⁴⁸.

El área geográfica que ha manifestado la más alta degradación de sus reservas ha sido la Región Sur, la cual ha pierde en promedio un 2.6% de su volumen anualmente. Esto es el resultado de la intensa explotación de que son objeto los pozos productores de esta región.

Para 1995, con un nivel de extracción de 1.37 BPC anuales y un nivel de reservas de 68,413 MMMPC, se puede esperar, *ceteris paribus*, que se cuente con suficiente gas natural para comercializar por cerca de 50 años más.

⁴⁸ Pemex. *Anuario Estadístico 1996*, México, 1996, p. 10.

**RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN MÉXICO, 1995
(MMMPC)**



Mapa 2

**RESERVAS PROBADAS DE GAS SECO POR REGIÓN, 1991-1995
(MMMPC)**

REGIÓN	1991	1992	1993	1994	1995
Región Norte	37,076	36,681	36,578	36,472	36,260
Región Sur	23,089	23,160	21,965	21,558	20,821
Región Marina	11,343	11,113	11,503	11,645	11,332
T O T A L	71,508	70,954	70,046	69,675	68,413

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años.

Cuadro 7

2.1.2 PRODUCCIÓN

Como se observó en el capítulo anterior (ver Diagrama No. 1, p. 19), una vez que el gas natural ha sido extraído del subsuelo, se le dirige a una serie de procesos con el fin de obtener metano o gas seco. La empresa subsidiaria de Pemex que se

encarga de la primera fase (exploración y extracción⁴⁹) es Pemex Exploración y Producción (PEP). La segunda fase del proceso corresponde a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), esta empresa se encarga del endulzamiento, extracción de licuables, fraccionamiento de líquidos y, finalmente, de la comercialización del gas natural.

Como se muestra en el Cuadro No. 8, se advierte una tendencia moderadamente ascendente en la extracción de gas natural, sobre todo después de 1993. Para el período 1991-1995, se observó un crecimiento promedio anual de sólo 0.8%.

La baja extracción de gas natural registrada en 1993, se derivó consecuentemente de una reducción generalizada en el consumo interno de este combustible, resultado del proceso de la desaceleración económica que experimentó el país y, de manera más importante, después del 2º trimestre de aquel año.

**EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, 1991-1995
(MMPCD)**

REGION	1991	1992	1993	1994	1995
Región Norte	473	464	442	479	548
Región Sur	2,000	1,946	1,891	1,806	1,832
Región Marina	1,160	1,174	1,244	1,339	1,379
Total del sistema	3,634	3,584	3,577	3,624	3,759
Entrega a PGPB	3,373	3,280	3,270	3,327	3,313

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, *Memoria de Labores*, varios años.

Cuadro 8

La extracción regional del gas natural se ha integrado, en promedio, de la siguiente manera: la Región Sur ha aportado 52.1%, la Marina 34.6% y la Norte 13.2%.

A partir de 1991, la extracción que se venía registrando en la Región Sur comenzó a caer, pasando de 2,000 MMPCD en 1991 a 1,832 MMPCD en 1995; esta

⁴⁹ En el caso del gas natural asociado, le corresponde a PEP dirigirlo a las baterías de separación para obtener gas húmedo dulce y gas húmedo amargo sin moléculas de crudo.

declinación se vio acompañada por los aumentos registrados en las otras dos regiones, v. gr. la Región Marina pasó de 1,160 MMPCD en 1991 a 1,379 MMPCD en 1995, alcanzando una tasa de crecimiento promedio anual del 4.4% (ver Cuadro No. 8).

El gas natural que extrae PEP tiene que canalizarse a la segunda fase del proceso, es decir, se debe entregar a las instalaciones de PGPB para su debido tratamiento.

Se podría pensar que si PEP extrae un total de 3,759 MMPCD en 1995 de gas natural (ver Cuadro No. 8), el mismo volumen (o algo similar) debería recibir PGPB, sin embargo, esto no ocurre. Al total de extracción se le debe restar una serie de factores para así obtener la cifra de *entrega* que se dirigirá a PGPB en la siguiente forma (ver Diagrama No. 2):

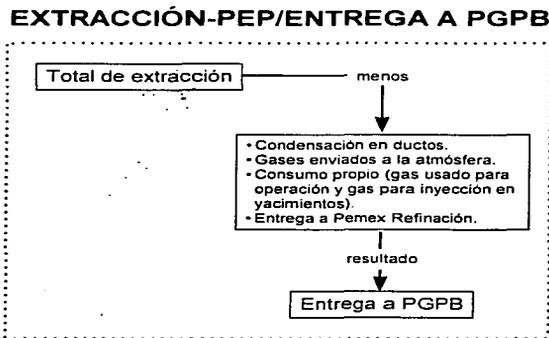


Diagrama 2

- En los registros de extracción que presenta PEP se considera todo el volumen de gas natural que se obtiene junto con los elementos líquidos y gaseosos que lo acompañan. Por tal motivo, ya sea durante el proceso de extracción o durante el de transporte, pueden desprenderse algunas fracciones de dichos

elementos por simple condensación. De este fenómeno se deriva una disminución en el volumen original de extracción. Por este concepto se puede llegar perder hasta un 6.6% en promedio⁵⁰.

- Asimismo, durante el proceso de extracción pueden surgir momentos "críticos" de elevada presión y salida de gas natural, si las instalaciones no cuentan con la capacidad técnico-mecánica para resolver la canalización de estos volúmenes extraordinarios, se vuelve necesario liberar una parte de gas, junto con bióxido de carbono, a la atmósfera. Las pérdidas por este concepto representan cerca del 4% en promedio.
- Para poder operar su maquinaria de extracción y transporte, PEP se ve en la necesidad de adquirir gas seco de PGPB. Así también, cuando PEP opera con gas del tipo asociado, en algunos casos se debe adquirir gas seco para inyectarlo en el subsuelo y poder continuar con los procesos de extracción de crudo. Cuando los yacimientos llegan a cierto nivel de explotación pierden una parte de su fuerza de impulso natural, por tal motivo, y para no limitar los volúmenes de producción de crudo, es preciso reinyectarles una parte del gas natural que han liberado. Por términos contables estas compras de gas seco a PGPB deben ser restadas del total de extracción. La diferencia por estos dos conceptos, *consumo de operación y gas de reinyección*, es de 8.2% en promedio.
- Por último, una parte del gas natural que es extraído se destina directamente a las plantas de Pemex Refinación (PR). Como en los casos anteriores, este volumen, aunque resulte relativamente pequeño, también debe ser restado del total. Su diferencia ha representado, en promedio, poco menos del 0.6%.

Una vez que se han considerado las diferencias anteriores, PEP envía el gas natural del que dispone a PGPB en las siguientes modalidades:

⁵⁰ Ver Pemex. *Memoria de Labores 1995. México, 1996*, p. 160.

- Gas húmedo amargo (85% en promedio).
- Gas húmedo dulce de campos (11% en promedio).
- Gas seco de campos (4% en promedio).

Entre 1991 y 1995, las entregas a PGPB de gas seco de campos crecieron rápidamente a un promedio anual del 18%, a pesar de esto su importancia dentro de la entrega total aún sigue siendo marginal. Por otra parte, se observó una disminución en las entregas de gas húmedo dulce (12.2%) con un incremento muy moderado en las de gas húmedo amargo (0.3%), ver Cuadro No. 9.

Una vez que PEP entrega el gas natural (en las tres modalidades mencionadas) a PGPB, esta subsidiaria se encarga de su procesamiento a fin de obtener gas seco puro, es decir, metano.

**ENTREGA DE GAS NATURAL DE PEP A PGPB POR TIPO, 1991-1995
(MMPCD)**

TIPO DE GAS	1991	1992	1993	1994	1995
Gas húmedo amargo	2,824	2,738	2,791	2,840	2,855
Gas húmedo dulce de campos	451	415	345	338	268
Gas seco de campos	98	127	134	149	190
T O T A L	3,373	3,280	3,270	3,327	3,313

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, *Memoria de Labores*, varios años y Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Cuadro 9

Aunque en varias de sus fases, el proceso de producción de gas seco es paralelo y simultáneo, para fines de este estudio se hará una descripción lineal de éste con el objeto de hacer más sencilla su asimilación.

- Se inicia con la carga del gas húmedo amargo, al cual se le eliminan sus elementos ácidos (básicamente azufre) a través de la desulfuración ("encogimiento" de ácidos). De esta forma se obtiene la producción (artificial) de gas húmedo dulce.

- Para obtener la producción global de gas húmedo dulce, se deben agregar los volúmenes de: a) la producción artificial de gas húmedo dulce, b) las corrientes internas del proceso y, c) las corrientes suplementarias⁵¹.
- A la producción total de gas húmedo dulce se le deben retirar sus elementos líquidos y pesados, a través del proceso de encogimiento para la extracción de licuables, una vez hecho esto, se tiene como resultado el gas seco de plantas.
- Al gas seco de plantas se le suma el gas seco de campos para obtener el volumen total de gas disponible para el transporte, la distribución, la venta y el consumo.

Durante el período de estudio se procesó en promedio un volumen de 3,173 MMPCD de gas natural procedente de campos, correspondiendo 2,809.6 MMPCD a gas húmedo amargo y 363.4 a gas húmedo dulce. La incorporación de gas húmedo dulce de campos al proceso ha registrado cifras cada vez menores, desde 1991 ha venido cayendo a un ritmo del 12.2% anual en términos medios (ver Cuadro No. 10).

Para 1995, PGPB produjo cerca de 2,717 MMPCD de gas seco, cifra 2.2% menor a la de 1994. Esta baja en el ritmo de producción fue el resultado de una caída en la entrega de gas húmedo dulce de campos por parte del PEP, así como de la baja que manifestaron los conceptos de corrientes internas y suplementarias.

Durante el período 1991-1995, la oferta nacional de gas seco, expresada por la producción de PGPB, creció a un promedio anual del 0.5%, pasando de 2,664 MMPCD en 1991 a 2,717 MMPCD en 1995.

⁵¹ En el caso de las corrientes internas del proceso, se trata de fuentes extraordinarias de gas dulce que se generan durante los procesos químicos de la formación artificial de éste o; en el caso de las corrientes suplementarias, se trata de volúmenes derivados de otras fuentes externas al campo de proceso.

**PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS SECO, 1991-1995
(MMPCD)**

PROCESO	1991	1992	1993	1994	1995
Carga de gas amargo	2,824	2,738	2,791	2,840	2,855
- Encogimiento ácido	130	127	132	136	139
Producción de gas dulce	2,694	2,611	2,659	2,704	2,716
Carga de gas dulce de campos	451	415	345	338	268
Corrientes internas del proceso	7	19	14	22	18
Otras corrientes suplementarias	0	0	48	60	48
Producción total de gas dulce	3,152	3,045	3,066	3,124	3,050
- Encogimiento por extracción de licuables	586	519	504	494	523
Producción de gas seco	2,566	2,526	2,562	2,630	2,527
Disponibilidad de gas seco de campos	98	128	134	149	190
T O T A L	2,664	2,654	2,696	2,779	2,717

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex. *Memoria de Labores*, varios años y Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Cuadro 10

2.1.3 IMPORTACIONES

En términos generales, cuando la oferta nacional de algún bien o servicio no es capaz de satisfacer la demanda de su mercado, se vuelve necesario el proceso de importación.

En el caso del gas natural, desde hace muchos años se le ha importado desde el sur de E.U.A. en volúmenes significativos, manteniendo un promedio del 6% respecto al total de la oferta generada nacionalmente.

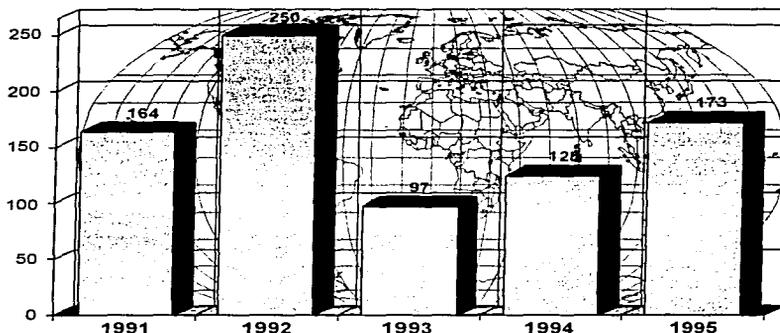
En 1991 se comenzó a estudiar varias opciones para elevar la importación de gas seco por el cruce de Ciudad Juárez, Chihuahua, con el fin de abastecer oportunamente a la primera unidad de la planta termoeléctrica de Samalayuca, ubicada en el mismo Estado.

En 1993 las cifras de importación disminuyeron debido a la contracción generalizada del consumo interno de combustibles, alcanzando la cifra de tan sólo 97 MMPCD (ver Gráfica No. 4).

En 1995 se experimentó un fuerte incremento en los volúmenes de importación de gas natural (38.4%), pasando de 125 a 173 MMPCD. Este movimiento ascendente se debió básicamente a:

- El mayor nivel de sustitución de combustóleo por gas natural por parte de CFE y.

MEXICO: IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 1991-1995 (MMPCD)



FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex. *Anuario Estadístico 1996*. México, 1996. p. 42

Gráfica 4

- Al paso de los huracanes Opal y Roxanne que, entre otras consecuencias, provocaron la suspensión temporal de producción de gas en la Región Marina⁵².

2.1.4 DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE

Uno de los problemas más serios que enfrenta la industria petrolera en México, es el transporte del gas natural. Existen soluciones, pero son costosas, adquiriendo

⁵² Pemex. *Memoria de Labores 1995*, Op. cit., p. 73.

mayor grado de dificultad por lo amplio y variado (topográfica y climáticamente) del territorio nacional.

Como ya se mencionó, el transporte del gas natural por ductos es mucho más elevado que el de productos petrolíferos. Los gasoductos requieren de unidades compresoras muy costosas y tienen que fabricarse más resistentes que otro tipo de ductos para soportar las altas presiones a que serán sometidos. Lo anterior supone materiales y mano de obra más caros. Además, dado que la demanda del gas natural es más acentuada sólo en algunas regiones, se hace difícil el uso pleno y óptimo de los gasoductos.

La infraestructura de distribución y transporte de gas natural con que cuenta el sistema nacional de gas, alcanza una longitud total de 11,877 km. De esta cifra 10,249 km. corresponden a transporte (86%) y 1,628 km. a la red de distribución (14%)⁵³, ver Mapa No. 3.

Con base en la información proporcionada por PGPB⁵⁴ en términos regionales, se muestran las siguientes características:

- En el norte del país se encuentran localizados aproximadamente el 40.2% de los ductos de transporte, el 26.4% en la zona centro y, el 33.4% restante en la zona sur⁵⁵.
- El 90% de los ductos de distribución están ubicados en la región centro del país, el 8% en la zona norte y, el 2% restante en la zona sur (ver Mapa No. 3).

Por la distancia que cubren los gasoductos de transporte, destacan los siguientes:

⁵³ En la distribución se consideran a los ductos identificados como troncales y ramales.

⁵⁴ Ductos de Gas Natural. *Pemex, PGPB, Subdirección de Planeación*, noviembre de 1996.

⁵⁵ Regionalización de uso común para PGPB. *Ibid.*

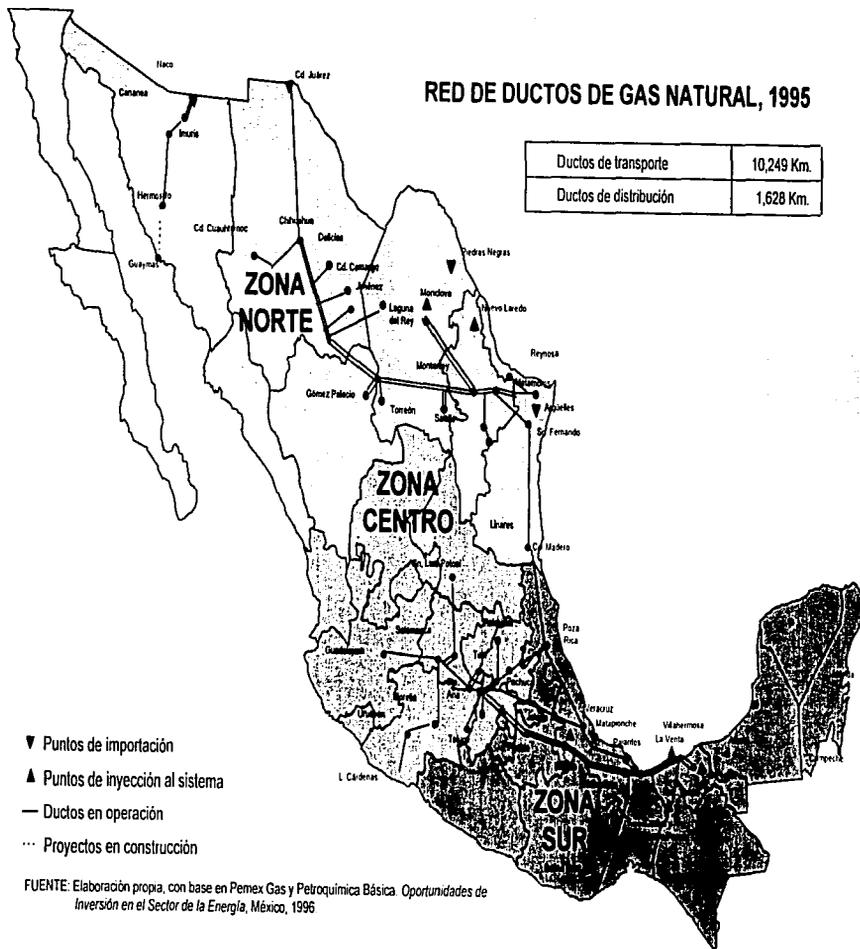
- El de *Cactus-San Fernando-Los Ramones* de 48 pulgadas de diámetro y una longitud de 1,251 km.
- Es de *Reynosa-Chihuahua* de 24 pulgadas de diámetro y una longitud de 966 km.
- El de *Cosoleacaque Estación 3-Venta de Carpio*, de 30 pulgadas de diámetro y 540 km. de longitud.

En la frontera con los E.U.A. el sistema nacional de gasoductos cuenta con los siguientes puntos de importación y exportación de gas natural:

- Reynosa.
- Piedras Negras.
- Ciudad Juárez.
- Naco.

RED DE DUCTOS DE GAS NATURAL, 1995

Ductos de transporte	10,249 Km.
Ductos de distribución	1,628 Km.



- ▼ Puntos de importación
- ▲ Puntos de inyección al sistema
- Ductos en operación
- Proyectos en construcción

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex Gas y Petroquímica Básica. *Oportunidades de Inversión en el Sector de la Energía, México, 1996*

Mapa 3

2.2 DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL

El análisis de la demanda nacional de gas natural en México será abordado desde dos puntos de vista:

- Por el tipo de actividad económica que desempeñan las unidades de consumo.
- Por la región o zona geográfica de demanda.

2.2.1 DEMANDA SECTORIAL

Para facilitar y hacer un estudio mas desagregado de la demanda del gas natural en México, se hace necesario el derivar una clasificación que posibilite la identificación de las unidades de consumo por el orden de sus actividades económicas. En esta investigación se trabajará con base en la siguiente clasificación:

- Demanda del sector eléctrico. En este apartado se contemplará el nivel de consumo de gas natural por parte de la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.
- Demanda del sector petrolero. Demanda representada por el volumen de consumo de gas natural por parte de todas las empresas subsidiarias que integran a Pemex.
- Demanda del sector industrial. Volumen de consumo de gas natural por parte de las actividades económicas de orden secundario encargadas de la transformación; v. gr. empresas químicas, manufactureras, de alimentos, etc.

- Demanda del sector doméstico. En este renglón se incluyen los volúmenes de consumo de gas natural por parte de las áreas residenciales y el consumo de las actividades comerciales.

Para 1995, el consumo de gas natural seco a nivel nacional alcanzó un nivel de 2,897 MMPCD. Su variación media en términos anuales ha sido del -0.08% desde 1991, esto indica variaciones estadísticas poco significativas.

Durante el período de estudio, el principal consumidor de gas natural, en promedio, ha sido Pemex, el cual absorbe cerca del 51.5% de este combustible. Le sigue el sector industrial, representando el 29.5% del consumo total nacional; el tercer lugar lo ocupa el sector eléctrico con 15.9%. El 3.1% restante está determinado por el consumo del sector doméstico del país (ver Cuadro No. 11 y Gráfica No. 5).

