



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE CIENCIAS POLÍTICAS Y SOCIALES

**EL PROCESO DE INTEGRACIÓN DE MÉXICO AL
MERCADO DE GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL NORTE,
1994-2001**

T E S I S

Que para obtener el título de
Licenciada en Relaciones Internacionales

PRESENTA:
MOJARRO GONZALEZ NATALIA

Director de tesis:
DRA. ROSÍO VARGAS SUAREZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE DE 2008



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.

AGRADEZCO SU AMOR, APOYO INCONDICIONAL Y PACIENCIA
A MIS PADRES,

GRACIAS POR SU APOYO Y CONSEJOS
NELSON
JACQUELINE
Y EMILIANO

A MIS AMIGOS
ARABEL, BRUSIA, MARTHA, NADIA, JOSÉ Y DOMINIQUE

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	I
CAPÍTULO I PANORAMA INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL, 1994-2001	
1. Características generales del gas natural.....	1
2 Situación internacional del mercado de gas natural 1994-2001.....	4
CAPITULO II SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL Y LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE GAS NATURAL EN MÉXICO, 1994- 2001	
2.1. Mercado nacional de gas natural, 1994-2001.....	12
2.1.1 Oferta.....	12
2.1.2 Demanda.....	16
2.2. Estructura y organización del sector de gas natural en México.....	21
2.3 Política energética y marco regulador en materia de gas natural en México.....	25
2.3.1 Antecedentes 1938-1994.....	25
2.3.2 Política gasera durante la Administración de Zedillo, 1995-2000.....	27
2.3.2.1 La política gasera en un contexto de recursos financieros limitados.....	30
2.3.2.2 Reformas a la industria de gas natural.....	33
2.3.3 Política gasera del gobierno de Vicente Fox, 2000- 2001.....	35
2.3.3.1 Acciones y propuestas encaminadas hacia una nueva estrategia de apertura.....	37
2.3.3.2 Contratos de Servicios Múltiples.....	40
CAPITULO III SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ, 1994 -2001	
3.1 Mercado de gas natural estadounidense, 1994- 2001.....	46
3.1.1 Oferta.....	46
3.1.2 Demanda.....	50
3.2 Organización y regulación del sector de gas natural en los Estados Unidos.....	52
3.3 Política energética de Estados Unidos.....	54
3.3.1 Antecedentes.....	54
3.3.2 Plan Energético Nacional de Bush.....	60
3.4 Mercado de gas natural canadiense.....	65
3.4.1 Oferta.....	65
3.4.2 Demanda.....	67
3.5 Política energética y regulación del sector de gas Natural en Canadá.....	69

ÍNDICE

CAPÍTULO IV MERCADO DE GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL NORTE, 1994- 2001	
4.1 Panorama regional del mercado de gas natural.....	72
4.1.1 Oferta y demanda de gas natural.....	72
4.1.2. Comercio e infraestructura del mercado regional de gas natural.....	74
4. 2Tendencias hacia una integración regional energética en Norteamérica:	76
4.2.1. Antecedentes.....	76
4.2.2 El Tratado de Libre Comercio en América del Norte.....	77
4.2.3 Iniciativas y cooperación trilateral en materia energética.....	79
CONCLUSIONES.....	82
MAPAS Y FIGURAS.....	91
ÍNDICE DE TABLAS.....	96
BIBLIOGRAFÍA.....	97

INTRODUCCIÓN

El proceso de integración energética en la región de América del Norte comenzó desde la década de los ochenta, sin embargo no fue hasta la firma del Tratado del Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) en donde se sentaron las bases que modificaron el comercio de energéticos entre los tres países. Si bien es cierto que Estados Unidos y Canadá ya tenían un previo acuerdo que impulsaba la integración energética entre ambos países, para México, este tratado le permitió comenzar un proceso de apertura de su sector energético de acuerdo con su marco jurídico.

En este contexto, México, desde la administración de Ernesto Zedillo, emprendió una política energética basada en reformas y cambios estructurales que impulsaban la apertura del sector al capital privado. Con el Reglamento a la Ley de Gas Natural en 1995 se abre este subsector a las actividades de corriente abajo: la de transporte, almacenamiento y distribución; mientras que la exploración y explotación continuaban bajo el control de Petróleos Mexicanos (PEMEX). Asimismo, el gobierno de Zedillo cambia su política energética dando mayor importancia al desarrollo y uso de las reservas de gas natural, con el fin de garantizar la demanda del país ya que hasta ese entonces sólo le había dado prioridad a los proyectos de producción de petróleo.

Dando continuidad a las políticas de apertura en el sector, el gobierno de Vicente Fox, durante sus dos primeros años ha intentado promover proyectos para aumentar la producción e intensificar la exploración en gas natural en la zona noroeste del país principalmente, en la Cuenca de Burgos, con los Contratos de Servicios Múltiples (CSM).

Con estas políticas e iniciativas ambos gobiernos han buscado alcanzar un fortalecimiento en el sector energético nacional a fin de promover el nivel de desarrollo necesario para garantizar un crecimiento, sin embargo estas sólo han podido llevarse a cabo en las áreas de gas natural y electricidad, donde el capital privado ha podido invertir de acuerdo con la legislación mexicana vigente. A pesar de que México cuenta con importantes recursos de gas natural, cerca de 29.5 trillones de pies cúbicos al término del 2001, su producción ha disminuido y la demanda de este combustible muestra un notable crecimiento, lo que implica que su balanza energética de este hidrocarburo es deficitaria por lo que México ha incrementado sus importaciones a través de las ocho estaciones de conexión que tiene a lo largo de su frontera de Estados Unidos.

Por su parte Estados Unidos y Canadá cuentan con un proceso de integración más completo, ya que entre 1987 y 1989 negociaron un acuerdo de libre comercio a fin de garantizar el comercio bilateral en materia energética. En este contexto los flujos comerciales de este combustible entre los dos países han generado una vasta red de gasoductos y un sistema de interconexiones entre ambos.

Canadá cuenta con cerca de 59.7 trillones de pies cúbicos (tpc) en el 2001 de reservas principalmente en la provincia de Alberta (80%), además de que produce cerca de 6.5 de tpc, haciéndolo el tercer gran productor del mundo después de Estados Unidos y Rusia. Sus exportaciones van hacia los Estados Unidos.

En cuanto a Estados Unidos se puede observar que es uno de los principales productores, en el año 2001 produjo 19.2 (tpc) y contaba con reservas probadas de 177 trillones de pies cúbicos, siendo 3.2% de las reservas mundiales, pero también es uno de los más importantes consumidores del mundo, consumiendo 21.6 Tpc, este país depende en mucho de las importaciones de Canadá (3.5 tpc), puesto que representa cerca del 15% del consumo de gas natural.

La política energética estadounidense es una cuestión de seguridad energética. La administración de George W. Bush ha elaborado el Reporte Nacional de Política Energética, con el cual se plantea reducir su dependencia extranjera en materia de energéticos, buscando una profunda integración con los países proveedores en particular con sus vecinos. Por su parte, la política energética de Canadá tiene como prioridad asegurar el desarrollo sustentable de sus recursos a fin de contar con una oferta adecuada para el futuro.

A diferencia de México en donde la explotación y producción de gas natural la realiza la empresa paraestatal PEMEX, tanto Estados Unidos como Canadá comparten un mismo modelo de organización de la industria, bajo un esquema de libre mercado y sin barreras comerciales.

En el plano político, los gobiernos de los tres países que conforman esta región han mostrado interés en que se promueva y se desarrolle la integración de América del Norte energética, ampliando la cooperación e intercambio de información entre México, Estados Unidos y Canadá como el Grupo de Trabajo de Energía de América del Norte (GTEAN); buscando intensificar el comercio y la infraestructura.

Por lo tanto el objetivo central del presente trabajo es describir cual ha sido la evolución del mercado regional de gas natural en América del Norte, y conocer cual ha sido el papel que ha jugado México en el proceso de integración energética de Norteamérica.

Los objetivos específicos de la tesis han sido los siguientes:

*Describir la industria gasera mundial: las etapas de la industria; la geografía económica de este hidrocarburo; los actores de la industria

*Analizar la estructura y el desarrollo del mercado de gas natural en México y los cambios estructurales emprendidos por el gobierno de Zedillo y los programas y proyectos del gobierno de Fox que han propiciado una mayor apertura en esta rama del sector energético.

*Describir la organización y regulación del subsector de gas natural, así como las políticas energéticas de Estados Unidos y Canadá en esta materia y conocer de que manera estas han favorecido la integración regional.

*Describir la integración de este sector a partir de en que medida el comercio de gas natural y las relaciones políticas entre los países de América del Norte han evolucionado en los últimos años.

Con el propósito de desarrollar estos objetivos, este trabajo parte de la hipótesis principal de que en la etapa correspondiente a los gobiernos de los presidentes Ernesto Zedillo y los primeros dos años de Vicente Fox la formación de la política energética en materia de gas natural se ha caracterizado por una mayor desregulación del subsector, lo cual también ha influido en el proceso de integración de México en el mercado de gas natural de América del Norte. En este sentido, este estudio tiene por objeto reconstruir los factores políticos y económicos que subyacen a las estrategias de apertura emprendidas por los regímenes de Ernesto Zedillo, y de Vicente Fox.

Asimismo, este trabajo parte del supuesto de que el comercio internacional de gas natural tiende a realizarse de manera regional. América del Norte constituye la zona más importante en cuanto al comercio de gas natural. Ante este hecho, los tres países que conforman esta región buscan generar una mayor integración en este sector mediante políticas y cooperación energéticas.

Otro factor importante que sustenta esta hipótesis es la seguridad energética de Estados Unidos. Este país depende del petróleo y del gas natural importado. En este contexto, Estados Unidos busca intensificar las relaciones comerciales con sus vecinos con el fin de establecer una integración del mercado energético norteamericano. Si bien en nuestro caso solo nos abocaremos al gas natural.

Así, para cumplir con el objetivo de la investigación se decidió considerar en esta tesis tres dimensiones. La primera estará constituida por las propias características del mercado de gas natural: la exploración y producción, las reservas, el transporte, las tendencias en el consumo, y el comercio exterior. De esta forma al conjugar estos elementos se pretende ilustrar el panorama de la industria en el ámbito internacional, regional y de cada uno de los tres países.

La segunda dimensión la conforma la organización y la estructura de la industria de gas natural. A nivel internacional, se describe las partes corriente arriba (exploración y producción) y corriente abajo (procesamiento y distribución) de la cadena de la industria. Asimismo, en Estados Unidos y Canadá la organización de estas cadenas es similar, mientras que en México la parte corriente arriba está controlada por la empresa paraestatal, Pemex.

Por último, la tercera dimensión se refiere a la política energética de cada país. Esta dimensión hace referencia a los factores internos (intereses políticos y económicos, en el caso de México,

la situación de PEMEX); y a los factores externos (mercado de gas mundial, geopolítica); y cómo estos factores influyen en la formación de la política energética.

Con base en este criterio, la investigación se divide en cuatro capítulos. El primero, de carácter general, detalla los aspectos esenciales de la cadena de la industria gasera mundial: exploración, explotación, transporte, almacenamiento y distribución. Además, se describe el panorama internacional del mercado mundial de gas: la oferta y la demanda; la geografía económica de este hidrocarburo: oferta y demanda mundial por regiones; el comercio internacional de este combustible; los actores de la industria y se presentan las perspectivas para este mercado.

El segundo capítulo constituye la parte central del estudio. En él se aborda los aspectos básicos de la industria de gas natural y de la política gasera en México. En el primer apartado se analiza la evolución del mercado nacional durante el periodo de estudio, 1994- 2001, esto es, las reservas, la producción, y el consumo, tanto por regiones como por sectores; la infraestructura y el comercio exterior de este combustible. Además se describe, en el segundo apartado, la forma en cómo está estructurado el sector energético mexicano y el marco regulador de la industria. En el último apartado de este capítulo se hace un análisis de la política energética en materia de gas natural durante este periodo de estudio. Desde la administración de Zedillo los cambios estructurales emprendidos y los programas y proyectos del gobierno de Fox que han propiciado una mayor apertura en esta rama del sector energético.

El tercer capítulo, al igual que en el segundo, hace una descripción del mercado de Estados Unidos y de Canadá. Asimismo, se hace una referencia a su organización y al el proceso de desregulación de la industria de gas natural en ambos países, así como a las políticas energéticas de Estados Unidos y Canadá en esta materia mismas que han favorecido la integración regional de este combustible.

El cuarto capítulo es una descripción y un análisis del panorama regional del mercado de gas natural en América del Norte. En este sentido, se detalla la oferta y demanda, así como el comercio e infraestructura regional. Asimismo se explica el proceso de integración entre los tres países, los acuerdos internacionales e iniciativas y mecanismos que han propiciado la integración energética.

Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo. Además se incluyen al final del trabajo la bibliografía, y el índice de figuras, tablas y mapas. Las fuentes de Información utilizadas en este trabajo: son los documentos oficiales de cada país (*National Energy Board, Natural Resources, CERI, Department of Energy, Energy Information Administration, PEMEX, Secretaría de Energía, etc.*) así como fuentes internacionales como *British Petroleum* y *International Energy Agency*. También se consultaron libros, periódicos, revistas y sitios web especializados.

A lo largo de las últimas décadas, tanto las reservas y la producción como el consumo mundial de gas natural han experimentado un notable crecimiento, lo que ha generado el desarrollo de redes de gasoductos y líneas de distribución, incrementando, en consecuencia, el comercio de este combustible. Esto obedece, en parte, a las ventajas que tiene el gas natural frente a otros combustibles fósiles. Éste, es de combustión limpia y de eficiencia energética, razón por la cual se ha intensificado su uso en la generación de electricidad y en algunas ramas estratégicas de la producción industrial.

En este capítulo se describe, de manera general, los aspectos básicos relativos al gas natural y, además, se analizan aspectos cuantitativos importantes de la industria del gas natural en el ámbito internacional.

1. Características generales del gas natural

El gas natural es un energético primario, mezcla de hidrocarburos gaseosos entre los que se encuentra en mayor proporción el metano, el cual representa entre el 75 y el 99% del volumen total de la mezcla. El resto de los componentes que puede llegar a contener son etano, propano, butano, así como gases no hidrocarburos como dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno.¹

Dentro de la cadena de la industria, la etapa de exploración y producción ²del gas natural es similar a la del petróleo, puesto que ambos combustibles surgen del mismo proceso de formación: de sedimentos orgánicos enterrados en el subsuelo que se transforman en hidrocarburos líquidos o gaseosos debido a la acción del tiempo, de la presión y de la temperatura.

Originalmente, el gas natural asociado fue considerado como un subproducto no deseado de la explotación del petróleo, en la medida en que ambos productos se encuentran juntos en los yacimientos, por lo que tuvieron que pasar algunas décadas hasta que la industria petrolera tomara conciencia de que la existencia del gas natural y de la presión que éste ejercía en los yacimientos posibilitaba la recuperación del petróleo.³

¹ De acuerdo con su composición, al gas natural se le denomina gas amargo cuando este presenta metano, hidrocarburos licuables, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, pero al carecer de estos dos últimos elementos se le llama gas dulce. Cuando el gas posee cantidades apreciables de hidrocarburos, fácilmente condensables (como el etano, butano y propano) se le conoce como gas húmedo, y cuando contiene esencialmente metano (en un 95% a 99%) se le llama gas seco o no asociado

² La exploración y la producción constituyen la parte (corriente arriba) *upstream* de la cadena de la industria de gas natural, mientras que la parte (corriente abajo) *downstream* es el procesamiento y la distribución de la misma.

³ Márquez, Miguel., "La industria del gas natural en México, 1970-1985," El Colegio de México, México, 1985. Por lo general el gas natural asociado era quemado o enviado a la atmósfera y la

Fue hasta los años setenta que, gracias a notables e importantes descubrimientos de reservas, el mercado de gas natural comienza desarrollarse. Aparte de esta mayor disponibilidad, hubo otros factores que contribuyeron a darle un impulso a esta naciente industria gasera, tales como la disminución relativa de los costos para su producción, aprovechamiento y transporte y el desarrollo tecnológico ligado a dichas actividades, aunado al sustancial incremento de los precios de petróleo entre 1972 y 1982 que hicieron del gas natural una alternativa importante con respecto al petróleo.

A diferencia de la industria petrolera en la industria del gas, el grado de integración vertical es limitado. Dichas diferencias surgen de los aspectos económicos relativos al transporte y tratamiento del gas natural; a la inflexibilidad que presenta la producción y comercialización de este combustible; y finalmente al papel directo desempeñado por los Estados en las ventas finales de este hidrocarburo.⁴

En cuanto al transporte, parte considerada como el eslabón más pesado de la cadena de la industria gasera, debido a que su estado gaseoso y su densidad hacen que los costos de transporte sean mayores a los del petróleo.

La forma de transporte más utilizada son los gasoductos, pues es relativamente la menos onerosa. Estos pueden ser terrestres (como es el caso de los gasoductos norteamericanos o rusos) ó submarinos (con el fin de poder evacuar el gas del Mar del Norte hacia las costas británicas, alemanas y belgas). El costo del transporte de gas por ductos se basa en la distancia recorrida y en el volumen transportado. Cabe señalar, que el gas natural puede, además, ser transportado por mar, a lo que se le conoce como Gas Natural Licuado (GNL)⁵. En este caso, el gas es previamente licuado por compresión y se enfría para facilitar su transporte y almacenamiento. El GNL, una vez licuado, es transportado por un buque refrigerado especial hacia una fábrica de regasificación donde retoma su estado gaseoso. Cabe destacar que el transporte de GNL podría resultar más flexible que el transporte por gasoducto, debido a que un buque puede, en teoría, entregar GNL de cualquier fábrica de licuefacción a cualquier fábrica de regasificación, sin embargo, en la práctica una cadena de GNL tendrá que ser instalada en función del gas vendido de antemano. Lo anterior implica que, en el transporte del gas natural debe existir un vínculo directo entre el lugar de producción y del lugar de consumo.

mayor parte era reinyectado al yacimiento y/o utilizado para la extracción del petróleo en la llamada operación de bombeo neumático o *gas lift*.

⁴ Márquez, Miguel., op.cit. pág.15

⁵ Es importante señalar que en este trabajo no se abordará el tema del Gas Natural Licuado,(GNL) sólo se hará la referencia necesaria.

Por su parte, la etapa correspondiente al almacenamiento del gas natural responde a dos funciones. La primera es la seguridad y la otra técnica. Por un lado, se trata de garantizar la seguridad de suministro para los consumidores constituyéndose una reserva con la cual será posible obtener el combustible en caso de una interrupción de entrega externa. Por otro lado, el almacenamiento permite enfrentar las variaciones cotidianas y temporales de la demanda, de esta manera el distribuidor debe almacenar este hidrocarburo. El almacenamiento se realiza en depósitos, es decir, en estructuras geológicas subterráneas herméticas.

Por último, el transporte nacional y la distribución constituyen una actividad de redes, de la cual la colocación y el funcionamiento requieren de la intervención del Estado. La entrega de gas necesita la instalación de ductos que atraviesan tanto la propiedad pública como privada y por lo tanto las empresas distribuidoras necesitan la autorización para construir y desarrollar su sistema de interconexiones de redes. De esta manera, la distribución consiste en llevar el gas desde las fuentes de abastecimiento (sea producción nacional o de importación) hasta el consumidor en las mejores condiciones de seguridad y costos.

La industria gasera está integrada verticalmente, por lo tanto, las actividades de la cadena del gas natural están ocupadas por dos categorías de actores:

Por razones técnicas, la exploración y la producción de gas natural no pueden ser desasociadas de las del petróleo; partiendo de este hecho la producción de gas está realizada por las compañías petroleras, que a su vez se encargan del transporte.

En la categoría de los productores se distinguen tres grupos entre los cuales encontramos a las grandes compañías internacionales; los países exportadores de hidrocarburos que cuentan con una empresa petrolera pública; y los productores independientes. Hasta la década de los sesenta las compañías petroleras internacionales controlaban el mercado petrolero debido a que contaban con la tecnología y el capital necesario para la exploración y la producción, además de contratos exclusivos de concesión otorgados por los gobiernos de países productores. Por lo tanto, las siete compañías más grandes, las Siete Hermanas⁶, formaban un cartel siendo capaces de hacer funcionar el mercado petrolero a su conveniencia. Sin embargo, hasta esos años estas compañías limitaban su producción de gas natural a Estados Unidos y Canadá, debido a que su comercialización en América Latina, Oriente Medio y el norte de África no era rentable, por lo tanto, el gas era quemado.⁷

Su dominio comenzó a verse afectado a causa de distintos factores, tales como: el ingreso al mercado internacional de compañías petroleras desligadas de su grupo, como las compañías independientes⁸; las independencias de antiguas colonias en el Norte de África y en el Medio

⁶ Las compañías conocidas como Siete Hermanas o Majors son: Exxon, Standard Oil (New Jersey), Mobil Oil, Chevron, Texaco, Royal Dutch Shell y British Petroleum.

⁷ Angelier, Jean Pierre, *Le Gaz Naturel*, Economica, Paris, 1994

⁸ Los productores independientes en su mayoría son compañías privadas de Estados Unidos y Canadá.

Oriente; los movimientos de reivindicación de los estados petroleros que dieron origen a la formación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)⁹ en 1960 con el fin de recuperar el usufructo de sus riquezas en hidrocarburos; y la conformación de empresas petroleras públicas. Estas se conformaron al nacionalizar o comprar los activos de las compañías extranjeras que operaban en sus países¹⁰

Mientras que la segunda categoría de actores comprende a las compañías que llevan a cabo las actividades corriente abajo, las cuales son las transportadoras, que tienen el dominio de las redes nacionales, y las distribuidoras locales que entregan el gas natural a los consumidores.

2. Situación internacional del mercado de gas natural, 1994 – 2001

Durante el periodo de 1994- 2001, el gas natural ha presentado un crecimiento sustancial en su producción y en su consumo a nivel mundial, esto se ve reflejado en el incremento continuo de su participación en la demanda de energía primaria mundial. En el 2001, su participación alcanzaba el 24% del consumo de energía total.

Las reservas mundiales de gas natural se han incrementado cada año. Para el final del 2001, el total de las reservas probadas de gas natural se estimaban en 155.1 trillones de metros cúbicos.¹¹

Si revisamos las cifras relativas a la evolución de las reservas mundiales probadas de gas natural encontramos que en el lapso de este periodo las reservas de este combustible tuvieron un incremento paulatino y constante. Las reservas de gas natural probadas se encuentran en su mayor parte en ExURSS y en el Medio Oriente (72.3%)¹², siendo en Rusia (30.7%) y en Irán (14.8%).

A pesar de que en esos dos países se concentran la mayor parte de las reservas mundiales probadas de gas, se puede observar que la repartición de las reservas de este fósil están distribuidas de manera más uniforme en el mundo en comparación con las del petróleo concentradas principalmente en Medio Oriente. En este sentido, las otras regiones que poseen considerables reservas son: América del Norte

⁹ Integrada inicialmente por los gobiernos de Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela, después se sumaron.

¹⁰ Dentro de este grupo encontramos a empresas importantes de la industria de los hidrocarburos: Saudi Aramco (Arabia Saudita), NIOC (Irán), KPC (Kuwait), Gazprom (Rusia), Pertamina (Indonesia), Sonatrach (Argelia) PDVSA (Venezuela), PEMEX (México). En la lista publicada por PEMEX en su Anuario Estadístico 2002, encontramos dentro de las principales empresas petroleras por nivel de producción de gas natural en el 2000, que los primeros diez lugares lo ocupan empresas tanto privadas como públicas: Gazprom con 50 451 miles de millones de pies cúbicos diarios, Exxon Mobil(10 343mmpcd), Sonatrach(8 485mmpcd), Royal Dutch/Shell (8,212mmpcd),BP (7,609mmpcd), NIOC (5,858mmpcd), PEMEX (4679mmpcd), Pertamina (4,622mmpcd), Saudi Aramco(4,580mmpcd), y PDVSA (4,101mmpcd).

¹¹ Las unidades de medición del gas natural pueden ser metros cúbicos o pies cúbicos.

¹² Véase, el documento [International Energy Outlook 2002, Natural Gas](#). Esta distribución ha hecho que los países busquen disminuir su dependencia de petróleo, al inclinarse por un mayor uso gas natural. Sitio web: www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html

Tabla 1.1
Oferta mundial de gas natural por regiones, 1994-2001
(en miles de millones de metros cúbicos)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
América del Norte	706.4	711.2	727.0	733.1	746.3	742.3	749.8	762.1
Ex URSS	671.3	659.9	669.1	627.4	644.6	656.4	674.6	677.3
Europa	240.2	247.6	279.3	275.5	274.5	281.0	289.1	292.5
Asia	200.3	212.0	228.3	238.9	241.2	257.3	273.7	280.0
Pacífico								
Medio Oriente	134.8	148.9	158.0	175.5	184.1	195.3	213.6	228.0
Total mundial	2095.7	2136.1	2230.0	2233.	2284.1	2339.3	2421.8	2464.0
Reservas Mundiales*	141.0	139.7	141.3	144.7	146.4	146.4	150.2	155.1
Tasa R/P**	64	63	61	64	67	63	61	62

*reservas mundiales calculadas en trillones de metros cúbicos

** la tasa de reservas/producción es en años. La relación de reservas probadas con los la producción actual (R/P) es un indicador usado ampliamente para medir la capacidad de un país para producir cualquier producto no renovable por periodos prolongados de tiempo en actuales o aumentados ritmos de producción.

FUENTE: Elaboración con base a datos de BP Statistical Energy Review 2002 y Prospectiva de gas natural, Secretaría de Energía (varios años cuenta con 4.9%, Europa 3.1%, África 7.2%, Asia y Pacífico 7.9%; Centro y Sudamérica 4.6% por ciento del total de las reservas mundiales.

En el año de 2001 la producción mundial de gas natural se calculaba en 2464 miles de millones de metros cúbicos diarios (mmcd). América del Norte¹³ es la región más importante de producción de gas natural con 762.1 miles de millones de metros cúbicos diarios (30.9% del total mundial), la región de la Ex. Unión Soviética ocupa el segundo lugar al producir 667.3 mmcd (27.5% del total mundial producido).

Por su parte, en Europa Occidental la producción de gas natural se ubicó en 292.5 mmcd (11.9% del total mundial), mientras que en Asia la producción de este combustible alcanzó 280 mmcd

El ritmo de explotación de las reservas de gas natural es muy diferente y varía de acuerdo al país. Durante este periodo, 1994-2001, los mayores productores de gas natural han sido los Estados Unidos, seguido por la Federación Rusa, y el tercer lugar es ocupado por Canadá. Juntos, estos tres países han producido más de la mitad de la producción mundial de gas natural.¹⁴

¹³ México está incluido en la región de América del Norte

¹⁴ Véase Tabla. 3. Tan sólo en el 2001 su producción fue el de 51.5% Seguidos de importantes países productores, como Reino Unido, Argelia, Indonesia y Países Bajos.

La geografía de la producción gasera puede resultar de cierta forma contradictoria, puesto que el gas natural es producido en las reservas donde las condiciones de explotación son particularmente severas, como en Siberia; y donde el costo medio de producción es elevado debido al pequeño tamaño de los yacimientos o donde la producción costafuera (off-shore) se enfrenta a un clima riguroso, como en Norte donde

América y en la región del Mar del Norte respectivamente.¹⁵En cambio, en las regiones donde cuesta menos extraer el gas natural, debido a que esta asociado con el petróleo, es dónde menos se produce, como en Medio Oriente, África y América Latina.

Esto se explica en parte por que el gas es producido en función de su rentabilidad en relación con el petróleo y se mide después de los impuestos además, de un mercado cercano donde el gas natural podrá ser competitivo con otros tipos de energías.¹⁶

Esto se refiere al gas producido comercializado, por que también existe una parte de la producción bruta de gas natural que es reinyectado en los yacimientos de hidrocarburos con el fin de mantener la presión en el subsuelo para poder extraer el petróleo y otra parte del gas natural es quemado.

En lo que respecta al consumo mundial de esta energía primaria, éste se incrementó de 2063.5 millones de metros cúbicos diarios en 1994 a 2404 bmcd en el 2001. En este sentido, el consumo de gas natural representó el 24.7% de la demanda total de energía en ese año.

Otro punto a destacar es que el gas natural fue el energético que presentó un mayor incremento en su consumo¹⁷, siendo el tercer combustible comercializado. Los países consumidores¹⁸ encuentran grandes ventajas en el uso de este hidrocarburo en comparación con otros combustibles. Dichas ventajas son su limpieza, rendimiento y flexibilidad, en la medida en que el gas esté disponible a precios competitivos. Esto ocurre cuando la producción se realiza cerca de los lugares de fuerte consumo y de esta forma se economiza en los costos de transporte.

¹⁵ En estas regiones, las reservas son de 83.1 años de producción en la federación Rusa, 19, años de producción en Estados Unidos y Canadá y 53.7 años de producción en la región del Mar del Norte. A diferencia de Medio Oriente, África y América Latina donde la relación Reservas/ producción son de más de cien años, 90.2años, 71.6 años respectivamente. Por lo que respecta a la relación de reservas/ producción en el mundo, esta se estiman en 61.9 años a los niveles de producción a finales del año 2001.

¹⁶ Angelier, *op.cit*, pág.31

¹⁷ La participación de este hidrocarburo en el balance energético mundial se ha ido incrementando, pasando de 21. 2 % en 1997 a 24.7% en el año 2001.

¹⁸ Los principales consumidores durante este periodo (1994-2001) son: Estados Unidos, la Federación Rusa, seguidos de Reino Unido, Canadá, Alemania y Japón, siendo cerca del 55% en promedio de la demanda total.

Cabe resaltar que este crecimiento significativo en la demanda de gas está acompañado de una expansión geográfica de los mercados, es decir, en el desarrollo regional de los mercados. En este sentido, el consumo regional más importante es el de América del Norte¹⁹ puesto que representa más del 30%, en promedio, de la demanda total de gas natural (ver tabla 2). La región conformada por la antigua Unión Soviética ocupa el segundo lugar 23% en promedio, seguido por Europa con un 19% del consumo de este hidrocarburo.

Esta expansión del mercado regional de gas se explica debido a las ventajas que ofrece su empleo. De hecho, casi un cuarto de su uso se utiliza para la generación de electricidad,²⁰ además este combustible es utilizado en sector industrial, comercial, doméstico, (utilizado para la calefacción y el aire acondicionado) y como materia prima en la petroquímica (en la obtención de amoníaco, metanol, etileno y propeno)

En este aspecto, el gas natural ofrece diferentes ventajas técnicas en comparación con otros combustibles. Es energía primaria pura, su combustión suelta poco subproductos indeseables. Es de combustión limpia; su combustión libera menos de la mitad de dióxido de carbono que la del carbón y entre un 20% y un 30% menos que los productos derivados del petróleo, contribuyendo de esta manera a la disminución del efecto invernadero, puesto que sólo representa el 6% de las contribuciones del metano a dicho efecto invernadero. ²¹Otra de las características de este hidrocarburo es que no emite partículas sólidas ni cenizas en su combustión, y las emisiones de óxidos de nitrógeno son inferiores a las del carbón y los productos petrolíferos. Asimismo, las emisiones de dióxido de azufre son prácticamente nulas.

Se puede resaltar que desde una perspectiva ambiental, el gas natural está considerado como el mejor de los combustibles fósiles, esto es, cuando se examina los efectos locales como la contaminación del aire, efectos regionales como la precipitación ácida; o los efectos globales como el cambio climático. De esta manera, los países desarrollados²² que se preocupan por estos impactos ambientales como el incremento de la contaminación del aire, están cambiando, cada vez más, al gas natural.²³

¹⁹ Esta región es la mayor consumidora de gas a escala mundial, básicamente por Estados Unidos, país que consume 616. 2 billones de metros cúbicos, siendo el 85% de la demanda de la región. Otros países consumidores importantes son Rusia, Reino Unido, Alemania y Japón.

²⁰ Según el International Energy Outlook 2002, el carbón va a continuar siendo predominante usado para la generación de electricidad, se pronostica que el carbón tendrá el 32% del consumo contra un 26% del gas. Las nuevas aplicaciones de esta energía, como la cogeneración, la generación eléctrica con ciclos combinados y su uso como combustible para vehículos, están impulsando su consumo.

²¹ Angelier, *op.cit.*, pp. 27-29.

²² Los países miembros de la OECD firmaron el Protocolo de Kyoto con el fin de reducir las emisiones de seis gases de invernadero que causan el calentamiento global. La quema de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) es la fuente principal de estas emisiones. El metano, principal componente del gas natural, es uno de los seis gases numerados por el Protocolo de Kyoto, por lo que se ha abandonado la práctica de quemar el gas de los pozos.

