



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGÓN**

**SUMINISTRO DE GAS NATURAL
LICUADO EN LA COSTA OESTE DE
MEXICO, 2003 - 2008.**

**TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
LICENCIADA EN ECONOMÍA
P R E S E N T A**

YAZMIN GONZÁLEZ GUERRERO

ASESOR: LIC. JAVIER HUERTA RAMÍREZ. IMP

Octubre de 2004

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

*Un profundo agradecimiento a Dios:
por haberme dado la oportunidad de realizar uno de mis más grandes anhelos*

Agradezco a mis padres:

Porque jamás me han dejado sola aún con tantos errores cometidos.

A ti mamá por ser mi hábito de vida, mi ejemplo, por desvelarte siempre conmigo, por guiarme siempre por un buen camino y por enseñarme que siempre hay que ir detrás de los sueños, no importando las adversidades

A ti papá por darme el ejemplo de fortaleza, nobleza y orgullo y por enseñarme que lo que más cuesta es lo que más se disfruta.

Agradezco al regalo más bello de Dios, a ti Erick:

Que eres lo que me mantiene de pie, que aunque estés muy pequeñito me has enseñado que a la vida hay que sonreírle siempre sin importar lo que pase, gracias por enseñarme que querer es poder y que con solo decirme "te amo preciosa" me haces sentir que tengo fuerza para brincar cualquier obstáculo en la vida y con tus caricias se sanan todas las heridas que existen en mi corazón.

A mis Hermanos:

A ti flaquita, que siempre has estado conmigo, y que si no fuera por ti quizá muchas veces no hubiera comido, gracias por ser una hermana ejemplar y por enseñarme el valor de la fidelidad y del amor de hermano.

A ti Lupe, por enseñarme que jamás hay que darnos por vencidos en la vida.

A ti Monky, por escucharme, comprenderme y cuidarme cuando más sola me he sentido

A ti flaco, por enseñarme que sin importar lo que la demás gente piense, hay que luchar siempre por nuestros ideales, y porque aunque nunca me lo dices, yo sé que me quieres, a tu manera pero me quieres.

A ti princesa, mi hermana la más chiquita, porque desde que naciste me diste una expectativa de vida diferente, y porque me has enseñado que un amor de hermano siempre es incondicional.

A mis sobrinos:

Angel, Diego, Daniel y Melisa, por soportar mis cursilerías, mis abrazos y mis besos efusivos.

A mis cuñados:

A ti Martín, porque siempre has estado conmigo, porque siempre me has apoyado, y porque creo que siempre has sido incondicional; siempre tendré un profundo agradecimiento hacia ti y ojalá algún día pueda devolvarte poco de lo mucho que me has dado en la vida.

A Memo, por quererme y ayudarme; ojalá algún día pudieras volver ha ser aquel que yo conocí.

A Diana y a Rodrigo, por aceptarme tal como soy.

*A alguien muy especial:
A ti Julio César, por haberme dado un hijo como Erick*

*A mis amigos:
Nadia, Gelacio, Román y Jaime, por estar siempre conmigo y apoyarme*

*A mi amiga Tere Roberts:
Por estar siempre conmigo, por preocuparse por mí y por tener siempre una palabra de aliento.*

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

*A Rosy y toda su familia:
Por preocuparse por mí y por Erick y por estar cuando más la he necesitado, gracias por su
amistad.*

Al Instituto Mexicano del Petróleo por haberme brindado la oportunidad de realizar este sueño.

*Un particular agradecimiento a mi director de Tesis, Licenciado Javier Huerta Ramírez, por
haber confiado en mí, por haber tenido la paciencia para enseñarme y por permitirme realizar
este sueño.*

*Agradezco a toda la gente que alguna vez no confió en mí, y que pensó que jamás iba a lograr
esto, porque eso me sirvió para tomar impulso y demostrarles que sí pude aún después de tanto
tiempo.*



Contenido

Introducción	1
CAPÍTULO I. Marco Teórico	1
1.1. Liberalismo Económico	1
1.2. Teoría Keynesiana	7
1.3. Neoliberalismo	11
1.4. Neoliberalismo en México	16
CAPÍTULO II. Economía del Gas Natural en México	23
2.1. Disponibilidad del Gas Natural	23
2.2. Producción de Gas Natural	34
2.3. Infraestructura de Transporte y Distribución	36
2.4. Distribución de Gas Natural	31
2.5. Transportación de Gas Natural	43
2.6. Consumo de Gas Natural	49
2.7. Precios del Gas Natural	66
2.8. Comercio Exterior	80
CAPÍTULO III. Mercado de Gas Natural Licuado, Visión Internacional	87
3.1. Principales Características del Gas Natural Licuado (GNL)	87
3.2. Oferta y Demanda de Gas Natural Licuado	100
3.3. Plantas actuales y futuras de Licuefacción y Regasificación	106

<i>CAPÍTULO IV. Gas Natural Licuado: Alternativa de Oferta energética para la Costa Oeste de México, 2003-2008</i>	110
4.1. Centrales de generación de electricidad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)	110
4.2. Demanda de energía del sector eléctrico en la Costa Oeste de México	129
4.2.1. Combustóleo	131
4.2.2. Diesel	134
4.3. Proyectos Existentes de Gas Natural Licuado como alternativa de oferta energética para la Costa Oeste de México, 2003-2008	137
4.4. Propuesta de Precio de Gas Natural Licuado en la Costa Oeste de México	163
4.5. Escenario de Infraestructura del Gas Natural Licuado	167
4.6. Escenario de demanda de Gas Natural Licuado en el Sector Eléctrico y comparativa de precios con el Gas Natural	184
<i>Conclusiones y Recomendaciones</i>	193
<i>Anexos</i>	208
<i>Glosario de Términos</i>	223
<i>Abreviaturas y Siglas</i>	228
<i>Índice Complementario</i>	230
<i>Fuentes de Consulta</i>	235

INTRODUCCIÓN

Desde 1980 la demanda de gas natural ha registrado un incremento importante. Amplia variedad de aplicaciones, gran eficiencia energética y bajas emisiones contaminantes han explicado el alto crecimiento en su consumo como fuente de energía. A mediano y largo plazo, este dinamismo continúa por efecto de regulaciones ambientales cada vez más estrictas y por las ventajas que como combustible y materia prima el gas natural representa para el transporte y la industria eléctrica.

Bajo este contexto, México no escapa a las tendencias internacionales y por ende, las condiciones de competencia en el mercado, adquieren gran relevancia para la economía. El alto dinamismo en la demanda de este energético hace imperativo para los consumidores el poder adquirirlo a precios competitivos.

Es importante resaltar que de acuerdo al Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, sólo el Estado puede llevar a cabo la explotación de los hidrocarburos del país. Así en 1938 con la nacionalización de la industria petrolera y con la conformación de Pemex, el marco legal creó un monopolio gubernamental para la producción, transporte y distribución del gas natural, lo cual operó sin mayores cambios hasta mediados de los 90's.

Hasta 1994 la oferta se caracterizó por un bajo volumen de importaciones y una producción nacional fuertemente asociada a la extracción de petróleo.

En 1995, se conformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Con ello, se abrieron los segmentos de transporte y distribución a la participación del sector privado.

Desde 1996, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado permisos de distribución a los particulares. Una característica de estos permisos es que, dentro de una zona geográfica, el primero otorgado confiere por un plazo de ocho años la exclusividad para la construcción del sistema de recepción, conducción y entrega del gas.

Si bien con la reforma de 1995, se logró avanzar en la creación de infraestructura y en la conformación de una estructura de mercado con más competencia para la industria, el esfuerzo de desregulación y apertura aún es incompleto pues la producción se encuentra monopolizada. Sólo Pemex, con sus organismos subsidiarios Pemex Exploración y Producción (PEP) y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), puede llevar a cabo las ventas de primera mano del gas natural.

Lo anterior contrasta con la experiencia internacional, lo cual revela la posibilidad de tener múltiples oferentes y competencia en diferentes segmentos del sector de gas natural.

Por tanto, la ausencia de alternativas en la producción pone en riesgo la existencia de precios competitivos a largo plazo. La Industria del gas natural es intensiva en capital y requiere de la continua introducción de nuevas tecnologías de exploración y producción a fin de reducir costos y generar eficiencias en beneficio de menores precios para los usuarios. Sin embargo, el monopolio público en la producción de México hace que las inversiones referidas estén sujetas a las posibilidades financieras del Estado.

Ante la falta de recursos, desde 1996 el gobierno federal se ha valido de la inversión privada para realizar obras de infraestructura en el sector energético.

En el 2003, 120 permisos de transporte y distribución estuvieron vigentes para construir y operar más de 39 mil kilómetros de ductos. Los permisos de transporte fueron principalmente para usos propios (83) y servicio público (16). Estos últimos también conocidos como de acceso abierto, los cuales incluyen el Sistema Nacional de Gasoductos y el Sistema Naco-Hermosillo, ambos propiedad de Pemex, con 8, 704 y 339 kilómetros respectivamente. Los permisos otorgados a los particulares sumaron 10, 875 km en servicio público y 585 mil km en uso propio.

Dentro de Pemex, PGPB es quien comercializa el gas natural con base a precios regulados por la CRE en lo que se refiere a las ventas de primera mano del gas natural.

Por la ausencia de alternativas en la producción no resulta extraño que ante las ineficiencias del monopolio público exista una creciente brecha entre la producción nacional y la demanda del energético. Esta brecha sólo se ha podido cerrar mediante importaciones crecientes, las cuales representaron una solución eficiente y competitiva del mercado.

Además, las importaciones han obligado al monopolio a mejorar las condiciones de servicio a los clientes. Luego de la apertura comercial en la industria en 1995, PGPB ofreció a sus principales clientes cobertura de precios, muy semejantes a los que ofrecen las comercializadoras de este energético en Estados Unidos, para así sustituir el precio de referencia en la frontera y reducir la volatilidad de precios que presenta en el mercado norteamericano. Un ejemplo de ello es que en el año 2000 se ofreció una cobertura de precio fijo en el gas natural por tres años a 4 dólares por millón de BTU(unidad térmica británica).

Si bien el país cuenta con magníficas oportunidades para aprovechar una enorme riqueza energética potencial, la estrategia de mantener la producción monopolizada por el Estado no garantiza las inversiones necesarias para ampliar las reservas probadas, introducir nuevas tecnologías y lograr eficiencias que se traduzcan en beneficios para los usuarios.

Para México una estructura de mercado alternativa con múltiples participantes en la exploración y producción de gas podría significar importantes ganancias en eficiencia. Los productores en competencia buscarían minimizar sus costos mediante la mejor tecnología disponible, modernizando y ampliando su infraestructura, para estar en posibilidad de ofrecer precios atractivos y colocar la mayor cantidad posible de su producción en el mercado.

Bajo este marco, México ante el riesgo de no poder aumentar de manera oportuna la producción de GN al ritmo de la demanda interna, está obligado a desarrollar fuentes de gas importado. Para ello se ve en la necesidad de construir terminales de Gas Natural Licuado y plantas de regasificación, el llamado Sistema Naco-Lázaro Cárdenas, el cual alimentará al Sistema Nacional de Gasoductos, además de que enviará gas al Bajío con lo que desplazará gas en dirección al Valle de

México. En el Noroeste del país se desarrollarán instalaciones de gas licuado en Baja California Norte para suministrar a esa región aislada de la red nacional y, posiblemente, al sur de California. Actualmente no se han aprobado todavía los permisos para la construcción de infraestructura de las instalaciones del sistema denominado Naco-Lázaro Cárdenas. Esta infraestructura dará mayor flexibilidad al suministro de gas y contribuirá a crear una capacidad de almacenamiento hasta ahora inexistente en el país.