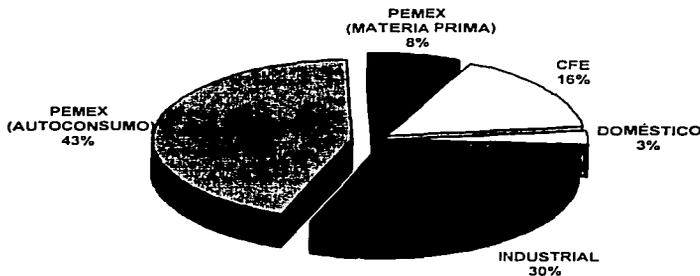
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR SECTOR, 1991-1995
(MMPCD)

SECTOR	1991	1992	1993	1994	1995
ELÉCTRICO	461.3	426.6	418.9	491.8	506.4
PEMEX (AUTOCONSUMO)	1,268.1	1,270.7	1,289.3	1,303.3	1,200.7
PEMEX (MATERIA PRIMA)	226.8	231.7	207.2	215.1	222.3
INDUSTRIAL	855.0	865.0	803.3	823.0	905.3
DOMÉSTICO	96.0	100.0	92.0	79.6	63.2
TOTAL NACIONAL	2,907.3	2,894.1	2,810.7	2,912.8	2,897.8

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, *Memento de Labores*, varios años y Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 11

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR SECTOR
(Promedio 1991-1995)



FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex. Memoria de Labores, varios años y CFE.

Gráfica 5

2.2.1.1 DEMANDA DEL SECTOR PETROLERO

La demanda de gas natural por parte de Pemex está identificada por los siguientes elementos:

- El *autoconsumo*. Demanda de gas natural por parte de las empresas subsidiarias de Pemex y que se integra a los procesos productivos como combustible para la operación de los equipos⁵⁶. En el caso PEP se incluye la demanda de gas natural para el bombeo neumático en los pozos productores que no son autofluentes. Este tipo de gas natural es recuperado y devuelto al inicio del proceso, obteniendo pérdidas mínimas.

⁵⁶ Pemex se ha vuelto un gran consumidor de gas natural, parte por conveniencia y parte por necesidad prácticamente ineludible. Por ejemplo, los oleoductos y gasoductos que se han construido son de gran tamaño, sus bombas y compresoras son equipos que cuentan con turbinas de gas, generando varios miles de caballos de fuerza. Por lo general, la fuente energética que emplean estas turbinas es el gas natural. Asimismo, la mayor parte de la capacidad de generación eléctrica instalada en Pemex ha sido en la forma de generadores movidos por turbinas de gas, empleando también gas natural como combustible. Estas turbinas de gas pueden usar como energético ya sea gas natural o diesel; empero, si estas máquinas operaran con diesel, la carga adicional sobre las refinerías sería muy importante.

- *Materia prima.* Demanda de gas natural por parte de Pemex Petroquímica (PPQ), en este caso el gas natural se integra a los procesos como un insumo más dentro de las líneas de producción de elementos petroquímicos.

Para 1995, el consumo de gas natural por parte de Pemex significó cerca de 1,423 MMPCD. De esta cifra, el 84.4% (1,200.7 MMPCD) fue gas natural empleado como combustible y, el 16.6% restante, es decir 222.3 MMPCD, se destinó al consumo como materia prima. PPQ fue la empresa subsidiaria que llevó a cabo los más altos consumos de gas seco; al agregar sus cifras de autoconsumo y materia prima, se puede observar que esta empresa llevó a cabo cerca del 47.8% del total de consumo de gas seco por parte de Pemex. Al sumar las cifras de consumo de gas como combustible y bombeo neumático, PEP se colocó en el segundo nivel de importancia, representando el 27.7% del consumo total. Le siguió PGPB con el tercer lugar, al registrar 16.5% de consumo de gas natural como combustible. PR consumió gas natural por cerca del 7.9%. Por último, el 0.08% de consumo de gas seco lo llevó a cabo Pemex Corporativo (PC)⁵⁷; ver Cuadro No. 12.

2.2.1.2 DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL

El tendido y ampliación de la red de gasoductos a través de la República Mexicana, el proceso de sustitución de diesel y combustóleo por gas natural, la tecnificación y modernización de los procesos productivos, así como la misma normatividad ecológica, son hechos que han fomentado inevitablemente el uso del gas natural en gran parte de la industria del país.

⁵⁷ Gas natural seco consumido básicamente en hospitales y unidades habitacionales de Pemex.

**CONSUMO DE GAS NATURAL DE PEMEX, 1991-1995
(MMPCD)**

TIPO DE CONSUMO	1991	1992	1993	1994	1995
Pemex Corporativo	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2
Pemex Refinación	100.0	106.0	106.7	111.0	112.5
Pemex Gas y Petroquímica Básica	255.0	259.0	271.0	272.0	235.0
Pemex Exploración y Producción	229.1	221.1	269.8	209.6	167.7
PEP, bombeo neumático	215.8	206.4	214.0	266.6	226.5
Pemex Petroquímica	467.2	477.3	426.8	442.9	457.7
Subtotal Pemex autoconsumo	1,268.1	1,270.7	1,289.3	1,303.3	1,200.7
Pemex Petroquímica	226.8	231.7	207.2	215.1	222.3
Subtotal Pemex materia prima	226.8	231.7	207.2	215.1	222.3
TOTAL PEMEX	1,494.9	1,502.5	1,496.6	1,518.4	1,422.9

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex. Memoria de Labores, varios años.

Cuadro 12

El consumo de gas natural por parte del sector industrial manifestó una tasa promedio anual de crecimiento del 1.4%, pasando de 855 MMPCD en 1991 a 905.3 MMPCD en 1995. La evolución del consumo general de combustibles en la industria guarda una estrecha relación con el ritmo de la economía del país, de ahí que en 1993 haya disminuido su consumo hasta 803 MMPCD, hecho que se derivó de las condiciones económicas adversas que existían entonces.

Para 1995, las ramas industriales que se distinguieron por sus amplios volúmenes de consumo de gas natural fueron las siguientes: La siderurgia (216.7 MMPCD), la química (123.8MMPCD), la minería (57.3 MMPCD), la del vidrio (45.7 MMPCD) y la industria de la celulosa y papel (39.5 MMCD), Su participación conjunta representó cerca del 53.3% del consumo total del sector.

En términos del periodo de estudio (1991-1995), la industria del aluminio mostró el crecimiento promedio anual más amplio (13.3%). En el mismo sentido, la minería ocupó el segundo lugar, al registrar una tasa de crecimiento promedio anual del

1.9%. Dentro de las ramas industriales que manifestaron un considerable descenso se encuentran la de celulosa y papel, la cual pasó de 63 MMPCD de consumo de gas natural a 39.5 MMPCD en 1995 (caída del 37.3%). La industria de aguas envasadas pasó de 5 a 1.9 MMPCD (descenso del 62%). Así también, la industria del vidrio pasó de un consumo diario de 65.7 MMPCD a 45.7 MMPCD, esto representó una caída de más del 30.4% en tan sólo cuatro años (ver Cuadro No. 14).

2.2.1.3 DEMANDA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La Comisión Federal de Electricidad ha instalado y sigue instalando una cantidad importante de plantas eléctricas que requieren de gas natural como combustible⁵⁸. Estas plantas son de dos tipos: a) las plantas generadoras movidas por turbinas de gas y, b) las plantas combinadas, que son instalaciones híbridas con turbinas de gas y turbinas de vapor.

Estas unidades se concibieron originalmente como plantas generadoras de electricidad durante los momentos de carga máxima, pero cada vez se utilizan más como plantas de carga base.

Estas instalaciones son unidades relativamente más baratas que las plantas convencionales térmicas; además, su adquisición e instalación es más "sencilla" y rápida. Por su alto nivel tecnológico estas plantas generadoras de electricidad no pueden quemar combustibles residuales, por lo que incrementan la demanda e imponen requerimientos constantes de gas natural.

⁵⁸ Ver Detalle de la Capacidad Efectiva en Comisión Federal de Electricidad. *Unidades Generadoras... Op. cit.*, pp. 21-42.

**CONSUMO INDUSTRIAL DE GAS NATURAL SECO POR RAMA, 1991-1995
(MMPCD)**

RAMA	1991	1992	1993	1994	1995	Tasa de crecimiento promedio anual (%)
Siderurgia	202.7	202.2	179.2	202.1	216.7	1.7
Química	133.0	139.3	120.0	136.1	123.8	-1.8
Minería	53.1	58.0	51.8	54.4	57.3	1.9
Vidrio	65.7	68.4	59.3	52.7	45.7	-8.7
Celulosa y papel	63.0	51.3	42.6	44.6	39.5	-11.0
Cemento	23.2	35.2	26.4	23.8	22.0	-1.3
Fertilizantes	20.2	16.2	19.8	19.5	18.1	-2.7
Cerveza y malta	11.5	14.3	12.4	14.1	10.2	-3.0
Aluminio	4.8	6.9	6.2	7.8	7.9	13.3
Hule	8.3	8.3	4.4	5.2	4.8	-12.9
Automotriz	4.5	3.9	4.6	4.6	4.2	-1.7
Aguas envasadas	5.0	1.4	4.2	4.5	1.9	-21.5
Tabaco	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	-4.8
Otras ramas	259.3	258.9	271.9	252.9	352.8	8.0
TOTAL	855.0	865.0	803.3	823.0	905.3	1.4

FUENTE: Elaboración propia, con base en el *Balance Nacional de Energía*, 1995.

Cuadro 13

El consumo de gas natural para 1995 por parte de este sector representó cerca del 17.5% del total nacional. Su demanda se ha incrementado en términos medios en aproximadamente 2.4% anualmente. Este crecimiento en la demanda es una clara consecuencia de la puesta en marcha de nuevas plantas de generación eléctrica de ciclo combinado y la reconversión a gas natural en las plantas localizadas cerca de las zonas ambientalmente críticas⁵⁹ Ver Cuadro No. 11.

2.2.1.4 DEMANDA DEL SECTOR DOMÉSTICO

Las cifras de consumo de gas natural por parte de este sector son muy pequeñas en comparación al resto de los sectores. Este comportamiento viene a consecuencia de varios hechos, entre otros se encuentran los siguientes:

⁵⁹ *Ibid.*, pp. 55-70.

- Insuficiente infraestructura de transporte y distribución.
- Preferencia por el uso del gas L.P.
- El nivel de los precios relativos.
- Limitaciones jurídico-institucionales para el desarrollo del mercado doméstico del gas natural.

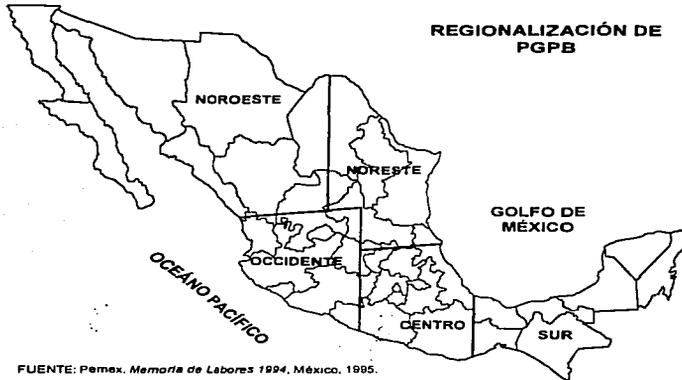
Para 1995 el consumo de gas natural por parte de este sector registró un total de 63.2 MMPCD, cifra 20.6% menor a la de 1994 (79.6 MMPCD). Esta baja en el consumo se debió a que se "modificó la reclasificación [de PGPB] del tipo de usuario de los distribuidores, llevando a éstos al sector industrial"⁶⁰.

2.2.2 DEMANDA REGIONAL

Además de llevar a cabo un análisis de la demanda de gas natural por sectores, es importante destacar los niveles de consumo de este energético por zona geográfica. Como ya se ha dicho, la infraestructura de transporte y distribución de gas natural limita el consumo y concentra la demanda sólo en ciertos estados de la República, de ahí que las cifras de consumo mantengan una situación de desequilibrio de unas zonas respecto a otras.

La regionalización propuesta por PGPB para hacer referencia a sus ventas internas de gas natural, toma como base a la distribución del sistema de gasoductos. Dicha regionalización no es apta para el nivel de análisis que se pretende llevar a cabo en este trabajo. Por ejemplo, en la fragmentación geográfica propuesta por PGPB, tan sólo el estado de Veracruz aparece en tres de sus regiones (ver Mapa No. 4).

⁶⁰ Pemex, *Memoria de Labores 1995*, Op. cit., p. 72.



FUENTE: Pemex, Memoria de Labores 1994, México, 1995.

Mapa 4

Así pues, se propone una nueva regionalización del país, en la cual, a través de la unión de varios estados de la República, se puede llevar a cabo una identificación de las áreas más dinámicas y con mayor potencial en el mercado nacional del gas natural, ver Mapa No. 5.

Las regiones propuestas son las siguientes:

1 - REGIÓN PENINSULAR NORTE:

Baja California
Baja California Sur

2 - REGIÓN NOROESTE:

Chihuahua
Durango
Sinaloa
Sonora

3 - REGIÓN NORESTE:

Coahuila
Nuevo León
San Luis Potosí
Tamaulipas
Zacatecas

4 - REGIÓN OCCIDENTE:

Aguascalientes
Colima
Guanajuato
Jalisco
Michoacán
Nayarit

5 - REGIÓN CENTRO:

D.F.
Hidalgo
Estado de México
Morelos
Puebla
Querétaro
Tlaxcala

6 - REGIÓN GOLFO:

Tabasco
Veracruz

7 - REGIÓN PACÍFICO SUR:

Chiapas
Guerrero
Oaxaca

8 - REGIÓN PENINSULAR SURESTE:

Campeche
Quintana Roo
Yucatán



Mapa 5

En el Cuadro No. 14 se observa que en la región Golfo se concentró la mayor parte del consumo de gas natural, para 1995 su demanda representó cerca del 42% del total (1,217.2 MMPCD); esto es el reflejo de la gran actividad petrolera e industrial que se realiza en esta región del país. Le siguió la región Noreste al registrar un consumo de 600.4 MMPCD (20.7%). La región Centro ocupó el tercer lugar en importancia al demandar poco menos del 18% (521.2 MMPCD).

A pesar de que la participación en el consumo de la región Noroeste ha sido baja (5% en promedio), destaca por ser la región que ha manifestado mayor dinamismo, con crecimientos promedio del orden del 5.2% anual. Por su parte, la región Occidente ha alcanzado tasas de crecimiento del 3% en promedio, cifras que le permitieron pasar de un consumo de 228.6 MMPCD en 1991 a 257 MMPCD en 1995.

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR REGIÓN, 1991-1995
(MMPCD)

REGIÓN	1991	1992	1993	1994	1995
Peninsular Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Noroeste	125.3	142.5	134.1	148.8	153.7
Noreste	622.2	637.3	577.8	589.8	600.4
Occidente	228.6	232.9	238.6	243.0	257.0
Centro	489.5	450.7	457.0	508.8	521.2
Golfo	1,246.2	1,222.5	1,175.0	1,208.9	1,217.2
Pacífico Sur	93.4	94.6	90.8	86.4	82.8
Peninsular Sureste	102.1	113.6	137.4	127.2	65.4
CONSUMO TOTAL	2,907.3	2,894.1	2,810.7	2,912.8	2,897.8

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años y Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 14

Las regiones con menor dinamismo y crecimiento han sido las regiones Sur y Sureste. La región Sur representó para 1995 tan sólo un 2.9% del consumo nacional de gas natural, a su vez esta región ha ido cayendo en sus niveles de consumo a tasas promedio anual del orden del 3%.

Al final del período, la región Sureste mostró un 2.3% de participación respecto a la demanda nacional de gas natural. Asimismo, esta región ha venido cayendo

anualmente en un 10.5% en promedio, pasando de un consumo de 102.1 MMPCD en 1991 ha tan sólo 65.4 MMPCD para 1995.

La región Peninsular Norte se encuentra integrada por los estados de Baja California y Baja California Sur, como se puede apreciar en el Mapa No. 3 en ambas entidades se carece de infraestructura para transportar y distribuir gas natural, por lo tanto se carece de cifras que indiquen algún nivel de consumo, este hecho se debe, no a una falta de demanda, sino a la ausencia de gasoductos.

2.2.3 DEMANDA SECTOR-REGIÓN

Una vez que se cuenta con las cifras que indican el comportamiento de la demanda del gas natural tanto a nivel regional como sectorial, es posible llevar a cabo un análisis de la demanda más específico, enfatizando el consumo por sector a nivel regional (ver Cuadro No. 15).

**CONSUMO SECTORIAL DE GAS NATURAL SECO POR REGIÓN, 1995
(MMPCD)**

REGIÓN/SECTOR	Eléctrico	PEMEX (Autoconsumo)	PEMEX (Materia prima)	Industrial	Doméstico	TOTAL POR SECTORIAL
Peninsular Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Noroeste	71.4	17.6	12.2	39.7	12.8	153.7
Noreste	140.4	40.3	0.0	376.0	43.8	600.4
Occidente	1.1	53.2	21.0	180.8	0.9	257.0
Centro	251.2	32.9	21.1	210.3	5.7	521.2
Golfo	42.2	908.5	167.9	98.5	0.0	1,217.2
Pacífico Sur	0.0	82.8	0.0	0.0	0.0	82.8
Peninsular Sureste	0.0	65.4	0.0	0.0	0.0	65.4
TOTAL REGIONAL	506.4	1,200.7	222.3	905.3	63.2	2,897.8

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años y Comisión Federal de Electricidad

Cuadro 15

Al estudiar el comportamiento de la relación de consumo, se distinguen ampliamente las cifras de la región Golfo. El volumen de gas natural que se consume en esta región ha sido el más elevado durante los últimos cinco años. Como se puede apreciar, los principales demandantes de este combustible son Pemex y el sector industrial. En esta región, y particularmente en Veracruz, se

encuentran ubicados los principales complejos petroquímicos del país, así como un amplio número de empresas cuya actividad básica es la petroquímica secundaria. Este tipo de actividades requieren de elevados volúmenes de gas natural, ya sea como combustible (autoconsumo de Pemex) o materia prima.

La región Noreste se distingue por mantener amplios márgenes de consumo a través del sector industrial y el sector doméstico, de hecho, en esta región se lleva a cabo el más vasto consumo de gas natural a nivel nacional por parte de ambos sectores. En 1995, esta región demandó un volumen de 376 MMPCD de gas natural por parte del sector industrial (41.5% del total para este sector). Asimismo, el sector doméstico de esta región demandó cerca de 43.8 MMPCD, es decir 69.3% del total nacional. Estos números son consecuencia fiel del amplio e importante número de empresas ubicadas en esta región, dedicadas a la actividad industrial y a la distribución del gas natural, algunos ejemplos son: Gas Industrial Monterrey, Altos Hornos de México, Compañía Mexicana de Gas y Química del Rey, Alcalí, S.A.

En la región Centro se consumen importantes volúmenes de este combustible, su demanda más importante se genera a partir de los sectores eléctrico e industrial. Para 1995, esta región consumió cerca del 50% (251.2 MMPCD) del gas natural destinado al sector eléctrico, por su parte, el sector industrial demandó cerca del 23.2% del total de gas natural para este sector.

En la región Occidente el consumo de gas natural se concentró en dos sectores en particular: en las actividades de refinación y petroquímica (identificadas por las instalaciones de Pemex localizadas en Salamanca) y el consumo industrial. En esta región se consumió el 20% del gas natural nacional para este sector.

En la región Noroeste destacan los consumos derivados de la generación eléctrica y las actividades del orden doméstico. Para 1995, en esta zona geográfica se

empleó el 14.1% del gas natural destinado a la generación de electricidad; asimismo, en esta región se consumió el 20.3% del gas de uso doméstico.

En las regiones Pacífico Sur y Sureste sólo se hace patente el consumo de este hidrocarburo por parte de las actividades de la industria petrolera, propiamente como combustible (autoconsumo). De forma similar a la región Peninsular Norte, estas regiones carecen de la suficiente infraestructura para distribuir y transportar gas natural, tal y como ya se comentó anteriormente.

2.2.4 EXPORTACIONES

La exportación de gas natural de México hacia Estados Unidos⁶¹ se encuentra sujeta a que se cuente o no, con los suficientes volúmenes excedentes de gas, por lo cual representa tan sólo una variable de ajuste a las fluctuaciones que presente el mercado interno. Cuando se incrementa la demanda interna de este combustible, se deben reducir las exportaciones y, en sentido contrario, al contar con volúmenes mayores se incrementan las ventas al exterior, pero dentro de márgenes muy reducidos.