²³ Siddiqi A.Toufiq. "Natural gas reserves /total energy consumption: a useful new ratio for addressing global climate change concerns" en *Energy Policy*, núm 30. (2002), págs. 1145- 1149., Elsevier.

Tabla 1.2
La participación del gas natural en los balances energéticos mundiales
1994- 2001 (en miles de millones de metros cúbicos)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Demanda mundial de gas	2063.5	2126.1	2226.5	2213.5	2241.3	2298.7	2397.2	2404.9
Consumo regional de gas:								
América del Norte (porcentaje de consumo)	696.3 33.7%	721.2 33.9%	737.0 33.1%	737.4 33.3%	719.0 32.1%	728.2 31.6%	759.5 31.6%	722.5 30.0%
Ex URSS (porcentaje de consumo)	567.0 27.4%	546.9 25.7%	554.0 24.8%	519.1 23.4%	529.8 23.6%	533.9 23.2%	547.0 22.8%	548.5 22.8%
Europa (porcentaje de consumo)	354.7 17.1%	380.9 17.9%	422.8 18.9%	416.1 18.7%	429.1 19.1%	444.5 19.3%	458.8 19.1%	470.1 19.5%
Asia Pacifico (porcentaje de consumo)	205.7 9.9%	217.0 10.2%	236.0 10.5%	246.6 11.1%	253.0 11.3%	273.0 11.8%	290.8 12.1%	305.1 12.7%
Resto del mundo (porcentaje de consumo)	239.8 11.62%	259.7 12.2%	276.7 12.4%	294.3 13.2%	310.4 13.8%	319.1 13.8%	341.1 14.2%	345.8 14.9%

FUENTE: Elaboración con base a los datos del BP Statistical Energy Review 2002.

Por todo ello, el gas natural se puede catalogar como el combustible idóneo para solucionar el problema del cambio climático que padece planeta, además de que es la energía que puede hacer compatible el progreso económico e industrial con la preservación del medio ambiente.

Por lo que respecta al comercio de este combustible, se puede mencionar que en la medida que la producción local no alcanza para satisfacer la demanda, los países, sobre todo los industrializados, han recurrido a las importaciones. Por lo tanto, los intercambios regionales de gas natural en el 2001 fueron de 411.3 de billones de metros cúbicos, siendo el 16.6% de la producción comercializada. Estos intercambios comerciales se realizan principalmente por gasoductos, ya que es la forma más económica de transportar grandes volúmenes, especialmente donde es posible construir gasoductos terrestres; o por vía marítima. Se pueden distinguir tres zonas de flujos gaseros, aisladas una de la otra.

América del Norte constituye la primera zona de intercambios de gas natural, los Estados Unidos y Canadá cuentan con un sistema interconectado de gasoductos. Estados Unidos es importador neto de Canadá y además completa su suministro de gas mediante importaciones de GNL provenientes del Norte de África principalmente.

Tabla 1.3

Estadísticas Gaseras Mundiales, 2001 (en miles de millones de metros cúbicos)

LUGAR	PRODUCTORES	CONSUMIDORES	EXPORTADORES	IMPORTADORES	RESERVAS*
1	Estados Unidos	Estados Unidos	Rusia 126.86	Estados Unidos	Rusia 47.57
2	555.4	616.2	Canadá 109.02	109.67	Irán 23.00
3	Rusia 542.4	Rusia	Noruega 50.50	Alemania 78.75	Qatar 14.40
4	Canadá 172.0	372.7	Países Bajos 42.20	Italia 49.55	Arabia S.
5	Reino Unido	Reino Unido 95.4	Argelia 32.15	Francia 31.14	6.22
6	105.8	Alemania	Reino Unido	Bélgica 13.22	E.A.U. 6.1
7	Argelia 78.2	82.9	15.78	Países Bajos 13.13	EE.UU 5.02
8	Indonesia 62.9	Japón	Estados Unidos	Turquía 11.04	Argelia 4.52
9	Países Bajos 61.4	79.0	9.15	Hungría 9.97	Venezuela
10	Irán 60.6	Canadá	Argentina 5.17	Rep. Checa 9.20	4.18
	Noruega 57.5	72.6	Alemania 4.48	Polonia 8.40	Nigeria 3.51
	Arabia Saudita	Ucrania 65.8	Turkmenistán 4.20		Iraq 3.11
	53.7	Italia 64.5			
		Irán 65.0			
		Arabia Saudita			
		53.7			
Total					
	2217.7	2404.9	411.32	411.32	155.08
Mundial					
% de los diez	71%	66%	97%	81%	75.8%

Reservas en trillones de metros cúbicos

FUENTE: Elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2002

vía marítima. Se pueden distinguir tres zonas de flujos gaseros, aisladas una de la otra.

América del Norte constituye la primera zona de intercambios de gas natural, los Estados Unidos y Canadá cuentan con un sistema interconectado de gasoductos. Estados Unidos es importador neto de Canadá y además completa su suministro de gas mediante importaciones de GNL provenientes del Norte de África principalmente. Los países europeos, en cambio, segunda gran zona de intercambios gaseros, están conectados por ductos al 80 por ciento de las reservas mundiales, esto es, reservas de en Rusia, de África y del mismo continente.²⁴

Japón y la región de Asia Pacífico²⁵ constituyen otra zona importante de flujos comerciales de gas natural, pero a diferencia de las otras zonas, Japón importa un total de 74.07 miles de millones de metros cúbicos de gas natural licuado (GNL) de Indonesia, Malasia y Australia. Cabe señalar que también en América del Sur se desarrolla una zona comercial de gas, donde Argentina, Bolivia y Venezuela son los principales exportadores. Como muestra la tabla 1.3, dentro de los países que más

²⁴ Esta zona tiene como principal suministrador de gas a la Federación Rusa, ya que los 126.86 billones de metros cúbicos que este país exportó en el 2001 están destinados a Europa Oriental y Occidental. Además, de las propias reservas de la región, principalmente de Noruega, Reino Unido y Países Bajos; Argelia es un abastecedor externo importante, particularmente, para los países del sur de Europa.

²⁵ Esta zona incluye, Australia, Japón, Corea, China, India y algunos países del sureste de Asia. Aunque están cerca geográficamente, estos mercados tienen pocas conexiones físicas entre ellos. Australia es autosuficiente en gas sus excedentes los exporta a Corea y Japón. Además, en esta región encontramos a los principales países exportadores de GNL, tales como: Indonesia y Malasia.

exportan gas natural están Rusia y Canadá. Entre los dos se estima un 57.3% del total del gas natural exportado. En cambio en los países importadores encontramos principalmente a Estados Unidos con más de la cuarta parte del gas exportado (26.6%), seguido de varios países industrializados de Europa, tales como Alemania, Italia y Francia. Lo anterior implica, que la producción y el consumo de gas natural están estrechamente ligados, por lo tanto el comercio internacional de gas tiende a realizarse generalmente de manera regional, a diferencia del mercado de petróleo que es comercializado internacionalmente.

A pesar de que no existe un mercado global de gas natural, si existe un incremento en la demanda de este combustible y una expansión en las redes de interconexiones de gasoductos que han impulsado una mayor integración de los cuatro principales mercados de gas: América del Norte; Europa y la antigua Unión Soviética; y Japón y la región de Asia Pacífico. Cada mercado regional grande de gas se ha desarrollado basándose en un conjunto de condiciones, tales como la disponibilidad local de gas, la presencia de una importante y densa demanda y la intervención favorable de los gobiernos de cada país. De acuerdo con las perspectivas de la Agencia Internacional de Energía²⁶, el mercado global de gas continuará con una rápida expansión debido a la amplia disponibilidad del hidrocarburo.

Tomando en consideración los recursos existentes de gas en el mundo, estos serán suficientes para cubrir la demanda de este combustible para las próximas dos décadas. Tomando en cuenta que hasta ahora las reservas de gas habían sido descubiertas cuando se exploraba el petróleo, ahora las compañías petroleras buscarán una mejor posición en el mercado de gas.

También por el costo-competencia de este combustible y por sus ventajas ambientales sobre otros combustibles, el gas será fuertemente competitivo en los próximos años. Otro punto a destacar es el papel que tendrá la generación de electricidad, la cual será la causa principal del aumento en la demanda de este combustible.

Además, el documento de la Agencia Internacional de Energía pronostica que las disparidades regionales en las reservas y en los costos de producción de gas influirán en los patrones regionales de la oferta. Sin embargo, menciona que el mercado de gas, necesitará de grandes inversiones en la producción y en la infraestructura a fin de transportar el gas de regiones con grandes reservas y de bajo costo a regiones altamente demandantes de gas natural. Por su parte, la tecnología jugará un papel importante, pues los avances tecnológicos serán necesarios para reducir los costos de la oferta, y abrir nuevas opciones en la oferta.

En cuanto al transporte, se pronostica que, los gasoductos continuarán siendo la principal modalidad en Norteamérica, Europa y América Latina; en cambio el gas natural licuado (GNL) jugará un papel creciente, ya que el comercio de GNL se expandirá permitiendo diversificar las

²⁶ OECD/IEA, *op.cit.*, pp. 131-134. Otro documento que pronostica la situación del gas natural es el reporte del Departamento de Energía de Estados Unidos, "*internacional Energy Outlook 2002, Natural Gas*" en el sitio web: www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html.

fuentes de suministro de gas natural en los próximos años, principalmente en la región de Asia - Pacífico, en la Cuenca del Atlántico y en América Latina.

Finalmente se prevé, que la fuerte demanda y la expansión de las redes de transporte acentuarán el desarrollo de importantes intercambios internacionales de gas y que la división del mundo consumidor de gas natural permanecerá en cuatro grandes sistemas regionales.

CAPÍTULO II
SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL Y LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE GAS
NATURAL EN MÉXICO, 1994 -2001

Entre 1994 y el 2001 se han generado una serie de cambios en la industria del gas natural en México. Por un lado, en este periodo se caracteriza por significativas modificaciones en el mercado nacional de gas natural, debido principalmente al rápido crecimiento del consumo interno, particularmente en el sector eléctrico. En lo referente a la producción, esta se ha incrementado, en particular la de gas no asociado de la Cuenca de Burgos, para afrontar el expansivo consumo. Por otro lado, en su discurso, Pemex, aduce no contar con los recursos suficientes para invertir en el desarrollo de los campos gasíferos, por lo que ha recurrido a la estrategia de buscar mecanismos para atraer la inversión privada a la industria.

La intención de este capítulo es, por consiguiente, analizar los factores que explican la continuidad de la política gasera desde la administración de Zedillo hasta el primer año de Vicente Fox.

2.1 Mercado nacional de gas natural 1994-2001

2.1.1 Oferta

En 1994 México contaba con reservas probadas de gas natural de 67, 070 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) y al final del 2001, éstas declinaron a 29, 505 mmmpc²⁷. Las reservas de gas natural seco en el país se dividen en tres regiones: Norte; Sur; y Marina Noroeste y Sureste. La mayor parte de las reservas mexicanas de gas no asociado se localizan principalmente en la región Noroeste, en la conocida Cuenca de Burgos, donde se concentran el 55.3% del total de las reservas, por su parte, la región Sur cuenta con el 29.3% y por último encontramos la región de las Marinas con un 15.4%. Dentro de estas regiones encontramos once divisiones administrativas, hechas por Pemex, de las cuales nueve son importantes cuencas de gas natural.

Es necesario señalar que México ha enfocado al exploración y desarrollo al petróleo, lo cual ha tenido como resultado que las reservas probadas del país de gas natural se caractericen por ser, en su mayoría, reservas de gas asociado al petróleo (83%), en tanto que el resto de las reservas son de

²⁷ Las reservas probadas de México equivalen al 0.5% del total mundial y equivale a cerca del 10% de las reservas de Norteamérica. Asimismo, según datos de la Secretaría de Energía las reservas de gas seco en cada región han registrado un decremento paulatino. Por ejemplo, en la región sur las reservas en 1998 alcanzaron 9,105 mmmpc y para finales de este periodo descendieron a 8, 655 miles de millones de pies cúbicos. Por su parte en la región Norte también se registró un decremento de 2mmmpc de 1998 al 2001.

gas no asociado²⁸. La región Sur se caracteriza por tener grandes reservas de gas asociado, donde se encuentran los grandes depósitos de Campeche y Salina, sin embargo, esta región también cuenta con importantes depósitos de gas no asociado en Mucspana y Chapayal. En la parte centro del país se encuentra el depósito de gas no asociado de Chicontepec, junto con las cuencas de Tampico- Misantla y Veracruz.

La Cuenca de Burgos se encuentra al Noreste de México. Esta cuenca de gas no asociado está considerada como una importante fuente de suministro de este hidrocarburo debido a su gran potencial y a su proximidad con los centros de mayor consumo. Además, en esta misma región encontramos las cuencas de Sabinas y Parras.

En lo que respecta a los costos de producción, cabe hacer notar que se considera que los recursos de gas natural del país se encuentran, en general, en una etapa poco madura debido a los bajos niveles en las actividades de exploración y desarrollo. Sin embargo, los costos de producción varían notoriamente de una región a otra. Por ejemplo, el gas asociado producido en los campos sureños de Salinas y Campeche han generado menores costos de producción gracias a que su exploración y producción está estrechamente ligada con la del petróleo, mientras que los costos de producción se incrementan en la zona Norte de México.

Entre 1994 y 2001, la producción de gas natural no asociado ha tenido una creciente participación en la producción total, debido al comportamiento favorable de la Cuenca de Burgos en la región Norte. Por su parte, la producción de gas asociado ha registrado una menor actividad en la región Sur y en Marina Suroeste. Este hecho adquiere relevancia al considerar que ambas regiones abastecen cerca de 34 por ciento de la producción total.

La producción de gas asociado del país, durante este periodo, se concentró en la región Sur del país, seguido de la región de las Marinas, los cuales produjeron, en promedio, cerca del 53 y 43 por ciento respectivamente. Mientras que el 88 por ciento del gas no asociado al petróleo se produce principalmente en la región Norte.

Las mayores zonas productoras de gas asociado en la región Sur son Salina y en segundo lugar se encuentra Campeche. En 1994 esta región produjo el 50.5 por ciento del total de gas, pero para el año 2001 presentó una reducción considerable en su producción, por lo que su participación en el total nacional fue cercana a 39% del total.

²⁸ SENER, Prospectiva del mercado de gas natural 2001- 2010, México, 2001.

Dentro de la región de las Marinas la producción de gas asociado se mantuvo en casi los mismos niveles de producción. En este periodo la participación de ambas zonas fue de 34% en promedio. En el 2001, la región Marina Sureste participó con 16.3 por ciento del total al producir 736MMpcd, mientras que la región Marina Noroeste contribuyó con 794 Mmpcd, siendo el 17.6% de la producción nacional.

El comportamiento de la producción de gas natural en la región Norte no fue homogéneo, el gas no asociado aumentó significativamente, pasando de 65% en 1994 a 89 % en el 2001, en tanto que la producción de gas asociado en esta zona permaneció en niveles bajos, cerca de 4%. En conjunto, la región Norte aportó en 1994 el 13.2% del total de gas producido, y en el 2001 duplicó su volumen al producir 27%.

El activo de Burgos tuvo una producción dinámica, ubicada en la región Norte, contribuyó con el 21.9 por ciento de la producción total del país en el 2001, con un volumen de 990 Mmpcd. Esto fue resultado de la intensa actividad de terminación de nuevos pozos, donde destacan los resultados obtenidos en los campos de gas no asociado Culebra, Arcos, Cuitláhuac y Arcabuz, que en conjunto contribuyeron con el 63.8% de la producción de la Cuenca de Burgos.²⁹ Esta región presentó un crecimiento en su producción pasando de 487mmpcd en 1994 a 1,003 mmpcd en el 2001.³⁰

En resumen, desde 1994 hasta 2001, el aumento en la producción de gas natural a nivel nacional fue sostenido pero lento, aunque en el 2001 se registró un decremento de 3.6% con relación al año anterior (como se muestra en la tabla 4). En 1994, la producción bruta de gas natural en México alcanzó un total de 2, 781 millones de pies cúbicos diarios. Partiendo de esta cifra, se calcula que 85.7% de la producción nacional es de gas asociado y el14.2% restante es de gas no asociado. Para finales del 2001 la oferta de este hidrocarburo fue de 3,627 millones de pies cúbicos diarios. De esta producción, aproximadamente, el gas no asociado representó 27.7 por ciento del total y el gas asociado, por su parte, el 72.2% del total producido.

Las mencionadas participaciones en el volumen total producido reflejan un paulatino pero importante cambio gestado a mediados de la década de los noventa. En efecto, la participación del gas natural no asociado se fue incrementando considerablemente año tras año debido al incremento en el total del gas proveniente de la región Norte, mientras que la producción de gas asociado continua disminuyendo en su participación del total producido.

²⁹ PEMEX, Memoria de Labores 2001, pág. 48.

³⁰ SENER, Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010, pág.46

Debido a que el gas asociado producido en el país tiene una alta relación gas/aceite y de azufre (amargo), es necesario procesarlo para hacer que este gas sea adecuado a la calidad del gasoducto, la cual requiere que aproximadamente 140 billones de pies cúbicos (bpc) de gas crudo sean procesados por cada 100 bpc de gas seco producido.³¹

Este procesamiento se lleva a cabo en los nueve centros de procesamiento operados por la subsidiaria Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), los cuales están ubicados principalmente en la región sureste del país. Los complejos de Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex realizan el 90% del procesamiento de gas entregado por Pemex Exploración y Producción (PEP).

Según datos de la Secretaría de Energía, en 1994 PEP a PGPB ofertó 3,270 millones de pies cúbicos diarios y para el año de 2000 esta cifra se incrementó a 4,374, lo cual representó un aumento de la oferta nacional.

El gas natural producido en México e importado de los Estados Unidos es transportado y distribuido hacia los centros de consumo por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) (ver mapa.2.1), y por el sistema Naco- Hermosillo, ambos sistemas de gasoductos están operados por Pemex Gas y Petroquímica Básica.

El Sistema Nacional de Gasoductos cuenta con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro y está dividido en 13 sectores que cruzan el territorio nacional a través de 19 estados del país y se extiende por 8,704 kilómetros, una capacidad de 5,620mmpcd y cuenta con 8 estaciones de compresión. Los principales gasoductos que integran SNG son:

- ❑ Cactus- San Fernando- los Ramones, es el principal eje gasoducto con una longitud de 1,253 km. del sur al noreste del país. El Cactus- San Fernando es de 1,106 km. y tiene 48 pulgadas de diámetro, y el tramo de San Fernando- Los Ramones es de 147 km. y 42 pulgadas de diámetro. De los Ramones hay dos gasoductos en dirección de la frontera con Estados Unidos, los cuales permiten tanto importar como exportar el gas.
- ❑ Reynosa – Chihuahua tiene una longitud de 966km y 24 pulgadas de diámetro.
- ❑ De Ciudad. Pemex hasta Guadalajara hay cinco gasoductos conectados, de Cd. Pemex a Nvo. Teapa (24" con 210 km); de Nvo.Teapa – Minatitlán (36" con 30km), de Minatitlán a Venta de Carpio (30" con 540 km.) y de este lugar a Guadalajara (36" con 507km.)

El otro sistema, Naco- Hermosillo, donde Naco, Sonora es el punto de origen de un gasoducto de importación de gas natural de 339 kilómetros que corre de los estados Unidos hasta Hermosillo, Sonora y tiene una capacidad de 110mmpcd.

³¹ Agencia Internacional de Energía, "Mexico's gas sector today and future", OCDE, Paris, 1995

Esta infraestructura nacional de transporte de gas conecta las regiones productoras del Golfo y Noreste con las áreas metropolitanas (Ciudad de México, Monterrey, Guadalajara, Puebla y otros centros urbanos) que registran una fuerte demanda, principalmente de los sectores eléctrico e industrial.

Durante el periodo de 1993 - 2000 la capacidad de transporte en México se ha incrementado en un 61% y la de comprensión 49%. Dicho desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural se originó a partir de las reformas de 1995 que permiten la participación de los inversionistas privados.³²

En lo referente a las interconexiones, actualmente existen ocho estaciones de conexión donde el gas natural puede ser transportado entre los sistemas de ductos de Pemex Gas y los gasoductos de Tennessee, Coral Energy Y EPGN (el Paso Natural Gas). Se estima que la capacidad de estas interconexiones de gasoductos transfronterizos es de 1,370 millones de pies cúbicos diarios. Algunos los gasoductos pueden ser usados tanto para exportaciones como para importaciones.

Durante 2001, PGPB destinó importantes recursos para adecuar la capacidad de transporte y de comprensión y para poder manejar el gas nacional e importado.

De esta manera México, mantiene diez interconexiones con las principales cuencas productoras de gas del sur de Estados Unidos, estas incluyen: Naco, Piedras Negras, Mexicali, Rosarito, Ciudad Juárez, Samalayuca, dos en Argüelles, y dos en Reynosa. En Argüelles operan dos gasoductos, el reciente gasoducto de Energía Coral de 24 pulgadas y con una capacidad de 300 millones de pies cúbicos diarios, la cual competirá con el gasoducto Pacifico Gas y Electricidad. Por su parte en Reynosa también se encuentran dos gasoductos operados por Tetco y Tennessee.

2.1.2 Demanda

A pesar de que el consumo de energía primaria en México está fuertemente dominado por el petróleo, el gas, además de tener el segundo lugar, ha ido aumentando su participación en el balance energético nacional de los últimos años. En efecto, de 1994 al 2001, este combustible desempeñó un papel central representando el 26% en promedio del total de la utilización primaria de energéticos.

Durante este periodo 1994- 2001, (ver tabla 5) el consumo de este hidrocarburo estuvo concentrado, principalmente, en la industria petrolera. En 1994, Pemex utilizó el 37.4% (1,210 millones de pies

³² De acuerdo con el informe quinquenal (1995- 2000) de la CRE, este desarrollo en la infraestructura se manifiesta con los 63 permisos otorgados de transporte por la CRE, los cuales representan una inversión de 2.2 mil millones de dólares para construir y operar 39,517 km. de gasoductos en 24 estados de la República.

Tabla. 2.1
Consumo nacional de gas natural, 1994-2001
(en millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Total	3,235	3,349	3,605	3,764	4,060	3,993	4,326	4,358
Petrolero	1,210	1,205	1,406	1,564	1,729	1,622	1,843	1,961
Autoconsumo	751	696	735	754	825	845	913	994
Recirculaciones internas	459	510	672	809	904	777	930	967
Demanda sin Pemex	2,026	2,144	2,198	2,201	2,331	2,370	2,484	2,397
Industrial	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,155
Pemex Petroquímica	658	680	657	580	537	449	373	316
Otras	748	801	868	888	966	1,023	1,020	838
Eléctrico	546	589	596	653	756	821	1,011	1,156
Público	465	494	492	538	639	705	870	986
Particulares	81	95	104	116	116	116	140	170
Residencial	58	57	60	62	56	57	60	64
Servicios	15	16	17	18	17	20	20	21
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	1	1	1

FUENTE: Secretaría de Energía, 2003

cúbicos diarios) y para el 2001 el uso el 44.9%(1,961 mpcd). Mientras que el sector industrial, pese a que ocupa el segundo lugar en consumo de gas registró un decremento del 17%. En tanto que el sector eléctrico presentó un incremento sustancial, ya que al inicio de este periodo uso el 16.8% y al concluirlo utilizaba el 26.5% del consumo nacional de este combustible.

PEMEX se ha mantenido como el mayor consumidor de gas natural producido en el país, utilizando el gas para su autoconsumo; combustible, usado en las subsidiarias de exploración y producción (PEP), Refinación, y Petroquímica (PGPB); y en recirculaciones internas.

Dentro de PEMEX, PEP es el más grande consumidor de gas natural, cerca del 48% en el 2001, seguido de PGPB con el 29 por ciento y finalmente, PEMEX Refinación utiliza el 22 por ciento del total del consumo de PEMEX

Por su parte, el sector industrial no registró mayores cambios en su consumo, sin embargo, la parte correspondiente a PEMEX Petroquímica tuvo un decremento en su consumo durante este periodo.

La demanda del sector eléctrico se incrementó considerablemente a lo largo de estos últimos ocho años. El consumo de este sector está integrado por el gas que se requiere para la generación eléctrica pública y el que se utiliza en la generación eléctrica de particulares. La energía eléctrica producida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y por Luz y fuerza del Centro (LyFC) es considerada generación pública, mientras que la de particulares considera los conceptos de autoabastecimiento, cogeneración y generación a cargo de productores independientes. Cabe señalar que a pesar del incremento la demanda de gas natural en este sector, el porcentaje de uso

de este combustible tanto para la generación pública como privada permaneció igual de 1994 al 2001, siendo 85% y cerca del 15% respectivamente.

En cuanto a la generación de particulares, durante este periodo hubo un ascenso en el uso de gas natural gracias a la entrada en operación de nuevas plantas de ciclo combinado, además de las centrales de Mérida III y Monterrey II; y bajo la modalidad de cogeneración y autoabastecimiento se han dado 109 nuevos permisos para generar electricidad.³³

Por otro lado, el sector residencial y de servicios registró un consumo de este combustible de 73 millones de pies cúbicos diarios en 1994, y para el final de este periodo registró un incremento en su uso, al consumir 85 millones de pies cúbicos diarios. Estos sectores tienen un nivel de consumo muy bajo de gas natural.

En lo que se refiere al consumo del transporte vehicular, este se encuentra en un nivel principiante, ya que no existe la infraestructura suficiente en la distribución de gas natural, sólo se cuenta con dos estaciones de servicio uno en la zona metropolitana de México y otro en la ciudad de Monterrey.

El consumo regional de este hidrocarburo está estrechamente relacionado con la distribución de la infraestructura de transporte y comprensión, así como con la ubicación de los centros industriales, las actividades petroleras y la concentración de la población.

De acuerdo con la Secretaría de Energía, el análisis regional se divide en cinco zonas: Noroeste, Noreste, Centro- Occidente, Centro y Sur- Sureste. Como se puede observar en la tabla 6, la región que presentó una mayor demanda fue la del Sur- Sureste, esta región consumió un poco más del 50 por ciento durante estos ocho años. El 75% de la demanda regional fue hecho por el sector petrolero, debido a que en esta región se concentran las principales actividades de Pemex.

La segunda región con mayor demanda ha sido la Noreste (con el 24% de la demanda), donde el sector eléctrico y el industrial contribuyeron con el 79 de demanda de esta región. También se destaca la participación del sector residencial, que consume 76 millones de pies cúbicos diarios, siendo el 87% de la demanda de este sector.

En la región Centro, la composición del consumo de este hidrocarburo fue del sector industrial y eléctrico, juntos contribuyeron en el 92% de la demanda de la regional. La región Centro Occidente ocupa el cuarto lugar en requerimientos de gas natural, con una participación promedio de 8 por ciento

³³ Los permisos otorgados por la CRE de 1994 al 2001 de acuerdo a la Ley de servicio Público de energía eléctrica de 1992: son para autoabastecimiento y cogeneración, 109 a privados y 35 a

Tabla. 2.2
Consumo regional de gas natural, 1994- 2001
(en millones de pies cúbicos diarios)

Región	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Total	3,235	3,349	3,605	3,764	4,064	3,993	4,326	4,358
Sur- Sureste	1,725	1,764	1,764	1,961	2,019	1,957	2,114	2,232
Noreste	763	802	851	865	931	1,013	1,138	1,071
Centro	506	504	494	543	586	616	625	612
Cento-Occidente	237	272	287	325	359	383	389	345
Noroeste	4	7	12	12	16	25	61	97

FUENTE: SENER, Prospectiva del mercado de gas natural, 2002-2011.

Sin embargo, es importante señalar que la región que tuvo un incremento sustancial en su consumo fue el Noroeste, a pesar de que ocupa el último lugar en la demanda total regional, ya que en 1994 consumía 4 millones de pies cúbicos diarios y para el 2001 aumento a 97 mpcd.

A lo largo de este periodo encontramos que las ventas de gas natural al exterior, así como las importaciones, tanto de Pemex como de particulares, han tenido respectivamente un destino y una fuente de suministro único: los Estados Unidos. Para 1994, el total de los volúmenes de gas exportados de Pemex registraron tan sólo 19 millones de pies cúbicos diarios, lo que significó una ganancia de 14.8 millones de dólares. Al término de este periodo, en el 2001, las exportaciones de gas aumentaron significativamente a 25 mpcd, lo que equivale a 47.8 millones de dólares.

En lo que se refiere a las importaciones de gas natural, estas han tenido un aumento sustancial, al incrementarse más de un 130% durante estos últimos ocho años. En 1994, las importaciones alcanzaban un volumen de 125 millones de pies cúbicos diarios hasta llegar, en el 2001, a 292 millones de pies cúbicos diarios.

Como se ha señalado en el documento de Perspectivas del mercado de gas natural de la Secretaría de Energía, el incremento en el volumen de las importaciones se han realizado, principalmente, para satisfacer la creciente demanda de gas en el norte del país, además de que resulta más económico suministrar el gas de Estados Unidos, que transportarlo desde los centros productores localizados en el Sureste del país.

Pemex; y de productor independiente son 11. Estos datos son del Informe quinquenal 1995- 2000, CRE, México.

Tabla.2.3
Balance nacional de gas natural, 1994- 2001
(en millones de pies cúbicos diarios)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Destino	2,907	2,907	3,099	3,319	3,609	3,653	3,885	3,851
PEMEX	1,518	1,421	1,524	1,663	1,788	1,620	1,775	1,829
Exportaciones	19	21	36	37	32	136	24	25
Ventas Internas	1,368	1,464	1,541	1,620	1,789	1,899	2,061	1,933
Origen*	2,906	2,891	3,094	3,359	3,674	3,734	3,885	3,921
Producción Directo de Campos	2,458	2,376	2,615	2,799	2,816	2,709	2,791	2,804
Importación	149	190	277	381	599	750	752	710
Otras corrientes	125	173	84	108	145	146	231	292
	163	174	151	155	114	128	111	115

Fuente: Anuario Estadístico, PEMEX, 2002

* La oferta total de gas natural es la suma del gas que se produce en el país y las plantas de PGPB, por el gas que PEP entrega directo de campos y no requiere proceso; el de formación de PEP que este mismo consume; el gas para recirculaciones internas; y la oferta externa compuesta por las importaciones sea de logística o de balance.

Pero también, una parte del total de las importaciones han sido realizadas por PGPB, las cuales satisfacen el déficit del centro del país, y por los particulares, efectuadas por CFE para abastecer a las plantas de generación eléctrica en el norte del país.³⁴

En suma, durante este periodo de estudio, 1994- 2001, la oferta total de gas natural en el país ha mantenido un crecimiento paulatino de 2, 906 millones de pies cúbicos diarios en 1994 a 3, 921 mpcd en el 2001. Cabe señalar que la oferta nacional abasteció el 95% en promedio del consumo interno, en donde sobresale el aumento registrado en la región norte, principalmente en la Cuenca de Burgos. Mientras que el resto de la oferta fue abastecido por las importaciones provenientes de Estados Unidos.

Por su parte, como se ha mencionado, la demanda total de gas natural en el país en el año de 1994 fue de 2,097 mpcd, llegando a 3, 851mpcd en el 2001; concentrándose en su mayor parte en el sector petrolero y en al ámbito regional la zona con mayor demanda es la zona Sur- Sureste.

³⁴ SENER, *Prospectiva del mercado de gas natural 2001- 2010*, México, 2001, pág.60

De esta manera, se puede señalar que la tendencia en el balance oferta- demanda de gas natural en el país, muestra un creciente desequilibrio entre la producción y el consumo, esto es, que las insuficiencias de la oferta nacional y los problemas de abasto obligan a importar gas de Estados Unidos.

2.2. Estructura y organización del sector de gas natural en México.

Dentro de la organización y estructura federal del sector energético en México, se encuentra en primera instancia a la Secretaría de Energía ³⁵cuyas funciones más importantes para efectos de este trabajo son la conducción de la política energética del país, sobre todo áreas de hidrocarburos, electricidad y energía nuclear; conducción, en conjunto con la Secretaría de Relaciones Exteriores, de las relaciones energéticas internacionales; desarrollo y planeación de una política energética de mediano y largo plazo; y la preparación y desarrollo de normas y directivas relacionadas al sector energético.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la empresa estatal encargada de realizar la exploración y explotación de los recursos petroleros del país. Dicha empresa tiene su origen en el artículo 27 de la Constitución Mexicana, en donde se define que las actividades que son estratégicas y reservadas sólo al Estado como la exploración, extracción, producción y ventas "de primera mano". Los recursos petroleros y gasíferos son considerados como parte del patrimonio mexicano³⁶

Por lo tanto, Pemex, en nombre del Estado, busca, posee, maneja todos los recursos de hidrocarburos en el país y controla y opera los servicios necesarios para el desarrollo y el mercado de los recursos. Pemex es la compañía más importante del país, con grandes ingresos y también cuenta con un sindicato grande, y a su vez, aporta a las finanzas estatales.³⁷ A pesar de su situación, Pemex carece de independencia en cuestión a asignación de recursos y su presupuesto es determinado por el gobierno.