El mercado de gas licuado en la Cuenca del Atlántico está evolucionando rápidamente. Las principales fuentes de abastecimiento son Trinidad, África Occidental y el norte de África. Comienzan a fluir cargamentos esporádicos del Golfo Pérsico, siendo su destino el Lejano Oriente. Eventualmente Venezuela desarrollará proyectos de gas licuado. Quizá la principal fuente de incertidumbre es este tipo de mercado lo constituyen los obstáculos en la construcción de nuevas instalaciones de regasificación en los E.U.A. Esta situación contrasta con el gran número de instalaciones de este tipo en la Península Ibérica, y por tanto en Japón y Corea. En la Costa Asiática de la Cuenca del Pacífico se cuenta con un amplio mercado de gas licuado, mientras que en California no se ha podido construir una sola unidad de regasificación a pesar de los múltiples proyectos de suministro que están surgiendo en Sakhalin y Australia, Bolivia y Perú. Una vez que pueda descargarse gas licuado en este hemisferio, la ampliación de la oferta del Medio Oriente tenderá a desplazar gas del Pacífico hacia la costa oeste.

Los requerimientos de importación de gas licuado en Estados Unidos y el rezago en la ampliación y construcción de plantas de regasificación en ese país ofrecen a México interesantes oportunidades. La más relevante es que permite reducir los riesgos de contratación de suministros de gas licuado a largo plazo. En la medida que México cuenta con una producción de gas no asociado cerca de la frontera con Estados Unidos puede vender este gas a un precio relacionado con el imperante en el mercado Henry Hub. Igualmente comprará gas licuado con base en la misma referencia.

En el caso de Lázaro Cárdenas, las cotizaciones de gas entregado en ese puerto se ubican entre las más altas, lo que aumenta la viabilidad del suministro de gas licuado y por tanto permite en un principio precios más bajos. En Baja California los precios estarán determinados por el de las fuentes alternas de suministro del mercado del Sur de California. En estas condiciones México podría captar una parte de la renta regulatoria generada por las restricciones a la construcción de plantas de regasificación en la costa californiana. El acceso a la Cuenca del Atlántico y a la del Pacífico ubica al País en una posición privilegiada para aprovechar cambios en la competitividad relativa de los dos mercados. A mediano plazo es posible que se genere una situación de oferta excedente en el Pacífico de la que México podría beneficiarse.

Cabe mencionar que para la realización de este trabajo de tesis es importante tomar en cuenta los siguiente puntos:

Planteamiento del problema: Dado que surge la necesidad de suministrar con oportunidad, calidad y precio competitivo la energía que demanda el sector eléctrico en la Costa Oeste de México, nace la idea de sustituir el combustóleo utilizado por éste, por uno que pueda proporcionar más beneficios.

Por ello se ha pensado que el gas natural es una de las alternativas existentes, para poder cubrir una demanda total de energía en el sector eléctrico de 266.5 MMBTU, de los cuales le corresponden 857.8 MMBTU al combustóleo y 408.7 al diesel, ya que debido a sus características, como lo son: que es un combustible relativamente barato, tiene un rango de inflamabilidad muy limitado, es más ligero que el aire, se disipa más rápido en la atmósfera, en su combustión no emite prácticamente bióxido de azufre, ofrece seguridad en la operación y promueve una mayor eficiencia térmica en plantas de ciclo combinado para la generación de electricidad; constituye un energético indispensable para garantizar la expansión industrial y el crecimiento económico que esta zona requiere.

Por lo cual, en la actualidad se están generando proyectos de gas natural licuado en Ensenada (Baja California) denominado Energía Costa Azul y en Naco

(Sonora) llamado Sistema Naco-Lázaro Cárdenas; debido al crecimiento que registra este hidrocarburo.

Por todo lo anterior, resulta conveniente promover la aplicación de este energético, y para ello, se requiere la creación de infraestructura (red de gasoductos) en la Costa Oeste de México, la cual comprende los estados de Baja California, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Jalisco, Colima y Michoacán, aumentando su competitividad y mejorando el servicio en del sector eléctrico, requiriendo para esto la participación de la inversión privada para el desarrollo del mismo.

República Mexicana



Fuente: Elaboración Propia

Justificación del tema: Debido a que no existe infraestructura para el suministro de gas natural (GN) en la Costa Oeste de México, nos surge la inquietud de realizar una investigación sobre el tema, para poder determinar si existe potencial técnico para el desarrollo de gasoductos para el suministro de este energético en nuestro país, particularmente en la zona antes mencionada.

Por ello resulta interesante abordar este tema para poder así conocer la estructura económica en esta área en el ámbito energético y así saber si se pueden obtener más beneficios económicos y sociales para el sector eléctrico, teniendo como resultado la obtención de información actual y verídica, para poder determinar si existe la posibilidad de que se desarrollen nuevos proyectos en esta zona (sirviendo como antecedente para posteriores investigaciones) y así se pueda obtener una inyección de recursos, tanto del sector público, como del privado; viéndose así beneficiado el sector en estudio.

Por todos estos motivos, el gas natural se convertirá en un energético ampliamente demandado en el país y, por tanto, su carácter de combustible energético para el futuro resulta un objeto de estudio interesante para ser analizado y estudiado a través de un tema de Tesis.

Objetivo General: Verificar la viabilidad del suministro de Gas Natural Licuado en la Costa Oeste de México y cuyos objetivos particulares fueron los siguientes:

- Analizar la Teoría Neoliberal
- Analizar la economía del gas natural a escala nacional
- Analizar el mercado internacional del gas natural
- Identificar las centrales de generación de electricidad de la CFE
- Identificar los principales combustibles utilizados en la generación de electricidad
- Identificar los factores que harían susceptible la sustitución del uso de combustóleo por gas natural
- Identificar los proyectos existentes de GNL en la zona de estudio
- Establecer una propuesta de precios del GNL en la Costa Oeste de México
- Identificar el escenario de infraestructura del GNL
- Establecer un escenario de demanda del GNL en el sector eléctrico

Bajo este contexto, las hipótesis formuladas fueron:

A) Para garantizar una oferta suficiente y oportuna de energía que apoye el crecimiento de la Costa Oeste de México, será prioritario impulsar y fomentar la participación de la inversión privada en conjunto con la inversión pública, desarrollando nuevos proyectos de infraestructura para el eficiente suministro de gas natural

B) El Combustóleo consumido actualmente por el sector eléctrico, será sustituido por gas natural, siempre y cuando se construyan los sistemas de transporte y distribución de gas natural (GN), al igual que se tendrán que implementar terminales para almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (TGNLR), en la Costa Oeste de México.

Cuyo alcance establecido fue:

Definición de la viabilidad del suministro de GNL del sector eléctrico en la Costa Oeste de México, en función de la infraestructura a crear, en donde las centrales de generación eléctrica son demandantes de este hidrocarburo, de la determinación de combustibles utilizados en el mismo, de la identificación de combustibles de ser sustituidos por gas natural, de las condiciones en que se encuentre la oferta y la demanda, delimitando así el consumo.

Por lo cual los métodos utilizados se mencionan a continuación:

1. Método Analítico: Procedimiento mediante el cual se descomponen los puntos que integran un fenómeno económico, para describir la esencia del mismo y así lograr un mayor entendimiento al tomar cada parte por separado.
2. Método Deductivo: Es el que construye un movimiento del pensar que va de lo general a lo particular; del conocimiento de las actividades inherentes a numerosos fenómenos, al conocimiento de las propiedades de fenómenos singulares.
3. Método empírico: En donde se utilizará una técnica propia para la elaboración del escenario de demanda.

Dado lo anterior se desprende que, en el primer capítulo se expondrá a la Teoría Neoliberal, resaltando los aspectos más importantes de Liberalismo Económico, de la Teoría Keynesiana, el Neoliberalismo y la aplicación de éste en México.

En el segundo apartado, se analizará la Economía del gas natural en el ámbito nacional, a través del análisis de la disponibilidad, producción, infraestructura, distribución, transporte, consumo y precios del gas natural, además se presentará la evolución del Comercio Internacional del mismo.

En el tercer capítulo, se enunciarán las principales características del Gas Natural Licuado, además de analizar la oferta y la demanda del mismo en un entorno internacional, por otro lado, se mencionarán las plantas actuales y futuras de licuefacción y regasificación a escala mundial.

En el último capítulo, se expondrá el tema del GNL como alternativa de oferta energética en la Costa Oeste de México (Baja California, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Colima, Jalisco, Michoacán, y Nayarit), siendo prioritario mencionar las centrales de generación de electricidad de la CFE, además de analizar la demanda de energía en el sector eléctrico en la Costa Oeste: Combustóleo y Diesel; por otro lado, es de suma importancia hacer mención de los proyectos existentes de GNL en la zona de estudio.

Aunado a lo anterior, se establecerá una propuesta de precio en la Costa Oeste de México, un escenario de infraestructura y se analizará la demanda de Gas Natural Licuado en el sector eléctrico, el valor monetario de la demanda de GNL, y el precio del gas natural licuado versus gas natural como alternativa de oferta energética para este sector en el periodo 2003-2008.

Finalmente, agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo, por haberme permitido elaborar este trabajo bajo el programa: “ Becas para Tesis de Licenciatura en el área de estudios económicos”

I MARCO TEÓRICO

En este capítulo haremos mención de las contribuciones más importantes que hicieron las principales doctrinas económicas, las cuales fueron antecesoras de la Teoría Neoliberal, tales como La Teoría Fisiócrata, en donde los derechos naturales era su fundamento, El Liberalismo Económico el cual se basaba en el libre mercado y al Estado se le debía restringir su participación en el mercado. Posteriormente veremos, como comienza la decadencia del liberalismo a consecuencia de la entrada de la Teoría Keynesiana en 1929, como efecto de la Gran Depresión, cuyo principio básico era la generalización del Estado de Bienestar, es decir, el conjunto de acciones públicas tendientes a garantizar a todo ciudadano el acceso a un mínimo de servicios que mejorara su calidad de vida. Por otro lado, se hará mención de la situación de México antes y durante la aplicación del modelo neoliberal.

1.1 LIBERALISMO ECONÓMICO.

Es en Francia a principios del siglo XVIII en donde surgen las contribuciones más importantes de esta doctrina económica, que se basaba fundamentalmente en la teoría de los derechos naturales de los Fisiócratas, entre ellos podemos mencionar a Pedro de Boisguillebert o François Quesney, que se opusieron al mercantilismo y denunciaron la intervención económica del Estado.

La fórmula “dejar hacer, dejar pasar, (*laissez-faire, laissez-passer*), del fisiócrata Vincent de Gournay, resume la idea de que las leyes naturales permiten la existencia de equilibrio entre el interés personal y el bienestar general, en otras palabras que el mercado sea regulado por los principios de la competencia.

Los economistas británicos retomaron estas ideas a finales del siglo XVIII y a principios del siglo XIX.

El antecedente inmediato al liberalismo se denomina liberalismo clásico, en el cual su principal representante es el economista Adam Smith que en 1776 publicó la obra titulada “*Investigación sobre la Naturaleza y las Causas de la Riqueza de las Naciones*”, en la que hace mención de *una mano invisible del mercado*, que guiaba eficientemente a las personas al tomar sus decisiones; en esta obra se defiende la teoría de que el Estado se debe mantener apartado de la economía del país, no debe fijar precios, salarios, y tampoco debe proteger a los obreros. Los empresarios pueden actuar con entera libertad y como mejor les parezca.