Fue hasta 1993 cuando México volvió al mercado internacional del gas natural con una mínima cantidad de gas de exportación (5 MMPCD) Esta cifra se ha incrementado hasta alcanzar para 1995, la cantidad de 21 MMPCD, lo que significa un crecimiento del 320%. A pesar de que el incremento ha sido mayúsculo, en términos relativos las cifras de exportación siguen cubriendo volúmenes demasiado reducidos.

El pensar que México pueda exportar importantes cantidades de gas en forma licuada y en embarcaciones a Europa o al Japón, es una idea que se debe olvidar. No se cuenta con la suficiente infraestructura, y aunque se contara con ella, de

⁶¹ Estados Unidos representa el único país con el que México ha mantenido una relación de intercambio comercial (compra-venta) de gas natural.

ninguna forma la producción actual podría satisfacer la demanda de dichos mercados.

2.3 EL PRECIO DEL GAS NATURAL

Las estadísticas sobre el precio del gas natural las presenta Pemex llevando a cabo dos distinciones:

- Se presentan los precios por tipo de sector consumidor, ya sea por uso doméstico o uso industrial y, a su vez,
- En el caso del gas natural que se destina al consumo industrial, se presentan los precios por zona de consumo⁶²:

- Noreste
- Noroeste
- Naco
- Sur
- Centro
- Occidente
- Piedras Negras

Durante el período de estudio, los precios del gas natural para uso industrial mostraron, en términos generales, descensos en casi todo el país, con la excepción de la zona Noroeste. La zona Naco mostró la mayor disminución en su precio, cayendo en términos medios, cerca del 9.81% anualmente, al pasar de 0.65 pesos por metro cúbico (PMC) a tan sólo 0.43 PMC en 1995. Para el mismo período, las zonas Sur y Piedras Negras mostraron descensos promedio de 2.15% y 5.88% en términos anuales, respectivamente. Por su parte, en la zona Occidente los precios mostraron un significativo ascenso, al ir de 0.53 PMC en 1991 a 0.55 PMC en 1995. A pesar de que en 1994 la zona Centro mostró el precio más bajo del período (0.46 PMC), para 1995 se había alcanzado el mismo nivel de precios de 1991, es decir de 0.51 PMC (ver Cuadro No. 16).

⁶² Esta zonificación la genera y mantiene actualizada PGPB, con el fin de distinguir y caracterizar a los principales centros de consumo de tipo industriales, petrolero y doméstico del mercado nacional de gas natural, no debe confundirse con la regionalización propuesta en esta investigación en el punto 2.2.2 *Demanda Regional*, ya que esta última se propuso con el fin de facilitar y desagregar el análisis del consumo de este combustible.

PRECIOS PROMEDIO AL PÚBLICO DEL GAS NATURAL^a, 1990-1996
(Pesos de 1996 por m³)

Años	Uso Industrial ^b							Uso doméstico
	Zona Noreste	Zona Noroeste	Zona Naco	Zona Sur	Zona Centro	Zona Occidente	Piedras Negras	
1990	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.62
1991	0.52	0.56	0.65	0.48	0.51	0.53	0.65	0.53
1992	0.48	0.52	0.58	0.44	0.47	0.50	0.59	0.63
1993	0.51	0.55	0.58	0.49	0.52	0.54	0.61	0.68
1994	0.44	0.49	0.55	0.42	0.46	0.49	0.49	1.04
1995	0.50	0.57	0.43	0.44	0.51	0.55	0.51	1.00
1996	0.69	0.79	0.48	0.62	0.68	0.71	0.62	0.99

^a Incluye IVA

^b Zona Noreste Tampico Altamira, Reynosa, Rio Bravo, Matamoros, Nuevo León, Monterrey, Monclova, Ramos Arizpe y Saltillo
 Zona Noroeste Parras, Chávez, Torreon, G. Palacio, Laguna del Rey, Jimenez, Camargo, Delicias, Chihuahua, Cd. Cuautemoc y Cd. Juarez

Zona Naco Cananea y Hermosillo

Zona Sur Cd. Pemex, Cactus, Nuevo Pemex, Villa Hermosa, Coatzacoalcos, Minatitlan, Cosoleacaque y Jaltipan

Zona Centro Tierra Blanca, Veracruz, Córdoba, Orizaba, Puebla, Atlixco, Poza Rica, Valle de México, Tula y Toluca

Zona Occidente San Juan del Rio, Querétaro, San Luis Potosí, Celaya, Salamanca, Irapuato, Lázaro Cárdenas y Guadalajara

FUENTE: Elaboración propia con base en Pemex Indicadores Petroleros - varios años

Cuadro 16

Los precios del gas natural para uso doméstico mantienen un comportamiento distinto al de uso industrial. A partir de 1991, el precio del gas natural para este sector ha venido superando al precio del gas para uso industrial; alcanzado su nivel más alto en 1994, registrando un precio de 1.04 PMC, esto se derivó a consecuencia de una paulatina eliminación de subsidios de que fue objeto este tipo de gas.

2.3.1 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE PRECIOS

Hasta antes de 1991, el nivel de precios del gas natural lo establecía la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Esta dependencia mantenía el precio a un margen que no implicara pérdidas para Pemex al compararlo con los precios del gas de origen estadounidense. Asimismo, esta secretaría aceptaba un amplio diferencial entre el precio del gas y el del combustóleo. El nivel de los precios no debía desestimular el consumo del último, ya que el país contaba con una producción elevada del mismo y resultaba inviable enfrentarlo a un posible

sustituto o el destinarlo para la exportación, este hecho podía afectar definitivamente al precio del petróleo crudo del tipo Maya.

Posteriormente, a mediados de abril de 1991 se integró el Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Productos Petroquímicos. Entre otros objetivos, este Comité aplicó una política de precios que reflejó los costos de oportunidad y las fluctuaciones del mercado externo. Empero, este mecanismo de formación no mostraba claramente el costo del transporte, por lo que se generó una expresión matemática que considerara la recuperación de estos costos. Asimismo, se aplicaron diferenciales en el costo del servicio de transporte, al considerar la cantidad y la constancia del consumo de cada demandante.

A partir de estas modificaciones el nivel de los precios sufrió variaciones importantes, pero a cambio, se conjugó un mecanismo que reflejó el costo de oportunidad, disminuía los subsidios cruzados y estimulaba el uso del gas natural en la industria del país.

A partir de septiembre de 1995 se aplicó una nueva regionalización que divide al territorio nacional de una forma más específica, ajustando pertinentemente los costos de oportunidad y agregando una tarifa más de transporte (comprendiendo el costo del transporte de la zona de producción al punto de entrega) agregando un costo por el servicio⁶³.

En la actualidad, para la formación del precio nacional del gas natural, se emplea una relación matemática que equipara al precio nacional del gas natural con los existentes en el mercado del sur de Texas (dada la posibilidad del acceso al mismo); agregándole los costos por transporte, de servicio y el IVA.

⁶³ Pemex. *Memoria de Labores 1995*, México, 1996, pp. 80-81.



III. Prospectivas del Mercado Nacional de Gas Natural, 1996-2000



III PROSPECTIVAS DEL MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL, 1996-2000

La adopción de una política de producción energética coherente proporciona a un país ahorros considerables, con las consecuencias de provecho que esto puede acarrear para su desarrollo económico y, algo más importante, puede ayudar a construir una mayor certidumbre sobre el aprovisionamiento de combustibles, por lo cual, una planificación adecuada puede llegar a ser inestimable.

En el marco de la globalización económica, la seguridad en la producción de combustibles es tan importante como la estabilidad de precios, la tasa de interés o el tipo de cambio. Al garantizar la producción y distribución adecuadas del gas natural, se asegurarán en cierta medida los niveles de precios y su aprovisionamiento, factores que se consideran básicos para la estimación de la producción e inversión, tanto en la iniciativa privada como en el sector social.

En la medida en que se proporcione información sobre los niveles esperados de producción y demanda de cualquier bien o servicio, los procesos de planeación generarán resultados más certeros y confiables.

3.1 PROSPECTIVA DE LA OFERTA NACIONAL DE GAS NATURAL

3.1.1 RESERVAS

En muchos de los casos, cuando se trabaja con cifras que han sido generadas a partir de modelos, ya sea de simulación, econométricos, o de cualquier otro tipo; se debe asumir una actitud reservada, sobre todo cuando se trata de cifras de largo plazo. Para el cálculo del volumen esperado de reservas 1996-2000, intervienen varios factores, entre otros, los pronósticos mismos de extracción y la estimación de reservas a incorporar.

Los proyectos de inversión que desarrolla PEP es una de las variables más importantes que se considera para la estimación de las reservas de hidrocarburos. Entre los principales proyectos de inversión de PEP, está el desarrollo de campos en Reynosa, en Comalcalco y en una porción terrestre y marina del Estado de Tabasco. Para 1997 destacarán dos proyectos importantes, en los cuales se pretende la maximización de la explotación de los campos de gas no asociado, uno de ellos en el campo Cantarell y en el otro en la Cuenca de Burgos, se estima que este yacimiento tamaulipeco "en cuatro años estará aportando una producción adicional de gas natural de mas de mil MMPCD... La producción actual de [este yacimiento] es de 450 MMPCD y llegará a 1,500 millones en el año 2000"⁶⁴.

Con base en dichos proyectos de inversión, para el período 1996-2000, se espera una incorporación promedio de 1.2 BPC anuales de gas natural a las cifras de reservas. A pesar de estos elevados volúmenes, como resultado del incremento en los niveles de extracción, las reservas caerán en un promedio de 0.9% anualmente, hecho que dará como resultado una cifra esperada de 64.5 BPC de reservas para el año 2000 (ver Cuadro No. 17).

**PRONÓSTICO DE RESERVAS DE GAS NATURAL, 1996-2000
(MMMPC)**

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000
Reservas al inicio del año	67,668.0	67,122.5	66,608.9	66,229.3	65,312.9
(más) Incorporación de reservas	998.7	1,145.1	1,460.3	1,149.8	1,479.1
(menos) Pronóstico de extracción anual	1,544.2	1,658.7	1,839.9	2,086.2	2,261.5
Pronóstico de reservas	67,122.5	66,608.9	66,229.3	65,312.9	64,530.5

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex Exploración y Producción

Cuadro 17

⁶⁴ "Presentó Lajous el Proyecto sobre la Cuenca de Burgos. El Yacimiento Producirá Gas Natural", *Excelsior en Internet*, 19 de Febrero de 1997. <http://www.excelsior.com.mx/9702/970219/nac.23.html>

3.1.2 PRODUCCIÓN

Acorde a los pronósticos de Pemex, se espera que entre 1996 y el año 2000, PEP incremente sus niveles de extracción de gas natural en un 47.9%, lo cual implica una tasa de crecimiento medio anual del 10.3%, por lo tanto, los volúmenes de extracción pasarán de 4,190 MMPCD, en 1996 a 6,196 MMPCD en el año 2000 (ver Cuadro No. 18).

**PRONOSTICO DE EXTRACCION DE GAS NATURAL
POR REGION, 1996-2000
(MMPCD)**

REGION	1996	1997	1998	1999	2000
Región Norte	643.0	744.3	1,061.3	1,432.0	1,708.7
Región Sur	1,985.0	2,171.2	2,122.1	2,079.2	2,081.3
Región Marina	1,562.0	1,629.0	1,857.4	2,149.6	2,405.9
Total del sistema	4,190.0	4,544.5	5,040.8	5,660.8	6,195.9
Entrega a PGPB	3,626.2	4,055.7	4,253.0	5,054.7	5,661.7

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex Exploración y Producción

Cuadro 18

En términos regionales, la participación de la Región Sur en la extracción total de gas natural se reducirá, pasando de un 47.4% en 1996 a un 33.6% en el año 2000, estas cifras colocarán a la región en la segunda más importante del sistema. Por otro lado, a pesar de que las aportaciones de la Región Marina se convertirán en las más significativas, sus incrementos no serán muy amplios, ya que pasará de un 37.3% en 1996 a un 38.8% en el 2000. La Región Norte será la parte más dinámica del sistema, ya que sus contribuciones pasarán de un 15.3% en 1996 a un 27.6% en el año 2000, esto implica un crecimiento promedio anual del 27.7%.

De la extracción total de PEP, cerca del 88% en promedio será entregado a las plantas de procesamiento de PGPB, estas entregas crecerán a una tasa de crecimiento promedio anual del 11.8%, al incrementarse su volumen de 3,626.2 MMPCD en 1996 a 5,661.7 MMPCD en el 2000. Las entregas por tipo de gas

natural también sufrirán cambios importantes, el envío de gas húmedo amargo pasará de un 84.2% del total de entrega para 1996 a 72.1% en el año 2000. Por otro lado, las entregas de gas húmedo dulce pasarán de 8.1% a 15.2% y, en el caso del gas seco de campos, se prevé un aumento del 7.6% a 12.7% para el mismo periodo (ver Cuadro No. 19).

**ENTREGA DE GAS NATURAL POR TIPO DE PEP A PGPB, 1996-2000
(MMPCD)**

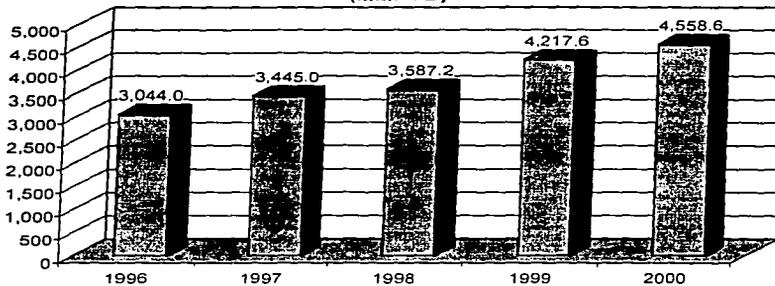
TIPO DE GAS	1996	1997	1998	1999	2000
Gas húmedo amargo	3,054.9	3,301.7	3,249.6	3,744.8	4,079.3
Gas húmedo dulce de campos	294.5	391.8	398.3	590.8	863.4
Gas seco de campos	276.8	362.2	605.2	719.2	719.0
TOTAL	3,626.2	4,055.7	4,253.0	5,054.7	5,661.7

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 19

Según cifras de PGPB, se estima que en 1996 la producción de gas seco se ubicará alrededor de los 3,044 MMPCD, creciendo a una tasa promedio anual del 10.6% para ubicarse en los 4,558.6 MMPCD para el año 2000. El año que manifestará una mayor tasa de crecimiento será 1999, precisamente cuando se inicie la consolidación de varios proyectos de exploración y explotación por parte de PEP, hechos que se reflejarán en una mayor entrega de gas natural a PGPB (ver Gráfica No. 6).

**PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS SECO, 1996-2000
(MMPCD)**



FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex Gas y Petroquímica Básica

Gráfica 6

3.1.3 IMPORTACIONES

Bajo el supuesto de que la diferencia entre la oferta y la demanda interna de gas natural sea cubierta a través de la importación de este combustible, se tendría lo siguiente.

Se prevé que las importaciones de gas natural incrementen su participación respecto de la oferta total al pasar de 4% en 1996 a 10.8% en el año 2000, creciendo a un ritmo anual del 42.1%, pasando de 121.3 MMPCD a 494.3 MMPCD, respectivamente. Como ya se comentó, la política energética no prevé restricciones a las compras externas de gas natural con el propósito de satisfacer y asegurar la creciente demanda interna, promover su uso y cumplir con las normas ambientales (ver Cuadro No.20).

IMPORTACIONES DE GAS SECO, 1996-2000
(MMPCD)

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000
OFERTA	3,165.3	3,523.8	4,306.1	4,658.6	5,052.9
Producción	3,044.0	3,445.0	3,587.2	4,217.6	4,558.6
Importación	121.3	78.8	718.9	441.0	494.3
DEMANDA	3,165.3	3,523.8	4,306.1	4,658.6	5,052.9

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación y Comisión Federal de Electricidad.

Cuadro 20

3.2 PROSPECTIVA DE LA DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL

Siguiendo el patrón marcado por esta investigación, para la determinación de la demanda esperada de gas natural, el estudio se concentró en el análisis de los niveles esperados de consumo interno, por parte de los sectores industrial, eléctrico, petrolero y doméstico.

El modelo del consumo nacional de gas natural que se presenta en esta investigación, tiene la particularidad de ser construido a partir de variables exógenas, es decir, se trabajará con cifras que han sido estimadas y en cierta medida probadas, a partir de otros modelos desarrollados por distintas instancias. El Área de Investigaciones Económicas e Industriales IMP proporcionó las cifras que estiman el consumo de gas natural por parte de los sectores industrial y doméstico. Las cifras correspondientes al sector petrolero, fueron proporcionadas por las subdirecciones de planeación de cada una de las subsidiarias de Pemex. Las estimaciones de consumo de este hidrocarburo por parte del sector eléctrico, fueron facilitadas por la Subgerencia de Planeación de CFE.

El modelo de proyección que presenta esta investigación se basó en varias de las premisas marcadas por el escenario base del modelo de estimación del IMP, es decir, se trabajó bajo el supuesto de que se cumplen las metas de política económica marcadas y se cumplen los proyectos de inversión y producción por parte de los sectores industrial, petrolero y eléctrico.

El consumo de gas natural a nivel nacional, quedará entendido como la suma de los consumos regionales de este energético por parte de cada sector de demanda, es decir:

$$\text{CNGN}_i = \text{CGNSP}_i + \text{CGNSI}_i + \text{CGNSE}_i + \text{CGNSD}_i;$$

en donde:

CNGN es el consumo nacional de gas natural,

CGNSP es el consumo de gas natural por parte del sector petrolero,

CGNSI es el consumo de gas natural por parte del sector industrial,

CGNSE es el consumo de gas natural por parte del sector eléctrico,

CGNSD es el consumo de gas natural por parte del sector doméstico e

_i es la región de consumo:

Península Norte

Noroeste

Noreste

Occidente

Centro

Golfo

Pacífico Sur

Península Sur

El consumo regional de gas natural por parte del sector petrolero (autoconsumo) quedará entendido como la suma de los consumos regionales por parte de cada una de las empresas subsidiarias de Pemex, es decir:

$$\text{CGNSP}_i = \text{CGNPEP}_i + \text{CGNPR}_i + \text{CGNPGPB}_i + \text{CGNPPQ}_i + \text{CGNPC}_i;$$

en donde:

CGNPEP es el consumo de gas natural por parte de PEP,

CGNPR es el consumo de gas natural por parte de PR,

CGNPGPB es el consumo de gas natural por parte de PGPB,

CGNPQ es el consumo de gas natural por parte de PPQ y

CGNPC es el consumo de gas natural por parte de Pemex Corporativo (PC).

Debe recordarse que la demanda de gas natural por parte de PEP no se consume en su totalidad como energético, una parte del combustible que adquiere lo emplea como medio impulsor (bombeo neumático). Algo similar ocurre en el caso de la demanda de PPQ, una parte del gas natural que adquiere la incluye en procesos productivos como materia prima y no como combustible (ver Diagrama No. 2).

3.2.1 PROSPECTIVA SECTORIAL

Con base en los resultados del modelo (para mayor referencia cuantitativa, consulte el Anexo Estadístico p. 125) se puede decir que entre 1996 y 2000, se espera que el consumo nacional de gas natural seco, presente un crecimiento considerable, tomando en cuenta la apertura del sector a la inversión de los particulares, bajo la premisa del cambio estructural promovido por el Gobierno Federal; la sustitución de combustibles altamente contaminantes; los programas de inversión, y los cambios en los hábitos de consumo doméstico. Otra de las razones para el uso intensivo del gas natural en los próximos años, es la entrada en vigor de nuevas normas ambientales⁶⁵. Se estima que la demanda de este hidrocarburo pase de un nivel de 3,165.3 MMPCD a 5,052.9 MMPCD entre 1996 y 2000, lo que implica una tasa de crecimiento medio anual del 12.4% (ver Cuadro No.21 y Gráfica No. 7).

3.2.1.1 DEMANDA DEL SECTOR PETROLERO

La empresa más grande del país, Pemex, continuará predominando en el futuro como el principal demandante de gas natural, su consumo pasará de 1,592 MMPCD en 1996 a 2,480 en el 2000; creciendo a una tasa promedio anual de 11.7% (ver Cuadro No. 22).

⁶⁵ Ver Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca. Programa de Medio Ambiente, 1995-2000, Diario Oficial de la Federación, 1º de marzo de 1996.