No obstante, Pemex ha realizado, mediante reformas, un esfuerzo por ser más eficiente, más competitivo, descentralizado y con un manejo más transparente. En 1988 Pemex inició de manera formal su reorganización administrativa, la cual se orientaba principalmente a lograr su

³⁵ Antes de diciembre de 1994 era la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

³⁶ CERA, Toward a continental natural gas market, the integration of Mexico, Alberta, Canadá, 1995. Además menciona que es un importante concepto en México y políticamente sensible porque el orgullo mexicano reside en encontrar, poseer y manejar sus recursos.

³⁷ Actualmente Pemex tiene una carga impositiva, puesto que paga entre el 70% y el 80% de las utilidades anuales de la empresa al gobierno, es decir, por cada peso que recibe el erario nacional, la empresa petrolera da entre 35 y 40 centavos. De esta manera, la empresa se descapitaliza careciendo de recursos para modernizarse administrativa y tecnológicamente.

internacionalización.³⁸ Un año más tarde, Pemex se divide en tres grandes áreas: Pemex, que controla las actividades productivas; El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), que es su brazo tecnológico; y Petróleos Mexicanos Internacional (PMI), que se encarga del comercio exterior de la empresa.

Pero fue hasta mediados de 1992, cuando se emprendió el programa de transformación de Pemex mediante la nueva Ley Orgánica de Pemex, en la cual la empresa se divide en cuatro nuevos organismos subsidiarios con plena autonomía, siendo: Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex- Gas y Petroquímica Básica y Pemex – Petroquímica.

Las principales funciones de las filiales son:³⁹

- PEMEX- Exploración y Producción se encarga de la exploración, extracción y desarrollo de los campos de petróleo y gas. Esta subsidiaria recibe más del 50 por ciento del presupuesto total de Pemex
- Pemex Refinación se encarga de la oferta y comercialización de todos los productos refinados dentro de México. Posee y controla las refinerías y las terminales de distribución.
- Pemex gas y Petroquímica Básica se ocupa de la oferta y comercialización del gas natural, líquidos de gas, y de básicos petroquímicos. Posee y opera las plantas de gas, terminales de distribución y realiza la venta en el territorio nacional del gas natural y los productos petroleros básicos.
- Pemex Petroquímica se ocupa del procesamiento de productos que no forman parte de la petroquímica básica.

A fin de darle continuidad a la modernización de la empresa, en 1995 Pemex desarrolló un plan quinquenal designado para satisfacer la creciente demanda interna y sostener los niveles de exportación de petróleo, además de importar gas natural en un mediano plazo mientras se

³⁸ García Reyes, Miguel, "Fortalecimiento e internacionalización de Pemex. Su nuevo liderazgo en el mercado petrolero global" en *Foro Internacional*, enero- marzo 2001, vol. XLI núm. 1, Colegio de México, México.

Según este artículo, en el cual se analiza la situación por la que ha atravesado la empresa paraestatal desde mediados de los setenta, se señala que a partir de esa fecha empezaron a surgir empresas filiales de Pemex cuya tarea principal era la de encontrar para Pemex nuevos mercados y socios comerciales y de inversión.

³⁹ García Reyes, Miguel, op.cit. Las tres primeras subsidiarias deben realizar sus actividades conforme a los ordenamientos de la constitución, que reserva algunas de ellas exclusivamente al

Por otra parte, en dicha reforma se destaca la creación de un corporativo, el cual es gobernado por 11 miembros del Consejo de Administración, seis de ellos nombrados por el presidente de México y cinco representantes del sindicato. Dentro de sus funciones principales se encuentran: el diseño y aplicación de las políticas petroleras nacionales, la determinación de la orientación general de las actividades de todos los sectores de la empresa, y la localización y distribución de los recursos para las subsidiarias.

A fin de darle continuidad a la modernización de la empresa, en 1995, PEMEX desarrolló un plan quinquenal designado para satisfacer la creciente demanda interna y sostener los niveles de exportación de petróleo, además de importar el gas natural en mediano plazo mientras se desarrollan las reservas nacionales para que se pueda abastecer la mayor parte de la demanda interna de este combustible.

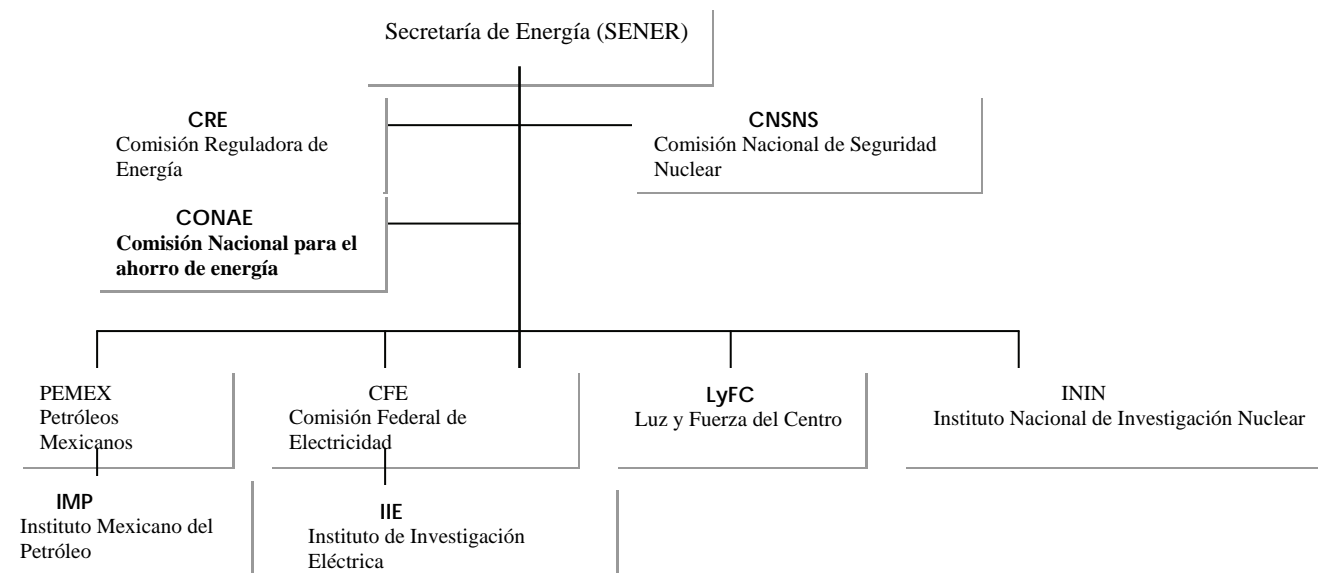
En 1993 se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE) con el propósito de permitir una mayor participación privada en el sector eléctrico, pero en 1995, el congreso de la Unión promulgó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía con la cual transformó a este organismo ser un agente consultivo en materia de gas y electricidad un organismo, desconcentrado de la Secretaría de Energía, autónomo a cargo de la regulación de las industrias del gas y de electricidad. Su tarea principal es la de servir como una entidad autónoma, tanto técnica como operativamente, y estable para proveer una mayor certidumbre a la iniciativa privada que participa en la industria energética.

A su vez, la CRE mantiene una gran importancia en particular respecto a la nueva regulación del gas natural ya que debe de aprobar los términos y condiciones de los contratos de las ventas de primera mano, de transporte, de distribución y de almacenamiento; debe establecer la metodología para la fijación de precios; otorga permisos para las actividades reguladas; aprobar contratos modelo, resolver disputas, emitir directivas e imponer sanciones. También este organismo monitorea las actividades de Pemex y de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Después de Pemex, la Comisión Federal es la segunda compañía paraestatal más importante. La CFE y LyFC son los únicos que cuenta con el derecho exclusivo para la generación, transmisión, distribución y mercadeo de la electricidad. La CFE tiene la obligación de suministrar electricidad como servicio público en todo el país con excepción del Distrito Federal y algunos estados colindantes (Estado de México, Morelos, Hidalgo y Puebla) donde la LyFC es el proveedor. A pesar de que la CFE es el único suministrador de energía eléctrica para el público, tanto inversionistas nacionales como extranjeros pueden invertir en este sector bajo la modalidad de Productores Independientes de Energía (PIE).

Estado, en dónde no puede participar la iniciativa privada a menos que se lleven a cabo reformas a la Ley Orgánica.

Figura 2.4
Estructura del sector energético en México



FUENTE: Quarterly Focus North American Gas Trade en www.fe.doe.gov

la energía generada por los PIE puede ser vendida a la CFE o usada internamente por un productor.⁴⁰

Cabe señalar que existen otras dependencias de gobierno que tienen un papel relevante en el sector energético, una de ellas es la Secretaría de Economía (antes Secretaría de Comercio y Fomento Industrial), que a partir de las negociaciones del Tratado de Libre Comercio (TLCAN), tiene la autoridad de conceder permisos y promover la inversión extranjera en actividades relacionadas con el sector energético. Otra dependencia, es la Secretaría de Hacienda, la cual tiene un impacto en el presupuesto, ingresos y finanzas de Pemex.

⁴⁰ De acuerdo con la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992, los inversionistas pueden realizar actividades de auto- suministro, cogeneración, producción independiente, producción de bajo nivel. Es necesario señalar que al hacer referencia a la CFE, en este capítulo, se pretende poner en relieve la importancia del gas natural como insumo en la generación (ciclo combinado) de electricidad en México.

2.3 Política energética y marco regulador en materia de gas natural en México

2.3.1 Antecedentes 1938- 1994

Desde 1938, con la nacionalización de la industria petrolera, la política energética nacional estuvo enfocada en la producción del petróleo, razón por la cual la industria del gas estuvo subordinada a la política petrolera, debido a que la industria petrolera era más rentable puesto que no requería de una costosa infraestructura.

No obstante, a finales de la década de los cincuenta, principios de los sesenta, en México se sientan las bases para el desarrollo de la industria de gas natural en el país. Para 1970, la participación del gas natural en el balance energético nacional sobrepasaba el 30% ubicándose como segunda fuente de energía primaria.

A partir de mediados de los setenta hubo importantes descubrimientos de vastos y ricos yacimientos de gas, los cuales señalaban la desaparición del peligro de perder la autosuficiencia en hidrocarburos, y que, además, alentaron el planteamiento de una nueva estrategia, con la cual se aumentaría la exploración y producción de gas natural.⁴¹ Asimismo, la nueva política contemplaba la exportación de los excedentes de gas natural con el fin de superar las restricciones financieras de Pemex y para financiar los proyectos gubernamentales. Por otro lado, cabe destacar que durante este mismo periodo se amplió, de manera significativa, la red de gasoductos y líneas de distribución.

A pesar de los cambios transcurridos en la industria del gas en México, se puede resumir que durante medio siglo, de 1938 a 1988, la política energética se caracterizó por la ausencia de políticas para incrementar la producción y el consumo de gas, y la supeditación de este último al ritmo de crecimiento de la producción de petróleo crudo.⁴²

Sin embargo, a partir de la administración de Carlos Salinas se suscitaron una serie de cambios que favorecían el consumo de gas natural y que alentaban la apertura del sector energético a la inversión privada.

⁴¹Durante este periodo también se destaca el desaprovechamiento o los altos volúmenes de gas quemado. Los factores que explican esta situación son: el rezago acumulado en los sistemas de aprovechamiento de gas natural; la falta de capacidad y experiencia, y por último la alta prioridad otorgada a la producción y exportación de crudo. Véase, Marquéz, Miguel, *op.cit.*, p.69-70.

⁴²Rodríguez - Padilla y Vargas Rosío, "El comercio de gas natural con Canadá y Estados Unidos. Una mirada al futuro" en *Comercio Exterior*, vol. 47, núm.3, México D.F. marzo de 1997.p.235. Los autores hacen un análisis muy completo de la política gasera de México, dividiéndola en tres etapas. De 1938 a 1987, etapa de subordinación de la industria petrolera del gas natural a la política petrolera; de 1988 a 1994, la etapa de favorecer el consumo de gas natural; y la última etapa: producir más compartiendo más espacios con el sector privado.

Existen varias razones que explican el giro en la política gasera mexicana durante este periodo. La primera, fue la cuestión ambiental. En efecto, desde la década de los ochenta las nuevas normas ambientales y las nuevas tecnologías en generación eléctrica (ciclo combinado) han originado la gradual sustitución del combustóleo por el gas natural tanto en la industria como en el sector eléctrico, por lo que el uso del gas natural se ha venido intensificando gracias a la construcción de nuevas plantas generadoras de electricidad. Consecuentemente con esta situación, en la política energética nacional se vio reflejada la prioridad del cuidado ambiental al dar origen a iniciativas e inversiones para llevar a cabo una transición hacia combustibles limpios⁴³.

En segundo lugar, la apertura económica derivó un cambio en la política energética, dejando atrás los planes de autosuficiencia y generando la posibilidad de importar los combustibles necesarios para satisfacer la demanda. De esta forma, se emprendió la estrategia "Norte- Sur", en la cual la región sur del país se abastecía del petróleo y sus derivados producidos localmente, mientras que la región norte cambiaba al uso de gas natural. Esto originó una dependencia en las importaciones, puesto que la producción doméstica era inadecuada para cubrir el incremento del consumo de gas, además de que se tomaba ventaja de los bajos precios del gas natural en los Estados Unidos y de un menor costo al transportar el combustible.⁴⁴

En tercer lugar, cabe destacar que cerca del 37 al 40 por ciento de los ingresos del gobierno provienen de Pemex, lo cual ha implicado un debilitamiento en las finanzas de la empresa y en su capacidad de productiva. Por lo tanto, el programa de inversión de Pemex ha sido reducido⁴⁵, razón por la cual Pemex sólo ha podido mantener su estrategia prioritaria: la producción de petróleo para satisfacer la demanda interna y mantener el nivel de sus exportaciones. Esta situación sólo ha originado que la producción de gas natural se limite a la de gas asociado, localizado principalmente en el sureste del país. Además, en 1993 se introdujo un nuevo mecanismo de precios y de impuestos con lo que se ha ido incrementando la cantidad que Pemex paga de impuestos directos o indirectos. A pesar de que Pemex ha podido autofinanciarse y su nivel de endeudamiento no se ha aumentado, Pemex ha buscado fuentes de financiamiento en mercados de capital extranjeros.⁴⁶

⁴³ De esta manera, en 1998 se aprobó La ley General para el Equilibrio Ecológico y la Protección Ambiental y en 1993 se introdujeron los Estándares Oficiales Mexicanos para la emisión atmosférica para regular las emisiones de CO, NO y SO.

⁴⁴ En efecto, ya existía un sistema de gasoductos a lo largo de la frontera norte para transportar el gas desde los puntos de la frontera con los Estados Unidos.

⁴⁵ Para 1993 el total de su programa de inversión fue de 2.8 billones de dólares, del cual el 60% fue para Pemex Exploración y Producción.

⁴⁶ Como en el Banco Import- Export- *Eximbanks*- de los Estados Unidos. Para mayores detalles de factores y conductores de la política gasera de México en 1993-1995, véase. R. George y P. Mortense, *Toward a Continental Natural Gas Market: The integration of Mexico*, Canadian Energy Research Institute, Calgary, 1995.

Otro aspecto importante que enfrentó la empresa durante este período, como ya se ha mencionado, fue que en 1992 se dio la reestructuración de Pemex en la que se dividía a la empresa en cuatro subsidiarias (Pemex exploración y producción, Pemex refinación, Pemex gas y petroquímica básica y Pemex petroquímica) con el fin de dividir a la empresa y que cada una de ellas tuviera autonomía de gestión.

Por último, cabe destacar que dentro de la tendencia de liberalizar la economía se inscribe el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), en cuyas negociaciones se intentó abrir las actividades de corriente abajo (downstream) de la industria de gas mexicana al sector privado, que más tarde se harían realidad.

En tal sentido, en el último año del gobierno de Salinas se dio una revisión al marco normativo del gas natural, especialmente en el área de distribución con el propósito de crear un mecanismo de incentivos para incrementar las inversiones en dicha área⁴⁷, pero estos planes fueron postergados ante la proximidad de las elecciones presidenciales de 1994.

En síntesis, de 1988 a 1994, la estrategia del gobierno consistió en promover el consumo de gas natural tanto en el sector industrial a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), sin embargo a falta de inversiones públicas para el desarrollo de los campos gasíferos del país o de cambios legales y regulatorios, dicha transición sería una quimera.⁴⁸

2.3.2. Política Gasera durante la administración de Zedillo, 1995- 2000

Si bien la apertura al mercado de gas natural intentó dar sus primeros pasos al final del sexenio de Salinas de Gortari, fue durante la administración de Ernesto Zedillo que éstas tendencias adoptaron un impulso definitivo.

Durante este periodo diversos factores, tanto internos como externos, condujeron al establecimiento de una nueva etapa en la política gasera que orientaría a producir más compartiendo espacios con el sector privado⁴⁹. Entre los primeros destaca la crisis económica y financiera por la que atravesaba el país desde finales de 1994 y durante 1995, la cual afectó a Pemex ya que se vio limitado para contratar deuda externa e imposibilitado para efectuar las inversiones necesarias para el desarrollo de campos de gas seco. En efecto, a falta de recursos, la industria del gas en el país se encontraba estancada, pese a sus grandes reservas, la producción decrecía de forma constante, y a su vez empezaba a importar pequeñas cantidades de este combustible de Estados Unidos.

⁴⁷ García Reyes, Miguel, op.cit., pág.185

⁴⁸ Rodríguez - Padilla y Vargas Rosio, op.cit., p. 236

Otro factor fue la creciente importancia del gas natural en las cuestiones de política energética originado por el incremento en el uso de este combustible en los proyectos industriales y eléctricos. Asimismo, la importancia de cumplir con las normas ambientales adquiridas y de promover el aprovechamiento de combustibles limpios eficientes y seguros, con el objetivo de hacer viable las nuevas medidas ambientales que serían implementadas en 1998.⁵⁰

Por último, cabe destacar otros dos factores, por un lado, la re-evaluación del papel de Pemex, concentrándose en las actividades de exploración y producción. Por otro lado, la necesidad de financiamiento privado con el propósito de expandir la infraestructura de gas natural.⁵¹

En cuanto a los factores externos que hicieron posible el diseño de una estrategia, cabe mencionar las presiones externas para extender la privatización a sectores estratégicos, en particular, los hidrocarburos. En efecto, durante las negociaciones del Tratado de Libre Comercio, Estados Unidos había buscado, sin éxito, obtener derechos de propiedad sobre los recursos del subsuelo o garantías de suministro.

Sin embargo, fue hasta 1995, durante la grave crisis financiera que el gobierno de Zedillo llegó a un acuerdo con los Estados Unidos, en el cual se había acordado recibir el paquete de rescate financiero del Gobierno de los Estados Unidos y del Fondo Monetario Internacional (FMI) a cambio de la privatización de la petroquímica de Pemex, y la apertura la iniciativa privada en la distribución, almacenamiento y transporte de gas natural. Además en el acuerdo, North American Framework Agreement (NAFA), el gobierno de México firmó el convenio donde hipotecó las facturas de exportación de petróleo crudo como garantía de pago de los 20, 000 millones de dólares ofrecidos por el gobierno de Clinton⁵². En este sentido, Zedillo ordenó aumentar los niveles de producción y exportación de crudo, con lo cual se limitaba las inversiones al desarrollo de campos de gas seco.

Otro factor externo que alentó el cambio en la política gasera, fue la desregulación de las industrias de Estados Unidos y Canadá durante la década de 1980 y a principios de 1990, lo que implicaba un mercado con mayor transparencia y flexibilidad al norte de la frontera con México. Con la entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio se mostraba la posición inconsistente de la industria de gas en México.⁵³

⁴⁹ Rodríguez - Padilla y Vargas Rosio, op.cit., p. 236

⁵⁰ Las nuevas regulaciones ambientales que limitan las emisiones de dióxidos sulfúricos y de óxido de nitrógeno fueron oficialmente establecidas en 1994 y entrarían en vigor en enero de 1998, R. George y P. Mortense, op.cit., pp.106-109

⁵¹ OCDE/IEA, "Regulatory Reform In Mexico's natural gas sector" 1996, Paris, pp. 67 -69

⁵² Shields, David, *Pemex un futuro Incierto*, Editorial Planeta, México, 2003, p.48-50

⁵³ OCDE/IEA, "Regulatory....", op.cit., p.67

Con base a estos factores podemos mencionar que en los documentos oficiales, tanto en el Plan Nacional de Desarrollo 1995- 2000 como en el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de Energía 1995- 2000, se plantearon los principales lineamientos que orientaron el proceso de reforma, mediante los cuales se buscaba promover un desarrollo y modernización, a largo plazo, de la industria de gas natural de acuerdo con las necesidades del país.

En este sentido, el plan Nacional de Desarrollo tuvo como objetivo general en materia de energía: el fortalecer el sector energético nacional, asimismo promover el desarrollo social económico sustentable garantizado por el estado, y consecuentemente, y crear un México próspero y soberano. Este plan estableció tres objetivos principales: a) alcanzar una expansión rápida y eficiente del sector energético; b) promover inversiones claves para el crecimiento de largo plazo con una fuerte participación privada; y c) fortalecer y mejorar la eficiencia de las empresas públicas del sector.

Por su parte, los principales objetivos del Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de Energía 1995- 2000, eran: a) asegurar una oferta suficiente, oportuna y competitiva que satisfaga la demanda de la planta productiva nacional para poder hacer frente a un entorno económico más competitivo; b) promover la utilización de combustibles limpios para hacer viable la aplicación de la nueva normatividad ambiental; c) abrir nuevas oportunidades de inversión productiva y generar nuevas fuentes de empleo permanente; d) fomentar una sana competencia en esta industria, en beneficio de los usuarios finales; e) propiciar una adecuada cobertura nacional en materia de disponibilidad del combustible; y f) facilitar el desarrollo de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica en las modalidades permitidas bajo el marco jurídico vigente desde 1992 (autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción y exportación)

En síntesis, las líneas de acción estratégicas se centraron en los siguientes puntos: a) concentrar la atención y los recursos de Pemex en actividades consideradas fundamentales; b) desarrollar los campos gasíferos del país; c) eficiencia y competitividad; d) permitir y promover la participación de los particulares; y e) promover la complementación dinámica entre los sectores público y privado. En tal sentido, se planteaba que Pemex debería de concentrarse en el desarrollo de las actividades de integración vertical hacia arriba (exploración, explotación y producción) y al sector privado le corresponderían las actividades hacia abajo (transporte, almacenamiento y distribución).

A fin de que la estrategia de gas natural planteada por el gobierno federal durante esta administración fuera viable, ésta debería descansar sobre dos pilares. Uno de ellos es que Pemex dispusiera de los recursos financieros para mantener la plataforma de producción de crudo y para desarrollar las reservas de gas seco; y por otro lado, que el sector privado considerara que existen las suficientes garantías de rentabilidad y de protección jurídica.⁵⁴

2.3.2.1 La política gasera en un contexto de recursos financieros limitados

Para lograr las metas arriba planteadas, Pemex tendría que superar las dificultades financieras en las que había venido operando. En este sentido, la empresa necesitaba modificar su papel como instrumento fiscal y financiero del gobierno⁵⁵ y, a su vez, requería de inversiones para el desarrollo de la industria del gas.

En este sentido, desde 1997 en Pemex se presentan dos modalidades de inversión: presupuestal y financiada. La primera forma parte del gasto programable y se refiere a los proyectos para la conservación, expansión y modernización de la infraestructura productiva cuyo financiamiento proviene de recursos asignados a la entidad en el presupuesto de egresos de la federación y se registra en los egresos del mismo año en que se realiza la inversión.⁵⁶

En el segundo caso, se refiere a la inversión financiada por empresas privadas. Dicho mecanismo con el que Pemex ha buscado atraer las inversiones requeridas en las actividades de corriente arriba han sido los contratos de servicio, con los cuales las empresas extranjeras pueden realizar de trabajos de exploración y explotación de gas natural seco para Pemex, que a su vez realiza un pago en efectivo por el contrato sin que los inversionistas privados puedan tener utilidades de los productos que se obtengan.⁵⁷

Estos contratos, pretenden su sustento legal en el artículo 6 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo de Petróleo:

“Petróleos Mexicanos podrá celebrar con personas físicas o morales contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan, serán siempre en efectivo y en ningún caso concederán por los servicios se presten o las obras que se ejecuten, porcentajes en los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones”.⁵⁸

⁵⁴ Ibid, p.237

⁵⁵ De acuerdo con el último informe de Gobierno de Zedillo, los ingresos petroleros representaban el 32.5 del total de los ingresos del sector público. Véase, Martínez, V. Oscar., “ la modernización de Pemex: una propuesta rebasada” en Enfoque, 18 de marzo del 2001, p.8-11

⁵⁶ Pemex, “Memoria de Labores 2001”, p.26

⁵⁷ Ibid, p.27

⁵⁸ *Reforma*, 21 de marzo del 2001, p.11^a. Este tipo de contratos de servicios también se encuentran en el anexo 602.4 del TLCAN.

Sin embargo, para poder financiar las inversiones privadas, en noviembre de 1995 se reformaron las leyes de deuda pública y de presupuesto al incorporar una innovación de ingeniería financiera para esconder la deuda: Los Proyectos de Infraestructura Productiva con Impacto Diferido al Registro del Gasto, comúnmente denominados PIDIREGAS. Con estos proyectos se buscaba abrir a la inversión privada áreas de alta rentabilidad económica reservadas al Estado mexicano⁵⁹

En efecto, con los cambios efectuados al artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública se logra establecer que “tratándose de obligaciones derivadas de financiamientos de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo... sólo se considerará como pasivo directo... a los montos de financiamiento a pagar durante el ejercicio anual corriente y el ejercicio siguiente” y el artículo 30 de la Ley de Presupuesto se define “el servicio de las obligaciones derivadas de los financiamientos.. se considerará preferente para ser incluido en los presupuestos de egresos de los años posteriores.. hasta la total terminación de los pagos relativos”

La forma de operar de los PIDIREGAS es:

- Estos proyectos son administrados por Pemex y están estructurados en torno a contratos integrados de ingeniería, procura y construcción y órdenes de compra de equipo de gran tamaño.
 - Pemex licita y adjudica contratos de obra, servicios y adquisiciones cuyas obligaciones de pago son asumidas por un vehículo financiero denominado Project Funding Master Trust (Master Trust).
 - Bajo este esquema, el Master Trust contrata los financiamientos con el aval de Pemex y con la autorización de la SCHP, registrándose como deuda pública contingente.
- Los avances de obra que presenta el contratista durante el periodo de construcción, se autorizan por parte de Pemex y son liquidadas por el Master Trust.
- Al término de la obra y cuando inicia la amortización del financiamiento por parte del Master Trust con sus acreedores, Pemex reconoce una deuda directa con el Master Trust, la cual se registra como deuda pública, sujeta al esquema de PIDIREGAS.

⁵⁹ En 1977 Jorge Díaz Serrano, director de Pemex, ya se había logrado que el Consejo de Pemex aprobara un esquema similar. El esquema original consistía en que: Los contratistas de Pemex financiarían las obras con créditos directos.. al término de la obras, Pemex las incorporaba a sus activos y se haría cargo de los créditos, con responsabilidad ante las instituciones acreditantes, Véase Osorio, Sergio Benito, “Pidiregas: excepción transformada” en www.energía.org.mx/análisis_y_opinion/2002/07_pidiregas.html

De esta manera, los pasivos de PIDIREGAS⁶⁰ se consideran como un pasivo contingente en las finanzas públicas y representan una fuerte carga en el déficit ampliado del sector público. Sin embargo, la inversión financiada mediante PIDIREGAS representa un esquema con el cual se puede garantizar la canalización de recursos adicionales para nuevos proyectos de exploración y producción que incrementen la oferta de gas natural.

Con base a lo anterior, y con el objetivo de incrementar la producción nacional de gas natural, han sido creados tanto el Programa Estratégico de Gas (PEG) como el proyecto Integral de Cuenca de Burgos. Ambos proyectos han sido realizados bajo el esquema de PIDIREGAS.⁶¹

En 1999 Pemex creó el PEG. Este programa representa la más importante iniciativa para afrontar el reto que impone el crecimiento esperado en la demanda en el mediano y largo plazos.⁶² Las características de estos proyectos integrales del PEG se basan en tres elementos principales: reactivación de la exploración en las áreas de mayor potencial; enfoque preferencial a las reservas de gas no asociado, y aprovechamiento de la producción.

En el PEG se integran un total de 20 proyectos de inversión a desarrollarse en las áreas de mayor potencial como son las cuencas de gas no asociado en Macuspana, en Tabasco y Veracruz, así como en la exploración en las áreas productoras de Tampico, Sabinas y Sur de la Cuenca de Burgos. Los proyectos integrales que forman el PEG están planeados de tal manera que cuando uno empiece a declinar, los otros continuarán creciendo.⁶³

Por su parte, el desarrollo del Proyecto Integral de Cuenca de Burgos destaca por la contribución al crecimiento de la producción de gas natural. En esta cuenca, Pemex Exploración y Producción ha puesto en marcha un plan de desarrollo a 15 años. Para estos fines el organismo contempla la contratación de empresas especializadas en servicios petroleros, en tanto que la institución continuará realizando las actividades medulares de planeación, exploración y explotación de los yacimientos y operación de la producción⁶⁴

⁶⁰ En 1996 cuando se inició el esquema de los PIDIREGAS, estos representaron el 5 por ciento de la inversión total en energía, electricidad y petróleo, *Reforma*, 14 de Noviembre de 2001, pág. 1A

⁶¹ Un estudio realizado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) señala que Pemex ha podido financiar su crecimiento desde 1996 a través de los PIDIREGAS y así este modelo de financiamiento le permite a la empresa a fuentes de capital externas a Pemex para la realización de inversiones en desarrollo de la producción de gas natural. En *Reforma*, 21 de junio del 2002, p.2A.

⁶² Con este programa se pretende usar nuevos conceptos y modelos de exploración y el uso de efectivo de la aplicación de tecnologías modernas. Barbosa, Fabio, "Pemex targets major increase in natural gas production to meet soaring domestic demand" en *Oil and Gas Journal*, 22 enero de 2001, p.72

⁶³ Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural, 2000- 2009*. pp.73-76

⁶⁴ Para incrementar la producción de este hidrocarburo de la cuenca de 420 Mmpcd a 1400 mmpcd hacia el año 2000. Véase, PEMEX, *Memoria de Labores 1996*, marzo 1997.

Asimismo, continuando con la estrategia, en el 2000, el presidente Zedillo anunció el programa de energía para ese año, en el cual se instruyó al Secretario de Energía la elaboración de un plan estratégico para desarrollar gas natural. El objetivo principal de este plan sería incrementar la producción en dos tercios en la próxima década, poniendo especial énfasis en la exploración y el desarrollo de nuevos pozos y campos de gas natural.⁶⁵

En síntesis, con el desarrollo de estos proyectos, se busca cubrir la mayor parte del crecimiento de la demanda con producción nacional, lo que dependerá del éxito de la actividad exploratoria y de la continuidad de las inversiones, en especial la requerida para PEP.

2.3.2.2 Reformas a la Industria de Gas Natural

A partir de las estrategias propuestas en los documentos oficiales, en 1995 se instrumentaron cambios importantes en el marco legal y regulatorio de la industria de gas natural. Para implementar estos cambios, se introdujeron las reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, y se expidieron tanto el Reglamento de Gas Natural como la Ley de la Comisión Regulatoria de Energía.

En mayo de dicho año se publicaron las reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, con la cual se redefinió el alcance de la industria petrolera, permitiendo al sector privado participar en las actividades de construcción, operación y propiedad de las facilidades de distribución, almacenamiento y transporte del gas natural.