La misión del Estado es simplemente la de policía: mantener el orden público pero sin intervenir para nada en los asuntos económicos; para Smith eran innecesarias las organizaciones de los trabajadores y de patrones, nada debía de interferir en el libre juego del mercado, los monopolios no debían de existir, ya que de esta forma se retrasaba el progreso económico.

La competencia tendría como base fundamental un gran número de competidores de tamaño semejante, que tendrían que fabricar forzosamente un bien homogéneo, determinando así el precio, esto se debía al libre juego de la oferta y la demanda, las cuales los obligarían a respetar el precio establecido. Si un competidor decidía vender por arriba o por abajo del precio pactado, perdería y de cualquier forma se impondrían las leyes del mercado. Es importante hacer mención que para que existiera un aumento en la ganancia, se tenían que abatir los costos de producción ocasionados por cambios en la división del trabajo o bien por la creación de nuevos medios de producción, orillando así a la competencia a realizar cambios para que de esta forma pudieran continuar y mantenerse en el mercado.

De acuerdo a este modelo las mercancías tendrían que aumentar consecutivamente su calidad y por ende el precio bajaría, resultando beneficiados los consumidores. Con esto los productores estarían al frente de sus negocios, y trabajarían para mantener sus tasas de ganancia a través de las innovaciones, invirtiendo los beneficios ahorrados para acrecentar su riqueza; así el Estado se vería marginado en la intervención económica, y el aumento sostenido de la productividad

conllevaría a la abundancia de mercancías, con ello la economía arribaría al pleno empleo.

Adam Smith, consideraba que la división del trabajo aumentaba de forma directamente proporcional al tamaño del mercado, o sea, que mientras mayor fuera el número de consumidores mayor tenía que ser la producción, ocasionando que aumentara la productividad y por tanto mejoraría la división del trabajo, las herramientas, la maquinaria y las operaciones que implicaba la producción de mercancías, teniendo como beneficio el ahorro de materiales y tiempo.

El pensamiento liberal a través del francés Juan Bautista Say creó uno de sus postulados más importantes para el funcionamiento de la economía: *La oferta crea su propia demanda*, en otras palabras, cuando un productor invertía su capital para producir tenía que comprar materias primas, trabajo, etc., y con ello era generador de ingreso que servía para adquirir lo producido; por tanto, el dinero utilizado por el productor se convierte en ingreso para otros, es decir, para aquellos que reciben los pagos, de esta manera, lo que es gasto para uno es ingreso para otro.

Para los liberales sólo existían desequilibrios pasajeros, que se corregían a través de las fuerzas del mercado, por tanto, lo escaso sería caro, y lo abundante barato, de acuerdo a las variables de la utilidad y el costo.

Resumiendo, el modelo de Adam Smith se regía por el libre mercado, la competencia de muchos, el interés individual, la productividad y la eficiencia.

David Ricardo, Malthus, John Stuart Mill, en Gran Bretaña y Juan Bautista Say, en Francia, prolongaron al Siglo XIX la reflexión de Adam Smith, llamándole a este periodo: *La Edad de Oro del Liberalismo Económico*.

A diferencia de Smith, David Ricardo hace una diferenciación entre el valor y el valor de cambio, el primero se refiere al trabajo invertido para producir las mercancías, y el segundo hace referencia a la relación de intercambio entre dos mercancías. Al igual que Smith, David Ricardo se ubica en el contexto de la Teoría del Valor-Trabajo, sin dejar a un lado la utilidad que influye para que pueda existir el intercambio.

David Ricardo desarrolla las teorías del valor y la distribución, de los salarios, de las utilidades, la renta de la tierra, la acumulación, el desarrollo económico, el dinero, la banca y el comercio exterior. Desarrolla *la teoría de la renta diferencial*, en donde se establece que ésta es el resultado de la desigualdad que existe entre el valor de los productos cultivados en tierras con diferente fertilidad y localización; determina que la fertilidad en la agricultura disminuye con el paso del tiempo, rechazando con ello la idea de Smith de que la renta agraria salía de la tierra como si fuera un don divino, originando con ello un excedente que se distribuiría entre la sociedad.

Para Ricardo, la tierra es un factor fijo que baja su productividad con el uso y por otro lado, el salario representaba el precio de la fuerza de trabajo y la suma de los precios de los bienes con los que los trabajadores reproducen sus facultades físicas y mentales que los vuelven aptos para trabajar en un mínimo nivel de subsistencia.

Este pensador refutó la idea de los fisiócratas de que la tierra era la única fuente de riqueza, que ésta era el origen del excedente económico; de esta forma fue que David Ricardo definió a la renta agraria, como la parte del producto que se paga al terrateniente por el uso del suelo, afirmando que el excedente no se crea gracias a la generosidad de la naturaleza, sino más bien debido a la avaricia, introduciendo con ello, la ley de los rendimientos decrecientes.

Robert Malthus fue influenciado por Ricardo, de tal forma que él apoyó la teoría de los rendimientos decrecientes, teniendo como premisa que la población crece en progresión geométrica, y los alimentos en progresión aritmética, llegó a la conclusión de que la falta de medios de producción provocaría la escasez de alimentos, limitando así el crecimiento económico de la sociedad, disminuyendo su nivel de vida, ocasionando una crisis social y una disminución de la población.

Por su lado, John Stuart Mill, basándose también en esta teoría hizo un análisis sobre las fuerzas que tienen influencia en el incremento de los rendimientos a escala, y con esto formuló su teoría sobre la distribución de la riqueza.

Los principios básicos del liberalismo fueron formulados a lo largo del siglo XVIII y pueden resumirse así ¹:

- ❖ El Individuo es la fuente de sus propios valores morales.
- ❖ El proceso de comercio e intercambio entre individuos tiene tanto propiedades de eficiencia para lograr el bienestar colectivo, como de exaltación de la libertad.
- ❖ El mercado es un orden espontáneo para la asignación de recursos; el intercambio entre las naciones no sólo acrecentará la riqueza mediante la división internacional del trabajo, sino que también tenderá a reducir las tensiones políticas y la guerra.
- ❖ La política pública debería limitarse a las pocas preocupaciones comunes de los individuos, la libertad, la seguridad, la justicia, etc.

El liberalismo fue la ideología dominante en los países de desarrollo industrial temprano, con Inglaterra como ejemplo clásico de imperio dominante liberal; sin embargo, fue resistido por las naciones de despegue industrial tardío, como EE.UU., Alemania, Japón, que impulsaron políticas proteccionistas y de impulso al consumo y mercados internos, desarrollando y ampliando la industrialización y la masificación del mercado interno por medio del trabajo asalariado.

La decadencia del liberalismo fue potenciada por la revolución keynesiana que implicó la generalización del Estado de bienestar, en otras palabras, se refería al conjunto de acciones públicas tendientes a garantizar a todo ciudadano el acceso a un mínimo de servicios que mejorara sus condiciones de vida.

La teoría Keynesiana provocó una gran controversia con los ideales del liberalismo clásico, debido a que afirma que la causa de la baja productividad económica es la insuficiente demanda efectiva que determina cuánto de los recursos potenciales están siendo efectivamente utilizados, y no solamente la escasez de ellos, todo esto se contrapone a la idea clásica de que el bienestar humano se alcanzaría con

¹ <http://members.tripod.com/planalerta/neoliberalismo.htm> Neoliberalismo y Derechos Humanos.

la asignación racional por el libre juego de la oferta y la demanda, sin la intervención del Estado.

Para los clásicos el funcionamiento de la economía encontraba su equilibrio en el pleno empleo. La teoría clásica se fundamentaba en la ley de Juan Bautista Say, en donde toda oferta crea su propia demanda, el dinero que se utilizaba para producir una mercancía se convertía en el ingreso para adquirirla, todo lo que se producía se vendía, no podía existir una sobreproducción, al contrario la economía se encontraría en pleno empleo, y con esto existiría un crecimiento sostenido de todas las variables macroeconómicas y por tanto obtendrían un pleno bienestar social.

Durante más de cien años la ley de Say había regido la economía, y fue hasta la segunda y tercera mitad del siglo XX cuando se produjeron las grandes depresiones económicas y guerras internacionales.

1.2 TEORÍA KEYNESIANA

Para Keynes el estancamiento de la economía se debía a la falta de poder adquisitivo, o también llamada demanda efectiva, y comprueba que el ahorro no se convierte en inversión automáticamente, creando con esto una brecha en la demanda que no se cierra hasta que el ahorro se transforma en inversión y regresa a la circulación monetaria impulsando a la demanda efectiva para que sea igual con la oferta. Postula que si al ingreso se le resta el consumo se obtendría el ahorro. Este ciclo del ahorro-inversión se debe crear con una velocidad determinada que depende de la propensión a consumir, y la inversión esta en función de la tasa de interés y la eficiencia del capital marginal que a su vez depende del precio de un activo nuevo o precio de oferta, y de las expectativas de ganancia

La contraposición más relevante consistió en proponer que el gobierno debía de participar en la economía para dirigirla hacia la recuperación y el crecimiento sostenido, manteniendo así la libre empresa. Keynes proponía el endeudamiento del Estado para con ello aumentar el gasto público, ya que los préstamos aumentarían la oferta de dinero, por ende lo que gastara el gobierno lo gastarían los trabajadores, y al pasar de una mano a otra aumentaría la demanda de bienes, llegando a la estimulación de la producción y el empleo. Mientras más alta fuera la propensión a consumir de la población, mayor sería la circulación del dinero y mayor la demanda efectiva.

En la segunda década del siglo XX los precios agrícolas bajaron más rápido que los precios de productos industriales, porque mientras los primeros estaban sujetos a un mercado más competitivo, los segundos tenían más influencia por su estructura monopólica.

Con todo lo anterior, el equilibrio automático de las fuerzas productivas no se produjo y el desempleo se hizo permanente. Los efectos de la depresión se dispersaron por todo el mundo. Las primeras medidas contra la depresión consistieron en recortar los sueldos, reducir los precios y elevar los impuestos, Inglaterra abandonó el patrón oro y el libre comercio.

Podemos decir entonces, que la teoría macroeconómica de Keynes surgió de la Gran Depresión de 1929, la cual se caracterizó por la quiebra masiva de miles de empresas y el consecutivo desempleo de millones de trabajadores, debido a la sobreproducción de mercancías que no tuvieron demanda. La crisis había tenido sus orígenes en medio del auge que provocó la Primera Guerra Mundial y la reconstrucción de Europa.

Al finalizar la década de los veinte, el índice de precios bajó, causando incertidumbre, y en octubre quebró la Bolsa de Valores de Nueva York, y en 1930 se aprobó una ley comercial proteccionista.

Los bancos y las grandes empresas quebraban, el desempleo se vió multiplicado y las luchas sindicales fueron reprimidas; posteriormente la Segunda Guerra Mundial ocasionó más daños a la economía mundial.

La teoría keynesiana reformó la teoría de los clásicos para resolver los problemas de los países industrializados, más desarrollados económicamente, y en su modelo prevalece la idea de la libre competencia y la de libertad de empresa, aunque ya para esos años ya existía el monopolio y los sindicatos que hacían en los mercados la competencia imperfecta.

Las ideas de Keynes tuvieron una gran influencia sobre el resto del mundo, en particular en la creación del Banco Mundial (BM) que recibía el nombre de Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo (BIRD), y del Fondo Monetario Internacional (FMI), establecida en 1944, en los E.U.A, en Bretton Woods, New Hampshire.