ESTRUCTURA DEL MODELO DE CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL

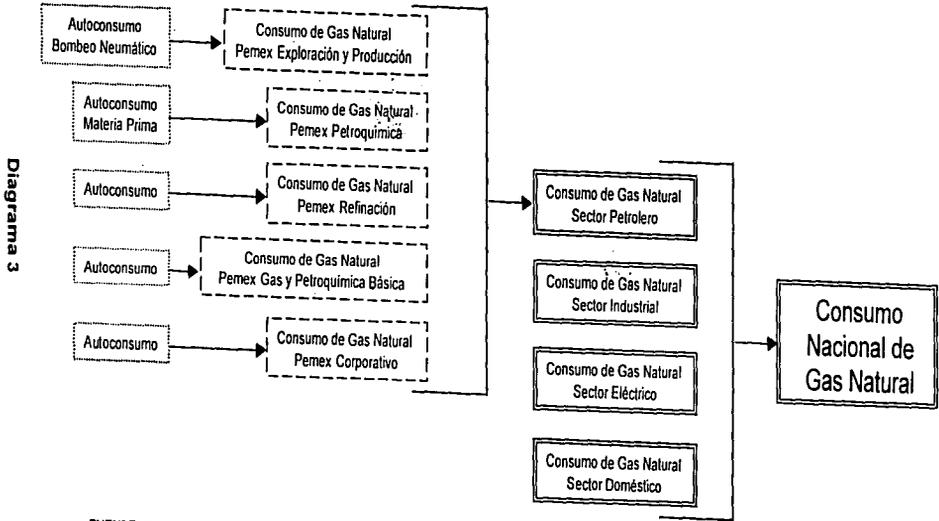


Diagrama 3

FUENTE: Elaboración propia.

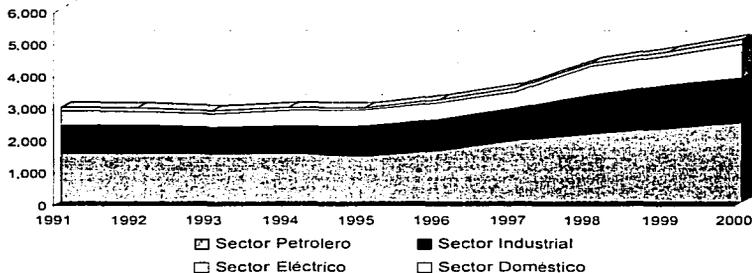
**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR SECTOR, 1996-2000
(MMPCD)**

Sector	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	3,165.3	3,523.8	4,306.1	4,658.6	5,052.9
Sector Petrolero	1,591.9	1,907.0	2,121.5	2,306.7	2,479.9
Sector Industrial	950.9	982.0	1,174.3	1,308.1	1,359.9
Sector Eléctrico	526.2	534.0	910.8	933.9	1,073.7
Sector Doméstico	96.3	100.9	99.6	109.8	139.4

FUENTE: Elaboración propia, con base en estimaciones de Pemex, CFE e IMP, noviembre de 1996.

Cuadro 21

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL, 1991-2000,
(MMPCD)**



FUENTE: Elaboración propia, con base en estimaciones de Pemex, CFE e IMP, noviembre de 1996.

Gráfica 7

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO, SECTOR PETROLERO, 1996-2000
(MMPCD)**

Empresa	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	1,591.9	1,907.0	2,121.5	2,306.7	2,479.9
Pemex Exploración y Producción	538.6	738.2	839.3	958.8	1,059.2
Pemex Petroquímica	700.3	745.5	755.2	819.6	849.4
Pemex Refinación	114.8	170.2	248.8	248.8	287.9
Pemex Gas y Petroquímica Básica	237.1	251.8	276.9	278.3	282.2
Pemex Corporativo	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

FUENTE: Elaboración propia, con base en información proporcionada por Pemex, Subdirección y de Gerencias de Planeación, México, noviembre

Cuadro 22

PEP se ubicará como la principal consumidora de gas natural dentro de las filiales, al manejar en promedio el 39.3% del consumo total de Pemex. Pasará de 538.6 MMPCD en 1996 a 1,059.2 MMPCD en el 2000, a una tasa media de crecimiento anual del 18.4% Para este período se estima que el bombeo neumático mantenga una mayor participación respecto al consumo en esta empresa.

La principal demanda de bombeo neumático corresponde a la sonda de Campeche, que consume casi el 60% del total; el principal proyecto al que se destinará dicho bombeo será el campo Cantarell.

Los consumos de PPQ, pasarán de 700.3 MMPCD en 1996 a 849.4 MMPCD en el año 2000, 44% y 34.3% del consumo total de Pemex respectivamente, con una tasa de crecimiento promedio anual de 4.95%; esto colocará a la filial en el segundo lugar de importancia en cuanto a la demanda total del sector.

Por lo que respecta al autoconsumo de PGPB, se espera que pase del 15% al 11.4% del consumo total de Pemex en los años extremos del período en estudio, al pasar de 237.1 MMPCD a 282.2 MMPCD, respectivamente.

Pemex Refinación registrará autoconsumos de gas natural por 114.8 MMPCD en 1996 (7% del consumo total del sector petrolero) y alcanzarán 288 MMPCD en el año 2000 (11.6% del total), por lo que esta filial se convertirá en la demandante con mayor dinámica del período en lo que respecta al autoconsumo, con una tasa de crecimiento promedio de 26%.

Se estima que el consumo del Corporativo de Pemex no presente cambios significativos durante el período de análisis y que continúe demandando entre 1 y 1.2 MMPCD para los próximos cinco años.

3.2.1.2 DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL

La demanda nacional del sector industrial mostrará un crecimiento significativo, de tal suerte que los consumos de 1996 (951 MMPCD) pasarán en el año 2000 a 1,360 MMPCD. Lo anterior se explica, entre otros factores, por el acelerado proceso de sustitución del diesel y el combustóleo pesado por gas natural, acorde al nuevo esquema ambiental dirigido al uso de combustibles limpios. Influirán también factores tales como la evolución de los precios relativos de los combustibles industriales; el ritmo y diversificación del crecimiento industrial del país, y el desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, por parte de los inversionistas particulares.

Por ello es que porcentualmente, la demanda de gas en este sector registrará una tasa de crecimiento promedio anual del orden del 9.4%.

Las regiones con mayor consumo serán la Noroeste, Centro y Occidente (ver Cuadro No. 23).

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
SECTOR INDUSTRIAL, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	950.9	982.0	1,174.3	1,308.1	1,359.9
Péninsula Norte	0.0	0.0	15.9	20.2	21.6
Noroeste	41.7	43.1	50.9	56.5	58.8
Noreste	394.9	407.8	481.1	534.8	555.8
Occidente	189.9	196.1	231.3	257.2	267.3
Centro	220.9	228.1	269.1	299.2	310.9
Golfo	103.5	106.8	126.0	140.1	145.6
Pacífico Sur	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Península Sur	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FUENTE: Elaboración propia, con base en estimaciones del Instituto Mexicano del Petróleo, Área de Investigaciones Económicas e Industriales, Grupo de Análisis y Proyecciones Económicas, México, 1996

Cuadro 23

3.2.1.3 DEMANDA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La mayor adición en la demanda que generará este sector corresponderá a la construcción de nuevas plantas que operarán a base de gas natural y a la conversión al uso de este combustible, entre las que destacan Rosarito (Baja California), Samalayuca y Francisco Villa (Chihuahua) y Tula (Hidalgo)⁶⁶.

Es decir, debido a las restricciones impuestas por la normatividad ambiental y como resultado de los escenarios relativos entre combustibles, la demanda de los hidrocarburos para generación eléctrica evolucionará predominantemente hacia el uso del gas natural. Así, es de esperarse que la mayor parte del incremento en la capacidad de generación, utilice tecnología de ciclo combinado a base de gas natural. Adicionalmente, la mayor parte de la capacidad existente de generación termoeléctrica en las zonas definidas como críticas se convertirá de combustóleo a gas natural. Entre las zonas definidas como críticas —áreas en donde se registra un alto grado de emisiones contaminantes— se encuentran las zonas metropolitanas de la Ciudad de México, Monterrey, Guadalajara, Tijuana y Ciudad Juárez, así como los corredores industriales de Coatzacoalcos-Minatitlán, Irapuato-Celaya-Salamanca, Tula-Vito-Aspasco y Tampico-Cd. Madero-Altamira.

Por lo tanto, y bajo la presión de estos dos factores, se estima que el sector eléctrico incremente considerablemente para el año 2000 el empleo de gas natural para generar electricidad.

El consumo de gas natural en este sector observará el más amplio crecimiento, con una tasa de crecimiento promedio del 19.5%, al considerar la entrada en vigor

⁶⁶ Comisión Federal de Electricidad. *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1996-2005*, México, octubre 1 de 1996, pp. 24, 27, 29 y 41.

de la segunda fase de la norma ecológica NOM-085ECOL/1994⁶⁷. Por ello es que la demanda pasará de 526.2 MMPCD en 1996 a 1,073.7 MMPCD en 2000 (ver Cuadro No. 24).

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO, SECTOR ELÉCTRICO, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	526.2	534.0	910.8	933.9	1,073.7
Península Norte	0.0	0.0	29.8	62.9	63.7
Noroeste	78.8	71.0	168.0	218.2	219.1
Noreste	132.4	132.3	265.3	239.3	277.8
Occidente	1.0	1.5	82.2	66.4	63.6
Centro*	249.2	258.0	288.0	262.3	233.2
Golfo	64.7	71.3	78.4	84.8	82.7
Pacífico Sur	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Península Sur	0.0	0.0	0.0	0.0	133.7

FUENTE: Elaboración propia, con base en información proporcionada por Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos, Subgerencia de Estudios de Producción, México, noviembre de 1996.

Cuadro 24

La participación porcentual de este sector dentro del total del consumo de gas natural en el sistema, pasará de 16.6% en 1996 a 21.3% en el año 2000. Los mayores aumentos se darán en las regiones Occidente, Noroeste y Noreste.

3.2.1.4 DEMANDA DEL SECTOR DOMÉSTICO

Para el cálculo de las cifras de consumo de gas natural por parte del sector doméstico, el IMP consideró fundamentales a los siguientes factores:

- Consumo actual del gas natural y su pronóstico tendencial.

⁶⁷ Norma referente a: Contaminación atmosférica. Fuentes fijas. Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre de los equipos de calentamiento directo por combustión. Diario Oficial de la Federación. En *Norma Oficiales Mexicanas en Materia Ambiental*, Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca, Unidad de Información y Enlace de Tecnología Ambiental, Centro de Calidad Ambiental, ITESM Campus Monterrey, <http://uninet.mty.itesm.mx/uninet/normas/ecol/indecol.html>

- Se incorporaron los consumos de los 19 centros urbanos en los que se espera establecer zonas geográficas de distribución de gas natural, cuyos permisos están licitándose o se prevé licitar en breve y que se estima entrarán en operación en el año 2000.
- Estos centro urbanos se encuentran en las regiones Peninsular Norte, Noreste, Noroeste, Centro y Occidente.
- Se partió del supuesto de que la sustitución de gas L.P. por gas natural se situará entre 23 y 70% en las diversas zonas de distribución.

A partir del consumo actual y del pronóstico tendencial del consumo de gas natural de esos centro de población, se asignó, en base a las características de cada zona, un factor de crecimiento de la demanda potencial adicional, con lo cual se obtuvo la cifra estimada del consumo nacional de este combustible en este sector para el año 2000.

Así, el consumo estimado para el año 2000 alcanzará los 139.4 MMPCD, creciendo a una tasa media de crecimiento anual del 9.7%, a pesar de registrar decrementos en la participación total que van de 3% en 1996 a 2.7% en el año 2000 (ver Cuadro No. 26)

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO, SECTOR DOMÉSTICO, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	96.3	100.9	99.6	109.8	139.4
Península Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7
Noroeste	19.5	20.4	20.1	22.2	27.3
Noreste	66.7	69.9	69.0	76.1	85.5
Occidente	1.4	1.5	1.5	1.6	1.9
Centro	8.7	9.1	9.0	9.9	23.0
Golfo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pacífico Sur	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Península Sur	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FUENTE: Elaboración propia, con base en estimaciones del Instituto Mexicano del Petróleo, Área de Investigaciones Económicas e Industriales, Grupo de Análisis y Proyecciones Económicas, México, 1996.

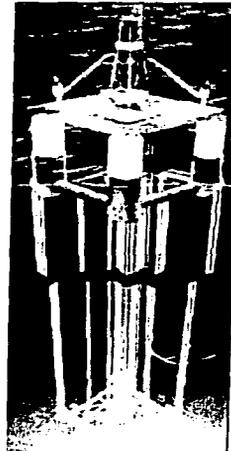
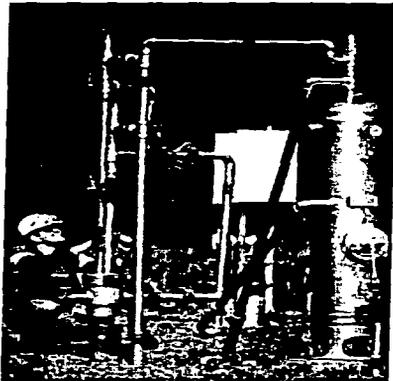
Cuadro 25

3.2.2 EXPORTACIONES

Dado que el modelo empleado para la proyección del consumo de gas natural no contempló la existencia de excedentes significativos de este combustible, resulta difícil estimar sin bases sólidas, los niveles que podrían alcanzar las exportaciones, además, se debe recordar que históricamente, las exportaciones han representando tan sólo una variable de ajuste interno para el mercado nacional. Las exportaciones que podrían esperarse dependerán de las estrategias de comercialización y de la relación que existe entre las variables costo de producción, costo de transporte y precios de venta para Pemex y los futuros niveles de inversión en las diferentes regiones del país.



IV. En Rumbo a la Privatización



IV EN RUMBO A LA PRIVATIZACIÓN

La política económica es "la praxis de la economía, la expresión pragmática y normativa de ésta"⁶⁸; es "la intervención deliberada del Gobierno en la economía para alcanzar sus objetivos"⁶⁹; es "la herramienta más útil que tiene el Estado para ejecutar cualquier plan de desarrollo y para darle velocidad y dirección al proceso de desarrollo deseado"⁷⁰

Con el paso del tiempo, la política económica -entendida como la teoría económica puesta en práctica- ha retomado ideas, conceptos y leyes generados por las distintas corrientes del pensamiento económico, esto ha provocado reformas profundas que han llevado a cambios fundamentales en la estructura económica y social de las naciones. "Adam Smith, Marx y Keynes son ejemplos conspicuos de economistas que en diferentes medidas y con distinto retardo provocaron cambios revolucionarios"⁷¹ en el mundo entero.

Desde hace poco más de diez años, el país ha sufrido la aplicación de una serie de medidas tendientes a alcanzar el desarrollo económico, sustentado en la "modernización" del aparato productivo a través de una política económica saturada de intereses de corte neoliberal que, entre otras demandas, exige la liquidación o venta de aquellas empresas propiedad del Estado y consideradas como no estratégicas (es el caso de la distribución, el transporte y el almacenamiento del gas natural).

En el siguiente apartado se abordará la génesis y el contenido del neoliberalismo, así como sus implicaciones en el rumbo hacia la privatización del mercado nacional del gas natural.

⁶⁸ Sierra, Enrique, citado en: Lichtensztein, Samuel. *Enfoques y Categorías de la Política Económica* (mimeografiado), Centro de Investigación y Docencia Económica, A. C., México, (s/f), p. 36.

⁶⁹ Herschel, Federico J. *Política Económica*, México, Edit. Siglo XXI, 1989, p. 11.

⁷⁰ Bucheli, Mario. *Curso de Política Económica*, Programa Nacional de Capacitación Tecnoeconómica, México, ILPES y Gobierno de México, 1973, p. 4.

⁷¹ Herschel, Federico J. *Op. cit.*, p. 13.

4.1 EL NEOLIBERALISMO Y EL PAPEL DEL ESTADO.

Adam Smith, representante de la corriente del pensamiento económico liberal (*dejad hacer, dejad pasar*), es el antecedente histórico de lo que hoy se conoce como neoliberalismo. El liberalismo de Smith buscaba la no intervención del Estado en la economía, pues a su juicio, si los agentes individuales de la economía actuaban en un ambiente de plena libertad, serían capaces de generar riquezas para ellos mismos y la nación en su conjunto.

Los principales postulados del liberalismo económico son:

- Propiedad privada de los medios de producción y,
- La maximización de los beneficios entre productores y consumidores⁷².

El liberalismo señala que el Estado no puede ostentar la propiedad de los medios de producción, ya que los particulares, al guiarse por sus propios intereses y al competir entre ellos, conducirán a la economía hacia los intereses de la colectividad, es decir, hacia el bienestar.

La maximización del beneficio empresarial, señala la corriente, surgirá cuando puedan relacionarse la *propiedad privada de los medios de producción* con la *libertad de la iniciativa privada*. Al coexistir en combinación estos elementos, la inversión se dirigirá hacia las áreas más promisorias para alcanzar un máximo de rentabilidad, por lo que la economía "se dedicaría a producir los bienes efectivamente demandados por la sociedad y con esto, los consumidores también tendrían la libertad de maximizar su satisfacción de consumo en función de sus

⁷² Ver Jacobo Mata, Irene y Manuel Cazares Castillo. *La Bursatilización de la Cartera Hipotecaria como Solución e Impacto en el Financiamiento para Vivienda de Bajos Ingresos: México 1983-1994*. Tesis de Licenciatura, México, UNAM/Campus Aragón, 1997, p. 25.

ingresos, [de tal forma] que la competencia sería la contrapartida entre los intereses de los productores y los consumidores"⁷³.

El neoliberalismo es la interpretación y adaptación de estos postulados a la vida económica actual. Sus principios se pueden resumir en los siguientes puntos:

- La promoción de bienestar social es a través de la libertad individual. Un valor muy importante dentro de todo proyecto que se precie de ser liberal es el respeto y la promoción de la libertad individual. Para lograr esto, la teoría neoliberal intenta una determinación permanente de los derechos de propiedad que no violen los derechos individuales y que, a su vez, provea de certidumbre a los agentes que intercambian en los mercados.
- La libertad e igualdad de oportunidades están íntimamente relacionadas. El esquema neoliberal promueve una libertad que permita al individuo, como agente principal de la actividad económica, estar en igualdad de oportunidades con los demás individuos y poder, de esta manera, competir dentro de los mercados en similares circunstancias.
- El neoliberalismo, como el liberalismo clásico, se opone a la discrecionalidad del gobierno. Esta idea permite contrarrestar abusos y arbitrariedades que pudiera realizar el gobierno al estar cumpliendo con sus funciones. Dado que la libertad individual es el valor preponderante, es necesario que se limiten las funciones del gobierno y no se permita que éstas violen la libertad de los individuos ni que vayan contra la actividad de éstos.
- Sólo puede darse libertad individual con libertad política. Todo proyecto neoliberal sostiene el proyecto democrático. En una sociedad donde todos los individuos participen en la toma de decisiones, es posible que se respete la libertad de cada uno de ellos, y para lograr ésta, es necesaria la vida democrática para la participación ciudadana.
- La economía de mercado es la base del liberalismo. Sólo si los individuos pueden intercambiar en los mercados con completa libertad y a través del libre

⁷³ *ibid.*

juego de la oferta y la demanda de bienes y servicios, puede garantizarse la libertad de todos los que intercambian en dichos mercados. La libertad individual también es insoluble de la libertad de mercado como mecanismo de intercambio de los factores productivos⁷⁴.

Así pues, el neoliberalismo limita al Estado a:

- Ejercer funciones estrictamente de vigilante, de carácter legal y regulador de las relaciones de convivencia de la sociedad.
- Proveer los servicios básicos e infraestructura requerida por el capital como condición de confianza para una inversión creciente y con rentabilidad atractiva.
- Ofrecer seguridad y desregularizar trámites para que el capital circule de una forma libre y sin obstáculos.

4.1.1 LA EXPERIENCIA DE MÉXICO

En México se ha aplicado por más de diez años una política económica basada en los postulados del neoliberalismo, expresados a través de una serie de programas económico-sociales, sintetizados en lo que se ha denominado como: *liberalismo social*.