Cabe señalar que en esta reforma no se cambia la posición central de Pemex en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y tampoco se afecta la propiedad de los recursos de la nación, ya que las actividades de exploración, explotación, producción y ventas de primera mano son consideradas como estratégicas y reservadas al Estado. Por otro lado, se llevó a cabo una reforma institucional con el objetivo de darle credibilidad y operatividad a la organización industrial planteada y que fortaleciera la capacidad rectora del Estado mediante una regulación eficiente aplicable de manera imparcial tanto a los operados públicos como privados.⁶⁶

En este sentido, meses después se aprobó La ley de la Comisión Reguladora de Energía. Con esta ley se refuerza el marco institucional de la CRE, transformándola de ser un órgano consultivo en materia de electricidad a un organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía, dotado con autonomía técnica y operativa, y encargado de la regulación en materia de gas natural.⁶⁷

⁶⁵ *Oil and Gas Journal*, feb. 7, 2000, p. 33

⁶⁶ CRE, *Informe quinquenal 1995- 2000*, México D.F. p. 24

Finalmente, en el Reglamento de Gas Natural se precisan los principios reguladores planteados en la Ley reglamentaria y también se establecen los lineamientos de la regulación y atribuye funciones al órgano encargado de desarrollar e instrumentar la regulación.

Asimismo, establece las disposiciones que rigen la participación de Pemex y de los particulares en las actividades reguladas en materia de gas natural.⁶⁸

Dentro de las principales regulaciones del reglamento se encuentran:⁶⁹

1. Importación y exportación son libres
2. El transporte, almacenamiento y distribución requieren de un permiso pero la comercialización es libre.
3. Una misma persona puede ser titular de permisos de transporte, almacenamiento y distribución.
4. La integración vertical está prohibida, pero se prevén excepciones.
5. La duración de los permisos es de 30 años y podrán renovarse una o más veces por un periodo de 15 años.
6. Acceso abierto a los sistemas.(significa que cualquier cliente tendrá la opción de comprar gas de origen nacional a Pemex, a un tercero o comprarlo en el exterior)
7. Existen posibilidades de *by – pass* físico y comercial.
8. El precio de venta del gas de importación es libre.
9. Las ventas del gas de origen nacional estarán reguladas hasta que existan condiciones de competencia efectiva.
10. La exclusividad sólo se aplica en la distribución y se extiende por un periodo de 12 años.
11. No se explicita ninguna limitación a la propiedad de ductos y otras instalaciones por parte de los particulares.

Otras medidas importantes realizadas durante esta administración fue el hecho de que en 1997 se permitió el acceso a terceros, aunque en la práctica había pocos participantes, y a mediados de 1999 se publicaron nuevas reglas para la venta, transporte, distribución, almacenamiento de gas natural.⁷⁰

En resumen, durante esta administración pudimos constatar que las medidas financieras adoptadas (PIDIREGAS), y las reformas a la industria de gas natural, permitieron por un lado, la reorganización de la empresa paraestatal desintegrando sus actividades de transporte, almacenamiento y

⁶⁷ Ibid, p. 15

⁶⁸ Secretaría de Energía, "Prospectiva del mercado de gas natural 2001- 2010"

⁶⁹ Secretaría de Energía, "Reglamento de Gas natural", *Diario Oficial de la Federación*, 8 de Noviembre de 1995.

⁷⁰ Vargas, Rosío "un mercado energético.....", *op.cit*, p.

distribución, y enfocando sus recursos en el desarrollo de actividades estratégicas (exploración y producción). Así, se inició el proceso de apertura y liberalización de la industria de gas natural.

2.3.3 Política Gasera del gobierno de Vicente Fox, 2000- 2001

Durante el primer año de la administración de Fox la política gasera ha continuado con las políticas del sexenio anterior, esto es, ha promovido la apertura y liberalización de la industria del gas natural.⁷¹ Al respecto, existen dos variables de peso que lo explican. La primera, de orden interno, es la necesidad de seguir produciendo mayor cantidad de gas natural para poder abastecer la creciente demanda interna. Como se ha mencionado en el discurso oficial, a partir de las reformas en la industria del gas natural, Pemex ha concentrado sus escasos recursos públicos en actividades estratégicas. Sin embargo, la empresa no ha contado con el suficiente financiamiento para desarrollar las actividades de exploración y explotación de gas natural.

La segunda variable, de carácter externo, se centra en la política energética de Fox, orientada hacia la nueva relación con el presidente de Estados Unidos, George Bush, con la cual, de acuerdo con sus agendas, buscan la expansión de la inversión privada y el fortalecimiento del comercio bilateral y regional en este sector.

Con base a estos factores, se diseñaron los planes y programas oficiales tanto en Pemex como en la Secretaría de Energía. De esta forma, el documento titulado "Lineamientos generales de política de gas natural", proponía que para alcanzar las metas el gobierno federal diseñó la política energética de estado a largo plazo (10 a 25 años) sustentada en una planeación energética innovadora, consensuada y dinámica se necesitaba:⁷²

1. Establecer un marco político que permita una instrumentación eficiente y transparente del plan energético nacional.
2. Dar certidumbre a los participantes del sector para alentar la inversión privada y suplir los escasos recursos públicos.

⁷¹ Aunque desde la campaña presidencial, el candidato Fox había expresado su intención de privatizar Pemex, dos meses antes de las elecciones, en un intento para ganar el apoyo de los intelectuales de centro- izquierda, políticos y votantes, Fox anunció y publicó "no a la privatización de Pemex ni de la CFE" como uno de sus Diez Compromisos ante la Nación. Véase, Shields, David, "Mexican pipeline: The future of oil under Vicente Fox" en NACLA Report on the Americas, vol. XXXIV, no.4, enero/ Febrero 2001, p.32

⁷² Véase, Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010*, México 2001

3. Crear eficiencias para aprovechar mejor los recursos energéticos nacionales y las condiciones del mercado internacional.

Asimismo, en el Programa Sectorial de energía 2001- 2006 se planteaba las siguientes medidas en sector energético:⁷³

1. Contar con empresas energéticas de clase mundial para 2006 con abasto suficiente, estándares de calidad y precios competitivos.
2. Ampliar y fortalecer la cooperación energética internacional para concretar acuerdos trilaterales con América del Norte en 2002; implementar el proyecto Puebla – Panamá en el ámbito energético; y participar en el ordenamiento de la oferta y demanda en los mercados mundiales de energía.
3. Transformar el marco jurídico y regulatorio del sector energético para que responda a las necesidades de crecimiento económico del país.
4. Contar con un sistema completo de administración, complementando con niveles competitivos de compensación basados en los resultados, en el cual se promueva la austeridad, la participación ciudadana, la rendición de cuentas y la innovación y calidad en el sector energético, orientados a incrementar la satisfacción de los ciudadanos con los servicios prestados.
5. Tener una regulación moderna y transparente, que sea equitativa para los productores y que garantice a los usuarios calidad de servicio y precio competitivo
6. Impulsar la participación de empresas mexicanas en los proyectos de infraestructura energética.
7. Ser un sector líder en prevención y protección de riesgos en la operación productiva y el cuidado del medio ambiente
8. Utilizar de manera segura y confiable las fuentes nucleares de energía y sus aplicaciones, manteniendo los más altos estándares internacionales.
9. Ser líderes mundiales en la generación, desarrollo, asimilación y aplicación del conocimiento científico y tecnológico, y la formación de recursos humanos para apoyar el avance presente y futuro del sector
10. Mantener la diversidad en utilización de fuentes generadoras de energía.

En suma, la introducción de dichos lineamientos obedece a la posición gubernamental que radica en que los recursos del sector público resultan insuficientes, por lo que se requiere complementar las inversiones con capital social y privado. Para ello será necesaria una reforma estructural que

⁷³ *Reforma*, 1 de Noviembre del 2001, p.1A

contemple modernización de la empresa.....y una reforma fiscal y modificaciones legales que den certidumbre y estimulen la inversión social y privada.⁷⁴

2.3.3.1 Acciones y propuestas encaminadas hacia una nueva estrategia de apertura.

En este sentido, el gobierno de Fox planteó las siguientes propuestas. En primer lugar, señaló que tratará de redefinir el papel de Pemex y de darle una mayor autonomía, para que pueda operar de manera más ágil, basado en una orientación de mercado. Esto implica un cambio que le permita a Pemex reinvertir sus ganancias en proyectos de exploración y producción.

De esta forma, la relación fiscal que Pemex tiene con el gobierno mexicano cambiaría al reducir la excesiva carga fiscal que la ha dejado exhausta y ha limitado su inversión en los últimos años⁷⁵

La primera medida adoptada por Fox fue el nombrar como director general de Pemex a un empresario, Raúl Muñoz Leos, el cual plantearía un enfoque empresarial con el fin de alcanzar las metas económicas de la empresa, y al mismo tiempo cumplir con sus obligaciones fiscales.

Otra medida, fue la designación de cuatro empresarios en el Consejo de Administración de Pemex. La participación de los empresarios obedece a razones de carácter financiero y no técnico, ya que las tareas del consejo son de asesorar, recomendar y aconsejar afinaciones a los proyectos que se les presentan, por lo tanto no son funcionarios de la empresa.⁷⁶ Por lo tanto, la principal función de los nuevos consejeros sería la forma de mejorar el régimen fiscal bajo el cual opera actualmente Petróleos Mexicanos.⁷⁷

⁷⁴ *ibid*, p.1A

⁷⁵ *Reforma*, 19 de marzo del 2001, p.1. Cabe destacar que en el reporte de Petroleum Intelligence Weekly, Pemex encabeza la categoría de principales empresas a nivel mundial, pero el cobro de impuestos a partir de ingresos brutos la lleva a registrar pérdidas cada año. Véase, *reforma*, 19 de Febrero de 2001, p. 1A.

⁷⁶ *Reforma*, 8 de marzo del 2001, p. 10A. Sin embargo, esta medida se enfrentó a la oposición de los legisladores del PRI y PRD, quienes exigieron la revocación de los nombramientos al considerarlos violatorios a los artículos 25, 27, y 28 del Constitución y el 7 de la ley orgánica de Pemex y organismos subsidiarios, Martínez, V, Oscar, *op. cit.* p.10

⁷⁷ La propuesta fiscal para Pemex consiste en gravar con diferentes tasas al petróleo y al gas natural, lo que le permitiría a la paraestatal conservar parte de sus ingresos para el financiamiento de sus proyectos, *Reforma*, 23 julio del 2001,p. 15A

En segundo lugar, el gobierno de Fox propuso ampliar las oportunidades de inversión social y privada para complementar los recursos públicos en el sector, sin privatizar los activos.

Dentro de este contexto, en el programa de Modernización del Sector Energético, en materia de gas natural, se propuso que a través de la fórmula de concesiones se abra al capital privado la producción de gas natural no asociado al petróleo y propone cambios a los artículos 27, y 28 constitucionales con el objetivo de introducir esquemas de competencia entre las empresas públicas y privadas en las actividades básicas del sector.⁷⁸

Cabe destacar que esta última propuesta tiene su antecedente en la petición del gobierno de Estados Unidos para que México permita la participación de inversión extranjera en exploración y explotación de gas natural.⁷⁹

Desde un debate presidencial, el entonces candidato George W. Bush comentó sobre el gas natural de México: "Necesitamos tener una política energética, en la cual Canadá, México y Estados Unidos trabajemos juntos... para explorar y explotar el gas natural en México y transportarlo hacia los Estados Unidos, de manera que seamos menos dependientes de fuentes externas de hidrocarburos"⁸⁰

En efecto, en el Plan de Política Energética elaborado por el vicepresidente Cheney se definen las expectativas del gobierno de George W. Bush en cuanto a México, donde manifiesta abiertamente su anhelo de que nuestro país explore más, abriendo la búsqueda de gas natural a empresas norteamericanas, y produzca y exporte más gas y electricidad.⁸¹

Asimismo, el presidente Fox ha ratificado durante sus viajes a Estados Unidos y Canadá la voluntad de su gobierno de participar en un amplio acuerdo energético con sus vecinos del norte.

Por otro lado, el presidente Fox y funcionarios de gobierno han dado señales, en reiteradas ocasiones, de permitir a compañías extranjeras que participen en el desarrollo de vastas reservas de gas no asociado en el norte del país.⁸² De hecho en marzo 16 del 2001, el director de Petróleos

⁷⁸ *Reforma*, 24 de agosto del 2001, p. 1A

⁷⁹ *Reforma*, 21 de marzo 2001. Puesto que hasta el momento solo existe la posibilidad de que las empresas extranjeras inviertan en exploración de gas natural seco a través de contratos de servicio.

⁸⁰ David, Shields, "Mexican pipeline..." , op. cit. p. 37 Este tema se tratara de forma más amplia en el capítulo cuarto de este trabajo.

⁸¹ Shields, David "Plan Cheney de energía, decisivo para México", en *Reforma*, 16 de mayo del 2001, p. 7A.

⁸² Asimismo , algunos académicos han expresado que para q se aproveche los recursos de gas natural en beneficio del país se necesita: buscar asociaciones entre Pemex y privados con el objetivo de incrementar la producción mas allá de los programas existentes que tienen su impacto diferido en el gasto publico; buscar expandir las redes de transporte; y la desintegración vertical en la comercialización de este producto por Pemex. Véase, *Reforma*, 7 de marzo del 2001, p.7A

Mexicanos, Raúl Muñoz Leos, afirmó en una presentación ante la Cámara de Comercio de Estados Unidos en México que invita a las compañías a colaborar en la exploración y desarrollo de campos de gas.

De la misma manera en mayo 24 del 2001, el presidente Fox, en una reunión con empresarios de Coahuila, prometió abrir el gas no asociado a la inversión privada”⁸³

Por otro lado, en el documento elaborado por la Comisión Binacional México – Estados Unidos sobre los “Nuevos horizontes” de las relaciones bilaterales de los dos vecinos, de septiembre de 2001, encontramos que en el capítulo de Coordinación de la Política Energética Norteamericana se reconoce que los tres retos principales que enfrentará la compañía estatal PEMEX son: que se encuentran que en las proyecciones la demanda de gas natural excederá a los niveles de producción actuales; incertidumbre sobre la efectividad de algunos proyectos bajo el programa especial de exploración y producción de México; y la falta de presupuesto del gobierno para apoyar las inversiones necesitadas en las áreas de refinación y procesamiento de gas natural y de la petroquímica.

Ante esto, el documento del Consejo esbozó tres estrategias posibles para que México remedie su situación: 1) se necesita una mayor apertura en las actividades de corriente arriba de manera que concuerde con la Constitución mexicana, 2) liberalizar los marcos legales y regulatorios; 3) otorgar mayor autoridad a la CRE en actividades de corriente arriba. Asimismo señala que todas estas medidas se pueden ser aplicables durante este sexenio.⁸⁴

Cabe destacar que este documento recomienda ampliar los contratos de servicio. Incluso señala que algunos miembros del Consejo creen que el gobierno mexicano debería de considerar la posibilidad de entrar los contratos de riesgo en lugar de los contratos de servicio.⁸⁵

Al parecer, el proceso de apertura al capital privado en las actividades de corriente hacia arriba de la industria de gas natural en México durante el primer año del sexenio obedece a las recomendaciones y compromisos, tanto de internos como de externos, interesados en una mayor participación en este subsector.

⁸³ Hoyt, Mont, “E&D opportunities may loom in Mexico’s natural gas industry” *en Oil and Gas Journal*, noviembre 12 del 2001, pp. 48 –50.

⁸⁴ Binational Council, “*New Horizons in US- México Relations*” capítulo 7 Center for Strategic and International Studies (CSIS), Estados Unidos, 2001 pp. 23- 26

⁸⁵ *ibid*, p.25

2.3.3.2 Contratos de Servicios Múltiples

Como ha quedado señalado, las acciones emprendidas durante el primer año del gobierno de Fox contribuyen al diseño de una nueva estrategia orientada hacia la apertura de la industria del gas natural que estimule el desarrollo de este subsector y que genere las oportunidades de inversión privada ante la creciente demanda nacional.

De esta manera, el esquema de los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) es la modalidad contractual propuesta por el gobierno del presidente Vicente Fox para que las empresas participen en la exploración y producción de gas natural no asociado en México.

Aunque inicialmente, la estrategia oficial consistía en buscar la aprobación del Congreso para los contratos de riesgo y así conceder participación en el producto o en los resultados de la exploración, y en caso de que esto no se lograra, ir lo más lejos posible en la redefinición de los contratos de servicio que otorga Pemex, a fin de que éstos sean muy similares a los contratos de riesgo, esto es, con concesiones a largo plazo y amplios incentivos por desempeño⁸⁶

En este sentido, en octubre de 2001 el gobierno federal sometió el primer borrador, conocido como Contratos de Servicio Múltiples, que mencionaba, entre sus objetivos principales:⁸⁷

- la necesidad de incrementar sustancialmente la producción nacional de gas natural y disminuir con ello el déficit previsto para los próximos años;
- Asegurar la viabilidad del programa de generación eléctrica con base en gas natural;
- Atraer inversión privada en el área de gas natural no asociado;
- Detonar la actividad económica especialmente en un ambiente de desaceleración; y
- Enviar la señal a los mercados de que México continúa con el cambio estructural en el sector de la energía.

-

El modelo de contrato establece que el contratista no podrá tener la propiedad de las reservas ni de los hidrocarburos producidos, tampoco podrá tener participación del valor de la producción ni de los beneficios de la explotación; financiará toda la inversión de capital y de los gastos de operación.

⁸⁶ Shields, David, "¿Qué platicaron Bush y Fox sobre energía?", Reforma, 10 de Septiembre del 2001, p.5A

⁸⁷ PEMEX, "Contratos de servicios múltiples para incrementar la oferta de gas natural en México" versión oficial editada con comentarios de Víctor Rodríguez - Padilla, octubre 24, 2001, pp.16, en www.energia.org.mx

Además señala que todos los activos fijos pertenecerán a Pemex y que el contratista obtendrá el pago de sus servicios con base a las tarifas establecidas en el contrato, una vez que Pemex obtenga los ingresos y estará sujeto al pago de impuestos sobre la renta.

De acuerdo con Pemex Exploración y Producción (PEP), la justificación de los CSM se basa en la baja producción y en las altas tasas de declinación de los pozos de gas natural, particularmente en la Cuenca de Burgos. Además de que se necesitan servicios integrados que optimicen la calidad y volumen de nuevas localizaciones; contar con el equipo, tecnología y capital; e incrementen la producción con mayor rapidez.

En este sentido, PEP promueve que en la primera ronda de los CSM se asignen ocho bloques en la Cuenca de Burgos a compañías petroleras, las cuales aportarían de 6,000 a 8,000 millones de dólares de financiamiento privado, con una duración de hasta 20 años, que ayudaría a complementar las inversiones propias de PEP en la exploración y explotación de gas.⁸⁸ Además de que estos trabajos elevarían la producción de este combustible en mil millones de pies cúbicos diarios para el 2005.

Asimismo, bajo este modelo propuesto se contempla que las compañías privadas abarquen todas las actividades en paquete, esto es, que el contratista realice prácticamente todos los trabajos desde la geofísica hasta la producción del gas natural, el cual será entregado directamente a Petróleos Mexicanos.

Otro aspecto importante de este modelo es que el cien por ciento de la perforación de pozos sería realizado por las compañías privadas, mismos trabajos que serán supervisados por la paraestatal. Además de que en la primera etapa de los CSM se desarrollaran los trabajos donde ya están probadas las reservas de gas natural.

El pago de los servicios del contratista deberá ser a partir de los ingresos disponibles, esto es, los ingresos originados de la producción nueva menos los derechos al gobierno, menos el ingreso mínimo garantizado a Pemex.⁸⁹

Finalmente, el 6 de diciembre del 2001, Petróleos Mexicanos y la Secretaría de Energía (SENER) dieron a conocer oficialmente su intención de abrir la exploración y explotación de gas natural mediante los Contratos de Servicios Múltiples. Durante la presentación de los CSM, encabezada por el secretario de Energía, Ernesto Martens Rebolledo, y el director general de Pemex, Raúl Muñoz Leos, asistieron representantes de 55 compañías de servicios, 30 de bancos y 31 de empresas

⁸⁸ Shields, David, "Pemex, un futuro incierto" p.125

⁸⁹ Pemex, op. cit. p. 6

operadoras con el propósito de que durante los próximos seis meses plantearan e intercambiaran opiniones jurídicas, comerciales y técnicas con la Pemex a fin de que la licitación fuera un éxito.⁹⁰

En este sentido, el proceso de implementación de los contratos se realizaría en dos fases, la primera consistiría en recabar la información respecto a los CSM para que en junio se lanzara la licitación. La segunda etapa se realizará con la publicación de la licitación y la recepción de ofertas sería en septiembre a fin de firmar el contrato en octubre.

Asimismo, el director de PEP, Luis Ramírez Corzo, añadió que se buscará tener más de una ronda de licitaciones, porque de lograrse México podría convertirse en exportador de gas natural. Además, advirtió que los CSM son completamente legales y acorde con el marco legal de PEMEX.⁹¹

No obstante, a finales de 2001 quedaba claro que esta nueva estrategia gubernamental inaugurada por Pemex no contaba con el consenso de los diferentes grupos parlamentarios, en particular, con los legisladores del Partido Revolucionario Institucional (PRI) y por los del partido de la Revolución Democrática (PRD). Las críticas a la propuesta de la paraestatal cuestionaban la legalidad de este mecanismo contractual al señalar que violaban los artículos 27 y 28 de la Carta Magna. El artículo 27 en el párrafo sexto, señala que:

“ tratándose del petróleo y de los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos o gaseosos.. no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso, se hayan otorgado y la nación llevara a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la ley reglamentaria”

De esta manera y de acuerdo con el artículo 6 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 en el ramo del petróleo, se señala que Pemex podrá celebrar contratos de obras y prestaciones de servicios siempre y cuando las remuneraciones de dichos contratos sean siempre en efectivo y en ningún caso se concederán porcentajes de los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones”. Sin embargo, esto genera otro punto de discusión jurídica, por que la manera de pago a los contratistas se hará de acuerdo con los ingresos originados de la producción.

Asimismo, el artículo 28 de la Constitución señala “al petróleo y los demás hidrocarburos entre las áreas estratégicas en las que sólo el Estado puede actuar de manera exclusiva.”⁹² Otro aspecto a considerar, es el que la ley mexicana no prevé la asignación de bloques geográficos para la explotación de hidrocarburos, ni contratos con una duración hasta por 20 años.⁹³

⁹⁰ *El Financiero*, 7 de Diciembre de 2001

⁹¹ *La Jornada*, 7 de Diciembre de 2001.

⁹² Incluso en el artículo tercero de la Ley Federal de Obras públicas encontramos a las actividades de exploración y explotación del gas natural como obra pública y no como servicios.

⁹³ Shields, David , “Servicios Múltiples: política y legalidad”, en *Reforma*, 25 de junio del 2002, p.7A

En este sentido, estos artículos especifican las reglas bajo las cuales Pemex puede celebrar contratos de obras y de servicios, así como el tipo de obras que puede contraer y las remuneraciones que puede otorgar, esto es, el marco legal actual prohíbe la repartición de las ganancias a través de contratos riesgo y sólo permite pactar un precio preestablecido por las obras.

En este contexto, los partidos de oposición en el Congreso no comparten la política energética del gobierno, y han expresado su rechazo a la ampliación de los espacios en los que participa la inversión privada, así como la apertura de nuevas áreas. El senador, Manuel Bartlett, del PRI afirmó que estos contratos violan todo...usando la mentira de que son contratos de servicio, lo que Pemex está haciendo es dándole todas las facilidades a las empresas extranjeras.

En vista del amplio desacuerdo entre los legisladores y el ejecutivo, los legisladores podrían desafiar la iniciativa de la petrolera estatal, alegando que violan la prohibición constitucional de la participación privada en la exploración y producción de hidrocarburos, lo que podría originar una controversia constitucional ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN).

Se puede decir, que en términos políticos, la estrategia de apertura ha reflejado la presencia de dos visiones ideológicas que obstaculizan cualquier consenso en la materia. Por un lado, se encuentran aquellos que pugnan por una apertura al capital privado mediante los contratos de servicio múltiple. Por el otro, está el grupo que se opone a todo cambio constitucional y limitan la reforma a modificaciones en la legislación secundaria. Aunado a esto, está el sentimiento nacionalista, en donde los mexicanos tenemos una especial sensibilidad cuando se habla de asuntos de hidrocarburos y electricidad, pues en las definiciones constitucionales sobre ello va de por medio parte fundamental de nuestra historia y nuestra identidad⁹⁴

Existen además otras críticas que han sido motivos de debate.⁹⁵ Entre los argumentos en contra de este contrato está, en primer lugar, que no son una solución definitiva al déficit de gas natural que el país enfrenta, por que seguiría habiendo una faltante de este combustible, por lo que se continuará con las importaciones. En este sentido, alegan que la postura del gobierno infla las necesidades de gas natural para crear un ambiente de urgencia e imponer la apertura como única solución.

⁹⁴ Rojas Nieto, José Antonio, "Política energética nacional" en *La Jornada*, 16 de Diciembre del 2001.

En segundo lugar, señalan que con la instrumentación de los CSM, la paraestatal pasaría a ser un simple administrador de los contratos sin ganancias, esto implica que todas las utilidades de la explotación serán para el contratista y para Hacienda, a través del cobro de impuestos, en ausencia de un nuevo régimen fiscal para Pemex. Además argumentan que Pemex genera los recursos que hacen falta, sin embargo Hacienda no se los regresa por la vía presupuestal.

En tercer lugar, argumentan que no se debe de sustentar la mayor parte de la planeación futura del sector eléctrico en plantas de ciclo combinado que queman gas natural⁹⁶, Se piensa, por consiguiente, que sería conveniente diversificar hacia otras fuentes de generación.

Otra crítica se basa en que las empresas extranjeras, mediante estos contratos, no vienen a explorar en regiones difíciles y de alto riesgo geológico, por el contrario, en esta primera licitación se les otorgarían bloques donde ya están las reservas comprobadas. En todo caso, lo que se necesitaría sería dar máxima prioridad en la exploración y desarrollo nuevas reservas de gas- puesto que no se conoce el potencial gasífero real del país.

Por último, otro argumento radica en que con los CSM se embarca al país en un proceso irreversible de apertura, privatización, además de que no se fortalecería la empresa paraestatal, pues esta reduciría sus funciones en este subsector.

Pese a estas críticas y obstáculos constitucionales y políticos, Pemex ha continuado con la postura de que estos contratos ofrecen plena certidumbre jurídica, al afirmar que los CSM integran en un solo contrato un conjunto de servicios perfectamente legales que antes se obtenían por separado. Sin embargo, se han originado inquietudes y preocupaciones entre los inversionistas privados debido a las incongruencias que presenta este modelo contractual en el marco jurídico. ⁹⁷

Frente a esta compleja situación, el director de Pemex afirmó que mientras no se liciten los CSM, los Pidiregas continuaran vigentes porque descargan a Pemex de la responsabilidad de hacer inversiones fuertes para el desarrollo de grandes proyectos⁹⁸ Sin embargo, reitera que con los CSM, a diferencia de los PIDIREGAS, no se comprometería el gasto presupuestal ni aumentarían la deuda pública federal.

⁹⁵ Véase, Víctor Rodríguez- Padilla "Las falacias de los CSM" en *La Jornada Masiosare*, núm. 240, 28 de julio de 2002, p. 3-5.

⁹⁶ Shields, David, "Apertura en gas seco...", *op. cit.*

⁹⁷ A pesar de las incongruencias, los CSM podrían interesar a compañías que quieran posicionarse en el largo plazo en un país emergente del hemisferio que ofrezca seguridad geopolítica,. Véase Shields, David, "Contratos de gas seco: ¿legales y atractivos?", 10 Diciembre 2001, en *Reforma*. p.3A

⁹⁸ *Reforma*, 8 de marzo del 2001, p.10 A Los proyectos autorizados desde 1997 y hasta el 2001 fueron 97, de los cuales 12 corresponden a Pemex y 85 a la CFE (*Reforma*, 14 de Noviembre del 2001,p.1A)

En este sentido, podemos resaltar que ante las limitaciones constitucionales para la inversión privada directa en hidrocarburos, Pemex ha explorado los resquicios legales para hacerse de alternativas de financiamiento. Primero fue el esquema conocido como Pidiregas y ahora para evitar un mayor endeudamiento se propuso la modalidad de Contratos de Servicios Múltiples para la Cuenca de Burgos.⁹⁹

A la luz de los hechos se puede afirmar que durante el primer año de la administración de Fox, en materia de política gasera se ha mostrado que la tendencia de sus propuestas ha consistido en buscar las condiciones para que en el futuro el sector privado tenga un papel significativo y sustancial, a lado de las compañías energéticas paraestatales en el sector energético.¹⁰⁰ En este sentido, con el esquema propuesto de los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), se permitirá que los capitales privados participen en la totalidad de la cadena de explotación de gas natural no asociado en México. Sin embargo, cabe destacar que la nueva estrategia gubernamental ha desembocado una polémica política – jurídica que ha dificultado la aplicación de estos contratos.

⁹⁹ *Reforma*, junio 22 del 2002., p. 1A

¹⁰⁰ Baker, George "Mexican energy sector reforms include foreign operators' participation in E&D", en *Oil and Gas Journal*, 11 de Febrero, 2001, pp. 64-69

CAPÍTULO III
SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE ESTADOS UNIDOS Y
CANADÁ, 1994 -2001

Estados Unidos y Canadá conforman una de las más importantes regiones de producción y consumo de gas natural. Tres factores explican la evolución del mercado de gas natural en estos dos países: la importancia de sus reservas; el incremento en las redes de transporte, lo cual ha intensificado su relación comercial; y la desregulación que se originó en la década de los ochenta. En este sentido, ambos países tienen un fuerte y auge proceso de integración.

Este capítulo analiza, en primer lugar, la evolución del mercado de gas natural en Estados Unidos y Canadá durante este periodo. Por otro lado, se describe el proceso de desregulación y como está organizada actualmente la industria de gas natural. Por último se analiza la política energética de cada país. Sin embargo, cabe destacar, que en este apartado se hace énfasis en la política energética de los Estados Unidos, en particular la política de la administración Bush, ya que es a partir de entonces que se gesta un importante cambio en las relaciones energéticas con sus países vecinos, en particular con México.

3.1 Mercado de gas natural estadounidense, 1994- 2001

3.1.1 Oferta

Las reservas probadas en 1994 fueron estimadas en 169 Trillones de pies cúbicos (tpc). En la región Oeste fueron de 36 tpc, en el Medio Oeste fueron de 58Tpc, en la región este fue de 8tcf y en la costa del Golfo de México fue de 58 Tpc y en Alaska de 9tpc. Para enero del 2001, las reservas probadas incrementaron a 177 Tpc, ocupando el sexto lugar mundial con el 3.2% de las reservas mundiales. La región del Golfo de México continuó con el mayor porcentaje de las reservas 46% (82tpc); en segundo lugar se encuentra la región de los Rockies con el 27% (48Tpc); el conjunto de Otras Regiones con el 16.9%, dentro de la cual se encuentra la zona con gran potencial de reservas de gas natural, Alaska North Slope¹⁰¹, (30Tpc); y la región del Medio Oeste con 11.2 (20Tpc).

Los Estados Unidos son el segundo productor del mundo. En 1994 su producción alcanzó 19,125 Bpc, la producción doméstica continuó con la tendencia ascendiente que tenía desde 1986, esto se debe a que se mejoró notablemente la tecnología utilizada en la exploración lo que hizo que

¹⁰¹ El gas de Alaska se convirtió en una importante fuente suplementaria para los Estados Unidos en 1968, después del descubrimiento de un inmenso campo de hidrocarburos en la Bahía de Prudhoe, en el North Slope de Alaska, donde se encontraron reservas probadas de 26 tpc. Desde entonces, esta zona es estratégica para la seguridad energética estadounidense.

bajaran los precios e incrementara la productividad. Asimismo, las actividades de perforación de gas en este año mostraron una tendencia a la alza completando 8,833 pozos.

Para el final de este periodo se registró un ligero incremento en su producción nacional al llegar a 19, 352 Bpc. Las principales zonas productoras de los Estados Unidos son, consecuentemente, las zonas donde existen grandes recursos de este hidrocarburo, siendo: Golfo de México Onshore y el Golfo de México Offshore (cuestafuera); la región de Midcontinent, y los Rockies. En el 2001 encontramos que la zona del Golfo de México cubre el 60% de la producción nacional con 11,612 Bpc, mientras que la región de los Rockies alcanza el segundo lugar al producir el 18.8 % (con 3,644Bpc). Asimismo, el conjunto de otras regiones realizaron el 11.6%(con 2,247Bpc) de la oferta y por último la región de Medio Oeste (Midwest) produjo el 9.5% (con 1849Bpc) del total de la oferta del país.

Durante este periodo ha habido un incremento constante en la perforación, en 1994 se completó la perforación de 8, 833 pozos. En lo que respecta a la relación reservas producción en 1994 fueron de 8.5 años para los 48 Lower States¹⁰².