Por último, John Maynard Keynes demuestra que mientras más rica es la sociedad occidental, más dinero se ahorra, pero a la vez era más difícil convertirlo en inversión, en otras palabras, a mayores niveles de ingreso el ahorro sería mayor, y si tardaba en retornar a la circulación monetaria disminuiría la demanda efectiva, dejando una parte de la producción sin venderse, produciendo una baja en la producción y el empleo. Esta brecha en la demanda según los clásicos no podía ser permanente debido a que el mercado de dinero haría bajar las tasas de interés si la

oferta superaba a la demanda, para que el ahorro se convirtiera en inversión y se cierra la brecha de la demanda.

Demostró los errores de los economistas clásicos sobre el pleno empleo de los recursos, la idea errónea de que el desempleo era transitorio y voluntario impedía entender el correcto funcionamiento de la realidad económica. El desempleo transitorio se refería a cuando un trabajador pasaba de una industria a otra, utilizando un tiempo definido para su capacitación, y el desempleo voluntario tenía su punto de partida en los rendimientos decrecientes, al negarse el trabajador a recibir un menor salario debido a la baja productividad.

Para Keynes no existe la resistencia a recibir un salario real menor, sino que se trata de la insuficiencia de la demanda efectiva para absorber toda la producción resultante del pleno empleo de las fuerzas productivas. Pero tal insuficiencia no se corregía con la baja de salarios, o de la tasa de interés, para que así los ahorros se convirtieran en inversión y se cerrara la brecha en el consumo. Había que considerar que la inversión no sólo estaba determinada por la tasa de interés, también era determinada por una tasa de ganancia que él llamó: Eficiencia Marginal de Capital (EmgC). El rendimiento de las inversiones, debía compararse con la tasa de interés por el uso del capital.

Resumiendo todo lo anterior, podemos concluir que la Gran depresión fue resultado de una paradoja, que mientras más rica era una sociedad mayor era el ahorro, pero a su vez, era más difícil convertirlo en inversión por la falta de demanda efectiva, como la llamó Keynes, disminuyendo como consecuencia la tasa de ganancia. Cuando la demanda efectiva se reducía ocasionaba la sobreproducción de mercancías y la deflación, las quiebras y el desempleo masivo. John Maynard Keynes planteó la necesaria intervención del Estado para administrar la demanda, redistribuyendo el ingreso y creando empleos.

El enfoque keynesiano predominó en la política económica hasta mediados de los años setenta; las naciones aplicaron como fundamento de la política económica el manejo de la demanda agregada y una política de gastos que tenía múltiples funciones, entre ellas, garantizar el pleno empleo, estimular el proceso de crecimiento en las economías de mercado y permitir el acceso a la educación, la sanidad, la vivienda, las pensiones y al seguro de desempleo, a la población de bajos ingresos.

1.3 NEOLIBERALISMO.

El neoliberalismo surge en el año 1947 en Suiza, durante la posguerra. El 1º de abril, W. E. Rappard preside la primera sesión de la conferencia de la Internacional Neoliberal, la Mont-Pelerin Society, con financiamiento de industriales y financieros suizos y con la referencia de intelectuales como L. Von Mises, F. Von Hayek, M. Fridman, K. Popper, W. Eukpen, W. Lippman y otros.

Este modelo es una variante del liberalismo clásico del siglo XIX, cuando el imperialismo inglés, entre otros, usó la ideología de la competencia, la importancia de los individuos, y el valor del libre mercado para justificar su propio colonialismo. Las rebeliones anticoloniales acabaron con los imperios. La rebeldía de los obreros en los años treinta y las luchas anticoloniales acabaron con el liberalismo clásico, pero fueron contenidos por el Keynesianismo: el manejo estatal de los sueldos, el estado de bienestar social y desarrollo. En los años sesenta, un ciclo internacional de rebeliones provocadas por los trabajadores, los estudiantes, los campesinos, y las mujeres, acabaron con el Keynesianismo que fue reemplazado por el neoliberalismo.

El neoliberalismo ha sido diseñado, promovido, e implementado por algunas de las instituciones más poderosas y grandes del mundo. Entre éstas se encuentran el Fondo Monetario Internacional (*FMI*) y el Banco Mundial (*BM*).

Este enfoque afirma que si los individuos son libres de perseguir sus propios intereses, las consecuencias colectivas los beneficiarán más que la acción gubernamental. Esta posición constituye, el punto medular del individualismo metodológico, que integra desde un punto de vista teórico el corazón mismo de la teoría liberal.

El neoliberalismo puede ser definido como la creencia en que la intervención del Estado usualmente no funciona y que el mercado si lo hace. Según los liberales el fracaso del Estado en la consecución de sus metas es predecible y ha sido confirmado por la experiencia.

El mercado, el intercambio voluntario de bienes y servicios satisfará los requerimientos de cada individuo con mucho mayor eficacia que el gobierno. El objetivo principal de la política económica neoliberal, es el propiciar el funcionamiento flexible del mercado eliminando los obstáculos que se interpongan a la libre competencia. El neoliberalismo se ha fundamentado en la teoría del libre cambio en todas sus formas existentes, y se ha apoyado en ellas para justificar la concepción que tienen del mundo, como un gran mercado en donde todos compiten en condiciones de igualdad entre cada país según las posibilidades de cada uno.

Lo anterior conlleva a la exposición de la economía a la competencia internacional, a la adopción de tipos de cambio flexibles y por tanto, a la anulación de todo tipo de protecciones, estímulos y ayudas a los productores.

En esas circunstancias, la confianza en la flexibilidad de la economía y en el papel de los precios para restaurar las situaciones de equilibrio, la regeneración de los equilibrios comerciales por la vía de la apertura y el tipo de cambio libre corresponden a los puntos principales de la política económica neoliberal.

Bajo esta perspectiva, en la última década todos los países de América Latina y el Caribe han realizado reformas estructurales orientadas hacia el mercado teniendo como objetivos mejorar la eficiencia de la economía y acelerar el crecimiento económico.

Estas reformas se han orientado principalmente a seis áreas: la liberación comercial, la política tributaria, la desregulación financiera, la privatización, la legislación laboral y la transformación del sistema de pensiones. Las reformas, por lo demás, han sido profundas en las áreas comercial, cambiaria, tributaria y financiera.

Para los neoliberales, uno de sus principios básicos se fundamenta en la exclusión, en la que es inevitable la existencia de la desigualdad social.

Los objetivos fundamentales de la Teoría Neoliberal giran en torno del desarrollo económico, en donde éste depende del dinamismo del mercado, de la actividad del sector privado y de que el gobierno adopte una postura minimalista de suplencia, no un papel de gestor ni de control, sino solamente de subsidiario.

Las consecuencias de lo antes mencionado se transfieren a que el gobierno debe privatizar las empresas productoras y por consecuencia los servicios sociales, además que debe de abrir fronteras a mercancías y capitales, dejando sin protección a los productores más débiles, debiendo favorecer al capital extranjero y con ello debe de lograr el equilibrio de las grandes variables socioeconómicas, como lo es la reducción de la inflación, equilibrio de la balanza de pagos, control del gasto público, control del déficit fiscal, y control del tipo de cambio.

Además el gobierno debe de incentivar la iniciativa privada aumentando sus tasas de ganancia, lo cual implicaría quitarle el poder a los sindicatos, anular legislaciones proteccionistas, la no-intervención del gobierno y la reducción de costos excesivos de los programas sociales; dedicando sus recursos a ciertos gastos sociales como gastos militares y salvavidas financieros, y no a otros gastos sociales como vivienda popular, gastos médicos, enseñanza pública, apoyo a zonas marginadas, etc.

Otra de las consecuencias de la aplicación del neoliberalismo es la tolerancia en las grandes diferencias de la distribución de los ingresos, con el convencimiento de que al crecer la economía las clases desposeídas obtendrían beneficio. Todo esto produce grandes desequilibrios y perturbaciones, siendo de los más relevantes la concentración de los ingresos, riqueza y propiedad en muy pocas manos, quiebra de miles de pequeñas y medianas empresas, multiplicación de masas urbanas sin trabajo o que subsisten en empleos inestables y poco productivos, desestabilización de las economías nacionales por los flujos libres de la especulación internacional, y desaparición de la seguridad alimentaria entre otros.

De acuerdo a lo anterior podemos resumir los principales propósitos neoliberales de la siguiente manera:

La Desregulación de la actividad económica. En donde la participación del Estado debe de ser mínima en la administración y rectoría de la economía, dando como resultado la obtención de una economía abierta.

La permisión de mayor participación en el mercado al sector privado, para que éste regule y reestructure la economía, apoyándose en la política de saneamiento de las finanzas públicas.

La debilitación de los sindicatos tanto en el sector público como en el privado, ya que este tipo de política económica origina un alto índice de desempleo.

Atracción de capitales, a través del favorecimiento del sector especulativo y financiero.

La Concentración del ingreso en unas pocas manos, teniendo como consecuencia, mayor ahorro, inversión y por ende mayor crecimiento económico.

Entonces, las consecuencias a las que nos conlleva la aplicación del modelo neoliberal son básicamente las siguientes:

- Excesiva caída de los salarios reales
- Las desigualdades productivas se incrementan
- Elevación de la concentración de la producción y el ingreso
- Incremento de la especulación en la Bolsa
- Fragilidad financiera
- Aumento en la dependencia de los recursos externos
- Incremento del costo económico, político y social, dado el carácter excluyente que le modelo neoliberal implica.
- Dificultad para lograr condiciones de crecimiento económico sostenido en forma endógena, lo cual ocasiona una severa fragilidad a la economía nacional.

Para concluir, podemos hacer mención que con la aplicación del modelo neoliberal, y por consiguiente con la participación del sector privado se ven anulados el crecimiento de los sectores estratégicos y prioritarios a favor del aumento del sector financiero y especulativo, lo cual no constituye condiciones de crecimiento económico sostenido, además de sacrificar los niveles mínimos de bienestar para la mayoría de la población y el control de la economía por los capitales nacionales, ya que estos están siendo sustituidos por los transnacionales.

1.4 NEOLIBERALISMO EN MÉXICO.

Para comprender mejor la evolución del modelo neoliberal en México partiremos de una breve descripción de la situación del país antes del arribo del neoliberalismo.

Venustiano Carranza fue elegido presidente en 1917 y logra plasmar sus ambiciones, las cuales eran que los obreros tuvieran mejores condiciones de vida, encomiando el nacionalismo y una preferencia por la clase baja; aunque por otro lado, durante su mandato surgieron los llamados empleo-maniacos, este término se refería a las personas que se aprovechaban de su puesto para subir de nivel, y disfrutaban de enormes privilegios. Durante este periodo se dio preferencia a la industria, haciendo a un lado el impulso al campo, que fungía como sector importante para el desarrollo, esto aunado a un gasto excesivo en los sueldos gubernamentales, provocando por consiguiente miseria en todo el país².

Tres años después de la muerte de Carranza sube a la silla presidencial Alvaro Obregón, y cabe hacer mención que en esta época el precio del petróleo era muy alto y el país se volvió un importante productor de éste, debido a esto los ingresos de fisco se incrementaron aún más que en la época porfirista. Obregón tiene la responsabilidad del pago de las nóminas ferroviarias; y los trabajadores del gobierno no tardaron en aprovecharse y hacer uso excesivo del ferrocarril sin pagar nada por ello, lo cual tuvo como consecuencia el desplome de los ingresos de este transporte; para cubrir este déficit se tuvieron que utilizar todas las ganancias producidas por la industria petrolera³.

Debido al artículo constitucional de *no-reelección* Alvaro Obregón le cede la silla presidencial a Plutarco Elías Calles; quien apoya la creación de un partido político en el cual se unieran distintos grupos de poder, y es cuando surge el Partido

² Para mayor información ver URL: <http://www.geocities.com/capitolhill/senate/3207/daniella.htm>

Nacional Revolucionario, que funge como partido del Estado y que garantiza el presidencialismo o el llamado “dedazo”⁴.