El liberalismo social no ha sido más que la continuación de un programa que el entonces Secretario de Programación y Presupuesto, Carlos Salinas de Gortari impulsó durante el régimen de Miguel de la Madrid y que, en la actualidad, en términos generales sigue vigente. El programa giraba en dos ejes: en el aspecto interno, se profundizaron los cambios ya emprendidos en cuanto a la intervención directa del Estado a la economía; y con respecto al exterior, se acentuó la apertura comercial.

⁷⁴ Cano, Gustavo, *et. al.* "El Neoliberalismo en A. L.", 1/5. El Financiero, Sección Enfoques, Año X, México, 1º de agosto de 1991, p. 37.

En la situación interna se aplicó, según Aspe Armella, un programa de estabilización, cuya política fiscal se orientó: "...en primer término", al estricto control del gasto del gobierno federal pues "...los gastos corrientes se recortaron y se orientaron hacia las necesidades sociales más urgentes. En segundo lugar, y en lo correspondiente a la política de ingresos se efectuó una reforma fiscal a fondo y se revisaron los precios y tarifas públicos de acuerdo a niveles internacionales. Finalmente, el sector público pasó por un proceso de reestructuración mediante la desincorporación de empresas no estratégicas manejadas por el Estado"⁷⁵. Este fue, por parte del gobierno de Salinas de Gortari, el esquema del que no se apartó en ningún momento, cumpliendo escrupulosamente los puntos dos y tres. Con respecto a los dos factores de la producción: el capital y el trabajo, el gobierno sostuvo que consiguió el compromiso del sector privado de "...sacrificar sus márgenes de ganancia mientras que los sectores obreros y campesinos prescindirían de un incremento adicional en sus salarios reales"⁷⁶. El citado programa de estabilización tenía como uno de sus objetivos básicos el controlar la inflación y hacerla retroceder de tres dígitos a sólo uno, por ello era, el superávit primario "...un requisito que [debía] conseguirse antes de empezar la corrección de la inercia inflacionaria y la selección de anclas nominales para la estabilización"⁷⁷. Para alcanzar el superávit se amplió la base de los contribuyentes y, según el ex Secretario de Hacienda se disminuyeron los impuestos a las personas físicas, eso hizo posible que aumentaran los ingresos fiscales en 29.5%, que representaron el 1.5% del PIB. Claro que también se incrementaron los ingresos públicos por concepto de impuestos al valor agregado y al comercio exterior⁷⁸. Ello permitió según el anterior, recuperar el crecimiento sin caer en la recesión y el empleo, que en 1988, fue de 1.3%, 3.1% y 4.4% para 1989 y 1990, respectivamente⁷⁹.

⁷⁵ Aspe Armella, Pedro. *El Camino Mexicano de la Transformación Económica*, México, FCE, 1993, p. 33.

⁷⁶ *Ibid.*, p. 30.

⁷⁷ *Ibid.*, p. 37.

⁷⁸ *Ibid.*, p. 102.

⁷⁹ *Ibid.*, p. 50.

La política económica interna se vio acompañada de una mayor apertura al exterior, ello hizo posible lograr la repatriación de capitales y que se modificaran las leyes con respecto a la inversión extranjera, la cual de sólo el 49% que podía tener una entidad física o moral extranjera pasó al 100%, desregularizándose los requisitos para ello. La apertura casi total fue una realidad, al mismo tiempo se mantuvo una política cambiaria adecuada a los planes fijados, evitando devaluaciones bruscas que interfirieran en el control de la inflación.

Entre otros de los propósitos que se perseguían era el alcanzar "...la eficiencia económica en la medida en que la secuencia y el contexto macroeconómico en que tiene lugar crean el entorno adecuado para que las empresas se adapten rápidamente a las nuevas condiciones competitivas"⁶⁰. La necesidad de abrir al exterior el país, llevó al gobierno a impulsar decididamente la Firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), que unió aún más la economía de México con la de Canadá, pero sobre todo con la de E.U. En noviembre de 1993, fue aprobado dicho Tratado.

En el sexenio salinista, para no limitar la aplicación de los postulados, a todos los rubros importantes se les prestó la atención debida, en el campo y en la ciudad, en el sector industrial, comercial, bancario, agropecuario, educativo y hasta religioso; el gobierno eliminó, *de jure* o *de facto*, los obstáculos que a su juicio resultaban ya un lastre para su proceso *modernizador*. Cuando veía la necesidad de modificar las leyes para actualizar o avanzar en los cambios, lo hacía aprovechando su presencia mayoritaria en el Congreso de la Unión.

Así pues, el Estado se perfiló en busca de una reconversión de su planta productiva, con el fin de lograr una mayor eficiencia en las empresas privadas y hacerlas mejor competitivas con el exterior. El Estado se comprometía a hacer su parte; reducir su participación directa e indirecta en la vida económica. Para el Estado se alcanzarían los objetivos de carácter social si, entre otros, la planta

⁶⁰ *Ibid.*, p. 40.

productiva se modernizaba (esta tarea correspondía fundamentalmente al sector no gubernamental). Si se elevaba la productividad, si crecía la inversión (propiciada también por la desregulación por parte del gobierno); de lograrse estos propósitos, crecería el empleo y se elevaría el bienestar y el nivel de vida.

En México, se apostó a que el esfuerzo del sector privado sacaría a la economía del país hacia adelante. Ésta no es una concepción ajena a las preocupaciones económicas de otras regiones del planeta, pues es indudable que los vientos de *modernidad* soplan en todo el mundo.

Dentro de los objetivos económicos y como una forma de "sanear" las finanzas públicas, la administración salinista prosiguió con la venta de las empresas públicas. El ex-Secretario de Hacienda, sostiene que: "De las 1,115 compañías estatales que había en 1982 más del 80% fueron desincorporadas hacia fines de 1991. Durante la administración del Presidente Salinas, se registró un avance muy significativo en el proceso de desincorporación de empresas públicas, al realizarse con éxito la venta de grandes empresas como las dos principales líneas aéreas nacionales (Mexicana y Aeroméxico), una de las más grandes minas de cobre en el mundo (Compañía Minera de Cananea), la compañía de nacional de telefonía (Teléfonos de México) y la totalidad de los bancos comerciales. El proceso de desincorporación no sólo [tuvo] un impacto de una vez por todas mediante los ingresos provenientes de la venta de paraestatales, sino también una relación permanente de las transferencias a empresas que ya no eran viables y que fueron cerradas... los ingresos totales por las ventas se [aproximaron] a los 14,500 millones de dólares [mismos] que se usaron en gran parte para reducir el monto de la deuda interna. Las transferencias globales del Gobierno Federal descendieron del casi 6% del PIB en 1987 a cerca de 2% en 1991. Un aspecto importante del efecto fiscal de la privatización [fue] su permanencia. Los gastos del gobierno para la operación de estas empresas se [eliminaron] permanentemente..."⁸¹

⁸¹ Aspe Armella, P. *Op. cit.*, p.37.

Entre otros de los objetivos que se han perseguido, está el que las empresas ya en manos de particulares deben "...operar en un ambiente competitivo, y de no ser posible, debe haber una regulación apropiada para asegurar la eficiencia interna"⁸². Para el caso de la privatización de la distribución, el transporte y el almacenamiento de gas natural, el gobierno de México ha procurado mantener una suficiente documentación legal, para legitimar y "justificar" dicho proceso.

En la actualidad, si bien el Presidente Ernesto Zedillo ha impreso su propio sello a la conducción de la política económica, en lo esencial no se ha apartado de las recetas neoliberales. La paulatina privatización de otras empresas importantes para el país como lo son CFE, Ferronales y Pemex, siguen en su camino hacia la privatización, algunas con mayor grado de avance.

4.2 LA PRIVATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN, EL TRANSPORTE Y EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

En el marco de las medidas de corte neoliberal que envuelven al país, han surgido una serie de condiciones de política económica, plasmadas en un Plan Nacional de Desarrollo, orientadas al cambio estructural, en busca de la modificación del patrón de crecimiento y del camino hacia la apertura comercial y la globalización. Un reflejo de estas medidas es la "modernización" de la empresa pública (con el argumentando de la falta de rentabilidad y eficiencia económica), bajo las premisas de control presupuestal que desincorpora a las empresas y otros activos del sector público considerados como no prioritarios⁸³.

Para Pemex Gas y Petroquímica Básica, 1995 representó un año de cambios estructurales y de consolidación en su proceso de *modernización*. La modificación a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo fue la primera de una serie de modificaciones de orden legal que tienen como fin: el

⁸² *Ibid.*, p. 163.

⁸³ Secretaría de la Contraloría General de la Federación. *Programa de Modernización de la Empresa Pública*, *Diario Oficial de la Federación*, 26 de enero de 1990.

facilitar a los capitales privados su incursión en el mercado nacional del gas natural, en específico en las actividades relacionadas con transporte, almacenamiento y distribución de gas natural en el país, situación que sin duda marca el rumbo de la privatización de este sector.

4.2.1 MARCO LEGAL

Antes de 1995 Pemex era la única entidad autorizada para construir, operar y ser propietario de gasoductos en México. Adicionalmente era la única entidad autorizada para vender, importar y exportar gas natural, por lo que existía una comercialización "limitada" del producto.

Con el argumento de que, "[a pesar de haber] desarrollado un adecuado sistema de transporte, el gas natural era subutilizado debido a las limitaciones en ramales e infraestructura de distribución"⁶⁴, el gobierno mexicano se embarcó en los primeros meses de 1995 en una profunda reforma estructural de la industria del gas natural. Después de una serie de extensas consultas, se definió la estructura deseada de la industria. Conducirla a un proceso de "modernización" que la llevara por el camino de la rentabilidad y la eficiencia productiva y financiera, hechos que implican su rumbo hacia la privatización. En primera instancia se identificó a los participantes relevantes en el mercado y se determinó la relación existente entre éstos, con la idea de promover el desarrollo de esta industria.

Es así que bajo este nuevo horizonte, Pemex dio un pasó firme para su coexistencia con los inversionistas privados, participando como cualquier otro permisionario sujeto a la regulación correspondiente.

Asimismo y siendo coherentes con las exigencias del actual Plan Nacional de Desarrollo, este cambio estructural se sustentó en la búsqueda de la "creación de una industria nacional competitiva promoviendo el uso de combustibles limpios y la

⁶⁴ Olea H. Héctor. "Avances en la Regulación del Gas Natural en México". Pemex Lex, México, julio-agosto de 1996, No. 97-98, p. 14.

eficiencia en la prestación de los servicios"⁸⁵. Para lograr los objetivos de esta política, el gobierno mexicano permitió la participación privada en la industria de los hidrocarburos y concentrar a Pemex en actividades de exploración, producción y procesamiento. La instrumentación de esta reforma estructural requirió de un marco legal e institucional congruente con la visión de largo plazo que se pretende tener para la industria del gas natural en México: su privatización en busca de la "modernización".

4.2.1.1 MARCO CONSTITUCIONAL

A nivel constitucional son varios los artículos que justifican y facilitan la desincorporación de las áreas consideradas como no estratégicas:

Artículo 25. "El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan"⁸⁶.

Artículo 26. "El Estado organizará un sistema de planeación democrática del desarrollo nacional que imprima solidez, dinamismo, permanencia y equidad al crecimiento de la economía para la independencia y la democratización política, social y cultural de la Nación"⁸⁷.

Artículo 27. "Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides

⁸⁵ *Ibid.*

⁸⁶ *Constitución Política de los Estados Mexicanos.* México, Edit. Alco, 1997, p. 21.

⁸⁷ *Ibid.*, p. 22.

utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formadas directamente por las aguas marinas; los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los yacimientos minerales u orgánicos de materias susceptibles de ser utilizados como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos; y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos del derecho constitucional"⁸⁸

Artículo 28. "No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas estratégicas a las que se refiere este precepto: acuñación de monedas; correos; telégrafos; radiotelegrafía y la comunicación vía satélite; emisión de billetes por medio de un solo banco, organismo descentralizado del Gobierno federal; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radiactivos y generación de energía nuclear; electricidad; ferrocarriles y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión"⁸⁹.

Artículo 73. "El Congreso de la Unión tiene la facultad... Para legislar en toda la República sobre hidrocarburos, minería...; Para expedir leyes tendientes a la promoción de la inversión mexicana, la regulación de la inversión extranjera..."⁹⁰.

Artículo 90. "La Administración Pública Federal será centralizada y paraestatal conforme a la Ley Orgánica que expida el Congreso, que distribuirá los negocios del orden administrativo de la Federación que estarán a cargo de las secretarías de Estado y departamentos administrativos y definirá las bases generales de creación de las entidades paraestatales y la intervención del Ejecutivo federal en su operación"⁹¹

⁸⁸ *Ibid.*, p. 24.

⁸⁹ *Ibid.*, p. 35.

⁹⁰ *Ibid.*, pp. 60, 62 y 63.

⁹¹ *Ibid.*, p. 76.

Artículo 93. "Cualquiera de las Cámaras podrá citar a... los directores y administrativos de los organismos descentralizados federales o de las empresas de participación estatal mayoritaria, para que informen cuando se discuta una ley o se estudie un negocio concerniente a sus respectivos ramos o actividades"⁹².

Artículo 134. Se faculta al Estado para efectuar "... adquisiciones, arrendamientos y enajenaciones de todo tipo de bienes, prestación de servicios de cualquier naturaleza y la contratación de obra que realicen, se adjudicará o llevarán a cabo a través de licitaciones públicas mediante convocatoria pública para que libremente se presenten proposiciones solventes..."⁹³

4.2.1.2 DISPOSICIONES LEGISLATIVAS

4.2.1.2.1 LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO DEL PETRÓLEO.

El Artículo 3º de esta Ley se redefinen los alcances de la Nación respecto a la industria petrolera, suprimiendo el concepto "la distribución, el transporte y el almacenamiento del gas siempre y cuando éstos no sean indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración"⁹⁴. Además se precisa que los derivados del gas que constituyan petroquímicos básicos también son parte de la industria petrolera y por tanto exclusivas de la Nación.

En el Artículo 4º se establece que "... el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan"⁹⁵.

⁹² *Ibid.*

⁹³ *Ibid.*, p. 143.

⁹⁴ Ver reformas y adiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, *Diario Oficial de la Federación*, 11 de mayo de 1995.

⁹⁵ *Ibid.*, p. 13.

El Artículo 10º considera a la industria petrolera como *preferente* sobre cualquier aprovechamiento de la tierra. Por otra parte, establece que *son de utilidad pública las actividades de construcción de ductos*.

En el Artículo 14 se establecen los parámetros para la regulación de las actividades permitidas al sector social y privado, estipulando los términos y condiciones para lograr, entre otros, un acceso no discriminatorio y en condiciones competitivas. Cabe señalar que la autoridad encargada de la regulación de las actividades referidas es la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

En el Artículo 16 se indica que la Secretaría de Energía (SE) aplicará esta Ley, con la participación que este a cargo de la CRE.

En el Artículo Transitorio Tercero se indica que Pemex conservará en propiedad y mantendrá en condiciones de operación los ductos e instalaciones que actualmente forman parte de su patrimonio.

4.2.1.2.2 LEY ORGÁNICA DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

Esta ley establece que "es objeto de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, el procesamiento del gas natural, líquidos de gas natural y el gas artificial, el almacenamiento, transporte y distribución y comercialización de estos hidrocarburos cuando no sean necesarias e indispensables para interconectar su explotación y elaboración"⁹⁶.

⁹⁶ *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*, Diario Oficial de la Federación, 16 de julio de 1992, p. 30.

4.2.1.2.3 LEY DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992 y a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (1995), modificaron de una forma muy importante la estructura industrial de los sectores de energía eléctrica y gas natural. Dichas reformas legitiman el libre acceso al sector privado a la construcción, operación y tenencia en propiedad de plantas generadoras de electricidad y sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, actividades que anteriormente estaban limitadas a los operadores estatales, siendo éstos Pemex y CFE. En vista de las disposiciones legales que esto representaría, era necesario crear un organismo que se encargará de regular las actividades de los operadores públicos y privados de energía eléctrica y gas natural.

La Ley de la CRE concentra en sí misma todos los instrumentos de regulación que se encontraban dispersas en dependencias y entidades. Es un órgano desconcentrado de la SE constituido por el Poder Legislativo con la finalidad de regular las actividades de los operadores públicos y privados en energía eléctrica y gas natural. Asimismo, tiene implícita la autoridad para resolver controversias. Su objetivo es promover el desarrollo eficiente de estas actividades.

El Decreto por el que se creó la CRE, precisa que es un órgano administrativo desconcentrado de la SE, siendo su principal función las tareas de consulta en la industria eléctrica⁹⁷.

En la actualidad, la Ley de la CRE transforma, amplía y precisa las actividades de la Comisión⁹⁸:

⁹⁷ *Diario Oficial de la Federación*, 4 de octubre de 1997.

⁹⁸ Ver Secretaría de Energía, *Ley de la Comisión Reguladora de Energía*, *Diario Oficial de la Federación*, 31 de octubre de 1995, pp. 63-65.

- La define como un órgano desconcentrado de la SE con autonomía técnica, operativa y financiera.
- La constituye por mandato del Poder Legislativo, como el órgano encargado de regular las actividades de los operadores públicos y privados en energía eléctrica y gas natural.
- Le otorga autoridad resolutoria para aplicar la regulación y para solucionar las controversias con las actividades sujetas a regulación.

Entre las actividades reguladas por la Comisión están las siguientes:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.
- La generación, exportación e importación de energía eléctrica que realicen los particulares.
- La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- *Las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo.*
- *El transporte y almacenamiento de gas natural que no sean indispensables para interconectar su explotación y elaboración.*
- *La distribución de gas natural.*
- El transporte y la distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos

Tipo de actividades:

- Generales, de energía eléctrica y gas natural.
- Permisos y autorizaciones: modelos de convenios y contratos y actuar como arbitro o mediador en las controversias así como expedir directivas que amplían los conceptos de regulación e inscribir en el Registro Público las actividades reguladas.
- Determinar los precios de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo y las tarifas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

- Aprobar los términos y condiciones de ventas de primera mano y gas natural así como el gas licuado de petróleo y la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y licuado de petróleo por medio de ductos.

Como se puede apreciar la Ley de la CRE, fortalece el marco institucional necesario para instrumentar el sustento legal del proceso de privatización de esta industria. Esta Ley redefine a la CRE como una agencia autónoma, con responsabilidades y atribuciones para aplicar y hacer respetar la "modernización" de la industria del gas natural⁹⁹.

Esta transformación estructural va en busca de una promoción de la inversión privada en el campo del gas natural. "La existencia de un marco regulador transparente y predecible, así como una institución con poderes para instrumentarla, constituyen elementos para lograr este fin"¹⁰⁰.

La CRE define las *reglas del juego* aplicables a la industria, estableciendo un marco que asegure certidumbre a los inversionistas interesados, mediante una regulación exhaustiva, predecible, estable y flexible, que evidentemente sigue una orientación hacia la economía del mercado. Para instrumentarla se han expedido otro tipo de disposiciones, entre ellas el Reglamento de Gas Natural, en noviembre de 1995.

4.2.1.2.3.1 REGLAMENTO DEL GAS NATURAL

Este Reglamento deriva de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional y tiene por objeto regular las ventas de primera mano, las actividades y los servicios que no formen parte de la industria petrolera en materia de gas natural. La aplicación e interpretación de este Reglamento le corresponde a la CRE.

⁹⁹ *Ibid.*

¹⁰⁰ Olea H. *Op. cit.*

En su Artículo 3º se señala que las importaciones y exportaciones de gas natural podrán realizarse sin restricciones, en los términos de la Ley Comercio Exterior.

Respecto a las ventas de primera mano (la primera enajenación de gas de origen nacional que realice Pemex a un tercero para su entrega en territorio nacional), se establece que el precio se fijará de acuerdo a las disposiciones de las Directivas que emita la CRE. Pemex presentará a la Comisión para su aprobación, los términos y condiciones para las ventas de primera mano.

Esta nueva regulación prevé a cinco principales participantes en el nuevo marco del gas natural en México¹⁰¹:

- *Pemex*: encargado de las ventas de primera mano y de la operación de su red de transporte. Podrá realizar actividades de comercialización.
- *Transportistas*: construyen, operan y tienen en propiedad nuevos ductos de transporte. En su caso, también realizan actividades de comercialización.
- *Almacenistas*: desarrollan sistemas de almacenamiento y, en su caso, realizan actividades de comercialización.
- *Distribuidores*: suministran y comercializan gas en una zona geográfica permissionada .
- *Comercializadores*: realizan actividades de compraventa de gas y de intermediación de servicios, de transporte, almacenamiento y distribución¹⁰².