La producción de gas tiene alrededor de 10, 000 compañías productoras, desde muy pequeñas hasta las más grandes compañías petroleras, como Amoco, Exxon, Mobil, Chevron, Shell, Arco y Texaco. Las diez más grandes compañías petroleras realizan el 37 por ciento de la producción de gas domestica.

Tanto en Estados Unidos como en Canadá, el almacenamiento del gas natural corresponde a cuestiones de clima, y por lo tanto esta etapa tiene un papel clave en la industria de gas natural en este país. Esto es, que los retiros de gas del almacenamiento proveen una oferta adicional durante el alza en la demanda de corto plazo y durante los cambios de estaciones. Además ayuda a mantener a los sistemas de distribución y transporte en un balance físico y tiene un importante papel en el comercio y en la administración de este combustible.

En 1994 el país tenía la capacidad de almacenar 8 trillones de pies cúbicos en 375 lugares de almacenamiento a lo largo del país, generalmente el almacenamiento en los Estado Unidos se hace cerca de los centros de producción.

La industria de gas en Estados Unidos tiene distintas áreas de producción y de consumo. En razón de esto, los Estados Unidos tienen una compleja y extensa infraestructura para transportar el gas natural de las áreas de producción hasta los consumidores finales¹⁰³. Gran parte de la capacidad

¹⁰² Lower 48 States comprenden a todos los estados de Estados Unidos, excluyendo a Alaska y Hawaii.

¹⁰³ Estados Unidos cuenta con más de 165 compañías de gasoductos interestatales e intra -estatales que operan cerca de 278,000 millas de líneas de transmisión, cientos de estaciones de compresión y numerosos servicios de almacenamiento que permite que el gas natural sea entregado a lo largo y

de los gasoductos dentro de los Estados Unidos es dirigida de las mayores áreas de producción: (ver mapa. 3.1) Texas y Luisiana hacia los mercados de las regiones Oeste, Noreste y Medio Oeste del país.

Es necesario resaltar que los mercados de gas natural en los Estados Unidos necesitan de otras fuentes de suministro además de la oferta interna. Canadá ha sido el principal abastecedor de gas natural a los Estados Unidos, ya que el 95 por ciento del gas natural importado proviene, precisamente, de Canadá, esto es, el 16% del gas consumido en los Estados Unidos.

Por esta razón, el mercado de gas natural en Estados Unidos tiene acceso a diversas fuentes de suministro, tanto domesticas como externas. La infraestructura de los Estados Unidos cuenta con amplios servicios (*facilities*) para importar el gas natural, ya sea por gasoducto o por buque en la forma de LNG. El desarrollo del sistema de transmisión y distribución ha logrado un grado de integración física que beneficia tanto a productores como a consumidores.

Hasta antes de los noventa, casi todos los flujos interestatales de gas natural eran controlados por las compañías de gasoductos internacionales, las cuales transportaban y vendían el gas a los consumidores finales, pero con las iniciativas reguladoras se creó un acceso abierto de transporte en el sistema de gasoductos interestatales lo que generó flexibilidad en la manera en que opera la industria. Con la combinación de la desregulación de los precios, un mayor acceso a los servicios de transporte, un crecimiento en las rutas de gasoductos y una mayor participación otros actores en el mercado se tuvo como resultado un sistema de transporte mucho más competitivo y con un incremento constante en la capacidad del sistema de gasoductos. En 1994 a sólo dos años de la desregulación de la industria del transporte de gas natural, la capacidad de los gasoductos creció de manera substancial. Las compañías de transporte continuaron con su reorganización, de acuerdo con la Orden 636, realizando cambios estructurales como el desarrollo del sistema de mega gasoductos.

Desde 1996, la capacidad de los gasoductos ha crecido a más de 5 billones de pies cúbicos diarios, en promedio, anualmente, lo que equivale a casi 30 billones de pies cúbicos por día.

Cabe resaltar que en tan sólo cuatro años, de 1996 al 2000, se completaron 177 proyectos, lo cual añadió una capacidad 36.1 Bcf diarios a las redes de transporte,¹⁰⁴ y de esta forma se siguen incrementando al programar nuevos proyectos de gasoductos para el mercado de exportación e importación. La mayor parte de la construcción de gasoductos durante los últimos años se ha centrado en expandir la capacidad de importación del gas canadiense a las regiones del Noreste y del Medio Oeste en los Estados Unidos.

ancho de los 48 Lower States. Además, en la medida en que se desarrollan nuevas fuentes de suministro se construyen o se expanden los gasoductos.

¹⁰⁴ Departamento de Energía de Estados Unidos,(DOE), Natural Gas 1998 Issues and Trends, cap. 5.

En respuesta a esto entraron en operación en el 2000 los gasoductos Marítimo y Noroeste. Estos gasoductos transportan el gas desde el Proyecto Energético de la Isla de Sable, una nueva cuenca *offshore* de Nueva Escocia en Canadá hacia las provincias del Atlántico y Maine. A su vez, el Alliance Pipeline entró en operación el 1 de diciembre de este año, y va desde la provincia de Columbia Británica hasta el área de Chicago, Illinois. Este gasoducto se contribuyó, de manera importante, al incremento de la oferta del gas canadiense a los Estados Unidos.¹⁰⁵

Entre otros importantes gasoductos encontramos a: Pony Express, Trialblazer, Transwestern. Además, las más recientes expansiones de las capacidades de los gasoductos del oeste de Canadá a los Estados Unidos han sido el Sistema de Frontera del Norte y el gasoducto TransCanada, este último añadirá 164Bpc a las importaciones. Y por último, el gasoducto Millenium, el cual conectará a Canadá con el sur de Nueva York y Pennsylvania.

El sistema de distribución nacional en este país comienza en el punto llamado "*city gate*", en donde el gas entra a las redes de distribución de baja presión de la compañía local de distribución (LDC). Existen cerca de 2,000 compañías distribuidoras que poseen y operan cerca de 1.6 millones de kilómetros de gasoductos. Estas compañías varían en tamaño, desde pequeñas compañías con miles de clientes hasta algunas compañías que cuentan con más de un millón de clientes. Por lo tanto, distribución es diversa, puesto que los mayores consumidores (como industrias y plantas de generación eléctricas) son conectados directamente al sistema de transporte, mientras que los pequeños consumidores son abastecidos por las compañías locales.

La industria del gas en Estados Unidos no está integrada verticalmente, ya que por lo general las compañías realizan las tres etapas de la oferta (producción, transporte y distribución), con excepción de los pocos casos en que grandes compañías distribuidoras son dueñas del transporte de gasoductos conectados con las áreas de producción cercana. Además, existe una pequeña integración entre producción y distribución, ya que desde mediados de la década de los ochenta aparecieron los intermediarios, siendo los *marketers* y los agentes (*brokers*), quienes se han encargado de llenar el vacío dejado por propietarios de los gasoductos, por lo que su función principal es la de juntar la oferta y arreglarla para su almacenamiento y transporte.¹⁰⁶

¹⁰⁵ Departamento de Energía de Estados Unidos, Office of Natural Gas and Petroleum Import and Export Activities, "Quaterly Focus, 2001 year in review" marzo 2002 en www.fe.doe.gov/oil_gas/im_ex/analyses/focus

3.1.2 Demanda

No obstante que cuenta con grandes reservas de gas natural y de que es uno de los principales productores mundiales, los Estados Unidos no son autosuficientes y requieren importar este hidrocarburo a fin de cubrir sus necesidades energéticas. El gas natural cubre el 24% del total de la energía primaria.¹⁰⁷

En 1994 el consumo total de gas natural en este país fue de 18.9 Trillones de pies cúbicos (tpc). El sector industrial fue el mayor consumidor de este combustible alcanzando 8.0 Tpc. Cerca del 90% del gas natural que se consumió en este sector fue para la industria manufacturera que necesita este combustible para producir calor y electricidad en los procesos industriales (plantas químicas y en las refinerías de petróleo.). Asimismo, algunas manufactureras utilizan el gas para la cogeneración de electricidad para uso interno.

En 1994 se preveía que la reestructuración de la industria eléctrica, que introdujo cambios en la tecnología, en la regulación y en la legislación, incrementaría la demanda de gas.

Esto se reflejó en el aumento de plantas generadoras de electricidad¹⁰⁸ Tanto en el sector residencial como comercial consumieron en 1994 alrededor de 4.9 Tpc. El uso predominante de gas a los patrones del clima.¹⁰⁹

En el 2001 el total de la demanda estadounidense presentó un notable incremento al consumir 21,4 Tpc de este hidrocarburo, representando el 25.6% del consumo mundial. El sector más demandante continua siendo el Industrial al utilizar 8,969 bpc, lo que equivale al 41.7% de la demanda total. El sector residencial ocupó el segundo lugar al consumir 4,814 Bpc o sea el 22.4%, mientras que el sector comercial utilizó un 15%, esto es, 3,247 bpc.

El sector de generación de electricidad ha sido donde se ha presentado el mayor crecimiento dentro de la industria de gas natural, representando aproximadamente el 30% de la demanda total de gas. Entre 1990 y el 2000, la generación de electricidad que utilizan gas natural ha tenido un crecimiento anual en promedio de 5%.

¹⁰⁶ IEA, op.cit.

¹⁰⁷ Mientras que el petróleo ocupa el primer lugar con 41% y por su parte, el carbón 23%.

¹⁰⁸ Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), Natural Gas 1995 Issues and Trends, noviembre 1995, pág. 73.

¹⁰⁹ Cerca del 70 por ciento del gas consumido en el sector residencial ocurre en los meses de invierno (de noviembre a marzo), lo que representa el 41% del año. En particular por los consumidores en las secciones más frías del país que, que por cierto, se encuentran lejos de las grandes regiones productoras de los Estados Unidos. En "*Oil and Gas Journal*", Marzo, 12, 2001, pág.22.

Tabla. 3.1
Balance de gas natural en los Estados Unidos, 1994- 2001
(en billones de pies cúbicos)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Producción	19,125	18,882	19,139	19,171	19,386	19,118	19,235	19,605
Consumo	21,042	21,907	22,299	22,270	21,684	21,946	22,842	21,751

Fuente: Elaborado con datos de BP Statistical Review, 2001

En el 2001, el gas natural utilizado en la generación de electricidad representó de 16% de toda la generación. Como se había previsto, esto se debe a que durante la última década ha habido un cambio importante hacia el uso de gas natural para la generación de electricidad. Dicho cambio es el resultado de la combinación tres factores: primero, la flexibilidad y las inversiones de capital, esto es que las plantas de generación de electricidad de gas natural, a diferencia de las de carbón o nucleares, tiene bajos costos de inversión así como la flexibilidad para construir plantas generadoras de diferentes escalas.

Otro factor, son las cuestiones ambientales, ya que el gas natural es el más limpio de todos los combustibles fósiles, mientras que el carbón, a pesar de sus precios competitivos y abundancia, es muy contaminante.

El tercer factor es la alta eficiencia de la generación de plantas de ciclo combinado con gas natural.

El uso de gas natural en el sector del transporte vehicular es todavía incipiente, la demanda de este sector representa el 3 por ciento de la demanda total de gas en los Estados Unidos.

En lo que respecta al comercio exterior de los Estados Unidos, este tiene lugar principalmente con Canadá y con México, pero también existen relaciones comerciales, en materia de GNL, con Argelia, Australia, Nigeria, Omán, Qatar y Trinidad y Tobago. Las importaciones netas en el 2001 fueron de 4011.1bpc del consumo total del país, mientras que el volumen de sus exportaciones fue de 363.7bpc, destinadas para Canadá, México y Japón.

Es importante señalar que este país necesita de importantes fuentes suplementarias de suministro de gas, ya que presenta una escasez en el abastecimiento interno y una creciente demanda de este hidrocarburo.¹¹⁰

3.2 Organización y regulación del sector de gas natural en los Estados Unidos

Hasta la década de los setenta, la industria del gas natural en este país estaba fuertemente regulada y no se desarrollaba de acuerdo a las condiciones del mercado. En 1938, la Comisión Federal de Energía (FPC) con el Acta de Gas natural (Natural Gas Act) fija las tarifas de transporte del gas de un estado a otro y organiza el desarrollo de los gasoductos interestatales, además administra las importaciones y exportaciones de gas. A pesar de que esta ley fue diseñada para evitar situaciones de monopolio y para proteger a los consumidores, este control condujo a la escasez de este combustible, a una competencia limitada desalentó su uso, y además frustró la contribución del gas natural a la seguridad energética nacional.¹¹⁰

Una vez más, en 1954, el gobierno estadounidense intervino en la regulación autorizando a la FPC a fijar los precios a la boca de pozo de gas destinada a ser consumida en otro estado diferente al de la producción, con el fin de favorecer el consumo de gas a un precio bajo y con esto limitar las importaciones de petróleo.

A pesar del estricto control regulatorio, particularmente en materia de fijación de precios, la actividad gasera fue estimulada por una creciente demanda debido a los bajos precios, pero esto frenaba las inversiones en las actividades de exploración, por lo que la producción decreció progresivamente.

La crisis petroleras de los setenta, la escasez de gas en los inviernos de 1976 y 1977 fueron factores determinantes que influyeron en las reformas de este sector. En 1978, comenzó el proceso de desregulación con la promulgación del Acta de Política de Gas natural (*Natural Gas Policy Act*, NGPA), en la cual se decidió liberar progresivamente el precio a boca de pozo del gas. Dicha liberación ocasionó una fuerte alta en la oferta, pero frenó la demanda, por lo que se incurrió en un desequilibrio oferta – demanda, formando excedentes llamados burbuja de gas.

¹¹⁰ EIA, "US natural gas markets: recent trends and prospects for the future", Mayo 2001, pág.11 en <http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/service/oiaf0102.pdf>.

¹¹¹Departamento de Energía de Estados Unidos, "U.S. Energy Policy, 1980- 1988" Washington, Estados Unidos, 1988, pág.55.

Sin embargo, fue hasta 1985 que la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) decide con la Orden 436 garantizar el libre acceso de terceros a las líneas de transmisión¹¹², permitiendo, de esta forma que se inicien negociaciones directas entre productores y consumidores, con esto se favorece la disminución de los precios del gas natural y la reabsorción de los excedentes.

En 1993, la FERC emitió la orden 636, llamada también Orden de Reestructuración Final (Final Restructuring Order) con la cual se completa el proceso de desregulación. Los puntos principales de esta Orden fueron prohibir a los transportistas tener toda la actividad comercial; por lo que se dio la separación de servicios (unbundling), también se dio el acceso abierto a los servicios de transporte y almacenamiento, además de tarifas de ventas basadas en el mercado, servicio de respaldo, capacidad para mercados secundarios¹¹³. Con estas medidas se empezó a ejercer la libre competencia entre los productores y consumidores. De esta forma, se separó en diversas etapas la producción de gas natural, entre el gas a boca de pozo y el consumidor final.

Con esta orden se llevó acabo una importante reestructuración en la industria del gas natural en este país, ya que surgieron un gran número de compañías, en particular compañías de transporte, que impulsaron el desarrollo de grandes sistemas de gasoductos interestatales y también se incrementaron los mercados. Además se dio la diversificación hacia otros sectores energéticos.¹¹⁴

La regulación en esta industria de los Estados Unidos está dividida entre niveles locales y federales. En el ámbito federal, se encuentra la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) es la agencia nacional reguladora independiente de los Estados Unidos creada a través de *Department of Energy Organization Act* el 1 de octubre de 1977, la cual remplazó a la *Federal Power Commission* (FPC): Dentro de las funciones principales de la FERC en materia de gas natural, encontramos que esta Comisión está encargada de regular las tarifas de transporte por gasoducto y venta de gas natural para la reventa en el comercio interestatal; otorgar licencias e inspeccionar los proyectos privados municipales y estatales relacionados con el gas natural; y vigilar los asuntos ambientales referentes al gas natural. En general, la FERC tiene a su cargo la vigilancia del sistema de gasoductos de la industria de gas natural en este país.

A escala local, los dueños de la tierra poseen los derechos de los recursos del subsuelo y la producción está regulada por organizaciones estatales, los cuales otorgan los permisos para explorar y perforar pozos de gas natural, así como fijar los niveles de producción.

¹¹² Anterior a esta ley, los transportistas eran los únicos que podían comprar el gas a los productores y vendérselo a los consumidores

¹¹³ AIE, "Energy Policies of IEA Countries, United States 1998 Review", OCDE, París, 1999 en www.iea.org/pubs/reviews

¹¹⁴ Country Brief Analysis: United States, en www.eia.doe.gov/emeu/cabs/usa2.html

Las comisiones estatales conocidas como *Public Utility Comissions* (PUCs) se encargan de regular a las compañías locales de distribución dentro de sus estados. Estas regulan los gasoductos intraestatales, las compañías de distribución local (LCD), y los precios para los consumidores finales (industrial, comercial y residencial), y los servicios eléctricos que consuman gas natural. Asimismo, regulan los impactos ambientales del uso del gas a nivel local.

Existen además otras agencias involucradas en la regulación del mercado de gas natural, éstas son: la Agencia de Protección Ambiental; el Departamento de Transporte (administra el programa nacional regulador con el fin de asegurarse de que la transportación de gas natural o GNL sea ambientalmente segura); la Comisión Reguladora Nuclear; y el Departamento de Energía (regula los permisos de los gasoductos y las líneas de transmisión transfronterizas y regula las importaciones y exportaciones de gas natural)

3.3 Política Energética de Estados Unidos

3.3.1 Antecedentes

A partir de la década de los setenta, se observaron importantes cambios en la estructura energética de Estados Unidos. Por un lado, se encuentra el desmedido aumento en los niveles de consumo, producto de un modelo de industrialización que se basaba en la utilización masiva de energía. Por otro, el creciente déficit en la producción interna de hidrocarburos que llevo al país a depender en alto grado del petróleo importado.

Asimismo, en el ámbito internacional se suscitaron cambios importantes que pusieron en evidencia la vulnerabilidad en que se encontraba la economía estadounidense. Por un lado, se reestructuró el mercado petrolero con la primera crisis petrolera de 1973, donde las compañías petroleras - *majors*- perdieron el control de todas las actividades de la cadena petrolera a favor de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Por otro, a mediados de los setenta, las consecuencias de la revolución en Irán o segundo choque petrolero originaron un alza en los precios de los hidrocarburos.¹¹⁵

Ante esta dependencia y vulnerabilidad de fuentes externas de abastecimiento, el gobierno de James Carter contempló la situación energética de su país bajo los imperativos de la seguridad nacional.

¹¹⁵Vargas, R. "La seguridad energética estadounidense de los setenta a los noventa" en Foro Internacional, vol. XXXIII-3, julio -Septiembre 1993, Colegio de México, p.591

En este sentido, el presidente Carter puso énfasis en crear las bases gubernamentales para solucionar los problemas energéticos, cuya principal medida estuvo centrada en dos objetivos: conservación y utilización de fuentes alternas de energía.

De esta manera, las estrategias propuestas por el gobierno consistían, a grandes rasgos, en reducir la tasa anual de la demanda de energía; reducir las importaciones de petróleo; establecer una reserva estratégica de petróleo; incrementar la producción de carbón; y usar energía solar.¹¹⁶

En lo que respecta al gas natural, a pesar de que la situación no era comparable a la del petróleo, Estados Unidos también presentaba problemas para satisfacer su consumo interno.

Dicha situación se agravó con las condiciones rigurosas del invierno, y el inesperado incremento en la demanda.

A pesar de dichas condiciones, la raíz del problema en la industria no era el desabasto de este hidrocarburo, más bien éste radicaba en una política desigual del precio que desalentaba las actividades de exploración y de explotación del gas. Cabe recordar que, como se señaló en el apartado anterior, hasta 1978, fecha en que se aprobó el *National Gas Policy Act* (NGPA), la producción doméstica de gas estuvo sujeta a dos mercados: el interestatal, donde los precios estaban bajo control federal y el intraestatal, donde los precios eran libres. Con esta diferencia en los precios, no se otorgaban los incentivos suficientes para que los productores suministraran el mercado interestatal, lo que conllevó a una crisis de abastecimientos que obligaba a recurrir a las importaciones.

En este sentido, el Plan Energético de esta administración consistió en una propuesta que modificaría el Acta de Gas Natural, con la cual se buscaba desregular la industria de gas natural. Sin embargo, esta propuesta desencadenó un prolongado debate en el Congreso originando que este proyecto de ley sólo lograra dar el primer paso de la desregulación, esto es, el homogeneizar el precio de gas de los dos mercados e iniciar posteriormente un proceso de liberación gradual¹¹⁷. Asimismo, ante una posible escasez de este combustible se plantearon nuevas fuentes de gas suplementario, estas fueron: nuevo gas doméstico estimulado por los altos precios; el gas de Alaska; gas sintético extraído del carbón doméstico; las importaciones de Canadá; las importaciones mexicanas a "precios razonables" y por último gas natural licuado (GNL) importado.¹¹⁸

En síntesis, durante el periodo del presidente Carter la política energética se caracterizó por ser una política intervencionista. Por un lado, la dependencia y vulnerabilidad de las fuentes externas de abastecimiento, obligaron al Ejecutivo a tener una mayor injerencia en este sector justificada bajo

¹¹⁶ Morales, Isidro, et al., "La formación de la política petrolera en México, 1970- 1986", El Colegio de México, México, 1988, p.116.

¹¹⁷ *ibid.*, p.121

¹¹⁸ Vietor, H.K., Richard, "Energy policy in America since 1945, a study of bussiness- government relations" Cambridge University Press, 1984, Estados Unidos., p.307

una óptica de seguridad. Por otro lado, en materia de gas natural, el presidente Carter se propuso extender el control del gobierno federal en el mercado intraestatal y estableció el precio del nuevo gas a \$1.75 por mil pies cúbicos.¹¹⁹

Sin embargo, la fase de la política intervencionista se invirtió en 1981 con el advenimiento de la presidencia de Reagan, quien abanderó un liberalismo a ultranza y se pronunció por dejar a cargo del mercado el objetivo de la seguridad energética¹²⁰

En efecto, cabe destacar que al inicio de la administración de Reagan el contexto internacional se había modificado, en lugar de la situación de crisis energética, existía una sobreoferta petrolera, se aumentaron el número de participantes y se dieron acuerdos de integración entre países productores y consumidores.

En el ámbito doméstico se reforzó la competencia y la liberalización, reduciendo la intervención directa en los mercados y removiendo las barreras regulatorias. Además se promovió la cooperación energética con el fin de reforzar la estabilidad y seguridad energética regional.¹²¹

En materia de gas natural, en 1983 la administración de Reagan propuso al Congreso una reforma a la regulación de gas natural con el propósito de desalentar las ineficiencias en la producción y en el uso del gas natural, que sólo contribuían a la creciente demanda de petróleo importado.¹²² En este sentido, la nueva iniciativa de gas natural promovía incrementar la competencia en la industria. Para lograr este objetivo, era necesario que el precio del gas fuera determinado por las fuerzas del mercado y no por el gobierno o por las compañías de gasoductos; y que los productores y consumidores pudieran negociar directamente entre ellos, sin tener que depender de intermediarios o de reguladores gubernamentales.¹²³

En efecto, el gobierno creía que con éstas políticas se beneficiaría a los consumidores al llevar al mercado un incremento en la oferta de gas de bajo costo, además de que aseguraba la oferta de gas en el largo plazo, y eliminaba las severas disparidades en los precios de gas natural entre las distintas regiones del país.

¹¹⁹ *ibid.*, p.297 El tema referente a las importaciones de gas de los países vecinos durante este periodo será tratado en apartado de antecedentes del siguiente capítulo de este trabajo.

¹²⁰ Rosío Vargas, *op. cit.* p.592

¹²¹ Fue durante esta administración que se favorecieron los acuerdos multilaterales de libre comercio, siendo el tratado de libre comercio con Canadá firmado en 1988 el más importante tratado bilateral energético.

¹²² En el reporte "Energy Security" del Departamento de Energía se señalaba al gas natural como un combustible estratégico importante que podía desplazar significantes cantidades de petróleo inseguro. Véase, U.S. Department of Energy, "U.S. Energy Policy, 1980- 1988", capítulo 3, Natural Gas, Washington, Octubre 1988, pp.55-63

¹²³ *Ibid*, p. 50

En resumen, durante el gobierno de Reagan se inició la transformación de la industria de gas natural generando una mayor apertura y flexibilidad al mercado, alentando a las compañías interestatales de gasoductos a separar sus funciones en ventas y de transporte, y al proveer, de esta manera, que los compradores de gas y los productores tuvieran más opciones para comercializar el gas natural.¹²⁴

En este sentido se puede afirmar que la política energética del presidente Ronald Reagan se caracterizó por un repliegue del Estado en su participación en el ámbito de la energía y, en cambio dejó ver una preferencia por los mecanismos de mercado en cuanto a regulación. Asimismo, se planteó el objetivo de maximizar los beneficios del mercado al tiempo de preservar la seguridad nacional.¹²⁵

Durante la administración de George Bush se continuó con la tendencia de dejar al mercado la política energética. Sin embargo, a la mitad de su administración, en 1990, se presentaron factores externos que hacían vulnerable la situación energética internacional. Este hecho fue la invasión de Irak a Kuwait, y sus consecuencias como la reducción de las exportaciones de petróleo de esa región y un incremento rápido y significativo de los precios del crudo. Esta situación hizo retornar el problema de la seguridad energética a la política nacional de Estados Unidos.¹²⁶

Ante estos hechos, la principal estrategia consistió en reducir la exposición de Estados Unidos a problemas y trastornos en el mercado internacional. En este sentido, el Departamento de Energía elaboró la Estrategia Nacional de Desarrollo (NES por sus siglas en inglés), la cual situaba a la seguridad energética dentro de un contexto global y se le vinculó con tres objetivos principales: reducir la dependencia de los proveedores no confiables; asegurar que la política energética reforzara el bienestar económico; y ponderar el impacto ambiental en el diseño de la política energética.¹²⁷

En 1991, la administración Bush propuso la legislación en política energética federal al Congreso, la cual se centraba en el incremento en la producción de petróleo, gas natural y energía nuclear, incluyendo la explotación de gas y petróleo en la Refugio Silvestre Artico Nacional (ANWR). Dichas propuestas fueron muy controversiales y tanto los demócratas como grupos ambientalistas se opusieron, y finalmente fue rechazada por el Congreso.

¹²⁴ Energy Information Administration, "Energy Policy Act Transportation Study :Public Policy and Natural Gas", octubre 1995, en [http:// www. naturalgas.org/ POLICY.HTM](http://www.naturalgas.org/POLICY.HTM), p.4

¹²⁵ Vargas, Rosío, op.cit. pp.589

¹²⁶ *ibid*, pag. 606 –608. Cabe señalar que desde el punto de vista geopolítico, la región del Medio Oriente es vital para los intereses norteamericanos, puesto que de esa región provienen gran parte de sus importaciones.

¹²⁷ *ibid*, p.599

Sin embargo, un año más tarde se aprobó el Acta de Política Energética de 1992 (EAct 92), la cual era completamente diferente a la propuesta de Bush, ya que en lugar de estar orientado hacia un programa de oferta de combustibles fósiles tradicionales, ésta legislación buscaba bajar la dependencia de petróleo foráneo a través de medidas como incentivos para nuevos combustibles alternativos y subsidios para la eficiencia energética y para tecnologías de energía renovable.¹²⁸

El punto central del EAct 92 de eficiencia energética, energía renovable y el impacto ambiental compaginaban con la postura de la administración de Clinton. En este sentido, durante esta administración se presentaron una serie de iniciativas encaminadas a mejorar la situación energética de este país. Estas políticas estaban fuertemente influenciadas por asuntos relacionados a los impactos ambientales del consumo de energía y de producción, incluyendo los impactos de emisiones de gas invernadero y cambio climático.

Cabe destacar que el panorama internacional favorecía estas políticas, puesto que a raíz de la victoria de la Guerra de Golfo, los recursos petroleros eran abundantes y baratos, lo que permitió aumentar el poder de compra estadounidense, y consecuentemente, mantener la seguridad energética internacional.¹²⁹

En este contexto, la administración divulgó programas para alentar el uso de energía renovable, la eficiencia energética, el uso de vehículos de fósiles alternativos, y el incremento en el uso de gas natural en la generación de electricidad y en vehículos. Sin embargo, algunos de estos esfuerzos fueron obstaculizados por las restricciones del presupuesto federal y también por el Congreso.

A pesar de estas restricciones, en 1993, Clinton propuso como primera iniciativa energética, la implementación de un impuesto en todos los combustibles, conocido como el *large broad tax on energy* o el impuesto *BTU*, con el objetivo de aumentar el ingreso y reducir, de esta manera, el déficit presupuestario federal, además de que se promovería la conservación de energía e indirectamente reduciría la contaminación asociada con la combustión de combustibles fósiles.

¹²⁸Lorenzetti, M., "US energy policy outlook an enigma" en *Oil and Gas Journal*, sept, 17, 2001.pag.21

¹²⁹ Después de la invasión a Irak por parte de Kuwait, se emprendieron acciones importantes para reforzar la seguridad energética de Occidente: el embargo de las Naciones Unidas a Irak y la operación Tormenta del desierto a cargo de los aliados. Véase, Vargas, Rosío, *op. cit.*, pag. 608

Cuatro años más tarde, en su segundo periodo, al haber fracasado en su propuesta del impuesto *btu*, Clinton comprometió a los Estados Unidos, con el Protocolo de Kyoto, a reducir, a los niveles de 1990, las emisiones de gas invernadero para el año 2017.¹³⁰

Asimismo, la administración también apoyó o accedió silenciosamente a las iniciativas políticas republicanas que alentaban la perforación de petróleo y gas en aguas profundas, y abrió a la perforación más tierras federales en Alaska.¹³¹

En síntesis, la política energética de Clinton se basaba, como se señala en el último de los documentos de la Estrategia Energética Nacional de su administración, en: mejorar la eficiencia del sistema energético; asegurarse en contra de interrupciones energéticas; la promoción del uso y la producción energética para que reflejen los valores ambientales y de salud humana; desarrollar la variedad de energías futuras; y co- operación internacional en cuestiones energéticas.¹³²

Se puede decir que el EAct 92 fue la única pieza importante de la política energética promulgada durante la década de los noventa. En efecto, el EAct92, ha sido el marco de la política energética demócrata, heredada por la administración de Clinton, poco después de haber sido firmada por el presidente Bush. Junto con la EAct 92, las modificaciones del Acta de Aire Limpio de 1990 proporcionaron las oportunidades para el incremento del uso de gas natural en el transporte y en la generación de electricidad.¹³³

En resumen, la mayoría de las iniciativas de la política energética federales durante la década de los setenta y ochenta correspondieron a cuestiones de seguridad energética y económica¹³⁴, asociadas con la excesiva dependencia de petróleo. Asimismo, durante la década de los noventa, la eficiencia energética y energía renovable empezaron a ocupar un lugar prominente en la agenda energética nacional.¹³⁵

¹³⁰ Rollins, Karina, "Energy Crunch Replay" en *The American Enterprise*, septiembre 2001, pág.17

¹³¹ Whitman, David, "Getting pumped for more oil drilling" ,en www.usnews.com, junio 25, 2001, en <http://www.usnews.com/usnews/issue/010212/energy.htm>.

¹³² IEA, *Energy Policies of IEA Countries- The United States 1998 Review*, OCDE, París, 1999.

¹³³ En <http://www.naturalgas.org/POLICY.HTM>, pp.6

¹³⁴ En un artículo publicado en la revista *Geopolitics of Energy* del centro CERl, se asentaba de manera clara que la política energética de Estados Unidos está estrechamente vinculada con su seguridad energética. En este sentido, existen tres principales corrientes de pensamiento que han dominado el debate político sobre la seguridad energética: "producir más en los Estados Unidos", "usar menos" o conservación y eficiencia energética, y por último la corriente de "dejar que el mercado se encargue". Véase. Lauerman, V, *Geopolitics of energy*, Canadian Energy Research Institute (CERl), junio 2002 en <http://www.ceri.ca/docs/GOE0602>.

¹³⁵ Joskow, L, Paul., "U.S. energy policy during the 1990's" julio 11, 2001, en <http://web.mit.edu/afs/athena.mit.edu/org/c/ceepr/www/2001-004.pdf>

3.3.2 Plan Energético Nacional de Bush

La política energética que se seguiría durante la administración de George W Bush comenzaría desde su campaña electoral a la presidencia.¹³⁶ La estrategia partió de la necesidad de incrementar la producción nacional, con el objetivo de depender menos de fuentes externas de petróleo.