Podemos decir entonces, que de acuerdo a lo antes mencionado, toda esta estructura tuvo como fin el Desarrollo Sostenible, impulsando la industria, en sus diferentes rubros: Energético, Petrolero y Siderúrgico, de los cuales el Estado tenía un total control. Con esto se marginó al sector agrícola ya que no recibió ningún tipo de inversión, lo que ocasionó que se incrementaran las importaciones, haciéndolo aún más vulnerable. Después de estos sucesos la burocracia crea la idea de salvar la economía mexicana, dando entrada a los llamados tecnócratas, teniendo como fin la modernización del país implementando el llamado *modelo neoliberal*.

Ahora bien, después de esta breve reseña, podemos decir que la petrolización de la economía mexicana, el enorme crecimiento de la deuda externa y la crisis que impactó al país a principios de la década de los 80, durante la gobernatura de José López Portillo, sirvieron de pretexto a los neoliberales para comenzar a aplicar en México las fórmulas del Fondo Monetario Internacional (FMI) y del Banco Mundial (BM).

Esos organismos financieros aprovechándose de la crisis ocasionada por la política generalizada de endeudamiento, impusieron su proyecto neoliberal en América Latina y en México específicamente, lo hicieron a través de las llamadas cartas de intención suscritas por el gobierno y el FMI en las que se adquirieron compromisos, como deshacerse de las empresas públicas, y establecer topes salariales entre otros, todos estos opuestos a los intereses nacionales.

Este proyecto, tenía como intención superar la enorme crisis económica que estaba afectando de forma importante a México, teniendo como intención alcanzar un crecimiento sostenido de la economía y mejorar las condiciones de vida de los mexicanos.

³ Ibid

⁴ Idem.

La aplicación del modelo neoliberal en México se ha desarrollado de la siguiente forma:

A partir del gobierno de Miguel de la Madrid (1982-1988), con el pretexto de que debido a la crisis el gobierno no podía proporcionar bienestar a los mexicanos, comienza la aplicación del proyecto neoliberal. El primer paso consistió en realizar la desincorporación de empresas públicas por medio de la extinción, la fusión, la liquidación, la transferencia a las entidades federativas y municipios, la venta a los trabajadores de la empresa que se desincorpora, y la venta de las mismas a los empresarios privados nacionales y extranjeros.

En 1982, Miguel de la Madrid envió al Congreso de la Unión, un par de iniciativas modificando los artículos 25 y 134 de la Constitución Política, de los cuales es importante mencionar que:

En el nuevo artículo 25 el Estado sólo tenía la facultad de dictar las normas, a partir de las cuales los particulares desarrollarían sus actividades, es decir, se sentaron las bases para convertir al Estado mexicano en algo similar al Estado policía que propone el neoliberalismo, cuyo objetivo primordial era su debilitamiento.

Se realizaron modificaciones al artículo 134 de nuestra Carta Magna para incluir el sustento jurídico para vender las empresas del Estado.

Las principales líneas de la política económica de Miguel de la Madrid fueron el saneamiento de las finanzas públicas; el redimensionamiento del sector público; la apertura económica; la reconversión industrial; y la contención salarial.

Aunado a lo antes mencionado, en diciembre de 1987, propuso a los sectores productivos la suscripción de un Pacto para la Estabilidad y el Crecimiento Económico (PECE), que obligaba al gobierno a no aumentar los precios de los bienes y servicios que les proporcionaba a través de sus empresas; establecía el tope a los incrementos salariales y recomendaba al sector privado el no incremento de sus precios por encima de los costos reales. Con esto, la economía encontraría estabilización y crecería, teniendo como resultado que los trabajadores recuperarían, de forma paulatina el poder adquisitivo de los salarios.

Sin embargo, la deuda externa pública y total siguieron incrementándose, la inflación aumentó a tasas muy elevadas, el Producto Interno Bruto tuvo saldos negativos en el sexenio y el salario mínimo real perdió de forma considerable poder adquisitivo.

Posteriormente en el sexenio de Carlos Salinas de Gortari (1988-1994), el proyecto neoliberal se fue profundizando y se plantearon de una forma más concreta los principales postulados de la política económica.

Salinas vendió empresas del Estado teniendo como justificación, que con los ingresos provenientes de esa venta, se resolverían problemas importantes referentes al agua potable, drenaje, alcantarillado, vivienda, etc.

Durante este sexenio fue creado el Programa Nacional de Solidaridad (Pronasol), y tenía como propósito fundamental resolver los problemas más significativos de los sectores poblacionales con menos recursos.

Carlos Salinas de Gortari estaba aplicando un proyecto denominado: *liberalismo social* que intentaba hacer creer que recogía los ideales del liberalismo de la época de Juárez y el contenido social de la Revolución Mexicana de 1910.

Sin embargo, eran los postulados del neoliberalismo los que estaban siendo planteados en su política económica.

En materia de reformas jurídicas-económicas, promovió las modificaciones constitucionales correspondientes a los siguientes artículos: 27 para terminar con el reparto agrario, privatizar los ejidos y propiciar la compra de tierra por parte de los capitalistas nacionales y extranjeros; y al artículo 28 para dar autonomía al Banco de México.

A través de las modificaciones que hizo en las leyes intentó suprimir el derecho del Estado y de algunos sectores como el de las cooperativas, para actuar en forma exclusiva en ciertas actividades económicas; esto con el fin de que el capital extranjero pudiera participar en esas áreas y, para desregular la actividad económica viéndose beneficiados los intereses del gran capital.

Por medio de las modificaciones legislativas que hizo, logró convertir a Pemex en una empresa controladora de varias empresas, a las que se denominaron: Pemex Petroquímica, Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex Internacional, Pemex Gas y Petroquímica Básica. Este mecanismo lo establecieron para poder separar a Pemex Petroquímica y así poderla vender al capital privado, inclusive al capital extranjero, aunque esto significara ir en contra de los objetivos que se propusieron en la nacionalización de 1938.

De esa manera se abrieron los cauces para iniciar el proceso privatizador de la industria petroquímica y de Petróleos Mexicanos, que a la fecha no han dado resultado en ninguno de los esquemas propuestos.

Realizó modificaciones en materia de inversión extranjera, cuyo objetivo era suprimir la prohibición para que los extranjeros pudieran participar con un capital mayor al 49 por ciento en las empresas.

Durante este período sexenal México quedó suscrito al Tratado de Libre Comercio con Canadá y los Estados Unidos (TLC) lo que representó un acuerdo comercial para suprimir barreras arancelarias.

Con la suscripción de México al TLC, se modificaron muchas leyes, las cuales repercutieron sobre los intereses nacionales y afectaron a los diversos sectores, como el de la micro, pequeña y mediana industria, el agrícola y el laboral; ya que los empresarios y productores quedaron en desventaja frente a los monopolios del exterior y los trabajadores resintieron los efectos de la política gubernamental, debido a que ésta, aplicó medidas para favorecer los requerimientos del capital financiero internacional.

Una de las modificaciones más importantes fue la relativa a la Ley de Energía. Primeramente se incluyó en el contexto del TLC, la figura de los productores independientes, y después, esa figura fue incluida en la Ley de Energía, aunque esto se oponía a las especificaciones del artículo 27 de la Carta Magna, en donde se establecía que a la nación sólo le correspondía, la generación, la conducción, la

transformación, la distribución y el abastecimiento de la energía eléctrica, para poder prestar un servicio público.

El TLC, la privatización de grandes y productivas empresas estatales como los bancos y la telefonía; y, la entrada en gran medida de inversión extranjera, fueron los ejes centrales de la política del sexenio de Carlos Salinas. A través de ello prometió un crecimiento sostenido de la economía y reducir la inflación a un dígito, porcentaje semejante a los que han tenido Estados Unidos y Canadá.

Posteriormente, al gobierno del Ernesto Zedillo Ponce de León (1994-2000) le correspondió promover también modificaciones en el plano legislativo; en donde al artículo 28 le suprimió de las áreas estratégicas, la comunicación vía satelital y los ferrocarriles, para incluirlas solamente como prioritarias, con el propósito de permitir la participación del capital privado en ellas.

Modificó la Ley del Seguro Social con el fin de crear las Administradoras de Fondos para el Retiro (Afores) y a fines de marzo de 1997, la relativa a la legislación financiera y bancaria, para permitir que el capital extranjero pudiera tener el control de los bancos que tuvieran un capital contable mayor al 6 por ciento del total nacional de la banca mexicana, entre los cuales podemos mencionar a: Banamex, Bancomer y Serfin, aunque esta propuesta representó un retroceso de más de 30 años, debido a que en 1965 Gustavo Díaz Ordaz propuso medidas para impedir que la banca quedara controlada por el capital extranjero.

Ernesto Zedillo se comprometió con el capital financiero internacional a privatizar la petroquímica, pero la oposición de diversos sectores como investigadores, académicos, partidos políticos, organizaciones sociales y el sindicato de Pemex, lo obligaron a desistir de privatizar las plantas petroquímicas.

Además durante este período se produjo la crisis financiera de 1994, esto fue unas semanas después de que el gobierno zedillista comenzara su gestión. Dicha crisis conocida como el error de diciembre generó el llamado efecto tequila, que reflejó los impactos de la apertura comercial, de la suscripción al Tratado de Libre Comercio y de la política anti-inflacionaria sustentada en bases falsas y en perjuicio

de los trabajadores; estas fueron algunas de las consecuencias de permitir la entrada al capital extranjero, de la política de privatizaciones que debilitó al sector estatal de la economía; aunado a lo anterior, las políticas de los pactos fueron incapaces de mejorar el poder adquisitivo del salario y con ello contribuyeron a la gran concentración de la riqueza y a la injusta distribución del ingreso; esto fue resultado de la aplicación del proyecto neoliberal, que sólo sirve para beneficiar al gran capital nacional y a los monopolios extranjeros.

Este proyecto sirvió también para generar un déficit en la balanza comercial, inestabilidad cambiaria y crear incertidumbre a cerca del futuro económico de México en la Bolsa Mexicana de Valores.

Bajo este marco de referencia podemos concluir diciendo, que la política económica ejercida en las últimas dos décadas en el país ha mantenido la base teórica de corte neoliberal, exigiendo con ello, un Estado alejado de la competitividad productiva. Por lo cual, hace más de un sexenio que el Estado ha venido desincorporando o desapareciendo a muchas empresas propiedad del sector público, argumentando que tienen poca utilidad y poco valor, dentro de la estrategia y búsqueda del crecimiento económico.

El sector petrolero de México ha enfrentado en años recientes, un proceso de desregulación y privatización, el cual tiene como objetivo el alcanzar un mejor nivel de eficiencia económica. La política energética actual se propone concentrar los recursos públicos en aquellas áreas consideradas como prioritarias. En el caso de este sector, su proceso de privatización se inició y fundamentó en una serie de reformas de grado constitucional que impulsan a la inversión privada y social a llevar sus capitales hacia los rubros del transporte, almacenamiento y distribución del gas natural.

Podemos concluir entonces, que de acuerdo al breve repaso histórico antes mencionado, el neoliberalismo en México como en muchos países, ha entrado a una etapa de crisis, debido a que se ha dado prioridad al gran capital nacional y a la inversión extranjera, olvidando con ello, la importancia del bienestar social para las

naciones, debiendo de tomar en cuenta las nuevas condiciones políticas y económicas del mundo actual, conduciendo a un desarrollo económico con independencia del exterior para que puedan existir mejores condiciones de vida.

II ECONOMIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

En este segundo capítulo, comenzaremos haciendo mención del origen y descubrimiento del gas natural, además de describir la clasificación existente del mismo y las características principales que lo constituyen, por otro lado, se mencionarán las reservas probadas existentes en el país al igual que su regionalización. Además se mostrará cual es la producción existente de este energético al igual que la infraestructura, su distribución y transporte, siendo imprescindible analizar el consumo, los precios y el comercio exterior.

2.1 DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL.

El descubrimiento del gas natural data de la antigüedad en el Medio Oriente. Hace miles de años, se pudo comprobar la existencia de fugas de gas natural que prendían fuego cuando se encendían, dando lugar a las llamadas fuentes ardientes. En Persia, Grecia y la India, se levantaron templos para prácticas religiosas alrededor de estas llamas eternas. Sin embargo, estas civilizaciones no reconocieron inmediatamente la importancia de su descubrimiento. Fue en China, alrededor del año 900 antes de nuestra era, donde se comprendió la importancia de este producto. Los chinos perforaron el primer pozo de gas natural que se conoce en el año 211 antes de nuestra era.

En Europa no se conoció el gas natural hasta su descubrimiento en Gran Bretaña en 1659, aunque no se empezó a comercializar hasta 1790. En 1821, los habitantes de Fredonia (Estados Unidos) observaron burbujas de gas remontando hasta la superficie en un arroyo. William Hart, excavó el primer pozo norteamericano de gas natural.

Durante el siglo XIX el gas natural fue casi exclusivamente utilizado como fuente de luz. Su consumo permaneció muy localizado por la falta de infraestructuras de transporte las cuales dificultaban el traslado de importantes cantidades de gas natural a grandes distancias. En 1890, se produjo un importante cambio con la invención de

las juntas a prueba de fugas en los gasoductos. No obstante, las técnicas existentes no permitieron transportar el gas natural a más de 160 kilómetros de distancia por lo cual el producto se quemaba o se dejaba en el mismo lugar. El transporte del gas natural a grandes distancias se generalizó en el transcurso de los años veinte, gracias a las mejoras tecnológicas aportadas a los gasoductos. Después de la segunda guerra mundial, el uso del gas natural creció rápidamente como consecuencia del desarrollo de las redes de gasoductos y de los sistemas de almacenamiento.

En los primeros tiempos de la exploración del petróleo, el gas natural era frecuentemente considerado como un subproducto sin interés impidiendo el trabajo de los obreros, forzándolos a parar de trabajar para dejar escapar el gas natural descubierto en el momento de la perforación. Hoy en día, en particular a partir de las crisis petroleras de los años 70, el gas natural se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo.

Durante muchos años, la industria del gas natural estuvo fuertemente regulada, pues era considerada como un monopolio de Estado. En el transcurso de los últimos 30 años, se ha producido un movimiento hacia una mayor liberalización de los mercados del gas natural y una fuerte desregulación de los precios de este producto. Esta tendencia tuvo como consecuencia la apertura del mercado a una mayor competencia y la aparición de una industria de gas natural mucho más dinámica e innovadora. Además, gracias a numerosos avances tecnológicos se facilitó el descubrimiento, la extracción y el transporte de gas natural hasta los consumidores.

Estas innovaciones permitieron también mejorar las aplicaciones existentes, así como la creación de nuevas. El gas natural es cada vez más utilizado para la producción de electricidad.

Ahora bien, de acuerdo a lo antes mencionado, el gas natural es una mezcla de hidrocarburos (principalmente metano) existente en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución con el aceite, el cual a ciertas condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Puede encontrarse mezclado con algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos, tales como ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono.

Este combustible se mide en metros cúbicos (a una presión de 75'000 Pascal y una temperatura de 15°C) o en pies cúbicos (misma presión y temperatura).

Normalmente, la producción de gas a partir de los pozos y los repartos a las centrales eléctricas se miden en millares o en millones de pies cúbicos (MPC y MMPC). Los recursos y las reservas son calculados en billones de pies cúbicos (MMMPCD).

La cantidad de energía producida por la combustión de un determinado volumen de gas natural se mide en Unidades Térmicas Británicas (BTU). El valor del gas natural es determinado por su potencial energético medido en dicha unidad, la cual representa la cantidad de energía requerida para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales. Un pie cúbico de gas natural desprende en promedio 1000 BTU, aunque el intervalo de valores se sitúa entre 500 y 1'500 BTU.

El potencial de energía del gas natural es variable y depende de su composición: cuanto mayor sea la cantidad de gases no combustibles contenidos, menor será el valor BTU. Cuanto mayor sea la masa, mayor será la cantidad de átomos de carbono para el gas considerado y, por consiguiente, mayor será su valor en BTU.

Diversos análisis sobre el valor BTU del gas natural son realizados en cada etapa de la cadena del producto. Se utilizan para esto analizadores con proceso cromatográfico del gas, para poder realizar análisis fraccionales de las corrientes de gas natural, separándolo en sus componentes identificables. Los componentes y sus concentraciones se convierten en valor calorífico bruto en BTU por pie cúbico.

La composición del gas natural varía según la zona geográfica, la formación o la reserva utilizada para su extracción. Los diferentes hidrocarburos contenidos en el gas natural pueden ser separados empleando sus propiedades físicas respectivas (peso, temperatura de ebullición, presión de vaporización). En función de su contenido en componentes pesados, el gas es considerado como rico (cinco o seis galones o más de hidrocarburos extraíbles por pie cúbico) o pobre (menos de un galón de hidrocarburo extraíble por pie cúbico).

Normalmente, el gas natural tal cual se presenta después de su extracción no se puede transportar, ni tiene una utilización comercial, pues necesita antes una primera transformación. El gas natural comercializable se compone casi exclusivamente de metano y de etano, excluyendo algunas impurezas, tales como la humedad, debiendo ser removidas del gas natural bruto. El transporte por gasoductos impone a su vez reglas sobre la calidad del gas natural. En cualquier caso, el gas natural debe ser tratado con el fin de eliminar el vapor de agua, los sólidos y los otros contaminantes y separarlo de ciertos hidrocarburos cuyo valor es más elevado como producto separado que como producto mezclado.

Por su origen, el gas natural se clasifica en asociado y no asociado. El primero es aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite del yacimiento. Éste, a su vez, puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

El gas no asociado, por el contrario, es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales.

Por su composición, el gas natural puede ser clasificado en húmedo y seco. El primero es la mezcla de hidrocarburos obtenida del proceso del gas natural, mediante el cual se eliminan las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, obteniendo un contenido de componentes más pesados que el metano. Este tipo de gas, a su vez, se clasifica en gas húmedo dulce y gas húmedo amargo. Obtenidos de manera similar, el primero se caracteriza por contener productos licuables como gasolinas y gas L.P., en tanto que el segundo, adicionalmente, contiene compuestos corrosivos de azufre.

A diferencia de los anteriores, el gas seco, es un compuesto formado esencialmente por metano (94-99 %) conteniendo cantidades escasas de productos licuables. Para fines prácticos, los términos gas natural y gas seco son utilizados indistintamente.

En los yacimientos, generalmente, el gas natural asociado se encuentra como gas húmedo amargo, y el no asociado puede hallarse como húmedo amargo, húmedo dulce o seco.

Sin embargo, los dos últimos pueden ser obtenidos a partir del primero, una vez procesado. Como consecuencia, al eliminar los compuestos de azufre, el gas húmedo amargo se transforma en gas húmedo dulce, y al extraer de éste los productos licuables se obtiene el gas seco (figura 1).

Por su almacenamiento o procesamiento, el gas se clasifica en gas natural comprimido, gas seco almacenado a alta presión en estado gaseoso en un recipiente, y gas natural licuado, compuesto predominantemente de metano, que ha sido licuado por compresión y enfriamiento para facilitar su transporte y almacenamiento.

La búsqueda de gas natural, se inicia con exploraciones, realizando perforaciones en zonas donde existen indicios de su existencia. Cuando un yacimiento es encontrado, el próximo paso es analizarlo para determinar tanto su cantidad como su calidad en ese yacimiento, calculándose así la duración de éste de acuerdo a la cantidad de gas que tenga y a una estimación de consumo.

CADENA PRODUCTIVA DE PGPB

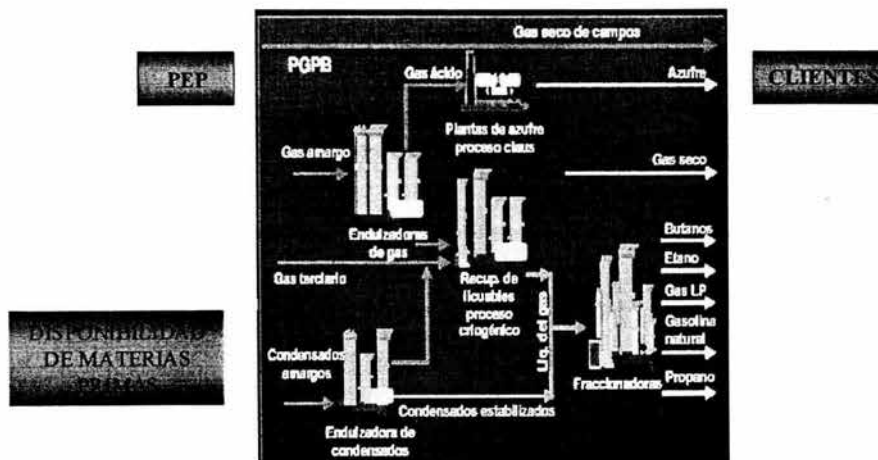


Figura 1

Fuente: Pemex Gas y Petroquímica Básica. Mercado Mexicano de Gas Natural

Una vez que estos análisis son efectuados, el gas natural de este yacimiento pasa a ser una “reserva probada de gas natural”.

Dado el alto costo que este proceso implica, no todos los yacimientos son analizados. Pero sí se realizan constantemente perforaciones para localizar yacimientos, de manera que en el momento que se necesiten probar reservas, se tengan ubicadas, y lo único necesario por realizar sea el análisis para determinar la calidad y duración del gas natural.

Por otro lado los sectores de utilización del gas natural son diversos, como el sector doméstico el cual lo utiliza para cocinar, lavar, secar, calentar agua o climatizarla, además en los últimos años los electrodomésticos están utilizando gas natural, haciéndolos más económicos y mas seguros; en la industria la aplicación es para la fabricación de la pasta de papel, de ciertos metales, productos químicos, piedras arcilla, vidrio y en la transformación de ciertos alimentos; aunque también se puede utilizar para el reciclado de residuos, para la incineración, el secado, la deshumidificación, la calefacción, la climatización y la cogeneración.

Por otra parte, las compañías de electricidad y los proveedores independientes de energía emplean cada vez más el gas natural para alimentar sus centrales eléctricas. Generalmente, éstas tienen menores costos de capital, se construyen más rápidamente, funcionan con mayor eficacia y emiten menos contaminación atmosférica, a diferencia de las centrales utilizadoras de otros combustibles fósiles.

Los avances tecnológicos en materia de diseño, eficacia y utilización de turbinas de ciclo combinado, así como en los procesos de cogeneración, fomentan el empleo de gas natural en la generación de energía. Las centrales de ciclos combinados (CCGT) utilizan el calor perdido para producir más electricidad, en tanto, la cogeneración produce al mismo tiempo potencia y calor muy útiles para las industrias, como para los usuarios comerciales. Esta cogeneración reduce muy fuertemente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

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

Ahora bien, para comprender el comportamiento del gas natural en el mercado, partiremos de su disponibilidad en el país, dentro de la cual se encuentran las reservas probadas, en donde se hará un análisis del comportamiento histórico de las capacidades y del potencial alcanzado, a partir de los volúmenes descubiertos, factibles de ser explotados.