Permisos y licitaciones a los sectores social y particular:

- Los permisos son otorgados por Licitación o a solicitud de parte y tendrán una duración de 30 años renovables por periodos de 15 años.

¹⁰¹ Ver Secretaría de Energía. Reglamento de Gas Natural. Op. cit., pp. 50-64.

¹⁰² "Esta actividad no está regulada y puede ser desempeñada por cualquier persona" Páramo Fernández, Marcelo. "La Regulación del Gas Natural", Pemex Lex, México, julio-agosto de 1996, No. 97-98, p. 17.

- Los permisos de *transporte y almacenamiento* son a solicitud de parte y sin exclusividad de zona geográfica.
- El permiso de *distribución* para una zona geográfica será por Licitación y exclusivo. Después del período de exclusividad, se otorgarán a solicitud de parte (la zona geográfica). El período de distribución es de 12 años y hay un puenteo comercial, el cual limita el poder de mercado de distribución exclusiva.
- Para que las sociedades de autoabastecimiento y usuarios finales puedan solicitar permisos de transporte, su mínimo de consumo en los primeros años será de 60 mil metros cúbicos, el tercero y cuarto años de 30 mil y el quinto no se condicionará.
- Los permisos a solicitud se otorgan a proyectos que técnicamente sean viables.
- Los permisos por Licitación se expiden cuando se justifica un proyecto de distribución y en base a esto, se publica la convocatoria correspondiente.
- Pemex participará en la industria de gas natural como permisionario, pues es el único productor nacional y mantendrá la propiedad y operación de sus ductos y será el principal permisionario en sistemas de transporte.

Respecto a las tarifas (lista de precios para cada clase y modalidad de servicio que preste un permisionario), el Reglamento establece que la CRE expedirá mediante Directivas la metodología para su cálculo.

El precio de venta al usuario final estará integrado por el precio de adquisición del gas, más la tarifa de transporte, la tarifa de almacenamiento y la tarifa de distribución.

En el Artículo vigésimo sexto de este Reglamento se especifica que le corresponde a la CRE determinar las zonas geográficas para la distribución de gas, atendiendo a los intereses de las autoridades locales y federales.

Con base en la Directiva DIR/GAS/003/96 que publicó la CRE el 27 de septiembre de 1996, las zonas geográficas deberán tener un tamaño mínimo de mercado, el cual estará definido en relación a la densidad de la población, grado de urbanización y cobertura de servicios públicos, el nivel de consumo de combustibles, la concentración y valor de la actividad económica y desarrollo industrial, comercial y de servicios. Esta Directiva cumple con el objetivo de otorgar a los interesados en la distribución del gas natural de los elementos que permitan definir y proponer una zona geográfica. Por otra parte, de acuerdo a los criterios establecidos, una zona geográfica deberá corresponder a uno o varios centros de población, de lo contrario la CRE asegurará que las condiciones socioeconómicas suficientes para determinar el área como zona geográfica.

Por su importancia, conviene mencionar que en el Artículo 6° Transitorio del Reglamento del Gas natural, se señala que Pemex deberá poner en operación los sistemas de información y los mecanismos y equipos que garanticen el acceso abierto a terceros a sus sistemas de transporte. Sobre este particular, el 7 de agosto de 1996 se publicó en el *Diario Oficial de la Federación* la Resolución de la CRE sobre la solicitud de aprobación del Programa Gradual de Acceso Abierto.

4.2.1.2.4 LEY DE INVERSIÓN EXTRANJERA

Los inversionistas extranjeros deben sujetarse a las reglas de participación establecidas en la Ley de Inversiones Extranjeras. En esta Ley no se señalan límites en cuanto a la propiedad y operación de los sistemas¹⁰³.

La Ley limita a un 49% la participación de extranjeros en las compañías de construcción de ductos. Cabe señalar que dicho porcentaje puede ser mayor, previa autorización de la Comisión de Inversiones Extranjeras.

¹⁰³ Se entiende por *sistema* a "El conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para la conducción o almacenamiento de gas", Secretaría de Energía, Reglamento de Gas Natural. Op. cit., p. 50.

Por su parte, las importaciones y exportaciones de gas natural podrán ser efectuadas sin necesidad de permiso previo, toda vez que el comercio exterior tiene como finalidad permitir el desarrollo y uso eficiente de las redes de transporte y distribución, así como introducir una alternativa de suministro que fomente en Pemex un comportamiento competitivo en las ventas de primera mano.

4.2.1.3 TRATADO DE LIBRE COMERCIO CON AMÉRICA DEL NORTE

El párrafo tercero del Anexo 602.3 del Capítulo VI del TLCAN *Energía y Petroquímica Básica*, señala que:

"Cuando los usuarios finales y los proveedores de gas natural o de bienes petroquímicos consideren que el comercio transfronterizo de dichos bienes pueda ser de su interés, cada una de las Partes permitirá que dichos usuarios y proveedores, así como cualquier empresa del Estado de dicha Parte según lo exija la legislación nacional, negocien contratos de suministro"¹⁰⁴.

Con la reforma del gas natural en México, este párrafo ha cobrado mayor importancia, ya que de acuerdo con lo anterior, "Pemex estaba facultado para contratar el suministro de gas transfronterizo. Actualmente, lo puede hacer cualquier empresa del social o privado"¹⁰⁵.

4.2.1.4 CONDICIONES

Para consolidar la privatización de los sistemas de gas natural en México citados anteriormente, será preciso que los miembros del sector privado o social interesados, se ajusten a una serie de condiciones de carácter ambiental, de seguridad y de precios.

¹⁰⁴ Secretaría de Comercio...*Tratado de Libre Comercio...*, Op. cit., p. 225.

¹⁰⁵ Aguilar Álvarez, Humberto C. y Claudia Teja Meléndez. "Análisis del Mercado y Marco Regulatorio del Gas en México", *Pemex Lex*, México, julio-agosto de 1996, No. 97-98, p. 33.

4.2.1.4.1 PRECIO DEL GAS NATURAL

Debido a que el procedimiento utilizado para establecer los precios del gas natural no reflejaba la totalidad de los costos de transporte, fue necesario modificarlo con la finalidad de obtener una adecuada relación costo-beneficio y hacerlos competitivos y equiparables con los internacionales.

La nueva metodología para la determinación del precio del gas natural, se fija a través del precio máximo de venta de primera mano, las tarifas de transporte y distribución, los cargos por uso, servicio y conexión. Tiene como finalidad establecer tarifas flexibles que permitan obtener una rentabilidad apropiada sobre los activos del gas, a efecto de favorecer el desarrollo del mercado.

Dicha metodología se encuentra plasmada en la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural (DIR-GAS-001-1996), emitida por la CRE y publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 20 de marzo de 1996. Los elementos centrales de la metodología son el precio de venta de primera mano, el límite máximo al ingreso y el precio máximo de adquisición.

4.2.1.4.1.1 VENTAS DE PRIMERA MANO

En la directiva, el precio máximo de venta de primera mano, se define como el precio más alto que Pemex podrá cobrar por el gas entregado a la salida de las plantas de proceso; se expresará en dólares de los Estados Unidos por unidad¹⁰⁶ y se calculará diariamente tomando como base el precio de las ventas de primera mano al primero de marzo de 1996, ajustándolo de acuerdo a las variaciones en el precio del gas en el Houston Ship Channel¹⁰⁷, y como ajuste por transporte en México las tarifas máximas autorizadas a Pemex, a fin de reproducir las

¹⁰⁶ Volumen de gas que contiene la energía equivalente a 1,000 millones de calorías a un kg/cm² de presión absoluta y una temperatura de 20°C denominados en gigacalorías.

¹⁰⁷ Este mercado refleja el comportamiento regional del Sur de Texas en cuanto a precios del gas natural, ya que presenta condiciones apropiadas de liquidez y desarrollo de instrumentos financieros de cobertura.

condiciones de un mercado "competitivo".

En tanto se mantengan las actuales condiciones del mercado, Pemex presentará a la CRE para su aprobación los términos y condiciones para estas transacciones. Sin embargo, cuando a juicio de la Comisión Federal de Competencia existan condiciones de competencia efectiva, los términos de las transacciones, incluido el precio del gas podrán ser pactados libremente.

4.2.1.4.1.2 LÍMITE MÁXIMO AL INGRESO PROMEDIO

Con el objetivo de favorecer el desarrollo del mercado promoviendo la eficiencia y productividad entre los permisionarios, conforme a la metodología establecida en la Directiva DIR-GAS-001-1996, la CRE regulará el ingreso anual promedio por unidad para la prestación de los servicios de transporte y distribución, el cual será revisado cada cinco años. Además, cada año el ingreso máximo se ajustará de acuerdo a las variaciones de un índice inflacionario y de un factor de eficiencia.

El ingreso máximo de los transportistas no incluirá el ingreso por los cargos de conexión; en el caso de los distribuidores no se incluirán los ingresos por las ventas de gas a los usuarios finales.

Esta regulación a través del límite máximo al ingreso, busca cumplir con los términos de rentabilidad y eficiencia que establece el Reglamento de Gas Natural en su Artículo 26 y, al mismo tiempo, cumplir con lo establecido en el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000¹⁰⁸, en relación a la distribución oportuna, eficiente, de calidad y a precios competitivos de los energéticos.

¹⁰⁸ Secretaría de Energía. Programa de Desarrollo y Reestructuración... Op. cit.

4.2.1.4.1.3 PRECIO MÁXIMO DE ADQUISICIÓN

Conforme a la DIR-GAS-001-1996, la CRE establece el precio máximo de adquisición, el cual tiene el propósito de evitar que los usuarios finales paguen a los distribuidores una cantidad mayor a la suma del precio máximo de venta de primera mano, más las tarifas autorizadas para transporte y almacenamiento y será expresado en dólares por unidad.

El precio máximo de adquisición estará integrado tanto por el precio del gas que el distribuidor podrá trasladar al usuario, y los costos de transporte y almacenamiento incurridos.

4.2.1.4.1.4 TARIFAS DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN

Otro de los objetivos que persigue la directiva antes mencionada es establecer las metodologías que, conforme al Reglamento de Gas Natural, deberán utilizar las empresas reguladas para determinar las tarifas en la industria del gas natural, a fin de favorecer el desarrollo y la operación segura y confiable de los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución.

La CRE regulará las tarifas de transporte y distribución, fijando un ingreso máximo anual durante un período de cinco años. El ingreso máximo anual podrá ser distinto para cada permisionario de acuerdo a sus condiciones específicas de operación.

Las tarifas de transporte se integrarán por un cargo de capacidad, otro por uso y uno más por servicio. El primero se basa en la capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda máxima en un periodo dado; el segundo es la porción de la tarifa basada en la prestación del servicio que refleja el uso del sistema de acuerdo al volumen de gas conducido o consumido a cuenta del usuario, y el

último se refiere a los costos inherentes a la prestación del servicio respectivo para un usuario específico.

El cargo por capacidad permitirá recuperar los costos fijos (incluyendo el costo de capital, los impuestos y la deuda a largo plazo); el de uso los costos variables, y el de servicio de alguno de los otros costos fijos permitidos y el resto de estos últimos los recuperará a través del cargo por capacidad.

El almacenamiento comprende la recepción de gas en un punto del sistema y la entrega en uno o varios actos de una cantidad similar en el mismo punto o en uno contiguo del mismo sistema. La metodología para la regulación de las tarifas se determinará de acuerdo a las propuestas que reciba la CRE por parte de los solicitantes.

Las tarifas de distribución se componen de cargos por capacidad, uso y servicio. El primero permitirá recuperar el 50% de los costos, y el de uso, el restante 50%. En el caso de que los distribuidores recuperen algunos de los costos permitidos a través del cargo por servicio, el porcentaje restante de los costos se recuperará a través del relativo al uso y mediante el de capacidad en partes proporcionales.

Los distribuidores podrán establecer diferentes tarifas de entrega para distintas presiones y para usuarios con diferentes rangos de volumen.

4.2.1.4.2 SEGURIDAD OPERATIVA

El Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía, 1995-2000, se establece que se deberán adoptar normas y criterios basados en estándares internacionales que permitan que los inversionistas cuenten con la certeza de que el gas conducido por el sistema no sea corrosivo y permita una operación segura y a bajos costos de mantenimiento.

En cumplimiento de las disposiciones del Artículo 2º Transitorio del Reglamento del Gas Natural, que establece que la SE expedirá una norma oficial sobre las características y especificaciones del gas natural que se inyecte a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, fue que se publicó ésta en el *Diario Oficial de la Federación* el 8 de marzo de 1996.

Esta Norma Oficial Mexicana tiene como objetivo garantizar que el gas natural inyectado a los sistemas no provoque daños innecesarios a los sistemas y equipos utilizados en su manejo, por lo que la norma establece los niveles máximos y mínimos de contenido de elementos corrosivos, favoreciendo una vida más larga a los ductos, permitiendo una operación segura y a bajos costos de mantenimiento.

En esta Norma Oficial se establece que el gas natural debe estar libre de agua e hidrocarburos líquidos, a una presión adecuada en el momento de la entrega al consumidor y libre de partículas sólidas y de cualquier otro gas que pudiera afectar su utilización y transporte.

A continuación se presenta el Cuadro No. 26 en el cual se resume las características que debe cumplir el gas natural para poder ser inyectado al sistema:

CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL QUE SE INYECTE A LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN EN MÉXICO

Propiedad	Método	Unidades	Especificación	
			Mínimo	Máximo
Poder calorífico bruto en base seca	ASTM D-1826	Kcal/m ³ Mj/m ³	8455 35.39	-----
Acido sulfhídrico	ASTM D-4468	mg/m ³ ppm	-----	6.1 4.4
Azufre total	ASTM D-4468	mg/m ³ ppm	-----	258 200
Humedad	ASTM D-1142 Higrometro	mg/m ³	-----	112
Nitrógeno + Dióxido de carbono	ASTM D-1945	% Vol	-----	3.00
Contenido de licuables	ASTM D-1945	l/m ³	-----	0.059
Temperatura	-----	K	-----	323
Oxígeno	ASTM D-1945	% Vol	-----	0.50
Materia sólido	-----	-----	Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que ocasione problemas en la	
Líquidos	-----	-----	Libre de agua y de hidrocarburos líquidos	
Microbiológicos	-----	-----	Libre	

NOTAS

- ASTM D-1826 Método de prueba para determinar el poder calorífico del gas natural por el registro calorimétrico continuo.
- ASTM D-4468 Método de prueba para determinar azufre total en gases combustibles por hidrogenación y calorímetro isotérmico.
- ASTM D-1142 Método de prueba para determinar el contenido de vapor de agua por la medición de punto de rocío
- ASTM D-1945 Análisis del gas natural por cromatografía
- ASTM American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana de Pruebas y Materiales)
- Higrometro instrumento que permite detectar los niveles de humedad
- Kcal/m³ Kilo-calorías por metro cubico
- Mj/m³ Megajulios por metro cubico
- ppm Partes por millón
- % Vol Por ciento en volumen
- l/m³ Litros por metro cubico
- K Grados Kelvin

FUENTE Norma Oficial Mexicana de Emergencia (NOM-EM-001-SE-1996). Diario Oficial de la Federación 8 de marzo de 1996

Cuadro 26

4.2.1.4.3 NORMATIVIDAD ECOLÓGICA

Respecto al sector energético, la Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP) ha emprendido acciones en defensa del ambiente, una respuesta específica es la reorientación de la política de combustibles, donde se pretende promover el crecimiento de la demanda de hidrocarburos cuya combustión genere menos contaminación, así como el uso de tecnologías más eficientes en los procesos industriales. En este sentido, la Política

Integral de Combustibles¹⁰⁹ para el año 2005, busca reducir el consumo de combustóleo e incrementar el uso del gas natural a través de cuatro acciones fundamentales:

La reconversión del 70% de las plantas termoeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional (4,510 Megawatts <MW>) que se encuentran ubicadas en zonas ambientalmente críticas, mediante lo cual se sustituirá el uso del combustóleo por gas natural.

- La construcción de 15 nuevas plantas (7,899 MW) de generación eléctrica, que preferentemente utilizarán la tecnología de ciclo combinado y gas natural, previstas en el *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1996-2005*¹¹⁰.
- Un mayor uso industrial derivado de la NOM-085-ECOL-1994 y de la NOM-086-ECOL-1994.
- El fomento a una mayor utilización de este producto a nivel industrial y doméstico.

NOM-085-ECOL-1994. Esta norma define los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas, bióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, así como los de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión, y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión. Se aplica para los equipos de generación eléctrica que utilizan el ciclo combinado.

¹⁰⁹ "El Gobierno Federal ha realizado un esfuerzo sistemático para establecer una política integral de combustibles que permita satisfacer la demanda de electricidad y de combustibles industriales y para el transporte, al mínimo costo para el país. La política integral de combustibles responde al imperativo de asegurar el acceso de los productores nacionales a los insumos energéticos básicos en condiciones competitivas; de cumplir con la normatividad ecológica en la producción de combustibles y en la generación eléctrica, y de asegurar la asignación óptima de inversiones. Con su instrumentación, se propone modificar el patrón de consumo de combustibles industriales y aumentar su eficiencia; reducir el consumo de combustóleo en la generación eléctrica y sustituirlo por gas, y mejorar las gasolinas y el diesel, conforme a las normas ambientales y de eficiencia energética en el transporte". Primer Informe de Gobierno, Política Energética, Política Integral de Combustibles, <http://www.presidencia.gob.mx/pub/informe1/g19.html>

¹¹⁰ Secretaría de Energía. México, *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico...* Op. cit.

NOM-086-ECOL-1994. Delimita las especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles que se usan en el territorio nacional, entre los que se encuentran el gas natural y el combustóleo pesado. La norma indica que a partir del primero de enero de 1998, el combustóleo pesado deberá tener un contenido máximo de azufre de 4% en peso, el hidrotratado para la zona metropolitana de la Cd. de México el 1%; y en las demás zonas definidas como críticas se podrá disponer de un combustóleo ligero con el 2% de contenido máximo de azufre.

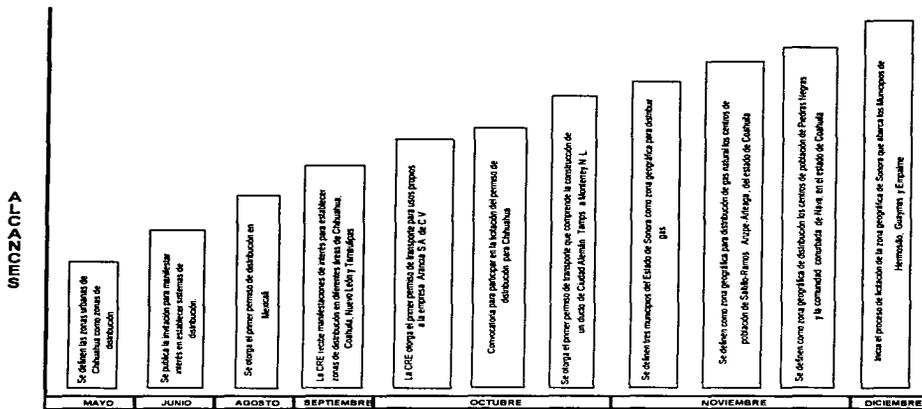
Estas dos normas ambientales provocarán la disminución en el consumo de combustóleo, el cual seguramente será reemplazado por gas natural, con lo que se generan expectativas de un significativo incremento de la inversión en transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

4.3 AVANCES DE LA PRIVATIZACIÓN

Las primeras respuestas favorables de los inversionistas particulares ya se han iniciado y con esto arranca el rumbo hacia la privatización del mercado nacional de gas natural. La CRE otorgó el primer permiso de transporte para construir un gasoducto de Ciudad Alemán, Tamps. a Monterrey, N.L. con una longitud de 148.3 kilómetros y un diámetro de 24 pulgadas, el cual permitirá satisfacer parte de las necesidades futuras de Monterrey.

Otros proyectos que también podrían realizarse en el corto y mediano plazo son los siguientes: Ciudad Pemex-Mérida; Mérida-Valladolid; San Agustín Valdivia-Samalayuca-Chihuahua; Palmillas-Toluca, y Hermosillo-Guaymas (con posible empalme a Puerto Libertad) el cual abastecería de gas natural a Cananea, Magdalena, Santa Ana y otras poblaciones urbanas. En el Diagrama No. 4 se muestran las características de estos proyectos.