En este contexto, en el mes de mayo del 2001, la administración de Bush publicó un reporte sobre los problemas energéticos que enfrentaba Estados Unidos. Este reporte conocido como Política Energética Nacional (NEP por sus siglas en inglés) fue el producto del Grupo de Desarrollo de Política Energética Nacional (NEPD) encabezado por el vicepresidente Dick Cheney.¹³⁷

Desde sus primeros párrafos el NEP hizo énfasis en alentar y asegurar la oferta y distribución energética.

Asimismo, afirmaba que los Estados Unidos en el año 2001 enfrentarían la mayor y más seria escasez de energía desde los embargos petroleros de la década de los setenta e identificó tres elementos de la crisis: los significativos aumentos en los precios de la gasolina, los apagones de electricidad de California, y altos costos de energía para los negocios que podrían provocar despidos de trabajadores.¹³⁸

La parte central de la propuesta de Bush fue la afirmación de que la oferta y demanda energética están en desequilibrio. Este desequilibrio implica una real y substancial amenaza para la economía de los Estados Unidos, para el "modo de vida americano" y para la seguridad nacional. En este sentido, se forjó el plan de la administración de Bush para corregir los problemas de esta crisis.¹³⁹

De los ocho capítulos que conforman el NEP plan, y sus 105 recomendaciones, encontramos que los lineamientos centrales de este Plan radican principalmente en tres objetivos: el incremento de la producción nacional, alentar la diversidad energética, y mejorar el sistema de entrega.

¹³⁶ Rollins, K., "The Energy Crunch" en *The American Enterprise*, Septiembre, 2001.pag. 17- 19

¹³⁷ De acuerdo con algunos observadores, la política energética del ejecutivo norteamericano buscaba favorecer los intereses de los grandes consorcios petroleros de su país y en contra de los consumidores y del medio ambiente. Tanto el presidente Bush como. Dick Cheney fueron empresarios petroleros y por lo tanto tienen fuertes lazos con las empresas petroleras. Véase, *The Economist*, "Energy policy, not half bad", mayo 17 2001, en http://www.economist.com/story_ID+=624292.

¹³⁸ De Mita, Frank, "National Energy Policy or Wishful Thinking", OIES Monthly Comment, mayo 2001, en <http://www.oxfordenergy.org/13may01.html>

¹³⁹ De acuerdo con las encuestas realizadas por Gallup, los estadounidenses han estado poco inquietos por la seriedad de la situación energética en los últimos dos meses y cada vez más ha disminuido el interés y relativamente pocos americanos prestan atención al tema. Véase, Newport, F., "As energy concerns drop, americans are split on the Bush energy plan" en *The Gallup Poll Monthly*, julio 2001, pp. 7- 9. Otras encuestas reflejan la misma opinión respecto a la situación energética del país. En este sentido, la mayoría (60%) de los estadounidenses no creen que haya crisis energética, pero creen que en futuro se podrá agravar el problema. Véase, Opinion Pulse, en *The American Enterprise*, Septiembre 2001, p. 60.

En la primera propuesta, el presidente propone incrementar la oferta doméstica. En lo que respecta a petróleo y gas natural la administración reconoce que la producción de estos combustibles puede incrementarse considerablemente si se explotan recursos no usados en parcelas de tierras federales.

Además asegura que con la nueva tecnología se protege el medio ambiente y esta tecnología se puede usar para alentar la recuperación del gas y petróleo de pozos existentes. Dicha producción se desarrollaría en áreas como el *Outer Continental Shelf* (OCS) y en área del Refugio Silvestre Artico Nacional (ANWR). Otro aspecto importante dentro de esta propuesta fue aumentar la producción del carbón para la generación de electricidad sin que afecte la calidad del aire, haciendo uso de los avances tecnológicos en la limpieza del carbón.

De la misma manera, el plan promueve la expansión de la energía nuclear a través de medidas que mejoren el proceso de licitación, con lo cual se reduciría la necesidad de usar los combustibles fósiles para satisfacer la creciente demanda de electricidad.¹⁴⁰

En la segunda propuesta fue reconocer el problema de la ineficiente entrega, particularmente entre las líneas estatales. En este sentido, propuso que para tener una eficiente y confiable entrega se debe romper con los cuellos de botella y así, modernizar la infraestructura en los Estados Unidos. Para lograrlo, se necesita quitar las transmisiones interestatales; mejorar la seguridad en los ductos; perfeccionar la aprobación de proyectos de gasoductos interestatales y asegurar una adecuada capacidad de refinación. Con estas medidas se mejoraría a la infraestructura nacional, reduciendo, así, las interrupciones en la entrega a los consumidores, además de que se incrementaría la capacidad y se alentaría la eficiencia energética.¹⁴¹

La tercera propuesta de la NEP es alentar la diversidad energética. En este sentido, se propone aumentar la producción de carbón, energía nuclear y de otras fuentes generadoras de electricidad, mediante subsidios que ayuden a promover su uso.

Cabe destacar otros dos aspectos importantes de la NEP. Por un lado, el plan Bush enfatiza la importancia de la conservación y la eficiencia energética. En este sentido, promueve la eficiencia mediante mejoras tecnológicas que permitirá a los consumidores usar menos energía recibiendo el mismo servicio. Asimismo, el plan promueve subsidios federales para la investigación y el incremento en el uso de energías renovables.

¹⁴⁰ El plan señala que la energía nuclear genera actualmente el 20% de la electricidad, por lo que se refiere a esta como una fuente de energía segura, limpia y abundante y es una buena opción para el cuidado del medio ambiente.

¹⁴¹ The Heritage Foundation, "*Econometric and Policy Evaluation of the National Energy Plan*" agosto 2001, en <http://www.heritage.org/shorts/20010803energy.html>, pag. 99.

Por el otro lado, encontramos la dimensión internacional del Plan de Bush. En este aspecto del plan se detalla la importancia que tiene para la seguridad energética el buscar mejorar el acceso a mercados extranjeros a través de fuertes alianzas comerciales con importantes países productores.¹⁴²

En este contexto, se busca diversificar los recursos energéticos nacionales alentando el aumento en la producción en Rusia, África, México y América del Sur. Con este fin, la administración de Bush planea fortalecer los lazos con Rusia y ha trabajado cercanamente con el presidente Fox de México para fomentar la cooperación energética¹⁴³.

Asimismo, el Plan propone que la política exterior este abocada a asegurar suministros futuros mediante la incorporación de nuevas zonas geográficas con potencial, tales como las regiones de Asia Central y del Mar Caspio.

El NEP destaca la importancia que han tenido los tratados como el TLCAN, el cual ha alentado la seguridad energética regional al incrementar la producción y la cooperación energética. Sin embargo, la iniciativa de Bush recalca la necesidad de buscar una mayor integración con sus socios comerciales.

En lo que se refiere a la seguridad hemisférica, el ALCA tiene el objetivo de elevar la capacidad de producción para fortalecer la seguridad energética. En este sentido, el plan propone continuar impulsando los proyectos de integración energética hemisférica.

En resumen, este Plan tiene como propósito central la búsqueda de la seguridad energética de Estados Unidos, con mayor autosuficiencia en la producción de energía en ese país, pero también considera prioritaria la obtención de mayores volúmenes de energía desde países vecinos para cubrir sus faltantes.¹⁴⁴

¹⁴² Véase, National Energy Policy Development Group, National Energy Policy, Capítulo 8 "Strengthening global alliances: enhancing national energy security and international relations", Washington, The White House, mayo 2000. En este capítulo del plan también se hace referencia a la importancia que tienen los países del Medio Oriente en la seguridad petrolera de Estados Unidos, en particular describe a Arabia Saudita como un país que prevé un efectivo respaldo con su capacidad para mitigar el impacto de las interrupciones en cualquier región.

¹⁴³ En el caso de México el NEP lo describe como una confiable fuente de petróleo importado. Además señala que México tomara sus propias decisiones de como abrir expandir y reformar sus capacidades en electricidad y petróleo y gas. En donde el país ha abierto, para nuestro interés mutuo, su sector energético a la inversión privada, es en la transmisión, distribución y almacenamiento de gas natural. Asimismo, reitera que México busca atraer inversión privada adicional consistentemente con su Constitución, la cual reserva los derechos de exploración y producción al gobierno mexicano, por lo que los estados Unidos deben alentar activamente que el sector privado estadounidense considere inversiones. Véase, Roberts, J., "Bush 2. The International Dimension", en *Energy Economist*, no. 236, junio 2001 p.8

¹⁴⁴ Shields, David., "Plan Cheney de energía: decisivo para México" en *Reforma*, 16 de mayo 2001, p.7A.

Las iniciativas del presidente Bush han generado diversas críticas entre distintos sectores. Una de ellas es su ánimo combativo frente a los ambientalistas¹⁴⁵. Estos grupos, afirman que el plan no limita el consumo energético de los Estados Unidos, sino que por el contrario se centra en aumentar en forma acelerada la oferta de energía fósil, a veces, a expensas de las cuestiones ambientales.

Por un lado, los ambientalistas argumentan que el Plan de Bush pretende eliminar todo tipo de normas que desalienten la quema de carbón y la construcción de ductos, refinerías y centrales nucleares en Estados Unidos. Por otro lado, en lo que se refiere a la propuesta central del plan de incrementar la oferta energética, y así lograr la independencia energética. En el NEP pretende abrir el 8% del Refugio Nacional Silvestre de Alaska (ANWR, por sus siglas en inglés) a la explotación de petróleo y gas¹⁴⁶. Sin embargo, según las más generosas estimaciones del potencial de producción del ANWR, estas solo corresponderían a una parte de las actuales importaciones. Las reservas de Alaska, una vez explotadas, producirían 0.5 millones de barriles diarios de los 20 millones de barriles diarios que se consumen actualmente. Estos datos muestran lo difícil que sería lograr una significativa independencia.

Además de acuerdo con el Plan, por mucho que Estados Unidos quiera restringir sus importaciones a su propio hemisferio, ninguna cantidad adicional de importaciones de Canadá, México y Venezuela podrán reemplazar las importaciones actuales de países del Medio Oriente y del Norte de África.¹⁴⁷

En este contexto, señalan los opositores al plan que para reducir la dependencia en petróleo extranjero se requiere reducir la dependencia en general, a través de reducir el consumo y la diversificación de otras fuentes de energía. En lo que se refiere a la diversificación se asegura que en lugar de alentar el uso del carbón en la generación de electricidad en el futuro¹⁴⁸, se necesitaría incrementar la exploración y producción de gas natural. En este sentido, los opositores del plan abogan por una política energética balanceada, esto es, que se enfoque en la misma medida en la oferta y en la demanda, y que se preocupe por las cuestiones ambientales.

¹⁴⁵ *ibid*, p.7

¹⁴⁶ Cuando las fronteras del ANWR fueron establecidas en la década de los setenta, parte de este refugio fue dejado para la exploración de gas y petróleo, y desde entonces ha sido motivo de batalla entre los verdes que quieren que se respete el ANWR y las empresas petroleras que quieren perforar la región. Esta polémica ha sido fuente de innumerables debates. Un artículo en contra de la perforación afirma que el petróleo del ANWR es innecesario, inseguro, no representa un gran negocio y que es una distracción de un debate nacional serio sobre las prioridades energéticas. Véase, Lovins, a., "Fool's Gold in Alaska" en *Foreign Affairs*, vol. 80, no. 4, julio- agosto 2001, p. 74

¹⁴⁷ De Mita, F., *ibid*, p.2

¹⁴⁸ Richardson, Bill, "Old fuels and Poor policy" en *The New York Times*, OP-ED, 5 mayo 2001, p. A23.

Otro aspecto que ha agudizado las críticas por parte de ambientalistas es la renuncia de la administración Bush al Protocolo de Kyoto sobre el calentamiento global, argumentando que en un primer plano se encuentra el crecimiento económico seguido de la protección ambiental.

A pesar de las críticas, la estrategia de Bush contaba con posibilidades, al menos durante los primeros meses de su administración, de convertirse en ley. Sin embargo, a pocos días de haber hecho público el NEP, el Senado conformado por la mitad de republicanos, mitad de demócratas, esto cambió cuando un senador republicano desertó volviéndose formalmente en senador independiente. Esto originó que los demócratas controlaran la mayoría de los comités del Senado.. El nuevo líder del Senado, Tom Daschle, afirmó que una de sus prioridades era bloquear la apertura del ANWR.¹⁴⁹

A raíz de los ataques del 11 de septiembre del 2001, algunos analistas veían la posibilidad de un consenso a favor de la controversial propuesta del plan de incrementar la oferta.¹⁵⁰ Sin embargo, este tema se discutió en el Senado, el cual nuevamente declinó la propuesta de perforación.

En síntesis, la propuesta de Bush consiste, a pesar de un tono de sensibilidad ambiental, en expandir la producción energética para satisfacer la creciente demanda. Además, la política refleja la aislada obsesión de perseguir la meta de "independencia energética", mientras que simultáneamente se aboca a un incremento en las inversiones en países en desarrollo con recursos energéticos.¹⁵¹

¹⁴⁹ Véase, *Energy Economist*, num. 236, junio 2001, p.5

¹⁵⁰ Se esperaba que con estos ataques se incrementaría el deseo por la oferta de energía y la independencia. Esto podría contar con mayor apoyo político para el gasoducto de Alaska e incrementar las perforaciones de las tierras restringidas del oeste de Estados Unidos, del Golfo de México, e incluso del ANWR. Véase, Lorenzetti, M., "US energy policy outlookan enigma" en *Oil and Gas Journal*, 17 Septiembre 2001 p. 21

3.4 Mercado de gas natural canadiense

3.4.1 Oferta

Canadá cuenta con grandes reservas de gas natural. Para 1994, las reservas canadienses fueron de 71 trillones de pies cúbicos (tpc) y para finales de 2001 estas registraron un decremento a 63 tpc. La Cuenca del Oeste Canadiense, (WSCB, por sus siglas en inglés) cuenta con la mayor parte de las reservas probadas de este país (cerca del 70%). Por otra parte se estima que existen grandes reservas en la costa del Atlántico. A principios del 2001, esta área contaba con 569,733 billones de pies cúbicos. Es necesario señalar que durante los últimos ocho años, las reservas totales de Canadá han tenido un decremento constante pero lento.

Este país es el tercer productor mundial de gas natural. En 1994, este país tuvo una producción de 4797.2 millones de pies cúbicos y para finales de este periodo, en el 2001, su producción ascendía a 6071.6 millones de pies cúbicos. La mayoría de la producción de gas natural en Canadá está localizada en tres regiones en la parte oeste del país. La provincia de Alberta destaca al producir el 82% del total nacional, por su parte, la provincia Columbia Británica abarca el 12% de la producción nacional, mientras que el 6% de la producción de este hidrocarburo se realiza en Saskatchewan.

Canadá cuenta con cuatro áreas de producción con gran potencial (ver mapa), las cuales son: el Western Canadian Sedimentary Basin (WCSB), que cubre las provincias del oeste de Canadá: Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan; la segunda lugar se localiza en los Territorios del Noroeste (Mainland), en la provincia de Yukón; el área del Mar de Mackenzie Delta – Beaufort; y la zona de la costa del Atlántico¹⁵²

Durante este periodo, casi toda la producción canadiense provino de la Cuenca del Oeste (Western Sedimentary Basin) con más del 95% de la oferta total, y el resto de la producción provino del Scotian Shelf, cuya producción en el 2001 fue de 180 bpc. A pesar de que la mayor parte de la oferta se realiza en el WCSB, principalmente en la provincia de Alberta, esta área ha presentado un lento crecimiento en su producción, lo que significa que la producción futura deberá de provenir de otras áreas productoras.¹⁵³

¹⁵¹ Véase, De Mita Frank, op.cit, p.3

¹⁵² Woods, Thomas, "Canadian prospects push toward 30tcf North American natural gas market", en *Oil and Gas Journal*, Tulsa, OK, Estados Unidos, 22 de enero de 2001, págs. 64-69
ibid, pág.64

A fin de mantener el crecimiento en la producción de esta área, se requiere un mayor nivel de perforación en los pozos Durante el 2001, la mayor parte de las perforaciones en la región de WSBC fueron perforaciones poco profundas y de baja producción sumando cerca del 75% de las perforaciones totales de gas, y las perforaciones profundas fueron el 25 por ciento de las perforaciones totales.¹⁵⁴

La producción del Scotian Shelf cuenta con un proyecto muy importante: el proyecto Sable. En el 2001 este tuvo una producción de 550 miles de millones de pies cúbicos diarios, cuya producción es, en su mayoría, exportada al región Noreste de los Estados Unidos. Existen cerca de mil productores en Canadá, desde grandes productores hasta pequeñas empresas locales, sin embargo cien de las compañías más grandes controlan más del 85 por ciento de la producción.

En el comienzo del 2001, las reservas probadas en Canadá fueron de 59,733 bcf y la producción fue de 6071.6 de millones de pies cúbicos, resultando una relación reservas/producción de 9.8 años.

Como ya se mencionó, la producción de gas natural está concentrada en la parte Oeste del país mientras que el consumo está en su mayor parte localizado en las provincias más pobladas del Este de Canadá, por lo que se necesita contar una infraestructura de transporte que lleve el gas natural hacia esta dirección.

Canadá cuenta con ocho grandes gasoductos. Dentro de las principales compañías de transportación de gas natural encontramos a West Coast Energy Inc., en la provincia de Columbia Británica,; Nova Gas Transmission en Alberta, TransCanada Pipelines Ltd¹⁵⁵ en la parte Este de Alberta y TransGas en Saskatchewan. Estas compañías privadas poseen y operan todos los gasoductos, tanto inter- provinciales como intra - provinciales, llevando el gas a los mercados domésticos y externos.

Se puede decir que la infraestructura en transporte y distribución en Canadá se encuentra muy desarrollada, esta ha crecido de manera considerable gracias al crecimiento de las exportaciones hacia los Estados Unidos.

A lo largo de la frontera de Estados Unidos- Canadá, existen diez gasoductos interconectados esparcidos por diversos puntos de la frontera, con una capacidad de 3032 bpc. Entre los que destacan: Huntington (con una capacidad de 1045,mmpcd); Kingsgate (2582MMpcd); Monchy (2,190MMpcd); Elmore (1396MMpcd); Emerson (1,306 MMpcd) y Niagara Falls(1,345MMpcd).

¹⁵⁴ Natural Resources Canada, "Canada Natural Gas 2001 Market Review and Outlook", junio 2002, pág.25.

¹⁵⁵ Esta compañía efectúa la mayor parte del transporte del gas hacia el este, y hacia los Estados Unidos.

La distribución se lleva a cabo por compañías locales que son reguladas por las agencias provinciales. Las ocho compañías más grandes controlan el 95% del total de la distribución nacional. Las distribuidoras son sujetas a la regulación en base en el costo del servicio.

El almacenamiento en Canadá juega un importante papel en la oferta y demanda y en la dinámica de los precios, ya que ayuda a equilibrar la capacidad de producción con la demanda, sobre todo en temporadas especiales. Los mayores flujos de gas para almacenamiento son: de inyección de abril a octubre y de retirada de Noviembre a Marzo. La mayor parte del almacenamiento en Canadá está localizado en Ontario 44% y 39% del mismo en Alberta.

3.4.2 Demanda

A pesar de que Canadá cuenta con vastas reservas de gas natural, y ocupa el tercer lugar de productores a escala mundial, después de Rusia y Estados Unidos; también figura como un gran consumidor. Este país cubre una cuarta parte de sus necesidades energéticas con este hidrocarburo. En 1994 se utilizó 2499.2 bcf de gas natural, y para el 2001 la demanda total del país fue de 2562.7 bcf.

En el 2001, la demanda del Este de Canadá fue de 1233.1 bcf. La provincia que presentó un mayor consumo fue Ontario de 956 Bcf con el 77.5 por ciento de la demanda, seguido de Quebec con 193 Bcf con un 15% y finalmente encontramos a Manitoba con 84.6 bcf, siendo 6.8 por ciento

Por su parte, en el Oeste de Canadá se consume la mayor parte del gas producido, consumiendo 1451.1bcf, dónde la provincia productora de Alberta ha registrado un alto consumo de este hidrocarburo con 870.3 bcf, en segundo lugar se encuentra Columbia Británica con 301.2bcf, y Saskatchewan uso 228 bcf y con un menor consumo está la provincia de Yukón con 51.6 bcf.

El mercado principal de esta parte del país se concentró en los sectores residencial y comercial, sumando casi el 50% del total de la demanda del Este, mientras que en la región Oeste el sector industrial tuvo la demanda más importante, representando el 35% de la demanda total del Oeste.

Durante este periodo el sector que generó la mayor demanda de todo el país fue el sector industrial al consumir el 34% en el 1994, e incrementando su consumo a 996 bcf, o el 37.10 por ciento. Ontario, Alberta, Columbia Británica y Quebec fueron las provincias más demandantes.

El sector residencial y comercial ocupó el segundo lugar consumiendo el 35.4% de la demanda total de gas natural en el 1994, y en el 2001 se registró una demanda de 36.9%. Las principales provincias

Tabla 3.2
Balance oferta- demanda de Canadá, 1994- 2001
(en billones de pies cúbicos)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Producción	4,797	5,231	5,422	5,513	5,665	5,725	5,923	6,071
Consumo	2,499	2,502	2,622	2,640	2,481	2,566	2,735	2,562

Fuente: Elaborado con datos de BP Statistical Review, 2001

abastecidas de este combustible fueron Ontario, Alberta y Columbia Británica. Cabe señalar que aproximadamente el 50% de la demanda en este sector está influida por el clima.

Por lo que se refiere a la generación de electricidad, este sector sólo consumió el 9.3% de la demanda total de gas, donde las provincias de Ontario y Alberta fueron las que más utilizaron este combustible para generar energía eléctrica. La demanda de gas para la generación eléctrica ha ido aumentando entre 6% a 10% por año en la medida que se construyen más plantas de ciclo combinado¹⁵⁶ La Agencia Internacional de Energía pronostica que los mayores incrementos en la demanda de gas en Canadá ocurrirán en la generación de electricidad y en el sector industrial.

En cuanto al comercio exterior canadiense su estructura es simple, ya que ambos países tienen, en general, las mismas características de la industria. Canadá sólo exporta este hidrocarburo a los Estados Unidos. Dicha exportación representó en el 2001 más de la mitad de la producción canadiense. En 1994, 2.6 Trillones de pies cúbicos fueron exportados a los Estados Unidos. En el 2001 el monto total de las exportaciones de Canadá alcanzó los 3.7 trillones de pies cúbicos. El 35% del volumen neto exportado fueron hacia el Midwest, el 30% abasteció al Oeste de Estados Unidos y para la región Noreste de Estados Unidos. La mayor parte de las exportaciones fueron hechas a través de los puntos de exportación de: Hungtington 324bcf, Kingsgate 781 bcf, Monchy 744 bcf, Elmore 526 bcf, Emerson 390 bcf, Niagara Falls 326 bcf.

Aunque la mayor parte de la demanda de gas natural canadiense es suministrada por la misma producción canadiense: Entre 1995 y 2000 Canadá importó 50bcf anuales en promedio, representado sólo el 2% de la demanda canadiense. Sin embargo, en el 2001 Canadá triplicó sus importaciones a 228 bcf, lo que representa el 8% de la demanda total. Este incremento significativo en las importaciones canadienses se originó a causa de que el gasoducto Vector entró en operaciones a finales del 2000, el cual abastece y transporta el gas del Oeste de Canadá y de Estados Unidos hacia el sur de Ontario vía interconexiones con el gasoducto *Alliance y la Northern Border Pipeline Company*.

¹⁵⁶ Natural Resources Canada, [op.cit](#), pág. 12

3.5 Política energética y regulación del sector de gas natural en Canadá

La regulación en Canadá, como su política energética, ha evolucionado durante las últimas dos décadas. En 1985 con el Acuerdo de Mercado y Precios de Gas Natural, el gobierno federal y los gobiernos de las tres provincias productoras de British Columbia, Alberta y Saskatchewan desregularon los precios de gas y de petróleo y abrieron el mercado de gas hacia una mayor competencia permitiendo más exportaciones y que los usuarios compraran directamente de los productores; y asimismo se dio la separación de los servicios de mercadeo y de transporte.¹⁵⁷

En Canadá, la regulación de la energía convencional (petróleo y gas) está dividida entre los gobiernos de las provincias y el gobierno federal. La regulación Federal cubre la aprobación de las exportaciones, así como cuestiones de seguridad, salud y ambientales. El mercado energético canadiense opera bajo el marco de regulaciones y tratados, de donde se incluyen: el acta de Evaluación Ambiental Canadiense (*Canadian Environmental Assessment Act*), el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), Acuerdo de Comercio Internacional, y las Regulaciones de Eficiencia Energética.¹⁵⁸

Otro decreto es el Consejo Nacional de Energía (*National Energy Board Act*) que creó en 1954 el *National Energy Board* (NEB), agencia reguladora federal del Departamento de Recursos Naturales. Dentro de las principales responsabilidades de este Consejo encontramos: la regulación de las redes de transporte de petróleo y el gas que cruzan tanto las fronteras nacionales como las interprovinciales y además autoriza las exportaciones de petróleo, gas natural y electricidad. En 1987 el NEB adoptó el procedimiento conocido como *Market- Based Procedure* (procedimiento basado en el mercado), criterio para aprobar las licencias de exportación, esto es, que se confía en el mercado para satisfacer las necesidades canadienses de gas natural a los precios del mercado. Para que esta premisa básica del procedimiento funcione no deberá existir ningún abuso en el mercado eléctrico y todos los compradores tendrán acceso al gas en términos y condiciones similares¹⁵⁹. Durante la última década, el NEB, ha cambiado su enfoque de regulación económica a regulación ambiental y de seguridad.

¹⁵⁷ Desde 1985 los grandes usuarios, como los consumidores industriales, tenían que comprar el gas directamente de los productores, mientras que los pequeños usuarios utilizan los servicios de un intermediario siguen obteniendo el gas de las compañías distribuidoras.

¹⁵⁸ En el sitio web:

www.iie.org/programs/energy/downloads/proceedings/energysectorprofiles/canada

¹⁵⁹ Agencia Internacional de Energía (AIE); "Energy Policies of IEA Countries, Canada 2000 Review", OCDE, París, 2001, pág.112

En el ámbito provincial, la regulación de las actividades de la industria de gas, gasoductos y sistemas de distribución están administrados por el Provincial Utility Boards. Estos consejos provinciales revisan las aplicaciones relacionadas a las actividades de la industria del gas a fin de asegurar que estas sean de interés público y consideren los impactos sociales, económicos y ambientales.

Las provincias productoras pueden imponer gravámenes a la producción de gas; dar incentivos de perforación y otorgar permisos, aprobaciones y licencias para construir y operar los servicios, mientras que las provincias consumidoras regulan los sistemas de distribución, incluyendo las tarifas.¹⁶⁰ Por lo tanto, cada provincia regula su producción, procesamiento, transmisión intra-provincial, distribución y mercado.

En Canadá, los asuntos de energía, la responsabilidad está dividida entre los gobiernos de las provincias y el gobierno federal. La constitución otorga a las provincias la autoridad sobre la conservación y manejo de los recursos naturales dentro de sus fronteras.

Sin embargo, la jurisdicción tanto del comercio internacional como del comercio regional entre las provincias es responsabilidad federal, y es a través del Departamento de Recursos Naturales que el gobierno federal trabaja con los gobiernos de las provincias para implementar las estrategias de desarrollo y cumplir los acuerdos internacionales.

Los principales objetivos de la política energética canadiense son: la competitividad e innovación en el sector energético; mayordomía ambiental; seguridad energética (seguridad, oferta, salud); asegurar que el propietario de los derechos de posesión de los minerales reciba un arrendamiento justo y desarrollo económico¹⁶¹

Se puede decir que la política energética en Canadá está orientada hacia una política de mercado, asegurada a través de un régimen fiscal, acceso al mercado a través del comercio y de la liberalización de la inversión, además de una eficiencia de mercado a través del comercio entre las provincias.

Debido a sus grandes y diversas reservas, físicamente, la seguridad energética no representa un problema como lo es en Estados Unidos, sin embargo una prioridad de su política es el desarrollo sustentable de los recursos existentes a fin garantizar la suficiente oferta para el futuro. Por lo tanto, las políticas tienen como objeto promover el crecimiento económico al mismo tiempo que se alienta a la conservación y a minimizar los impactos ambientales.

¹⁶⁰ North American Energy Working Group (NAEWG), The energy picture, capítulo 6, junio 2002.

¹⁶¹ AIE; Energy Policies of IEA Countries, Canada 2000 Review, op. cit, pág.34

A fin de que el mercado energético funcione de manera adecuada, el Departamento de Recursos Naturales ayuda implementando políticas y programas que alienten la investigación tecnológica y científica.

En general, la política energética federal se centra en tres campos: la oferta de energía convencional (política petrolera y gasera); el cambio climático y los problemas de la calidad del aire; y la energía nuclear. Asimismo, la política energética canadiense se basa en los principios de mercados abiertos y competitivos; además de un compromiso con el desarrollo sustentable y por último una regulación justa.¹⁶²

¹⁶² Cameron, Richard, "Canada Perspectives on North American Energy Issues" Ideas and Events, Canada project Center for Strategic and international Studies. (CSIS). En www.csis.org/americas/canada/ev_021501cameron.htm.

CAPÍTULO IV
MERCADO DE GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL NORTE, 1994 –2001

América del Norte es la región más añeja en cuanto a la producción y consumo de gas natural. Asimismo, los países que conforman este mercado cuentan con un proceso de integración energética

Por consiguiente la intención de este capítulo es hacer una revisión conjunta de la situación actual del mercado de los tres países de América del Norte, Canadá, Estados Unidos y México. Por un lado se hace una descripción de los recursos de gas disponibles, de la infraestructura y de las tendencias del comercio de este combustible en la región. Por otro, se analiza como se ha sido el proceso de integración energética entre los tres países.

4.1 Panorama regional del mercado de gas natural

4.1.1 Oferta y demanda de gas natural

La región de América del Norte conformada por Canadá, Estados Unidos y México es prácticamente autosuficiente en gas natural¹⁶³, ya que cuenta con reservas de este hidrocarburo. Estados Unidos y Canadá son los grandes productores de este combustible. Sin embargo, dentro de esta región, Estados Unidos es el mayor consumidor. (Ver tabla 4.1)

Las reservas probadas de gas natural en América del Norte en el 2001, se estimaron en 266.7 trillones pies cúbicos, siendo cerca del 5% de las reservas mundiales. Estados Unidos posee la mayor parte de las reservas en la región, contando con 167 trillones de pies cúbicos (tpc), esto es, el 3.2% de las reservas mundiales de este hidrocarburo. El nivel de reservas de Canadá es de 56 tpc, siendo 1.2% de las reservas a nivel mundial; en tanto que México posee 30 tpc, igual al 0.6% del total mundial.

Por su parte, la producción de gas natural en esta región presentó un constante aumento durante este periodo. En 1994 producían 24, 935 billones de pies cúbicos y para el 2001, ésta región produjo 26, 902, siendo el 30.9% de la producción de gas natural total del mundo. Estados Unidos y Canadá ocupan el primer y tercer lugar como productor a nivel mundial, al producir el 22.5% y 7.0% del gas mundial respectivamente. México, por su parte produce el 1.4 % del total mundial.

¹⁶³ Estados Unidos importa pequeñas cantidades de gas natural licuado (GNL) principalmente de Algeria y Trinidad y Tobago hacia la costa este de los Estados Unidos.

Tabla 4.1

Estadísticas Comparativas Canadá- EUA- México de reservas, producción, y consumo de gas natural, 1994- 2001.

	Reservas comprobadas (Trillones de pies cúbicos) 2001	R/P 2001	Producción (billones de pies cúbicos)		Consumo (billones de pies cúbicos)	
			1994	2001	1994	2001
Canadá		9.6	4,797	6,072	2,499	2,562
EUA		9.3	19,125	19,605	21,042	21,751
México		7.1	1,013	1,225	995	1,189
Total N.A	266.7	9.4	24,935	26,902	24,537	25,504

FUENTE: Elaborado con datos del BP Statistical Review, 2001

La producción de gas natural seco en esta región está concentrada principalmente en los estados sureños de Estados Unidos de Texas y Luisiana, en la Cuenca del Oeste de Canadá (WCSB), y en la Cuenca de Burgos en el Noreste de México.