Entonces, las reservas probadas se refieren al volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas actuales, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen esta constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada. Cuando se utilizan métodos posibilistas, el término probado significa una probabilidad de al menos 90% de que las cantidades actualmente recuperadas sean mayores o iguales a las reservas estimadas⁵

La regionalización de reservas probadas de gas natural nos muestran que existen cuatro segmentos geográficos para su estudio⁶:

- 1. Región Norte: ubicada en la parte norte del país, su distribución geográfica incluye una parte continental y una marina. Su extensión es superior a dos millones de kilómetros cuadrados. Al norte limita con Estados Unidos de América, al Este con el Golfo de México, al Oeste con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Tesechocán, siendo éste el limite de la región Sur.*

⁵ Secretaría de Energía, México 2003. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012, p.130.

⁶ Corresponde a la regionalización de Pemex Exploración y Producción.

2. *Región Sur: Se encuentra localizada en la porción sur de la República Mexicana, y geográficamente abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Esta región cuenta con cinco activos de producción que son Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac; además toda la región forma parte de los activos de exploración.*
3. *Región Marina Noreste: se localiza en el sureste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie de 166 mil kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México.*
4. *Región Marina Suroeste: Se ubica en aguas territoriales de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390 kilómetros cuadrados y esta limitada en la porción continental hacia el sur de los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, por la región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al Oeste por el proyecto Golfo de México A de la región Norte.*

Reservas remanentes totales de gas natural 2000-2003*

(miles de millones de pies cúbicos)

Cuadro 1

	TOTAL	MARINA NORESTE	MARINA SUROESTE	NORTE	SUR
2000					
Asociado	62049.6	8897.9	4979.3	3685.3	11319.4
No Asociado	16236.9	0	1935.7	7321.5	6979.7
2001					
Asociado	60010.5	8161.3	4663.7	36319.6	10865.9
No Asociado	16424.4	0	1935.7	7663.7	6825
2002					
Asociado	55049.1	7916.5	3982.5	33424.6	9725.5
No Asociado	14055.8	0	1944.2	6373.5	5738.1
2003					
Asociado	52010.9	6919.5	3627.6	32659.2	8804.5
No Asociado	13421.1	0	2773.8	6087.4	4560.9

* Cifras al 1 de enero de 2003

Fuente: Las Reservas De Hidrocarburos De México, Pemex, 1 de enero de 2003

Bajo este contexto, podemos decir que, las reservas remanentes⁷ totales de gas natural se ubicaron al 1° de enero de 2003 en 65,433 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc). Estas se integraron por 79.5% de gas asociado y 20.5 de no asociado⁸ (cuadro 1).

En la región Norte se ubica 59.2% del total de las reservas, 20.4% en la región Sur y 20.4% restante en las regiones marinas⁹.

En tanto, las reservas probadas de gas seco, se ubican en 14,985 mmmpc (2003) con una disminución de 13,166 mmmpc (46.8%) respecto a 2002. Éstas se localizan principalmente en la región Sur donde se concentra 50.5% del total, le sigue la región Norte con 22.6% y finalmente las Marinas con 27.9%¹⁰ (Cuadro 2).

Reservas probadas de gas seco por región 1998-2003*

(miles de millones de pies cúbicos)

Cuadro 2

REGIÓN	1998	1999	2000	2001	2002	2003
TOTAL	31,339	30,064	30,379	29,505	28,151	14,985
SUR	9,105	8,231	9,237	8,655	8,335	7,571
NORTE	18,034	17,873	16,402	16,311	15,586	3,231
MARINA NORESTE	2,815	2,584	3,308	3,063	2,885	2,777
MARINA SUROESTE	1,385	1,376	1,447	1,476	1,345	1,446

*cifras al 1 de enero de cada año

Fuente: Las reservas de hidrocarburos de México, Pemex Exploración y Producción, varios años.

⁷ Es la diferencia entre una reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica

⁸ Secretaría de Energía, México 2003, Prospectiva del mercado de gas natural 2002-20012,p.51.

⁹ ibid.

¹⁰ Ibid.

En la región Marina Suroeste se registró un aumento debido a la reclasificación de reservas probables aprobadas en los campos Caan y Chuc, así como el descubrimiento de los campos de gas no asociado Akpul, Chukúa y otros.

Así mismo en la región Norte se observó la mayor variación negativa; las reducciones se concentran en las categorías de reserva probable y posible de los campos Poza Rica, Playuela, Monterrey, Reynosa y Cuatro Milpas. No obstante se tuvieron descubrimientos, en 2002 de reservas totales que se localizan principalmente en Lankahuasa y en la Cuenca de Burgos¹¹

En la región sur, la disminución de reservas se concentró en las reservas de gas asociado Jujo-Tecominoacán, Sen y Luna Palapa, cuyo comportamiento declinante está siendo originado por la irrupción de agua en los pozos productores¹².

¹¹.Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural 2003-20012, p.52

¹² ibid.

2.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.

De acuerdo con el artículo 27 Constitucional, sólo el Estado puede llevar a cabo la explotación de los hidrocarburos del país. Así, en 1938 con la nacionalización de la Industria del Petróleo y la conformación de Pemex, el marco legal creó un monopolio gubernamental para la producción, transporte y distribución de gas natural, el cual operó sin cambios hasta mediados de la década de los 90.¹³

Ahora bien, hasta 1994 la oferta se caracterizó por un bajo volumen de importaciones y una producción nacional fuertemente asociada a la extracción de petróleo. Esto último se debió a que como el crudo es el principal producto de exportación y fuente de ingresos de Pemex, la paraestatal siempre tuvo fuertes incentivos a privilegiar su exploración y extracción sobre la de gas natural no asociado.¹⁴

Dado lo anterior, la extracción y producción total de gas natural a partir de los yacimientos es responsabilidad de PEMEX Exploración y Producción (PEP), subsidiaria que cuenta con distintos Activos de Producción, agrupados en las cuatro regiones que la componen (Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste).

Por tanto, la oferta nacional de gas natural (producción) durante el periodo 1993-2002 ha aumentado a una tasa promedio de 3.7% anual como respuesta al estímulo expansivo del consumo interno (Cuadro 3).

La producción de PGPB representa 90% y el restante corresponde a PEP. Actualmente la estrategia prioritaria de Pemex es incrementar la oferta interna de gas natural, lo cual implica mayores esfuerzos e inversión para la exploración a fin de satisfacer la demanda de este energético. Para lograr esto será necesario el desarrollo de nuevos esquemas de contratación que logren aumentar la capacidad de ejecución de Pemex para lograr este fin¹⁵.

¹³ <http://www.bancomer.com.mx/economica/prop/GasNat.pdf>

¹⁴ Ibid.

¹⁵ Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012*, p.56

Oferta Nacional de gas natural 1993-2002

(millones de pies cúbicos diarios)

Cuadro 3

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TMCA
TOTAL	2,970	3,131	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	4
OFERTA DE PEP	277	350	462	536	476	475	462	438	446	416	4.6
DE INFORMACIÓN EMPLEADO POR PEP	254	324	440	515	454	457	435	426	439	391	5.0
AUTOCONSUMO	80	132	157	181	155	175	192	186	197	201	10.8
RECIRCULACIONES PROPIAS	174	192	283	334	299	282	243	240	242	193	1.9
ENTREGA DIRECTA A REFINACIÓN	23	26	23	21	31	18	17	14	6	22	0.7
OFERTA DE PGPB	2,693	2,781	2,718	3,009	3,251	3,529	3,587	3,654	3,629	3,717	3.6
PLANTAS PGPB	2,396	2,458	2,376	2,613	2,799	2,816	2,769	2,791	2,804	2,916	2.2
DIRECTO DE CAMPOS	134	149	190	277	381	599	750	752	710	697	20.1
ETANO INYECTADO A DUCTOS DE GAS SECO	123	127	109	82	47	94	114	98	101	91	-3.3
OTRAS CORRIENTES SUPLEMENTARIAS	40	47	42	36	24	20	14	13	14	13	-11.6

Fuente: Secretaría de Energía, con base en información de PGPB.

2.3 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.

La infraestructura actual para transporte y distribución de GN correspondiente a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) consiste de alrededor de 10,034 km (cuadro 4). De éstos el sistema interconectado cubre principalmente la parte Sur-Este-centro y centro-este-norte del país, así como derivaciones que conducen este energético desde el sur del país hasta Lázaro Cárdenas en Michoacán y hasta Guadalajara en Jalisco, así como de Cactus a Cd. Juárez en Chihuahua. Al sistema interconectado se le conoce como Sistema Nacional de Gasoductos (SNG). También se cuenta con un sistema no interconectado con el SNG. Este Sistema se interconecta con EE.UU. en Naco Sonora y corre de norte a sur hasta la ciudad de Hermosillo, Sonora y se le conoce como Sistema Naco-Hermosillo¹⁶

INFRAESTRUCTURA DE PGPB PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL
(km)
Cuadro 4

SISTEMA	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN	TOTAL
PEMEX (SNG) Y NACO HERMOSILLO	9,043	991	10,034

Fuente :Secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos, enero 2003.

Por último, cabe mencionar que en lo que concierne a las Estaciones de Compresión, el Sistema Nacional de Gasoductos cuenta con 14 estaciones de compresión y el Sistema Naco Nogales tiene solamente una. Las 15 estaciones

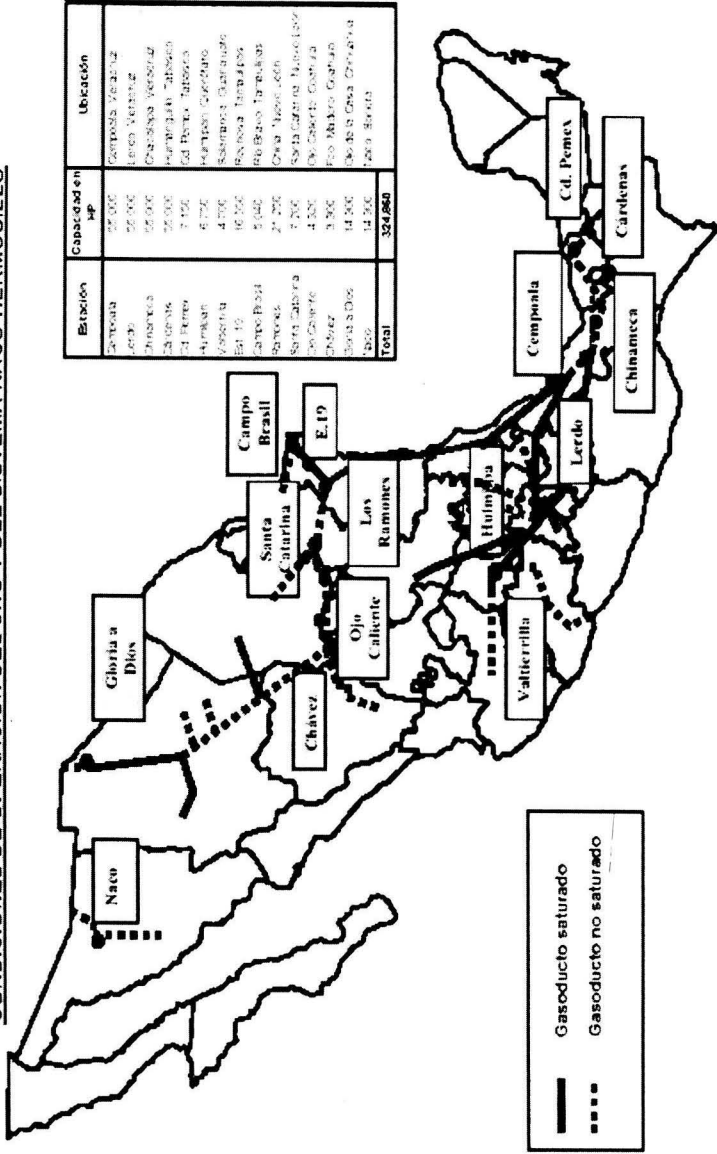
¹⁶ Sener, Potencial Nacional de Gasoductos, enero 2003,p.50.

ascienden a una capacidad total instalada de 324, 860 horse power (hp) y una capacidad de transporte total de 5,096 mmpcd.