**MEXICO: AVANCES EN LA PRIVATIZACIÓN
DEL MERCADO DE GAS NATURAL**



FUENTE: Elaboración propia, con base en la Comisión Reguladora de Energía

Diagrama 4

CONCLUSIONES

La Energía y la Economía

Con el paso de la historia, se ha hecho evidente que existe una correlación estrecha entre el uso de la energía a través de los medios que la optimizan y el desarrollo o velocidad con que se ejecutan las relaciones productivas; de hecho, el mundo actual se basa en el uso de la energía para movilizar a los factores de la producción y a las mercancías que de ésta se derivan.

La generación de la producción de cualquier país moderno se sustenta, en gran medida, en el empleo eficiente y adecuado de los energéticos, básicamente del petróleo, el carbón y el gas natural. Por lo tanto, indirectamente del consumo de los energéticos dependen la generación de sueldos y salarios, ganancias y otras remuneraciones, los ingresos de carácter fiscal o derivados del comercio con el exterior, etc.

Sin embargo, el simple hecho de que exista una correlación energía vs crecimiento económico, no es señal de que un incremento en el consumo de energía se obtenga directamente un crecimiento proporcional. De hecho, de no existir una planeación y políticas de producción-consumo de la energía suficientemente adecuadas, nunca se podrá alcanzar los niveles de crecimiento deseados.

La energía es clasificada en dos niveles, la energía primaria y la energía secundaria, la energía primaria está compuesta por aquellos energéticos que se pueden obtener de forma directa a través de los recursos naturales disponibles. La energía secundaria se compone por aquellos productos energéticos que se generan en centros de transformación, tales como refinerías, centrales eléctricas, etc.

En México, las principales fuentes de energía son el petróleo crudo, el gas natural y la energía eléctrica. El crecimiento en el consumo del gas natural en el país se ha hecho evidente, esto se ve fortalecido por los programas y políticas que tienen como objetivo el fomento del uso eficiente y racional de los combustibles "limpios".

El Gas Natural en México y en el Mundo

El gas natural (metano) es una fuente de energía primaria y es empleado como combustible, materia prima o medio impulsor en múltiples procesos industriales, además de las ventajas que ofrece para el uso doméstico. Dado que prácticamente carece de elementos contaminantes y corrosivos, este combustible posee cualidades indiscutibles que contribuyen a la conservación del medio ambiente y de los equipos e instalaciones por donde circula y se quema; sin embargo, a pesar de estas características, el gas natural ha desempeñado un papel limitado dentro del esquema mundial del consumo de energía.

Para 1995, a nivel mundial el gas natural ocupó el tercer lugar de importancia en lo que respecta al consumo de energía. El primer lugar en consumo lo ocupó el petróleo y el segundo el carbón mineral. Esta disparidad puede atribuirse, entre otras razones, a que el transporte de gas seco desde las zonas de producción a los centros de consumo, requiere de elevados niveles de inversión.

La perspectiva de un aumento en el consumo del gas natural en el mediano y largo plazo parece prometedora y ciertamente muy superior a la de otras fuentes de energía primaria, debido principalmente a tres aspectos:

- El gas ofrece una alta seguridad en su extracción, además de que tiene una gran diversidad de usos, ya que se emplea en la generación de energía eléctrica, en un sinnúmero de industrias productivas y en el sector doméstico.
- La virtual ausencia de sulfuros y el bajo nivel de emisiones de dióxido de carbono al ser quemado, propician que la combustión del gas natural sea limpia, lo que contribuye a una disminución en la contaminación ambiental en comparación con otros combustibles.
- Para la generación de energía eléctrica, a través de plantas termoeléctricas que consumen gas natural, se requiere de inversiones menores de capital en comparación al utilizado en el caso de las plantas que consumen combustóleo.

Para 1995, México ocupó de una forma consistente el lugar número doce en lo que respecta a los niveles de reservas, producción y consumo de gas natural. En términos de reservas y producción, la CEI se ha mantenido en el primer lugar. En términos de consumo, E.U.A. se ha perfilado como el principal demandante de este energético.

El Gas Natural en el Presente

Por lo que respecta a México, a pesar de contar con un nivel de reservas considerable, no se ha contado con el apoyo y esfuerzo por parte de PEP para encontrar nuevos yacimientos o desarrollar la producción de gas de una forma más extensa en el territorio nacional. Es precisamente por este motivo que el nivel de reservas no ha mostrado incrementos, por el contrario, se ha visto reducido, cayendo a una tasa promedio anual del 1.1%.

A través de su historia, la estrategia en la industria petrolera mexicana se ha centralizado en la producción de crudo, situación que ha impedido el desenvolvimiento de una industria mexicana fortalecida del gas natural, ya que en la actualidad éste depende virtualmente del ritmo de extracción de petróleo crudo (gas asociado).

En cuanto a reservas, la Región Sur ha sido el área más "erosionada", precisamente por la intensa explotación de que son objeto los pozos productores de esta zona.

Una vez que PEP ha extraído el gas natural del subsuelo (ya sea de forma asociada o no), lo entrega a PGPB en tres modalidades, como gas húmedo amargo, gas húmedo dulce y gas seco de campos. PGPB lo procesa con el fin de depurarlo retirándole los elementos ácidos, líquidos y pesados, obteniendo gas seco puro, es decir metano. La producción de este último se ha incrementado en tan sólo 0.5% en promedio anual, ubicándose para 1995, en el orden de los 2,717 MMPCD.

Las cifras de disponibilidad de gas natural manifiestan una clara insuficiencia para satisfacer la creciente demanda interna de este combustible, por lo tanto, México depende y seguirá dependiendo, en cierto nivel y regiones, de las importaciones de origen estadounidense para cubrir su creciente consumo interno.

Tan sólo en 1995 las cifras de importación de gas natural se incrementaron en un 38.4% debido al mayor nivel de sustitución de combustóleo por gas natural por parte de CFE y al paso de los huracanes Opal y Roxanne que, entre otras consecuencias provocaron la suspensión temporal de la producción de gas en la Región Marina. Este último hecho expone la vulnerabilidad de la infraestructura de producción y procesamiento de gas natural con que cuenta Pemex.

La infraestructura de gasoductos del sistema nacional de gas, expresa un desequilibrio en la longitud dedicada al transporte, respecto a la empleada para la distribución. El 86% de l sistema de gasoductos se dedica al transporte, mientras que el 14% restante se asigna a la distribución del gas natural. Se debe recordar que en algunas zonas del país no se puede satisfacer cierto nivel de demanda potencial este hidrocarburo, este hecho no ocurre por una carencia de oferta interna o externa, sino por la ausencia de un sistema de transporte y distribución que la puedan satisfacer, es el caso de la región Peninsular Norte.

Los sectores nacionales representativos de la demanda de gas natural son el sector eléctrico, el sector petrolero, el sector industrial y el sector doméstico. Hasta 1995, Pemex, es decir, el sector petrolero, se ubicó como el principal consumidor nacional de gas natural, absorbiendo en promedio cerca del 51.5% de este combustible. Le siguió el sector industrial, con un 29.5% del consumo, el tercer lugar lo ocupó el sector eléctrico con 15.9%, mientras que el 3.1% restante estuvo a cargo del sector doméstico.

Para 1995, la empresa subsidiaria de Pemex que ejecutó los más altos consumos de gas seco fue PPQ, al agregar sus cifras de consumo de gas natural como combustible (autoconsumo) y como materia prima, se deriva que esta empresa llevó a cabo cerca del 47.8% del total de consumo de gas seco por parte de Pemex. Al sumar las cifras de autoconsumo y gas empleado para bombeo neumático, PEP se colocó en el segundo nivel de importancia, representando el 27.7% del consumo total de Pemex.

El tendido y ampliación de la red de gasoductos a través del país, el proceso de sustitución de diesel y combustóleo por gas natural, la tecnificación y modernización de los procesos productivos, así como la misma normatividad ecológica, son hechos que han fomentado el uso del gas natural en gran parte de las plantas industriales del país. Para 1995, las ramas industriales que se

distinguieron por sus volúmenes de consumo de gas natural fueron la siderúrgica, la química, la minera, la vidriera y la de celulosa y papel.

Por su parte, el consumo de gas natural del sector eléctrico se ha incrementado, en promedio, en cerca de 2.4% anualmente, este hecho es consecuencia de la puesta en marcha de nuevas plantas generadoras de electricidad de ciclo combinado, así como de la reconversión a gas natural de las plantas eléctricas cercanas a las zonas ambientalmente críticas.

El consumo de gas natural por parte del sector doméstico ha sido reducido en comparación con el resto de los sectores. Esto ha sido consecuencia de: a) una falta de infraestructura en transporte y distribución de gas natural, b) la preferencia por el gas del tipo L.P., c) el nivel de los precios relativos y, d) a las limitaciones de carácter jurídico institucional que limitan la explotación de este mercado, mismas que día a día se vuelven más flexibles, permitiendo a la inversión privada su ingreso a la satisfacción de esta demanda.

En términos de la regionalización del mercado nacional del gas natural propuesta en este trabajo, en la región Golfo se concentró la mayor parte del consumo de gas natural (42%), reflejo fiel de la gran actividad petrolera e industrial que se realiza en esta región del país. Le siguió la región Noreste (20.7%), la cual se distinguió por los amplios márgenes de consumo que ejecutaron los sectores doméstico e industrial en esta región. La región Centro ocupó el tercer lugar de importancia al demandar poco menos del 18%, en esta región los sectores eléctrico e industrial consumen, en conjunto, los más importantes niveles de gas natural.

Los volúmenes de exportación de gas natural hacia los E.U.A. han sido muy reducidos (21 MMPCD en 1995) y en realidad no tienen un carácter relevante dentro del mercado nacional del gas natural. De hecho las exportaciones de este

energético son tan sólo una variable de ajuste a las fluctuaciones que presente el mercado interno.

Con el paso de los años y acorde a las medidas de política de combustibles, el precio del gas natural para uso industrial han mostrado, en términos generales, descensos en casi todas las zonas del país, por ejemplo, la zona Naco mostró la mayor disminución en su precio, cayendo en términos medios, cerca del 9.81% anualmente, al pasar de 0.65 pesos por metro cúbico de gas natural en 1991 a tan sólo \$0.43 en 1995. Los precios del gas natural para uso doméstico mantienen una comportamiento diferente, su nivel no a disminuido, sino se ha incrementado de una forma considerable, al colocarse en 1995 a un nivel de \$1.00 por metro cúbico.

El mecanismo de formación de precio del gas natural que se emplea actualmente, toma como base una relación matemática que compara el precio nacional con los existentes en el mercado del sur de Texas, agregando los costos por transporte, servicio y el IVA. Se adoptó esta indexación con base al mercado norteamericano dada la posibilidad del acceso al mismo.

El Gas Natural en el Futuro

Por otro lado, para el cálculo de las reservas de gas natural intervienen muchos factores, entre otros, los pronósticos de extracción y la estimación de reservas a incorporar. Con base en los proyectos que pretende llevar a cabo PEP (entre otros la explotación de los campos Cantarell y la Cuenca de Burgos) se estima que para el período 1996-2000 se incorporen en promedio 1.2 BPC anualmente a las cifras de reservas. Con base en un incremento esperado en los niveles de extracción (10.3% anualmente), se estima que para el año 2000 se cuente con un total de reservas de 64.5 BPC.

El pronóstico de producción de gas natural seco (metano) considera alcanzar un nivel de 3,044 MMPCD en 1996, avanzando a un ritmo promedio anual del 10.6%, obteniendo así una cifra de producción de 4,558.6 MMPCD para el año 2000.

Al enfrentar las cifras de consumo (demanda) y producción (oferta) esperadas para el periodo 1996-2000, se puede afirmar que bajo las condiciones de producción actuales (*ceteris paribus*), la demanda de metano de gas seco rebasará a la oferta. Por tal motivo, el país se verá en la necesidad de incrementar los volúmenes de importación de este combustible.

Lo anterior indica que, si la carencia de oferta interna se pretende cubrir de compras al exterior, se tendrá un incremento promedio anual del 42.1% en el nivel de importaciones, alcanzando una cifra aproximada de 494.3 MMPCD para el año 2000.

Con los resultados generados a partir de la proyección del consumo sectorial de gas natural, se puede decir lo siguiente:

- La demanda de este hidrocarburo pasará de un nivel de 3,165 a 5,053 MMPCD entre 1996 y 2000, lo que implica una tasa de crecimiento medio anual del 12.4%.
- La empresa más grande del país, Pemex, continuará predominando en el futuro como el principal demandante de gas natural, su consumo pasará de 1,592 MMPCD en 1996 a 2,480 en el 2000.
- PEP se ubicará como la principal consumidora de gas natural entre las filiales, al manejar en promedio el 39% del consumo total de Pemex.
- La demanda nacional del sector industrial mostrará un crecimiento significativo, de tal suerte que los consumos de 1996 (951 MMPCD) pasarán en el año 2000 a 1,360 MMPCD. Lo anterior se explica entre otros factores, por el acelerado proceso de sustitución del diesel y el combustóleo pesado por gas natural, acorde al esquema ambiental dirigido al uso de combustibles limpios. La

demanda de este sector registrará una tasa de crecimiento promedio anual del orden del 9.4%.

- Debido a las restricciones impuestas por la normatividad ambiental y como resultado de los escenarios relativos entre combustibles, la demanda de los hidrocarburos para generación de electricidad evolucionará predominantemente hacia el uso de gas natural. Por ello es que la demanda por parte del sector eléctrico pasará de 526 MMPCD en 1996 a 1,073 MMPCD en el año 2000.
- Se estima que el consumo del sector doméstico alcance una cifra de 139 MMPCD a una tasa media de crecimiento anual del 9.7%.

En Camino Hacia la Privatización

La política económica que se ha venido aplicando en el país desde hace poco más de diez años, se ha caracterizado por sus marcados matices de corte neoliberal, es decir, se imponen una serie de reglas con las cuales se busca "sujetar" al Estado y mantenerlo tan sólo como un ente guardián que salvaguarde los intereses del capital privado. El neoliberalismo exige un alejamiento del Estado de toda actividad económica que "impida" el desarrollo y expansión del capital, es así que en el caso del sector petrolero, ha surgido una prueba más de esta tendencia. A partir de 1995 se marca una nueva historia en la economía energética del país, desde aquel año se permite a los sectores social y privado su ingreso a las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural.

El país no puede detenerse y dar la vuelta atrás, la inercia que genera el neoliberalismo internacional es muy intensa y sus acciones se ven fortalecidas por el exhaustivo aparato legal, tanto internacional como nacional, que las justifican; el caso del mercado del gas natural en México, es tan sólo un ejemplo. La privatización de este sector ha sido fuertemente cimentada a partir de una amplia

serie de reformas legales que legitiman la privatización de un importante segmento estratégico para el desarrollo futuro de México.

El nivel de modificación legal que puede alcanzar la corriente neoliberal es muy elevado, al grado de recurrir a los artículos de la Constitución Política para alcanzar sus fines. Ejemplo de esto es la modificación del Reglamento del Artículo 27 Constitucional. En este Reglamento se sentaron las bases para dar inicio en el rumbo hacia la privatización del mercado nacional del gas natural. En otros ordenamientos legales tales como la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, ya estaban sentadas las bases para emprender una privatización de tales magnitudes, tan sólo se estaba en espera de la siguiente "pieza" para completar la estrategia y dar inicio a la misma. Por ejemplo, PGPB se ha estado preparando al adoptar una serie de iniciativas para mantener una posición competitiva ante las nuevas oportunidades de negocio en los sectores de comercialización y transporte, con la finalidad de lograr un desempeño más eficiente.

Debido a que los mercados neoliberales deben marchar de una manera libre y segura, además de las facilidades que brinda el Estado para la privatización, también debe imponer ciertas condiciones y vigilar que se cumplan -CRE-, todo aquel que pretenda ser transportista, distribuidor y/o almacenador de gas natural, deberá cumplir con ciertas normas ambientales, manteniendo el precio del gas a ciertos niveles y conservando la seguridad operativa de los sistemas.

Con base en los resultados de este trabajo, se puede afirmar que las hipótesis que marcaron en gran medida la línea de esta investigación de Tesis Profesional, han sido comprobadas satisfactoriamente.

En efecto, la oferta nacional de gas natural no ha sido suficiente para cubrir las necesidades del mercado interno, sobre todo en lo que se refiere a la región Norte del País, por lo que se ha tenido que recurrir a la importación de grandes volúmenes de gas natural.

Como se ha podido observar, el consumo de este energético se incrementará ampliamente durante el período 1996-2000, lo anterior se deberá, principalmente, a las reformas legales que exigen una combustión de energéticos limpios y eficientes por parte de los sectores industrial, petróleo y eléctrico. Asimismo, dado que el consumo se concentrará en estos sectores, será precisamente en éstos en donde se concentre la inversión del sector privado.

Por último, aunque el consumo del gas natural por parte del sector doméstico se incrementará significativamente, se mantendrá sin cubrir niveles tan elevados como los registrados en el resto de los sectores demandantes, por tal motivo, su consumo será marginal respecto a los volúmenes globales que se presentan en el mercado.

RECOMENDACIONES

- El gas natural ofrece posibilidades extraordinarias de desarrollo, ya que es un hidrocarburo cuya utilización debe combinar sus excelentes características con el uso a que se destine; sería deseable, por tanto, que se le lleve hacia las industrias que contribuyan a satisfacer necesidades sociales y económicas prioritarias.
- Por lo que al consumo doméstico de gas natural se refiere, debe ampliarse su distribución en todas aquellas zonas en donde la infraestructura establecida lo permita, con el objeto de aliviar la carga sobre otro tipo de combustibles.
- El precio del gas natural debe ser más real, por lo que debe reflejar las condiciones climáticas nacionales, los costos de transporte y comercialización, así como las condiciones de tipo ambiental.

- Se deben implantar intensos programas de exploración y explotación de gas natural, con particular énfasis en el gas no asociado. Lo anterior con el fin de no depender de la extracción de crudo y de las importaciones para satisfacer la creciente demanda interna.
- La CRE debe ser una guía útil para el sector consumidor. Para ello, deberá buscar su propia identidad sin copiar modelos norteamericanos y alejada de viejas políticas burocráticas que sólo han sido un lastre para el país.

ANEXO ESTADÍSTICO

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 1996-2000
(AUTOCONSUMO)
(MMPCD)**

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	186.667	159.246	317.113	303.328	429.064
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3 Noreste	1.748	1.800	2.816	4.034	5.012
4 Occidente	3.951	3.500	3.649	4.579	5.308
5 Centro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6 Golfo	146.787	133.243	132.028	135.279	137.138
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	34.181	20.703	178.620	159.436	281.606

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años, e información proporcionada por Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Planeación, México, noviembre de 1996.

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 1996-2000
(BOMBEO NEUMÁTICO)
(MMPCD)**

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	351.902	579.002	522.229	655.513	630.143
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3 Noreste	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4 Occidente	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5 Centro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6 Golfo	202.220	230.133	251.449	251.449	248.049
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	149.682	348.869	270.780	404.064	382.094

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años, e información proporcionada por Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Planeación, México, noviembre de 1996.

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
PEMEX PETROQUÍMICA, 1996-2000
(AUTOCONSUMO)
(MMPCD)**

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	437.936	478.537	484.567	542.284	572.096
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	5.695	5.680	5.680	5.680	5.680
3 Noreste	1.692	1.688	1.698	1.688	1.688
4 Occidente	9.777	9.751	10.726	11.798	11.798
5 Centro	10.748	10.718	11.132	12.437	12.437
6 Golfo	410.024	450.700	455.341	510.651	540.493
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años, e información proporcionada por Pemex Petroquímica, Subdirección de Planeación, México, noviembre de 1996.

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
PEMEX PETROQUÍMICA, 1996-2000
(MATERIA PRIMA)
(MMPCD)**

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	262.321	266.949	270.663	277.296	277.296
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	14.428	14.388	14.388	14.388	14.388
3 Noreste	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4 Occidente	24.769	24.701	27.171	29.889	29.889
5 Centro	24.929	24.860	26.104	30.019	30.019
6 Golfo	198.195	203.000	203.000	203.000	203.000
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años, e información proporcionada por Pemex Petroquímica, Subdirección de Planeación, México, noviembre de 1996.

CGNPEP

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 1996-2000
(AUTOCONSUMO + BOMBEO NEUMÁTICO)
(MMPCD)**

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	538.569	738.248	839.342	958.841	1,059.207
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3 Noreste	1.748	1.800	2.816	4.034	5.012
4 Occidente	3.951	3.500	3.649	4.579	5.308
5 Centro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6 Golfo	349.007	363.376	383.477	386.728	385.187
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	183.863	369.572	449.400	563.500	663.700

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años, e información proporcionada por Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Planeación, México, noviembre de 1996.