Por otro lado, en lo que se refiere a la demanda de este hidrocarburo, ésta ha ido creciendo rápidamente durante estos últimos años. En 1994, el consumo de gas en la región fue de 24, 537 billones de pies cúbicos (bcp) y para el final del periodo, en el 2001, la demanda alcanzó 25, 504 bcp. Este incremento ha sido satisfecho con la producción canadiense. Cabe señalar que Estados Unidos es el principal consumidor de esta región, puesto que utiliza más del 80% del consumo total regional. En tanto que Canadá y México consumen 2,562 bpc y 1,189bpc respectivamente.

El creciente uso de gas natural en América del Norte, en particular en Estados Unidos y en Canadá, ha sido acompañado por profundos cambios estructurales de la industria durante las últimas dos décadas tales como las reformas reguladoras, las cuales han promovido la competencia y la eficiencia. En el caso de México también se presentaron reformas que abrieron a la iniciativa privada las actividades de transporte, distribución y almacenamiento, que anteriormente estaban controladas por la empresa estatal PEMEX.

En este sentido, en los tres países se ha incrementado el consumo de gas natural durante este periodo, 1994- 2001, principalmente como insumo en la generación de electricidad.

Con base en estos datos, se puede decir que el balance de la oferta- demanda de gas en esta región es ligeramente superavitario. De los tres, Estados Unidos presenta un déficit de gas natural, ya que consume más de lo que produce, por lo que depende del gas canadiense. México también importa algunos volúmenes procedentes de los Estados Unidos.

4.1.2 Comercio e infraestructura del mercado regional de gas natural

El comercio de gas natural entre Canadá, Estados Unidos y México se ha incrementado de manera significativa y constante durante estos últimos años, lo que ha mostrado una clara tendencia hacia la integración del mercado regional, ya que existe una integración física (comercio, infraestructura) así como cambios institucionales al interior de los tres países¹⁶⁴. Sin embargo, cabe resaltar la diferencia que existe entre el proceso de integración de Estados Unidos con Canadá con respecto al de México con sus vecinos del norte.

Por un lado, entre Estados Unidos y Canadá existe un viejo proceso de integración, compuesto por importantes flujos de gas y por la unión de sus sistemas de gasoductos entre los estados y las provincias. Los Estados Unidos son un importador neto del gas de Canadá, el cual le provee aproximadamente el 94 por ciento del total de sus importaciones. Las importaciones totales de Canadá también se han ido incrementado año con año, en el 2001 fueron de 3,878 billones de pies cúbicos, cinco por ciento más con respecto al 2000.

Otro incremento notable registrado durante este periodo fue en 1999, cuando aumentó en un diez por ciento respecto al año anterior. Este crecimiento fue el resultado del aumento en el uso de la capacidad de transporte de los tres nuevos gasoductos terminados en 1998 y que entraron en operación en 1999.¹⁶⁵

Por su parte, las exportaciones de Estados Unidos hacia Canadá sólo representan cerca del 5% de las exportaciones de Canadá hacia su vecino del norte.

En lo que se refiere a la infraestructura, Estados Unidos y Canadá cuentan con una vasta red de gasoductos de alta presión interestatales y inter-provinciales que llevan el gas desde las grandes zonas productoras hacia los principales mercados. El oeste de los Estados Unidos está más integrado con el Canadá que con el mercado de la parte este del país. Entre los gasoductos más importantes, destacan el gasoducto Alliance, Milenio, Transcanada y Nova.

¹⁶⁴ Vargas, Suárez Rosío, "¿Un mercado energético para América del Norte?", en Las relaciones de México con Estados Unidos y Canadá: una mirada al nuevo milenio, Ed. CISAN, UNAM, México, 2001, pp.375-402

¹⁶⁵ Energy Information Administration (EIA) " U. S. Natural Gas Markets: recents trends and prospects for the future", p.11

Tabla 4.2
Comercio exterior de gas natural por gasoducto en América del Norte, 2001
(en billones de pies cúbicos)

de				
a	Canadá	Estados Unidos	México	Total Importaciones
Canadá	-----	172	-----	172
Estados Unidos	3,855	-----	23	3,878
México	-----	151	-----	151
Total Exportaciones	3,855	323	23	

FUENTE: Elaborado con datos del BP Statistical Review, 2001

Por otro lado, México se encuentra conectado con Estados Unidos, aunque la capacidad de los intercambios es relativamente pequeña. Las exportaciones estadounidenses han registrado un continuo incremento, en 1994 el total de las exportaciones fue de 105 bpc y para el 2001 alcanzaron 151 bpc. Contrariamente, las exportaciones gaseras de México han declinado hasta en un 90 por ciento del nivel de 1999.

Tanto la disminución de las importaciones como el incremento de las exportaciones de Estados Unidos han sido atribuidos al incremento de la demanda doméstica y a la baja relativa de los niveles de producción de gas natural en México.¹⁶⁶

Actualmente existen 11 puntos de interconexión a lo largo de la frontera de México con Estados Unidos. Las principales interconexiones son el Paso Natural Gas, Tennessee Pipeline, Texas Eastern, Kinder Morgan, y West Texas Gas.

En síntesis, el comercio de gas natural entre los países de América del Norte ha crecido de manera considerable, y todo parece indicar que esta tendencia continuará. Un factor importante que ha impulsado el incremento de los intercambios comerciales ha sido el continuo desarrollo de la infraestructura.

4.2 Tendencias hacia una integración regional energética en Norteamérica

4.2.1 Antecedentes

El comercio trilateral de gas natural durante la década de los setenta fue conflictivo. Estados Unidos vivía una situación de crisis energética tras el embargo de la OPEP de 1973, y enfrentaba, por cuestiones de precios, una escasez en la oferta de gas natural.

Esta situación obligó a Estados Unidos a recurrir a importaciones de Canadá, y de México.

A pesar de que la provincia de Alberta en Canadá era un importador confiable para Estados Unidos, en 1973 este país impuso restricciones sobre las exportaciones de gas natural, y consecuentemente las exportaciones canadienses fueron suspendidas a finales de la década de los setenta hasta principios de los ochenta debido a que las reservas domésticas de gas canadienses eran insuficientes para la futura demanda del país.¹⁶⁷

Otro problema que enfrentaba la industria era el llevar el gas hasta el usuario final, por lo cual se planteó la necesidad de ampliar la red de gasoductos para abastecer el gas requerido por el mercado estadounidense. De esta forma, se aprobó la construcción de varios gasoductos.

Asimismo, con México en 1977 existió el proyecto de importaciones de gas natural¹⁶⁸ En este sentido, se dieron las negociaciones entre las compañías gaseras conocidas como Border Gas y Pemex, sin embargo, después de varias disputas se rompieron las negociaciones.

Ante esos hechos, a partir de la administración Carter, se estableció un compromiso por buscar la cooperación energética con los países vecinos, en particular con Canadá. Esta decisión obedeció a la importancia del potencial gas de natural canadiense como fuente complementaria de gas natural para Estados Unidos.

En este sentido, luego de los problemas de Estados Unidos con Canadá y México en el comercio de gas natural, se enfatizaron los beneficios que traerían una futura cooperación e interdependencia entre los países para la economía estadounidense.

¹⁶⁶ *ibid*, p. 11

¹⁶⁷ Véase, Vietor, Richard, *Energy policy in America since 1945*, pp. 299 –303. Se detalla los problemas relacionados a las importaciones de vecinos países tanto Canadá como con México durante la administración de Carter.

¹⁶⁸ Después de haber pasado por una crisis económica, se fomentaron, durante la administración de López Portillo, esfuerzos para expandir la producción y desarrollo de los recursos con excelentes resultados. Con esta situación el gobierno mexicano consideró la posibilidad de exportar los excedentes abundantes de gas hacia Estados Unidos.

En este contexto, en 1988, durante la administración de Reagan se firmó el Acuerdo de Libre Comercio de Canadá con Estados Unidos ALCCEU. Este acuerdo eliminó prácticamente todas las barreras al comercio bilateral de productos energéticos. Este tratado resultaba importante para ambos países. Por un lado, para Estados Unidos era necesario apagar las tendencias de proteccionistas y el nacionalismo canadiense, que con frecuencia hacía difícil la inversión de empresas estadounidenses. Por el otro lado, para Canadá, cuyas exportaciones a Estados Unidos representaba un alto porcentaje de su producción nacional, el acuerdo aseguraba una mayor seguridad de acceso al enorme mercado de estadounidense.¹⁶⁹

A pesar de que antes de la ratificación del Acuerdo, los impuestos sobre los productos y servicios que intercambiaban los dos países eran bajos, se afirma que el verdadero efecto del ALCCEU ha sido simplemente el ligarlos aún más a las políticas de liberación comercial que ya habían sido acordadas bajo el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT, por sus siglas en inglés)¹⁷⁰

Por su parte, México antes del TLCAN no hizo mucho por abrir su sector energético a la inversión extranjera, debido principalmente a restricciones establecidas en su Constitución. Sin embargo, ya desde 1986, el país había iniciado varias acciones unilaterales a fin de atraer la inversión extranjera¹⁷¹.

4.2.2 El Tratado de Libre Comercio en América del Norte.

El tema de los energéticos fue una parte delicada en las negociaciones del Tratado de Libre Comercio en América del Norte (TLCAN), debido a la importancia de este sector para los tres países. Las conversaciones giraron principalmente en torno a incrementar más el comercio e inversión en el sector mexicano, dado que el de los Estados Unidos y Canadá ya estaba relativamente abierto.¹⁷²

¹⁶⁹ *ibid*, p. 288

¹⁷⁰ El General Agreement of Tariffs and Trade (GATT) entró en vigor en 1948. En él, las naciones firmantes acordaron eliminar o reducir las tarifas y otras barreras al comercio, así como la erradicación de los tratados discriminatorios en el comercio internacional. Canadá y Estados Unidos son parte del grupo de países que se adhirieron al mismo desde la firma del tratado, sin embargo México lo hizo hasta 1984.

¹⁷¹ T Gross, H. y Weinstein, Bernard, " El TLCAN y la industria energética: lecciones del acuerdo de libre comercio entre Canadá y Estados Unidos" en México- Estados Unidos- Canadá, 1993- 1994, Gustavo Vega (compilador), Colegio de México, 1995 pp.63-82

¹⁷² T Gross, H. y Weinstein, Bernard, " El TLCAN y la industria energética: lecciones del acuerdo de libre comercio entre Canadá y Estados Unidos" en México-Estados Unidos- Canadá, 1993- 1994, Gustavo Vega (compilador), Colegio de México, 1995 pp.63-82

Finalmente, en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN o NAFTA) entró en vigor en 1994. En el capítulo VI "Energía y Petroquímica básica" de este tratado se condensan todos los lineamientos para el comercio de energía regional.

Las disposiciones de tratado en materia de gas natural, se centraron básicamente en cuatro aspectos importantes: barreras arancelarias y no arancelarias; tratamiento nacional, cláusulas de seguridad y restricciones a monopolios.¹⁷³

En primer lugar y de acuerdo a los términos del TLCAN, la mayoría de las barreras arancelarias se redujeron o eliminaron, incluyendo los productos energéticos. Las tarifas en gas natural deberían de quedar eliminadas hacia el año 2003, diez años después de la entrada en vigor del tratado.

De igual manera, en el artículo 603 se incorporaron las disposiciones del GATT en materia de prohibiciones de restricciones al comercio exterior de gas natural. Se prohibió el uso de precios mínimos y máximos a la exportación y a la importación; sin embargo un país tiene la capacidad de restringir libremente sus exportaciones de bienes energéticos no renovables para su conservación, y también aplicar restricciones a la exportación de materias primas en apoyo a programas gubernamentales de estabilización si existe una escasez interna o internacional de los mismos.

De acuerdo con el artículo 604, se prohibió la aplicación de impuestos a la exportación de gas natural, excepto cuando se dictaminaran para los otros países miembros o para el consumo interno.

Con respecto al tratamiento nacional, el TLCAN estableció en el artículo 606, el compromiso a cada uno de los tres países y sus estados o provincias a aplicar las mismas reglas legales tanto a bienes nacionales como a extranjeros, originados en los países miembros del TLCAN. De esta forma, el principio que rige este artículo es que las medidas reguladoras deberán tener el trato nacional tanto a los productos importados como a los producidos internamente.

El tercer aspecto son las cláusulas de seguridad, descritas en el artículo 607, el TLCAN reconoce esta situación como una extensión de lo acordado en el GATT(art. 603). Sin embargo, el acuerdo limita dichas acciones de protección de tres maneras y que sólo son válidas para Estados Unidos y Canadá, por lo que se exime a México.

Por último, en relación con las restricciones a monopolios, el TLCAN reconoce que ciertas actividades son estratégicas en México y están bajo la propiedad del Estado y sujetos a regulación, sin embargo, cada parte mantiene el derecho de autorizar y mantener actividades de monopolio en lo interno, incluyendo empresas estatales.¹⁷⁴

¹⁷³ Vargas, Rosío, op. cit., pp. 377- 379

¹⁷⁴ ibid., pág.379.

Asimismo el TLCAN estableció en el artículo anexo 602.3 las reservas y disposiciones especiales para México como el de seguridad nacional y el de mantener sus monopolios, pero también, el de no poner a la venta a Pemex apegándose al ordenamiento constitucional de México.

Es importante señalar que con el TLCAN se aumentaron las oportunidades de participar en las compras gubernamentales, permitiendo a las empresas norteamericanas competir sobre bases no discriminatorias por los contratos gubernamentales en ciertos mercados energéticos. México mantuvo su prohibición constitucional con respecto a toda participación privada en las actividades de exploración y producción en materia de hidrocarburos.¹⁷⁵

4.2.3 Iniciativas y Cooperación trilateral en materia energética

Si bien el TLCAN ha sido un importante antecedente en el proceso de integración trilateral en materia de energía, es necesario resaltar los esfuerzos hechos en las agendas oficiales para fortalecer e incrementar las relaciones energéticas entre los tres países vecinos. Por un lado, se han llevado a cabo proyectos de cooperación trilaterales que han alentado la integración en la región, pero, al mismo tiempo, se han concertado acuerdos y entendimientos bilaterales que fomentan la estrategia de una política energética común.¹⁷⁶

En el contexto bilateral, como hemos señalado, el presidente Bush se propuso colaborar estrechamente con los gobiernos vecinos para alcanzar la seguridad energética regional. En este sentido, la primera reunión con un jefe de Estado fue con el primer ministro canadiense, Jean Chretien y su primer viaje al exterior lo hizo a México.

La administración de Vicente Fox inició sus actividades al mismo tiempo que se dio un cambio presidencial en Estados Unidos. Con el advenimiento de la administración de George W. Bush se compartía la visión de una relación armoniosa basada en la apertura de fronteras y en la posibilidad de un acuerdo migratorio. Asimismo en la agenda bilateral, se buscaba ampliar la inversión privada y el comercio bilateral e integrar en el contexto del TLCAN los mercados de gas y de electricidad.

En el marco de la visita de Estado de presidente Fox a Washington en septiembre del 2001, se recalcaron los temas centrales de la nueva relación bilateral en materia de energía: producción y abasto de petróleo; apertura en la producción de gas natural en México; ventas de electricidad a California; y acciones para elevar la oferta de energía en general. En lo que respecta al gas natural,

¹⁷⁵ T Gross, H. y Weinstein, Bernard, *op. cit.*, p. 81

¹⁷⁶ Cabe destacar que en este apartado, solo se analizaran los aspectos concernientes a la cooperación energética a partir de las nuevas administraciones de los presidentes Fox y Bush. Esto es, debido a que desde el comienzo de estos gobiernos se ha manifestado un mayor interés por integrar los mercados energéticos de los tres países.

el tema principal son los contratos para que compañías de perforación en Estados Unidos puedan explorar y producir gas natural no asociado al petróleo en México.¹⁷⁷

Con los ataques terroristas del 11 de Septiembre del 2001 se hizo mayor énfasis en la necesidad de la integración del mercado energético de América del Norte. En un artículo aparecido en el *Oil and Gas Journal* se afirmaba que Estados Unidos y Canadá se estaban moviendo hacia una relación comercial sin costuras y transparente, donde las fronteras estaban virtualmente eliminadas, lo que hacía que se facilitara una mayor integración. Asimismo, destacaba la inclusión de México en esta integración.¹⁷⁸

A raíz del 11 de Septiembre, era evidente que la seguridad energética continuaría dependiendo de la oferta de sus confiables socios comerciales. Sin embargo, en un artículo publicado en *The Economist* se criticaba la posición de México, señalando que no había sido suficiente la solidaridad y apoyo que México había mostrado a los Estados Unidos con respecto a los atentados de Nueva York.¹⁷⁹

Pese al hecho anterior se puede decir que los tres países han buscado profundizar su integración energética.

En lo que se refiere a la cooperación trilateral, cabe destacar la reunión realizada después de la Cumbre de las Américas en Quebec, Canadá en abril del 2001, el presidente Bush recalco que la liberación del comercio dentro del hemisferio debe de iniciar con una mayor cooperación entre México, Canadá y Estados Unidos. Así, el presidente Bush, el primer Ministro Jean Chretien y el Presidente Fox discutieron ciertas cuestiones tales como: el desarrollo de la política energética conjunta. A través de la creación de un equipo de trabajo, el cual buscaría las formas de facilitar el comercio energético en la región, mediante la cooperación entre los países.¹⁸⁰ En este sentido, se formó el Grupo de Trabajo de Energía en América del Norte (GTEAN) encabezado por el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, la Secretaría de Energía de México, y el Departamento de Energía de Estados Unidos, el cual fue creado con el objetivo de elaborar una visión general y un diagnóstico técnico del estado que guarda actualmente el mercado energético de América del Norte.¹⁸¹

¹⁷⁷ Shields, David, "¿Qué platicaron Bush y Fox sobre energía?", *Reforma*, 10 de Septiembre del 2001, p.5^a. En este sentido la estrategia del gobierno de México era buscar la aprobación del Congreso para los contratos riesgo y de esta forma conceder participación en el producto o en los resultados de la exploración

¹⁷⁸ Stott, J, "US DOE deems North american energy market integration crucial", en *Oil and Gas Journal*, 12 de noviembre del 2001, pág. 34

¹⁷⁹ Véase, *The Economist*, "Fair- weather friends?" 22 de septiembre del 2001, pág. 35. En este artículo se decía que México no tomó la misma posición como otros aliados de Estados Unidos.

¹⁸⁰ Barron, Jeff " Could Mexico's problems affect North american joint energy policy" en *Energy Economist*, Septiembre 2001, pág.5

¹⁸¹ Como antecedente, podemos resaltar el acuerdo energético bilateral México- Estados Unidos fue negociado en 1995 y que se limitaba básicamente a un intercambio de información entre las autoridades energéticas de ambas naciones.

En este contexto, las metas del GTAEN son promover la comunicación y cooperación entre los gobiernos y los sectores de energía de los tres países en torno de los temas de interés común, intensificar el comercio energético y las interconexiones en la región, consistentes con las metas de desarrollo sustentable.

Esta cooperación aduce tener respeto absoluto a las soberanías nacionales, las divisiones de autoridad jurisdiccionales y los compromisos de comercio existentes en cada país.¹⁸²

Para alcanzar estas metas, el GTAEN intercambia puntos de vista y comparte información sobre factores concernientes a la energía de Norteamérica, incluyendo programas y políticas, sobre el desarrollo de los mercados y pronósticos de demanda y de fuentes de oferta. Asimismo, el Grupo de trabajo trabaja para identificar las cuestiones como estructuras reguladoras, interconexiones, especificaciones técnicas e investigación y desarrollo tecnológico en beneficio del comercio entre los tres países.¹⁸³

Cabe mencionar que una de las nuevas áreas de este grupo, además de del grupo de expertos en regulación de electricidad y de eficiencia energética, han sido los grupos de gas natural; de ciencia y tecnología; y de infraestructura crítica.

En síntesis, se puede destacar que la estrategia de Estados Unidos ha consistido en: una mayor integración de los socios del TLCAN; en alentar los procesos de privatización, liberalización, desregulación en América Latina¹⁸⁴; y la concertación de acuerdos bilaterales o regionales.

De esta manera, se ha continuado con el proceso de integración energética en América del Norte. Esta integración ha obedecido a tres factores: a los recursos energéticos, las formas de organización y regulación de las industrias y a los factores políticos o institucionales. En este sentido, la industria del gas natural en Canadá, Estados Unidos y México ha mostrado una clara tendencia hacia la integración del mercado regional.

¹⁸² en www.csis.org/americas/canada/ev_021501bailey.htm, pp.1-5

¹⁸³ *ibid*, pág. 3

¹⁸⁴ Cabe resaltar que estas mismas tendencias se han presentado en foros multinacionales como en la Quinta Reunión Ministerial de Integración Energética Hemisférica en donde se abordaron temas como: la armonización de los marcos regulatorios, en particular, de las naciones de Norte América y el incremento de las interconexiones de gas natural y electricidad

CONCLUSIONES

El objetivo del presente estudio fue describir la formación y la continuidad que caracterizó a la política energética en materia de gas natural durante el periodo de 1994- 2001, y como a raíz de esas políticas se modificó el mercado nacional permitiendo la integración de México al mercado de gas natural en América del Norte.

De esta manera, observamos como el proceso de inserción de México al mercado de gas natural con Estados Unidos y Canadá se ha venido realizando de forma gradual y mostrando una tendencia creciente, particularmente tras la firma del Tratado de Libre Comercio (TLCAN), y como ha sido estimulado por políticas gubernamentales que han originado cambios irreversibles en la estructura del mercado.

La política gubernamental nacional se centró en la apertura de la industria energética nacional en este subsector con el objetivo de emprender cambios estructurales en la materia que permitieran la incorporación de la iniciativa privada y consecuentemente, que alentarían el aumento en la producción de gas y el desarrollo de las reservas.

A lo largo de este periodo, se observó como en ambos gobiernos se plantearon diversas estrategias para atraer inversiones e impulsar el aumento en la demanda. En este sentido, la política energética nacional en materia de gas natural estaba enfocada en implementar estrategias de apertura a la inversión privada, y en promover el uso de gas natural principalmente en el sector industrial y eléctrico.

Hemos observado que desde 1994 se efectuaron cambios legales, regulatorios e institucionales que han permitido crear un mercado y abrir espacios de participación a la inversión privada y que han reorganizado a Pemex desincorporando las actividades de corriente abajo.

Durante la administración de Zedillo señalamos como se implantaron mecanismos que alentaron la participación del sector privado en la industria gasera nacional. Por un lado encontramos los mecanismos de financiamiento para grandes proyectos de infraestructura de Pemex conocidos como los Pidiregas que entraron en vigor en 1997, con los cuales se garantiza la canalización de recursos registrándolos como un pasivo contingente en las finanzas públicas.

Siguiendo con esta línea en 1999, se creó el Programa Estratégico de Gas con el cual se busco cubrir la mayor parte de la demanda con la producción nacional mediante proyectos integrales de desarrollo. El proyecto más importante puesto en marcha durante este periodo fue el de la Cuenca de Burgos en donde se ha contratado empresas privadas para desarrollar el gas natural.

Por otro lado, en materia de regulación encontramos que el cambio más importante efectuado durante este periodo fue la reforma a la Industria de Gas Natural de 1995 en donde se modificó la ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, la cual permite que la iniciativa privada participe en las actividades de corriente abajo, como lo son distribución, el transporte y el almacenamiento de este combustible. Además, en el marco institucional, a fin de regular dichas actividades se creó y fortaleció la Comisión Reguladora de Energía.

Continuando con la misma política de apertura en este subsector, observamos que durante el primer año de la administración de Fox se planteó la propuesta de que el sector privado participara en las actividades corriente arriba como es la exploración y la explotación de gas no asociado bajo el esquema los Contratos de Servicio Múltiple (CSM). Con esta estrategia se ha buscado financiar el desarrollo de los campos de gas no asociado con el objetivo de incrementar la producción de este combustible y disminuir el déficit previsto mediante contratos de servicio de amplio alcance principalmente en zonas clave como la Cuenca de Burgos en el noreste del país.

Sin embargo, se puede estimar como poco probable que esta administración logre concretizar su propósito de apertura total debido a que enfrenta varios obstáculos. El principal obstáculo es que estos contratos generaron controversias jurídicas y políticas debido a que no contaron con el consenso de los partidos de oposición, los cuales rechazaron la apertura a la participación privada en nuevas áreas, y se opusieron a cualquier cambio constitucional en la materia, cuestionando la legalidad de este mecanismo contractual argumentando que violaban los artículos 27 y 28 constitucionales.

Entre otras críticas que recibieron los CSM se argumentó que con este mecanismo no se resolvería el déficit de este combustible y además de que estos contratos no fortalecerían a PEMEX, sino que en todo caso la paraestatal quedaría como un simple administrador de contratos sin ganancias.

En este sentido, todos estos cambios realizados durante estas administraciones en la política de gas natural en México han sido determinados por diversos factores internos y externos relacionados que han condicionado la dirección y el ritmo de cambio en el sector de gas natural en México. Cabe destacar que la transición de la política hacia el gas natural se debió a cuestiones ecológicas y de eficiencia, que originada por nuevas tecnologías promovieron la generación eléctrica de ciclo combinado, instando a la planta industrial a convertir sus procesos de combustóleo a gas.

Otro factor importante que encontramos es la excesiva carga fiscal de Pemex, que representa cerca del 37% de los ingresos del gobierno, lo cual ha generado un debilitamiento en las finanzas de la empresa y en su capacidad productiva, lo que le ha imposibilitado efectuar las inversiones necesarias para cumplir con la responsabilidad de suministrar combustibles limpios al mercado nacional que cumplan con las normas ambientales. En este sentido, la estrategia del gobierno para Pemex, fue que la paraestatal continuara enfocándose en actividades estratégicas que le

generan mayor rentabilidad, como es la producción de petróleo y de gas asociado, mientras que, con una mayor apertura, el capital privado realizaría las actividades de exploración y producción de gas natural no asociado.

Es importante señalar que muchos analistas han señalado que para que Pemex cuente con capital sería necesaria una reforma fiscal que reduzca la dependencia de las finanzas públicas sobre los ingresos petroleros y que consecuentemente le permita destinar a la inversión una mayor parte de los recursos que genera y de esta manera depender en menor medida de mecanismos de financiamiento como Pidiregas.

Otro factor histórico importante para México es la defensa de la soberanía nacional que considera al petróleo y gas como un patrimonio nacional, lo cual no ha permitido una mayor apertura en este sector.

Por otro lado, hemos visto como los compromisos externos y acuerdos bilaterales, principalmente con los Estados Unidos, han influenciado y garantizado la continuidad de la política de apertura en este sector.

Sin duda alguna, el Tratado de Libre Comercio fue un punto de partida. Desde sus negociaciones se buscó que México comenzara con la apertura de su sector energético, lo cual no fue factible debido a las restricciones constitucionales. A pesar de estas restricciones, se han llevado a cabo las modificaciones legales en el sector de gas natural sin cambiar la Carta Magna, lo cual ha impregnado al marco legal de contradicciones cada vez más evidentes entre la Constitución y las reformas generando, a su vez, incertidumbre jurídica a la inversión privada.

De igual manera, con la crisis económica por la que atravesó el país en 1995, México recibió el paquete de rescate financiero del gobierno de Clinton, con la condición de que impulsara la desregulación en este sector estratégico.

Asimismo, durante la administración de George W. Bush, hemos observado que su estrategia consiste en fortalecer la integración energética en América del Norte en donde el papel de México será continuar con su proceso de apertura con el fin de garantizar los suministros de este combustible y de esta manera, poder disminuir su dependencia de fuentes extranjeras poco confiables.

En este trabajo se expuso la situación de la industria de gas nacional de México mostrando como se ha desempeñado el mercado nacional. A lo largo de estos años, la participación relativa de gas natural representó en promedio el 26%, lo que la ubicaba como la segunda en importancia después del crudo en el balance energético nacional.

Sin embargo, el dinamismo adquirido por el consumo, particularmente en el sector eléctrico por generación de ciclo combinado; fue superior al que experimentaron las reservas y la producción, lo cual mostró un creciente desequilibrio en el balance de oferta- demanda nacional. Por su parte, la producción, mantuvo un crecimiento paulatino, particularmente en la región de la Cuenca de Burgos, debido a que se impulsó el desarrollo de gas seco mediante contratos de servicio.

Cabe resaltar que la oferta de este combustible ha sido insuficiente para contrarrestar la expansiva demanda, por lo cual ha sido necesario recurrir a las importaciones provenientes de Estados Unidos.

Este incremento en la demanda ha generado un aumento en los intercambios comerciales fronterizos y consecuentemente se ha ampliado la capacidad de transporte e puntos de interconexión en la frontera norte. Efectivamente, la red de gasoductos se extendió en forma considerable, incrementándose en un 61% durante este periodo.

En este sentido podemos constatar que la hipótesis del trabajo fue probada, pues México continuó con la política gasera de apertura durante el periodo de estudio, lo cual ha permitido que el país continúe de forma gradual con el proceso de integración en el mercado de América del Norte. Asimismo, consideramos que pesar de las restricciones constitucionales, la política energética nacional en materia de gas natural se ha enfocado en buscar los mecanismos que permitan la privatización, liberalización y desregulación en este sector estratégico, y se puede pronosticar que en lo que resta de esta administración y posiblemente en los próximos gobiernos se continúe impulsando y profundizando este proceso de apertura.

Por su parte, se analizó también la situación de la industria de gas tanto en Estados Unidos y Canadá en donde se demostró como ambos países están sumergidos en un proceso de integración añejo, debido que ambos son importantes países productores y consumidores de este combustible; además cuentan con importantes redes de gasoductos que facilita los flujos comerciales; y que desde la década de los ochenta iniciaron la desregulación y liberalización de su industria gasera.

Estados Unidos, a pesar de uno de los mayores productores de gas a nivel mundial, necesita de fuentes suplementarias de suministro de gas para satisfacer su demanda. En este sentido hemos observado como su política energética se ha centrado en cubrir ese déficit y asegurar el abasto del combustible con el fin de reforzar la estabilidad y seguridad energética. Con este propósito, en el Plan Energético de la administración Bush se pone de manifiesto que con el fin de buscar la seguridad energética nacional es necesario contar con un mayor abasto en su producción, por lo que necesita importar el recurso de Canadá.

En su conjunto, el panorama de la región de América del Norte durante este periodo mostró un mercado maduro, prácticamente autosuficiente con un continuo desarrollo en infraestructura que ha permitido un incremento importante en el comercio de gas natural entre los tres países.

Cabe destacar que el intercambio comercial entre Canadá y los Estados Unidos es un fenómeno añejo formalizado con el acuerdo de Libre Comercio de Canadá con Estados Unidos. La inserción de México a este mercado regional se formalizó con la firma del Tratado de Libre Comercio cuyo objetivo era fomentar e incrementar el comercio e inversión en el sector mexicano.

Sin embargo cabe destacar que el papel que México ha tenido en este proceso ha sido con ciertas limitantes, porque la producción no alcanza ni siquiera a cubrir las necesidades nacionales y porque el gas asociado se quema en la atmosfera, el cual no se aprovecha.

El proceso de Integración del mercado regional de gas en América del Norte se ha desarrollado paulatinamente física y económicamente. Esto es, el intercambio comercial al construir la infraestructura básica para el comercio entre los países, se incremento de manera notable con la red de gasoductos principalmente entre Estados Unidos y Canadá. A su vez, el aspecto político se ha visto fortalecido mediante los acuerdos y tratados que han formalizado el comercio de este combustible.

A pesar de que estos factores han dado un gran impulso a esta integración, se puede decir que el papel que México ha jugado en el mercado de gas no ha tenido mucha participación, puesto que el país se enfrenta a diversos obstáculos tales como la falta de recursos

El balance del gas natural en la región muestra que a pesar de dicha apertura del sector mexicano, este no ha modificado este balance, pues no han sido descubiertos importantes reservas y México seguirá siendo los próximos años un importador neto de gas estadounidense.

En este trabajo, se observó como los tres países que conforman la región han impulsado la integración energética regional y seguirán promoviendo dicha integración mediante acuerdos y cooperación trilateral. Cabe resaltar el papel que la estrategia de Estados Unidos consiste en fomentar una mayor integración entre los socios del TLCAN, alentando la privatización y desregulación mediante acuerdos y cooperación trilateral. Esto se vio reflejado en la Cumbre de las Américas en Quebec donde los tres mandatarios hicieron hincapié en fomentar el desarrollo de una política energética conjunta. En este sentido hemos reflejado como se han creado grupos de trabajo trilaterales que investiguen y permitan el avance hacia la integración del mercado de estos países, como lo fue el Grupo de Trabajo de Energía en América del Norte (GTAEN) con el cual se promovía la comunicación y cooperación entre los tres gobiernos y el sector energético.