CGNPPQ

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
PEMEX PETROQUÍMICA, 1996-2000
(AUTOCONSUMO + MATERIA PRIMA)
(MMPCD)**

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	700.257	745.486	755.230	819.580	849.392
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	20.123	20.068	20.068	20.068	20.068
3 Noreste	1.692	1.688	1.688	1.688	1.688
4 Occidente	34.546	34.452	37.897	41.687	41.687
5 Centro	35.677	35.578	37.236	42.456	42.456
6 Golfo	608.219	653.700	658.341	713.681	743.493
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años, e información proporcionada por Pemex Petroquímica, Subdirección de Planeación, México, noviembre de 1996.

CGNPR
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
PEMEX REFINACIÓN, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	114.760	170.200	248.800	248.800	287.900
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	2.908	3.149	4.301	4.301	4.301
3 Noreste	20.494	24.618	40.201	40.201	82.401
4 Occidente	34.023	29.066	46.636	46.636	45.336
5 Centro	13.013	72.335	99.243	99.243	98.743
6 Golfo	41.093	37.535	53.643	53.643	52.343
7 Pacífico Sur	1.983	2.147	2.933	2.933	2.933
8 Península Sur	1.246	1.349	1.843	1.843	1.843

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años, e información proporcionada por Pemex Refinación, Subdirección de Planeación, Gerencia de Planeación y Evaluación y, Subdirección de Distribución y Transporte por Ducto, México, noviembre de 1996.

CGNPGPB
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	237.130	251.800	276.900	278.300	282.200
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	9.981	10.660	10.660	10.660	10.660
3 Noreste	13.165	18.321	21.021	21.921	22.921
4 Occidente	4.753	5.076	5.076	5.076	5.076
5 Centro	5.994	6.402	6.402	6.402	6.402
6 Golfo	131.483	155.636	165.736	165.236	167.136
7 Pacífico Sur	71.754	55.706	68.006	69.006	70.006
8 Península Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años, e información proporcionada por Pemex Gas y Petroquímica Básica, Gerencia de Planeación, México, noviembre de 1996.

CGNPC
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
PEMEX CORPORATIVO, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	1.219	1.219	1.219	1.219	1.219
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3 Noreste	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4 Occidente	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5 Centro	1.219	1.219	1.219	1.219	1.219
6 Golfo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

FUENTE: Elaboración propia, con base en Pemex, Memoria de Labores, varios años, e información proporcionada por Pemex.

CGNSP
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
SECTOR PETROLERO, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	1,591.936	1,906.954	2,121.492	2,306.741	2,479.919
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 Noroeste	33.012	33.877	35.029	35.029	35.029
3 Noreste	37.099	46.427	65.726	67.844	112.022
4 Occidente	77.272	72.094	93.258	97.978	97.407
5 Centro	55.904	115.534	144.100	149.320	148.820
6 Golfo	1,129.802	1,210.247	1,261.197	1,319.288	1,348.159
7 Pacífico Sur	73.737	57.853	70.939	71.939	72.939
8 Península Sur	185.109	370.921	451.243	565.343	665.543

FUENTE: Elaboración propia, con base en información proporcionada por Pemex, Subdirección y Gerencias de Planeación, México, noviembre de 1996.

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
SECTOR PETROLERO, 1996-2000
(MMPCD)**

Subdiaria	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	1,591.936	1,906.954	2,121.492	2,306.741	2,479.919
Pemex Exploración y Producción	538.569	738.248	839.342	958.841	1,059.207
Pemex Petroquímica	700.257	745.486	755.230	819.580	849.392
Pemex Refinación	114.760	170.200	248.800	248.800	287.900
Pemex Gas y Petroquímica Básica	237.130	251.800	276.900	278.300	282.200
Pemex Corporativo	1.219	1.219	1.219	1.219	1.219

FUENTE: Elaboración propia, con base en información proporcionada por Pemex, Subdirección y Gerencias de Planeación, México, noviembre de 1996.

CGNSI

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
SECTOR INDUSTRIAL, 1996-2000
(MMPCD)**

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	950.869	981.973	1,174.280	1,308.054	1,359.885
1 Península Norte	0.000	0.000	15.904	20.190	21.584
2 Noroeste	41.743	43.109	50.853	56.537	58.751
3 Noreste	394.896	407.813	481.074	534.850	555.797
4 Occidente	189.889	196.100	231.328	257.186	267.259
5 Centro	220.887	228.112	269.091	299.171	310.887
6 Golfo	103.455	106.839	126.031	140.120	145.607
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

FUENTE: Elaboración propia, con base en estimaciones del Instituto Mexicano del Petróleo, Área de Investigaciones Económicas e Industriales, Grupo de Análisis y Proyecciones Económicas, México, 1996.

CGNSE
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
SECTOR ELÉCTRICO, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	526.160	533.996	910.765	933.939	1,073.708
1 Península Norte	0.000	0.000	28.808	62.944	63.672
2 Noroeste	78.820	70.999	168.035	218.184	219.083
3 Noreste	132.380	132.322	265.277	239.274	277.763
4 Occidente	1.020	1.462	82.248	66.434	63.574
5 Centro	249.240	257.958	288.004	262.321	233.160
6 Golfo	64.700	71.254	78.393	84.782	82.743
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	133.713

FUENTE: Elaboración propia, con base en información proporcionada por Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos, Subgerencia de Estudios de Producción, México, noviembre de 1996.

CGNSD
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO,
SECTOR DOMÉSTICO, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	96.322	100.917	99.573	109.844	139.418
1 Península Norte	0.000	0.000	0.000	0.000	1.709
2 Noroeste	19.476	20.405	20.134	22.210	27.320
3 Noreste	66.732	69.915	68.984	76.100	85.455
4 Occidente	1.406	1.473	1.454	1.604	1.948
5 Centro	8.707	9.123	9.001	9.930	22.987
6 Golfo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7 Pacífico Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Península Sur	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

FUENTE: Elaboración propia, con base en estimaciones del Instituto Mexicano del Petróleo, Área de Investigaciones Económicas e Industriales, Grupo de Análisis y Proyecciones Económicas, México, 1996.

CNGN
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO
POR REGIONES, 1996-2000
(MMPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	3,165.287	3,523.840	4,306.110	4,658.578	5,052.930
1 Península Norte	0.000	0.000	44.712	83.134	86.965
2 Noroeste	173.051	168.390	274.050	331.960	340.183
3 Noreste	631.107	656.479	881.080	918.068	1,031.036
4 Occidente	269.587	271.129	408.288	423.203	430.187
5 Centro	534.738	610.728	710.197	720.742	715.854
6 Golfo	1,297.957	1,388.340	1,465.621	1,544.190	1,576.510
7 Pacífico Sur	73.737	57.853	70.939	71.939	72.939
8 Península Sur	185.109	370.921	451.243	565.343	799.256

FUENTE: Elaboración propia, con base en estimaciones de Pemex, CFE e IMP, noviembre de 1996.

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO
POR SECTORES, 1996-2000
(MMPCD)

Sector	1996	1997	1998	1999	2000
TOTAL	3,165.287	3,523.840	4,306.110	4,658.578	5,052.930
Sector Petrolero	1,591.936	1,906.954	2,121.492	2,306.741	2,479.919
Sector Industrial	950.869	981.973	1,174.280	1,308.054	1,359.885
Sector Eléctrico	526.160	533.996	910.765	933.939	1,073.708
Sector Doméstico	96.322	100.917	99.573	109.844	139.418

FUENTE: Elaboración propia, con base en estimaciones de Pemex, CFE e IMP, noviembre de 1996.

ÍNDICES COMPLEMENTARIOS

ÍNDICE DE CUADROS

1. Consumo Mundial de Energía Primaria, 1991-1995.	8
2. Extracción de Petróleo, Gas Natural y Generación de Electricidad (1991-1995).	10
3. Demanda de los Principales Energéticos , 1991-1995.	11
4. Ventajas Comparativas del Gas Natural con Respecto a otros Combustibles.	27
5. Producción Mundial de Gas Seco, 1991-1995.	31
6. Consumo Mundial de Gas Natural, 1991-1995.	34
7. Reservas Probadas de Gas Seco por Región, 1991-1995.	38
8. Extracción de Gas Natural por Región, 1991-1995.	39
9. Entrega de Gas Natural de PEP a PGPB por Tipo, 1991-1995.	42
10. Producción Nacional de Gas Seco, 1991-1995.	44
11. Consumo Nacional de Gas Natural Seco por Sector, 1991-1995.	50
12. Consumo de Gas Natural de Pemex, 1991-1995.	53
13. Consumo Industrial de Gas Natural Seco por Rama, 1991-1995.	55
14. Consumo Nacional de Gas Natural Seco por Región, 1991-1995.	59
15. Consumo Sectorial de Gas Natural Seco por Región, 1995.	60
16. Precio promedio al Público del Gas Natural, 1991-1996.	64
17. Pronóstico de Reservas de Gas Natural, 1996-2000.	68
18. Pronóstico de Extracción de Gas Natural por Región. 1996-2000.	69
19. Entrega de Gas Natural por Tipo de PEP a PGPB, 1996-2000.	70
20. Importaciones de Gas Seco, 1996-2000.	72
21. Consumo Nacional de Gas Natural Seco por Sector, 1996-2000.	76
22. Consumo Nacional de Gas Natural Seco, Sector Petrolero, 1996-2000.	76

23. Consumo Nacional de Gas Natural Seco, Sector Industrial, 1996-2000.	78
24. Consumo Nacional de Gas Natural Seco, Sector Eléctrico, 1996-2000.	80
25. Consumo Nacional de Gas Natural Seco, Sector Doméstico, 1996-2000.	82
26. Características y Especificaciones del Gas Natural que se Inyecte a los Sistemas de Transporte, Almacenamiento y Distribución en México.	109

ÍNDICE DE GRÁFICAS

1. México: Producto Interno Bruto y Consumo de Energía, 1992-1995.	3
2. E.U.A.: Producto Interno Bruto y Consumo de Energía Primaria, 1992-1995.	4
3. Reservas Probadas Mundiales de Gas Natural, 1995.	30
4. México: Importaciones de Gas Natural, 1991-1995.	45
5. Consumo Nacional de Gas Natural Seco por Sector.	51
6. Pronóstico de Producción de Gas Seco, 1996-2000.	71
7. Consumo Nacional de Gas Natural, 1991-2000.	76

ÍNDICE DE MAPAS

1. Consumo Mundial de Energía Primaria, 1995.	7
2. Reservas Probadas de Gas Natural en México, 1995.	38
3. Red de Ductos de Gas Natural, 1995.	48
4. Regionalización de PGPB.	57
5. Regionalización del Mercado de Gas Natural en México.	58

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

1. Proceso Productivo del Gas Natural.	19
2. Extracción-PEP/Entrega a PGPB.	40
3. Estructura del Modelo de Consumo Nacional de Gas Natural.	75
4. México: Avances en la Privatización del Mercado de Gas Natural.	112

FUENTES DE CONSULTA

BIBLIOGRAFÍA

Almaraz Márquez, Javier.

El Gas Natural en México: Situación en la Década de los Ochenta y Perspectivas. Tesis de Maestría, México, IPN, 1994.

Almeida Garza Galindo, Alejandro.

Comportamiento de las Ventas de Gas Natural en México, Período 1960 - 1983. Tesis de Licenciatura, México, IPN, 1984.

Determinación del Precio Internacional del Petróleo. Opciones para México, México, FCE, 1994.

Asociación Mexicana de Energía de Fusión.

Energía y Economía: México 2000. México, s/f.

Aspe Armella, Pedro.

El Camino Mexicano de la Transformación Económica, México, FCE, 1993.

Bazdresch, Carlos (compilador) et. al.

México, Auge, Crisis y Ajuste. El Trimestre Económico No. 73, México, Edit. FCE, 1993.

Bucheli, Mario.

Curso de Política Económica, Programa Nacional de Capacitación Tecnológica, México, ILPES y Gobierno de México, 1973.

Centeno, Roberto.

Economía del Petróleo y del Gas Natural, Madrid, edit. Tecnos, 1974.

De Alba Guerra, Enrique y Gonzalo Castañeda Ramos.

Modelo de la Demanda de Energía en México (versión preliminar), México, ITAM, 1983, 185 p.

Dwight S. Brithers y Leopoldo Solís.

México en Busca de una Nueva Estrategia de Desarrollo. México, Edit. FCE, 1993.

Ferguson y J. P. Gould.

Teoría Microeconómica, México, edit. FCE, 1987.

Herschel, Federico J.

Política Económica, México, Edit. Siglo XXI, 1989.

Jacobo Mata, Irene y Manuel Cazares Castillo.

La Bursatilización de la Cartera Hipotecaria como Solución e Impacto en el Financiamiento para Vivienda de Bajos Ingresos: México 1983-1994. Tesis de Licenciatura, México, UNAM/Campus Aragón, 1997.

- Lichtensztein, Samuel.** *Enfoques y Categorías de la Política Económica* (mimeografiado), Centro de Investigación y Docencia Económica, A. C., México, (s/f).
- Márquez D. Miguel y Horacio Prieto Sotero.** *La Industria del Gas Natural en México 1970-1985*, Programa de Energéticos, Colegio de México, 1989, 273 p.
- Méndez Guerrero, Manuel.** *Proyecto de una Red de Distribución de Gas Natural para Uso Doméstico en la Cd. de México, D.F.* Tesis de Ing. Petrolera, México, UNAM, 1967.
- Olguín Jiménez, Abraham.** *Ley para Promover y Regular la Inversión extranjera en México*, México, Edit., Olguín, 1989.
- Roland, George y Paul Mortense.** *Toward a Continental Natural Gas Market: The Integration of Mexico.* Canada, Canadian Energy Research Institute, Agosto de 1995, No. 63, 265 p.
- Serrato Cumbe, Marcela.** *Situación Actual y Perspectivas del Gas Natural en México*, México, Cuadernos sobre Prospectiva Energética, No. 29, 1982, 41 p.
- PUBLICACIONES OFICIALES**
- Banco de México.** *Indicadores Económicos*, México, diciembre de 1996.
- British Petroleum Corporation.** *BP Statistical Review of World Energy*, Inglaterra, Junio de 1995.
- Comisión Federal de Electricidad.** *Unidades Generadores en Operación (Sistema Eléctrico Nacional) 1995*, México, 1996.
- Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico*, México, octubre 1 de 1996.
- Estadísticas, Sector Eléctrico Nacional 1994*, México, CFE, 1995, 47 p.
- Estadísticas, Sector Eléctrico Nacional 1995*, México, CFE, 1996, 47 p.

- Comisión Reguladora de Energía,
Secretaría de Energía.** Norma Oficial Mexicana Características y Especificaciones del Gas Natural que se Inyecte a los sistemas de Transporte, Almacenamiento y Distribución, *Diario Oficial de la Federación*, 8 de marzo de 1996, pp. 3-10.
- Directiva sobre Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, México, *Diario Oficial de la Federación*, 20 de marzo de 1996, pp. 36-69.
- Directiva Tarifas de Transporte, *Diario Oficial de la Federación*, 4 de abril de 1996, 114 p.
- Directivas de Contabilidad para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, *Diario Oficial de la Federación*, 3 de junio de 1996.
- Energy Resources Committee of the
Interstate Oil and Gas Compact
Comission.** *Natural Gas Storage in Salt Caverns. A Guide for State Regulators*, E.U.A, 1995.
- Instituto Nacional de Estadística,
Geografía e Informática.** *El Sector Energético en México, 1994*, México, INEGI, 1995.
- Sistema de Cuentas Nacionales de México 1993* (Producto Interno Bruto por Entidad Federativa), México, INEGI, 1996.
- México** *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, Edit. Alco, 1997.
- OECD, International Energy Agency.** *Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector*, Francia, 1996.
- Pemex.** *Indicadores Petroleros* (Publicación mensual), México, varios números, 26 p.
- Memoria de Labores 1994*, México, 1995.
- Memoria de Labores 1995*, México, 1996.
- Anuario Estadístico 1996*, México, 1996.
- Penwell Publishing Co.** *International Petroleum Enciclopedy*, EUA, 1994, 330 p.

Fuentes de Consulta

Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

Norma Oficial Mexicana, Sobre Construcción, Operación y Mantenimiento de la Red de Distribución de Gas Natural, Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de la Red, Diario Oficial de la Federación, 6 de diciembre de 1994.

Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

Tratado de Libre Comercio de América del Norte (Texto Oficial), México, Grupo Editorial Miguel Ángel Porrúa, 1994.

Secretaría de energía, Minas e Industria Paraestatal.

Decreto de Creación de la Comisión Reguladora de Energía, Diario Oficial de la Federación, 4 de octubre de 1993.

Balance Nacional de Energía, 1991, México.

Secretaría de Energía.

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, Diario Oficial de la Federación, 11 de mayo de 1995.

Reglamento de Gas Natural, Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 1995.

Ley de la Comisión Reguladora de Energía, Diario Oficial de la Federación, 31 de octubre de 1995.

Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector Energía 1995-2000, Diario Oficial de la Federación, 19 de febrero de 1996.

Balance Nacional de Energía 1994., México, 1995.

Secretaría de la Contraloría General de la Federación.

Programa de Modernización de la Empresa Pública, Diario Oficial de la Federación, 26 de enero de 1990.

Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca.

Programa de Medio Ambiente, 1995-2000, México, *Diario Oficial de la Federación*, 1 de marzo de 1996.

WAES.

Energía: Prospectivas Mundiales 1985-2000, México, Ed. FCE, 1981.

HEMEROGRAFÍA

Aguilar Álvarez, Humberto C. y Claudia Teja Meléndez.

"Análisis del Mercado y Marco Regulatorio del Gas en México", Pemex Lex, México, julio-agosto de 1996, No. 97-98, p. 33.

Amador, Gabriel.

"Construirá la IP más de 1,000 km de Ductos para Gas Natural", El Economista, 26 de julio de 1996, p. 28.

Cano, Gustavo, et. al.

"El Neoliberalismo en A. L.", 1/5. El Financiero, Sección Enfoques, Año X, México, 1º de agosto de 1991, p. 37.

Cisneros Morales, Jorge.

"Firma Pemex Acuerdo con Gaz Metropolitan para Abastecer 215 mills. de Pies Cúbicos", El Nacional, 26 de julio de 1996, p. 24.

"Recibirá el Sector del Gas Natural una Inversión de hasta 2,000 mil mdd", El Nacional, 26 de julio de 1996, p. 11.

González Pérez, Lourdes.

"Piden Empresarios de EU Seguridad para Invertir en el Sector Energético", El Financiero, 6 de agosto de 1996, p. 12.

Olea H. Héctor.

"Avances en la Regulación del Gas Natural en México", Pemex Lex, México, julio-agosto de 1996, No. 97-98, p. 14.

Páramo Fernández, Marcelo.

"La Regulación del Gas Natural", Pemex Lex, México, julio-agosto de 1996, No. 97-98, p. 17.

Rodríguez, Luis, et al.

"Desigual reconversión industrial". El Financiero, 27 de julio de 1994.

Shields, David.

"Lanza Pemex la Licitación del Proyecto Cadereyta", El Financiero, 5 de septiembre de 1996, p. 22.

"Enova le Apuesta al Gas Natural en México", El Financiero, 20 de julio de 1996, p. 12.

Velasco, Edur.

"La Productividad desde la Perspectiva Sindical: Un Enfoque Técnico-Político". El Cotidiano No. 64, México, septiembre-octubre, 1994, p. 19.

INFORMACIÓN DE INTERNET

<http://uninet.mty.itesm.mx/uninet/normas/ecol/indecol.html>

<http://www.bp.com/bpstat>

<http://www.excelsior.com.mx/9702/970219/nac.23.html>

<http://www.naturalgas.org>

<http://www.presidencia.gob.mx/pub/informe1/ig19.html>

Norma Oficiales Mexicanas en Materia Ambiental, Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca, Unidad de Información y Enlace de Tecnología Ambiental, Centro de Calidad Ambiental, ITESM Campus Monterrey.

BP Statistical Review of World Energy.

"Presentó Lajous el Proyecto sobre la Cuenca de Burgos. El Yacimiento Producirá Gas Natural", *Excelsior en Internet*, 19 de Febrero de 1997.

Natural Gas Information and Educational Resources. 1997.

Primer Informe de Gobierno, Política Energética, Política Integral de Combustibles. 1996.