Asimismo comprobamos que en el contexto internacional la industria de gas natural se desarrolló de manera regional, siendo América del Norte la principal zona productora y consumidora de este combustible. La industria gasera a nivel mundial no sólo experimentó un notable crecimiento en la oferta sino que también la demanda mundial llegando a ocupar el tercer lugar en el consumo total de la energía primaria con una participación del 24%. Además, durante este periodo observamos como se ampliaron las redes de gasoductos, incrementándose, en consecuencia, el comercio de este combustible. Esto obedece, a que el gas natural ese ha convertido en el combustible idóneo para la industria residencial y comercial, pero sobre todo en la generación de electricidad por ciclo combinado, debido a que se trata de un combustible eficiente, versátil, económico y limpio.

En el trabajo se hizo un diagnostico detallado del sector de gas natural de cada país y de los tres países en su conjunto. A su vez, se identificaron y desarrollaron tres dimensiones de cada país y a nivel mundial. En cada capítulo se describió los aspectos del mercado de gas natural, la organización y la estructura de la industria y la política energética que llevo a cabo cada país y como estos factores influyeron en el proceso de integración de los tres países de América del Norte.

Evaluación del proceso de integración de México al mercado de gas natural en América del Norte, 2001- 2008

Este apartado tiene como objetivo describir cómo ha evolucionado el proceso de integración de México al mercado norteamericano durante los últimos siete años. Si bien la industria de gas natural nacional enfrentó desde 1994 importantes cambios regulatorios, fomentado por la política gubernamental que alentaban una mayor apertura en este sector estratégico, aun siguen permaneciendo ciertos factores que no han permitido su desarrollo, y que han hecho que el papel que tiene México en el mercado regional de gas sea un importador neto de Estados Unidos.

Durante casi 15 años hemos observado como la política energética nacional ha promovido el uso del gas natural en la economía por razones ecológicas y de eficiencia, basando en el gas natural no asociado la planeación del desarrollo de la industria eléctrica e industrial. Además, se tienen que tomar en cuenta los factores externos que también han influenciado la formación de la política gasera como fue las negociaciones y entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio con Canadá y Estados Unidos y, la relación bilateral de México con este último.

Se puede señalar que tanto la promoción del gas natural y como la apertura al capital privado han sido los ejes que han dado rumbo a la política energética en materia de gas natural. En este sentido, se inició el proceso de desregulación y liberalización de la industria con la cual se pretendía contar con mayores recursos que fortalecieran Pemex y, al mismo tiempo, garantizaría el suministro de este combustible.

Dichas reformas se iniciaron en 1995 al abrirse la distribución y el transporte del gas natural al capital privado, mientras que la exploración y producción se quedó en manos de Pemex, sin embargo a pesar de las medidas gubernamentales como el Programa Estratégico de Gas (PEG), el cual se enfocaba principalmente en la Cuenca de Burgos, la paraestatal no contó con los recursos necesarios para explorar y explotar más gas. Otra mecanismo gubernamental empleado para canalizar más recursos a las actividades estratégicas de la industria han sido los Pidiregas generando el endeudamiento de Pemex.

Asimismo observamos cómo se continuó, sin mucho éxito, durante el gobierno de Fox con la política de apertura intentando concretar, mediante los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), que el sector privado participara en exploración y producción de gas no asociado, sin embargo estos contratos no contaron con el respaldo del Congreso, lo que sembró incertidumbre jurídica a los inversionistas.

A más de una década del inicio de estas reformas, se ha observado que los resultados obtenidos de la política energética en materia de gas natural, planteada por los gobiernos de Zedillo y de Vicente Fox, no han favorecido el desarrollo de la industria gasera, en todo caso se puede afirmar que el país presenta una vulnerabilidad en el abasto de este combustible y Pemex aún presenta una falta de capital para fortalecerse y desarrollarse en este subsector.

En el balance nacional encontramos un déficit en la oferta, debido a la creciente demanda, principalmente en el sector eléctrico, que se suscitó a partir de la estrategia de fomentar el consumo de gas natural en las plantas de ciclo combinado bajo la modalidad de productor independiente. Asimismo diversos estudios han mostrado que la producción nacional se encuentra estancada y se registra una caída en las reservas de gas natural no asociado. Este desbalance, ha creado un aumento en la dependencia de fuentes externas de abastecimiento de este combustible provenientes principalmente de los Estados Unidos.

Asimismo encontramos que hoy en día, el marco jurídico-normativo y la estructura organizativa de Pemex no han permitido la innovación ni han aportado el capital necesario para fortalecer a la industria, obligándolo a mantenerse al margen de las actividades estratégicas.

Podemos decir que mientras Pemex no cuente con mayores recursos que los que tiene a su alcance actualmente, los mecanismos conocidos como Pidiregas seguirán siendo la fuente de financiamiento para los grandes proyectos de infraestructura de Pemex en los próximos años. Además es importante que Pemex cuente con un régimen fiscal menos oneroso que con el que ha operado hasta ahora a fin de que la empresa no se continúe debilitando al utilizar este mecanismo de endeudamiento.

Otro aspecto importante a considerar es que dichas reformas han impulsado concesiones en áreas restringidas por la Carta Magna, la cual reserva la explotación de todos los hidrocarburos a la Nación, y que por tanto se ha prestado a controversias políticas y jurídicas como fue en el caso de los CSM.

A diferencia de la administración de Fox, durante el primer año del gobierno de Felipe Calderón no se manifestó ninguna propuesta energética. Fue hasta en el transcurso de su segundo año que se dio inicio al foro de consulta nacional sobre política energética en donde se plantearon los divergentes puntos de vista con el objetivo de tener un consenso y proponer el rumbo que necesita este sector estratégico, lo cual se considera como un primer buen avance para lograr un proyecto energético viable para el desarrollo del país.

Se reflejó que el principal punto a resolver se remite a la cuestión presupuestal y al régimen fiscal de Pemex, para lo cual sería necesaria una reforma fiscal que le permita asegurar su viabilidad financiera y reforzar su capacidad para impulsar sus actividades estratégicas y alcanzar la autosuficiencia energética.

Asimismo se considera importante contar con una política energética diversificada que permita el óptimo aprovechamiento de otras fuentes de energía y no solo concentradas en el gas natural. Además de promover el ahorro y eficiencia energética.

También se señaló que sería más rentable y exitosa si la política de Pemex consistiera en destinar la mayor parte de su restringido presupuesto a la producción de gas y crudo juntos y dedicándose a la búsqueda de crudo y gas asociado en cuencas nuevas, en lugar de plantear el desarrollo marginal enfocándose únicamente en el gas no asociado. En este sentido se lograría eficiencia energética evitando que se quemara el gas en la atmósfera.

A nivel regional podemos señalar que el panorama actual del mercado del gas natural en América del Norte no pudo haberse desarrollado sin el Tratado de Libre Comercio entre Canadá y los Estados Unidos (1989), así como sin el TLCAN suscrito por estos dos países más México (1994), los cuales han contribuido de manera importante al generar las condiciones de cómo se rige el comercio y asegurando que los cambios en la desregulación sean permanentes.

En la actual coyuntura, la integración regional en gas natural muestra un avance mayor en el aspecto comercial y físico, debido a la expansión de redes de gasoductos en toda la región.

A pesar de que hasta ahora América del Norte en su conjunto ha podido mantenerse casi independiente de proveedores de gas natural de fuera de la región, en el balance regional muestra como México se ha convertido en un importador neto del gas natural.

Cabe destacar que en el aspecto político, desde el 2001 observamos como los tres países que conforman la región se propusieron mediante el estudio del GTAEN buscar la compatibilidad de las políticas energéticas, proponiendo al gas natural como un prometedor combustible puente hacia una integración regional.

Continuando con la misma estrategia, en el 2005 se dio a conocer La Alianza para la Seguridad y la Prosperidad en América del Norte (ASPAN), con el cual se sentaron las bases que garantizarían avanzar entre otros temas en la homologación regulatoria, en la eficiencia energética y en el comercio de gas natural.

Con esta Alianza los dirigentes prevén que la producción nacional de gas en cada uno de los tres países tiene que ser impulsada, ya que tiende a rezagarse frente a la creciente demanda.

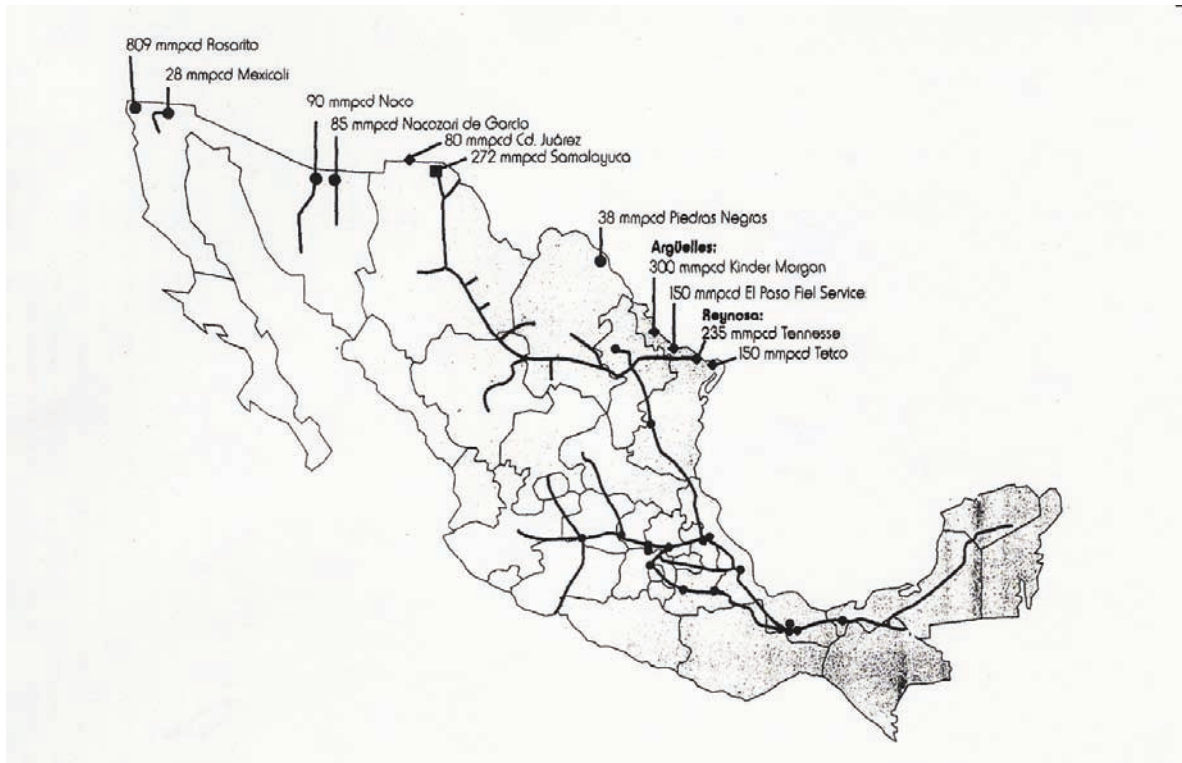
Durante este periodo hemos visto como el papel de México en este mercado de gas es de un país más dependiente de las exportaciones de gas estadounidense, y al parecer esta es la tendencia para los próximos años, lo cual puede presentar un riesgo geopolítico. En este sentido México necesita fortalecer su industria gasera que garantice la autosuficiencia energética.

1. ZONAS PRODUCTORAS DE MÉXICO



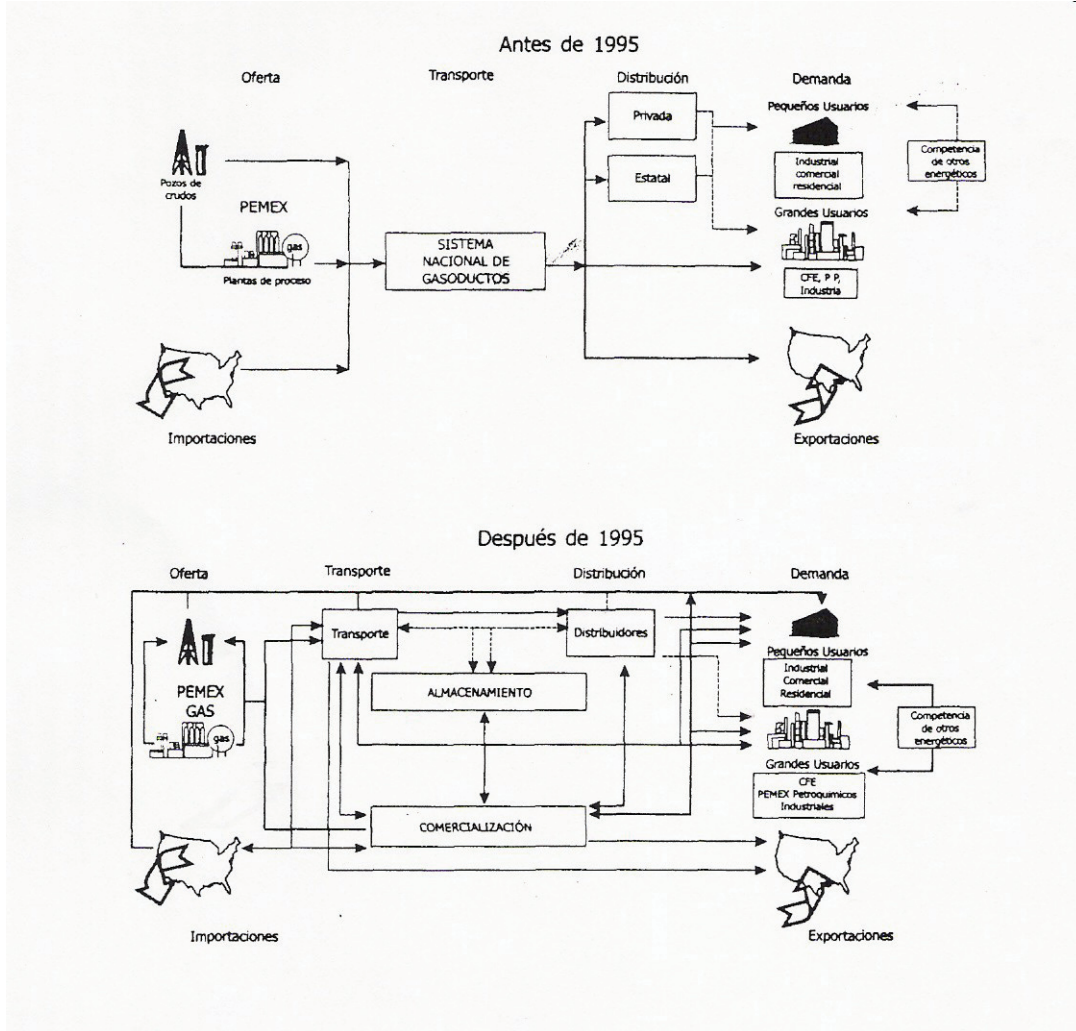
FUENTE: CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE (CERA)

2. SISTEMA NACIONAL DE GASDUCTOS (SNG)



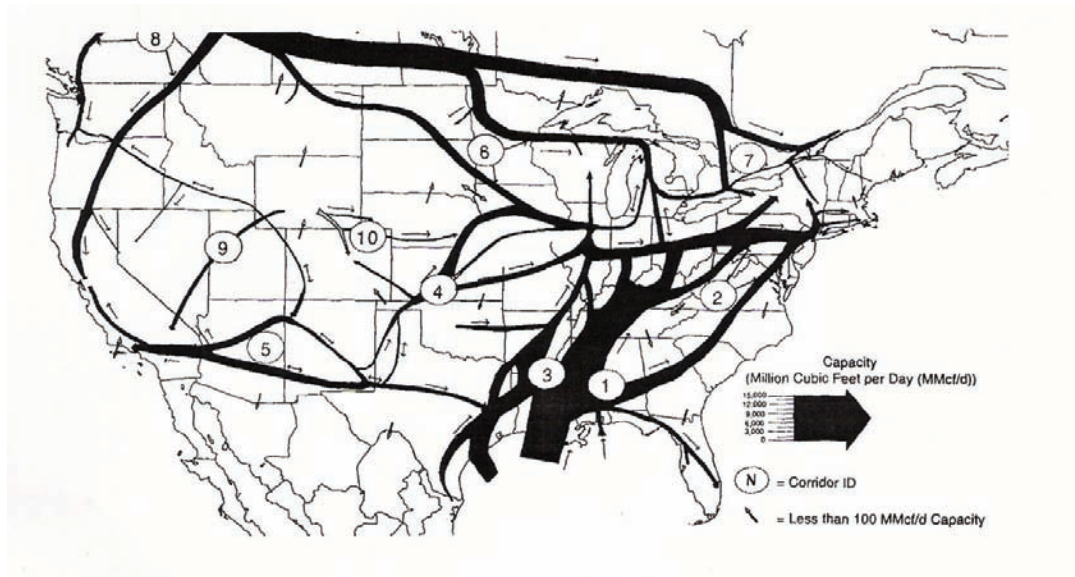
FUENTE: CRE

3. REGULACION EN EL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO



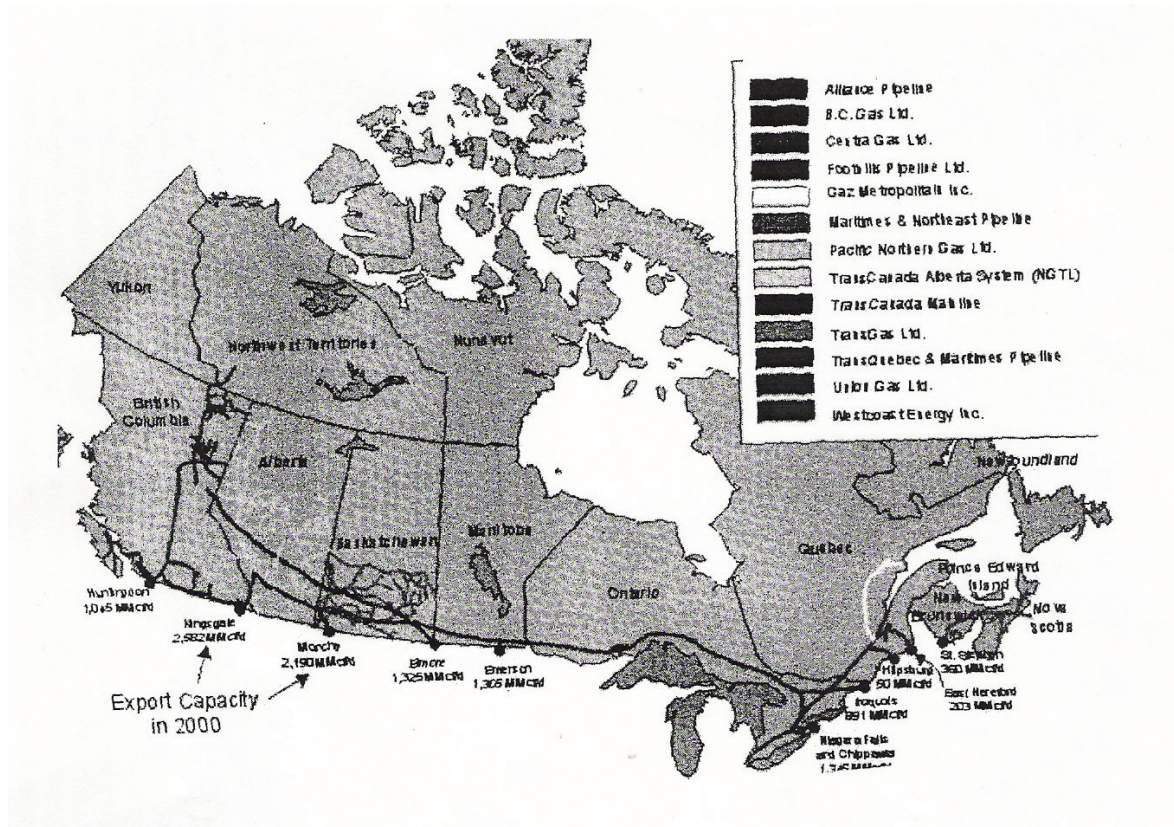
FUENTE: CRE

4. TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS



FUENTE: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA)

5. PRINCIPALES GASODUCTOS DE CANADA



FUENTE: NORTHAMERICA, THE ENERGY PICTURE EN WWW. EIA.DOE.GOV

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁG.
I. PANORAMA MUNDIAL	
1.1 Oferta mundial de gas natural, 1994-2001.....	4
1.2 La participación del gas natural en los balances energéticos mundiales, 1994-2001.....	8
1.3 Estadísticas Gaseras Mundiales,2001.....	9
II. SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL Y POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE GAS NATURAL EN MÉXICO, 1994- 2001	
2.1 Consumo de gas natural nacional por sector.....	17
2.2 Consumo regional de gas natural.....	19
2.3 Balance Nacional, 1994-2001.....	20
2.4 Estructura del Sector Energético en México	24
III. SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ	
3.1 Balance oferta demanda de gas natural de Estados Unidos, 1994-2001.....	51
3.2 Balance oferta- demanda de gas natural de Canadá	67
IV. MERCADO DE GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL NORTE, 1994-2001	
4.1 Estadísticas Comparativas Canadá- EUA- México de reservas, producción, y consumo de gas natural, 1994- 2001.....	73
4.2 Comercio exterior de gas natural por gasoducto.....	74
en América del Norte, 2001	

BIBLIOGRAFÍA

Documentos Oficiales

- ❑ Casa Blanca, (The White House) "A National Security Strategy for a New Century", Diciembre, 1999, p.24
- ❑ Comisión Reguladora de Energía, (CRE), *Informe quinquenal 1995-2000*, México, 2000
- ❑ ____,(CRE), *Los nuevos retos de la industria del gas natural*,_México, octubre, 2000, en www.cre.gob.mx
- ❑ National Energy Policy Development Group (NEPD), "National Energy Policy", mayo 2001, Washington D.C., Estados Unidos,
- ❑ Natural Resources Canada (NRC), *Canadian Natural Gas:2001 Market Review and Outlook*, Natural Gas Division, Energy Resources Branch. Energy Sector, junio 2002, Ottawa, Ontario, Canadá en www.2nrcan.gc.ca/es/erb/CMFiles/2001Review
- ❑ ____,(NRC), *Canadian Natural Gas:1994 Market Review and Outlook*, Natural Gas Division, Energy Resources Branch. Energy Sector, junio 1995, Ottawa, Ontario, Canadá en www.2nrcan.gc.ca/es/erb/CMFiles/1994Review
- ❑ North American Energy Working Group (NAEWG), *North America- The Energy Picture*, junio 2002
- ❑ PEMEX, *Memoria de Labores*, México, varios años.
- ❑ ____, *Anuario Estadístico*; México, varios años
- ❑ ____, *Informe estadístico de labores*, 2002
- ❑ Secretaría de Energía, (SENER) *Prospectiva del mercado de gas natural*, varios años, México, D.F.
- ❑ ____,(SENER) "Programa Sectorial de Energía 2001-2006", México, 2001
- ❑ U.S. Department of Energy,(DOE) "2001 Year in Review", en *Quarterly Focus*, Office of Natural Gas and Petroleum Export and Import Activities, mayo 2002 en www.fe.doe.gov/oil_gas/im_ex/analysis/focus/focus.html
- ❑ ____, (DOE) "2000 Year in Review", en *Quarterly Focus*, Office of Natural Gas and Petroleum Export and Import Activities, marzo 2001, en www.fe.doe.gov/oil_gas/im_ex/analysis/focus/focus.html
- ❑ ____, (DOE), "International Energy Outlook 2002, Natural Gas", pp.21 en www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html
- ❑ ____,(DOE) "Planned projects which may promote gas trade with Mexico", en *Quarterly Focus*, Office of Natural Gas and Petroleum Export and Import Activities, Diciembre 1999 en www.fe.doe.gov/oil_gas/im_ex/analysis/focus/focus.html
- ❑ ____,(DOE) "Recent developments and trends in cross-border gas trade" en *Quarterly Focus*, Office of Natural Gas and Petroleum Export and Import Activities, Diciembre 2000 en www.fe.doe.gov/oil_gas/im_ex/analysis/focus/focus.html
- ❑ ____,(DOE) "Country Analysis Briefs for Canada", Energy Information Administration (EIA) febrero 2001, en www.eia.doe.gov/emeu/cabs/canada.html.

- ____,(DOE) " *Country Analysis Briefs for Mexico*", Energy Information Administration (EIA) febrero 2001, en www.eia.doe.gov/emeu/cabs/mexico.html
- ____,(DOE) " *Country Analysis Briefs for the United States*", Energy Information Administration (EIA) febrero 2001, en www.eia.doe.gov/emeu/cabs/usa.html.
- ____,(DOE) " *International Energy Outlook 2002, Natural Gas*" Forecasts, Energy Information Administration (EIA) en www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html pp.1-21
- ____,(DOE) " *Natural Gas 1995 Issues and Trends*", Office of Oil and Gas, noviembre 1995, Washington D.C., Estados Unidos
- ____,(DOE) " *U.S. Natural gas markets: Recent trends and prospects for the future*", Office of Integrated Analysis and Forecasting, mayo 2001, Washington D.C., Estados Unidos en <http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/service/oiaf0102.pdf>

Libros, Artículos y Documentos

- Adams, Rebecca, "Not even rumblings of war shake loose an energy policy", en *Congressional Quarterly*, Washington D.C., octubre 5, 2002., pp. 2570-2573.
- Angelier, Jean -Pierre; "Le gaz naturel" Ed. Economica, Paris, 1994, 125pp
- Baker, George, "Mexican energy sector reformas include foreign operators' participation in E&D" en *Oil and Gas Journal*, 11 de Febrero del 2002
- British Petroleum (BP) *Statistical Review of World Energy, 2002*, en <http://www.bp.com>
- Canadian Energy Research Institute (CERI), "Toward a continental natural gas market: the integration of Mexico", Study no.63, Agosto 1995, Alberta, Canadá
- Council of Foreign Relations, "Strategic Energy Policy", New York, Estados Unidos, 2001, en www.cfr.org.
- Dukert, M. Joseph; "The evolution of the North American energy Market" Policy Papers on the Americas, vol.X study 6, Center for Strategic and International Studies (CSIS) Washington, D.C. EUA, octubre de 1999.
- De Mita, Frank "National Energy Policy or Wishful Thinking" Oxford International Energy Studies OIES. Monthly Comment, mayo 2001 en www.oxfordenergy.org/13may01.html
- Agencia Internacional de Energía (AIE), *World Outlook 2000*, OCDE, París Francia, 2000

- ____, (AIE), "Energy Policies of IEA Countries, Canada 2000 Review", OCDE, París, Francia, en www.iea.org
- ____, (AIE), "Energy Policies of IEA Countries, United States 1998 Review", OCDE, París, Francia, en www.iea.org
- ____, (AIE), "Energy Policies of IEA Countries, United States 2000 Review", OCDE, París, Francia, en www.iea.org
- ____, (AIE), "Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector", OCDE, París, 1996.
- The Center for Strategic and International Studies (CSIS), Americas Program. Canada Project, "Canadians Perspectives on North American Energy Issues" en www.csis.org/americas/canada/ev_021501.htm
- _____, Comisión Binacional "New Horizons in US -Mexico Relations. Recommendations for Policymakers. A Report of the US- Mexico Binational Council",
- The Heritage Foundation, "Econometric and Policy evaluation of the National energy Plan" Center for Data Analysis, agosto, 2001 en www.heritage.org/shorts/20010803energy.html
- Hoyt, Mont, "E&D opportunities may loom in Mexico's natural gas industry" en Oil and Gas Journal, nov 12, 2001.
- García Reyes, Miguel. "Fortalecimiento e internacionalización de Pemex", en *Foro Internacional*, vol. XLI-I, núm.163, El Colegio de México, México, enero-marzo de 2001, pp.167-199.
- Geopolitics of Energy, junio 2002, CERI, Canadá,
- Greenspan, Alan, "Impact of energy on the economy", en Federal Reserve Board, junio 28 del 2001 en www.federalreserve.gov/boarddocs/speeches/200106282
- Gross, Harold T. y Weinstein, Bernard, "El TLCAN y la industria energética: lecciones del acuerdo de libre comercio entre Canadá y Estados Unidos" Vega Gustavo (compilador) en México-Estados Unidos- Canadá, 1993- 1994, El Colegio de México, México, 1995, pp. 63-83
- Lovins, Amory, y Lovins, Hunter, "Fool's gold in Alaska" en *Foreign Affairs* julio/agosto 2001, volumen 80, no.4, pp 72-85
- Marquez H. Miguel, "La industria del gas natural en México 1970- 1985" El Colegio de México, México, 1989
- Newport, Frank, "As energy concerns drop, americains are split on the Bush energy Plan" en *The Gallup Poll Monthly*, julio 2001 pp. 7-9.
- Nivola, Pietro, "Energy Independence or Interdependence?", en *Brookings Review*, primavera 2002, vol.20, no.2, Washington D.C., 2002.
- Osorio, Sergio Benito., "Pidiregas: excepción transformada", 22 julio del 2002, en www.energia.org.mx
- Richardson, Bill, "Old Fuels and Poor policy" en *New York Times*, 5 mayo del 2001, p.23.

- ❑ Roberts, John et al., "Bush: The US National Energy Policy Report" en *Energy Economist*, junio 2001, no. 236, p. 17.
- ❑ Rollins, Karina, "Energy Crunch Replay" en *The American Enterprise*, Septiembre 2001, pp.16-19
- ❑ Rodriguez, Victor y Vargas Rosío; "El comercio de gas natural con Canadá y Estados Unidos. Una mirada al futuro" en *Comercio Exterior*, vol.47.,no.3,marzo de 1997, México, 234-241
- ❑ Rodriguez-Padilla, Victor; " Contratos de servicios Múltiples para incrementar la oferta de Gas natural en México" octubre 24,2001 en www.energia.org.mx
- ❑ _____, "Las falacias de los Contratos de Servicios Múltiples" en *Masíosare*, num 240, 28 de julio 2002.
- ❑ Siddiqui, Toufiq,A. "Natural gas reserves/total energy consumption: a useful new ratio for addressing global climate change concerns" en *Energy Policy* núm 30 de 2002 ,pp. 1145-1149.
- ❑ Shields, David., "Pemex:Un futuro incierto", Editorial Planeta, México, D.F., 2003, pp.161
- ❑ _____, "Plan Cheney de energía, decisivo para México", *Reforma*, 16 de mayo del 2001.
- ❑ _____, "Apertura en gas seco: estamos hechos bolas", *Reforma*, 23 de julio del 2001
- ❑ _____, "¿Qué platicaron Bush y Fox sobre energía?", *Reforma*, 10 de Septiembre del 2001.
- ❑ _____, "Contratos de gas seco:¿ legales y atractivos?" *Reforma*, 10 Diciembre del 2001
- ❑ _____, Mexican pipeline, the future of oil under Vicente Fox", *NACLA Report on the Americas*, vol. XXXIV, número 4, enero- Febrero 2001.
- ❑ _____, " Servicios múltiples: política y legalidad", *Reforma*, 25 junio del 2002.
- ❑ Vargas, Suarez, Rosío. "La seguridad energética estadounidense de los setenta a los noventa", en *Foro Internacional*, vol.XXXIII-3, núm. 133, El Colegio de México, México, julio- septiembre 1993, pp.588-614.
- ❑ _____, "El sector energético mexicano en el proceso de integración comercial con los Estados Unidos" en *Visiones actuales de temas tradicionales en la nueva agenda bilateral México- estados Unidos*, UNAM-CISAN, México,pp.158-180
- ❑ _____,"¿Un mercado energético para América del Norte? En *Las relaciones México con Estados Unidos y Canadá: una mirada al nuevo milenio*, coordinadoras Remedios Gómez Arau, Rosío Vargas, CISAN UNAM, México 2001, Págs. 375-402.
- ❑ _____. "Algunos efectos del impacto de los actos terroristas del 11 de septiembre sobre el mercado petrolero internacional y la geopolítica de los hidrocarburos" UNAM, México.
- ❑ Vietor, H.K, Richard, "Energy Policy in America since 1945: a study of bussiness- goverment relations", Cambridge University Press, 1984, Estados Unidos.
- ❑ Yergin, Daniel et Scott,A. Sondra;" Houston Dialogue tells Mexico's energy future", septiembre 17,2000, en www.cera.com/news/details

Publicaciones Periódicas y sitios web

El Financiero, México

Energy Economist, Financial Times, Londres., varios números.

La Jornada, México

Oil and Gas Journal, The Energy Group of Penwell Publishing, Co., Tulsa, Oklahoma

Reforma, México

The Economist, The Economist Intelligence Unit, Londres.

www.energia.org.mx

www.gasnatural.org

www.csm.pemex.com

www.iie.org