Estas estaciones se encuentran distribuidas a lo largo de los diferentes ductos que componen cada sistema, sin embargo, en algunos casos se han formado cuellos de botella que mantienen en condiciones de saturación la operación de varios tramos del SNG. Los ductos del SNG de transporte de acceso abierto, su condición de operación y la localización de las diferentes estaciones de compresión que lo componen, incluyendo el Sistema Naco-Hermosillo¹⁷ son los señalados en el siguiente mapa.

¹⁷ Secretaría de Energía, Potencial Nacional de Gasoductos, enero 2003, p.53.

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SNG Y DEL SISTEMA NACO HERMOSILLO



Mapa 1

Fuente: Secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos, enero 2003.

2.4 DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

La distribución urbana de gas natural, primeramente se desarrolló en el norte del país. Las primeras distribuidoras se establecieron en Cd. Juárez y Monterrey en los años de 1903 y 1909, proseguidas de Nuevo Laredo en 1922, Cananea en 1931, Piedras Negras en 1935, y más tarde en Saltillo en 1960, Querétaro en 1966 y por último, Cd. De México en 1974. En las dos últimas ciudades mencionadas, Pemex operó las redes de distribución a través de filiales, las cuales se vieron privatizadas en 1998. En la Ciudad de Monterrey la red fue operada por la Comisión Federal de Electricidad hasta el año de 1998, la cual se privatizó en el mismo año.

Hasta 1995 todas las distribuidoras operaron bajo un régimen de concesiones. La distribuidora tenía la obligación de ofrecer un servicio público. Por otra parte, el único proveedor de gas era PGPB, quien aplicaba un precio “volumétrico” al consumidor, es decir, el precio incluía el costo del gas del transporte y distribución en un solo concepto. Dicho precio era determinado por el gobierno a través de un “comité de precios” integrado por representantes de varias Secretarías de Estado. El comité también determinaba un porcentaje sobre el precio de venta pudiéndolo conservar las distribuidoras como “comisión” por sus servicios. A través de los años esa comisión resultó insuficiente para cubrir los costos de operación y de expansión de las redes urbanas, lo cual causó problemas de financiamiento para las distribuidoras, y a su vez, generó grandes adeudos con PGPB.

Bajo este contexto, la mayor parte de las distribuidoras manejaron volúmenes reducidos de gas natural, pocos clientes, bajas tasas de crecimiento, y pocos o nulos, programas de inversión; lo cual conllevó a que se deterioraran la calidad de sus servicios y en las operaciones, dando como resultado un detrimento técnico y económico.

A finales de los 80’s la Secretaría de Energía (SENER) y el Ejecutivo Federal propusieron principios para dirigir al transporte y la distribución de gas natural hacia

una estructura de mercado abierta y competitiva, la cual tuviera como resultado la garantía del suministro del mismo a los usuarios en condiciones de equidad; además tenían el objetivo de optimizar la infraestructura del sistema de transporte, y desarrollar y ampliar las reservas nacionales de gas.

Al inicio de esta década, surgen nuevas normas ambientales y nuevas tecnologías de generación eléctrica, en particular en lo referente al ciclo combinado, teniendo como consecuencia la sustitución del combustóleo por gas natural, en los sectores industriales y eléctrico. Posteriormente en la década de los 90's, la utilización del gas natural se incrementó por la construcción de nuevas plantas generadoras de electricidad públicas y privadas.

Ahora bien, entenderemos por Distribución de Gas Natural, a la actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de ductos dentro de una zona geográfica¹⁸.

Los permisos para distribución se otorgan a través de licitación pública. El primer permiso de distribución asignado a una zona geográfica tendrá una vigencia de 30 años y conferirá una exclusividad por los primeros 12 años. Estos permisos pueden renovarse una o más veces por periodos de 15 años. Sin embargo las renovaciones no conferirán periodo de exclusividad¹⁹.

El Sector privado juega un papel preponderante en la evolución del mercado de gas natural, ya que por medio de las inversiones en nueva infraestructura se extenderán las redes de suministro, existiendo con ello una mayor cantidad de usuarios pueda hacer uso de este combustible.

Para el caso de distribución la CRE (Comisión Reguladora de Energía) ha otorgado 21 permisos de distribución, localizados en diferentes regiones geográficas del país.

¹⁸ Secretaría de Energía, Oportunidades de Inversión en el Mercado de Gas Natural, p. 29.

¹⁹ Secretaría de Energía, Oportunidades de Inversión en el Mercado de Gas Natural, p. 29.

Casi la mitad de estos permisos se concentran en la región Noreste, en donde la dimensión del consumo de gas natural sin Pemex es mayor que en el Sur Sureste. El número de usuarios esperados son 993,162, para la cual se estipula contar con una capacidad de 477.5 mmpcd.

El total de inversiones planeadas para esos proyectos asciende a 378.9 millones de dólares, con lo que se espera tener una red de 14,740 km²⁰.

En la región Centro, la segunda en importancia por el número de usuarios, los distribuidores privados esperan alcanzar con 929,426, y se han dado cuatro permisos. Se espera contar con una capacidad de 583 mmpcd, de la cual 46% pertenece a la zona de valle Cuautitlán-Texcoco. La red de suministro contará con 7,650 km, cuya inversión será de 375.15 millones de dólares²¹.

En la región Centro-Occidente también se han otorgado cuatro permisos, el mayor se encuentra en Guadalajara, con una capacidad de 257.8 mmpcd y una cobertura de 180,558 usuarios. En total, en esta región espera contar con una capacidad de 390 mmpcd para 358,658 usuarios. Para alcanzar esta meta se tendrán que invertir 192.45 millones de dólares para contar con 4,562 km de ductos²².

En la región Noroeste existen 3 distribuidoras de gas natural que esperan contar con 58,280 usuarios. Se invertirán 74,94 millones de dólares para contar con una infraestructura de 1,090 km y una capacidad de 41.6 mmpcd²³.

Por tanto haciendo un recuento de todo lo anterior, las zonas de distribución cubren un total de alrededor de 28,042 km de infraestructura en desarrollo (Cuadro 5)

²⁰ Secretaría de Energía, *Prospectiva de Gas Natural 2003-2012*, p. 59.

²¹ *Ibid.*

²² *Ibid.*

²³ *Ibid.*

Permisos de gas natural por región
Cuadro 5

PERMISIONARIO	LOCALIZACIÓN	LONGITUD* (km)	VOLUMEN (mmpcd)	COBERTURA DE USUARIOS	INVERSIÓN (millones de dólares)
TOTAL NACIONAL		28,042	1,472	2,339,526	1,021
TOTAL REGIÓN NORESTE		14,746	471	993,162	379
1 Cia. Nacional de Gas	Piedras Negras	336	7	25,608	1
2 DCM de Chihuahua	Chihuahua	1,168	31	31,453	46
3 Gas Natural de México (Sahilco)	Sahilco-Ramos Arasca-Asteaga	656	26	40,027	39
4 Cia. Matancera de Gas	Monterrey	921	115	30,079	11
5 Gas Natural de México (Nuevo Laredo)	Nuevo Laredo, Tamaulipas	366	6	25,029	11
6 Gas Natural de Juárez	CD Juárez	1,838	33	139,045	13
7 Gas Natural de Río Pánuco	Río Pánuco	335	52	28,338	14
8 Tamaulipas	Norte de Tamaulipas	861	22	31,447	21
9 Gas Natural México (Monterrey)	Monterrey	7,239	124	557,052	184
10 DCM La Laguna Durango	zona Gómez Palacio-CD Landa Durango	1,021	39	30,084	20
TOTAL REGIÓN CENTRO		7,658	543	929,426	375
11 Gas Natural México (Toluca)	Toluca	393	68	47,229	22
12 Comercializadora Metro Gas	Distrito Federal	2,619	153	439,253	109
13 Consorcio Mex-gas	Valle Guadalupe-Tehuacan	3,517	269	374,698	230
14 NATGASMEX	Puebla-Tehuacan	919	93	68,196	35
TOTAL REGIÓN CENTRO-OCCIDENTE		4,562	398	358,658	192
15 Distribuidora de Gas Querétaro	Querétaro	870	64	30,001	47
16 Gas Natural México (Bajo)	Silao-Lerdo-Imperio	788	24	72,384	21
17 Gas Natural México (Bajo Norte)	Zona Bajo Norte	719	44	55,715	35
18 Distribuidora de GN de Jalisco	Guadalupe	2,185	238	180,558	84
TOTAL REGIÓN NOROESTE		1,898	42	58,286	75
19 DCM de Morelia	Morelia	465	25	25,346	18
20 Gas Natural del Noroeste	Hemosillo	305	15	26,250	21
21 Distribuidora de Gas de Occidente	Cananea-Sonora	128	1	6,684	25

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del mercado gas natural 2003-2012.

2.5 TRANSPORTACIÓN DE GAS NATURAL.

Por transporte de gas natural se entiende a la actividad de recibir el gas en un punto del sistema de transporte y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema (acceso abierto)²⁴.

Existe una variante en esta actividad que corresponde al transporte para usos propios el cual tiene como fin recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos cuyo objetivo preponderante es el de satisfacer, únicamente, las necesidades del solicitante o las necesidades de una sociedad de autoabastecimiento de gas natural.

Los permisos de transporte se otorgan por medio de la presentación de una solicitud a la CRE. Son otorgados para una capacidad y un trayecto dado y mediante condiciones de acceso abierto, con excepción de los de transporte para usos propios, y sin existir ningún tipo de exclusividad. La vigencia es de 30 años y tienen la opción de poder renovarlos una o varias veces por periodos de 15 años.

En el transporte de gas natural, además de Pemex, pueden participar empresas privadas, las cuales a través de un previo permiso, pueden construir, operar y mantener sistemas de transporte.

Ahora bien, de enero de 1996 a diciembre de 2002 la CRE ha otorgado 120 permisos a diferentes empresas y organismos para realizar actividades relacionadas con el transporte y distribución de gas natural, de los cuales para transporte se otorgaron 99 permisos cubriendo una longitud total de 11,460 km. Dos permisos, en la modalidad de transporte de acceso abierto, se otorgaron a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), cubriendo un total de 9,043 km²⁵ (Cuadro6).

²⁴ Secretaría de Energía, Oportunidades de Inversión en el Mercado de Gas Natural 2003, p.29.

²⁵ Secretaría de Energía, Oportunidades de Inversión en el Mercado de Gas Natural , 2003, p.30.

Permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía para actividades relacionadas con gas natural, 1996-2002.

Cuadro 6

MODALIDAD	PERMISOS	LONGITUD Km
TRANSPORTE	99	11460
ACCESO ABIERTO	16	10875
USOS PROPIOS	83	585
DISTRIBUCION	21	28042
TOTAL	120	39,502

Fuente: Secretaría de Energía / Oportunidades de Inversión del Mercado de Gas Natural, 2003.

En la modalidad de transporte de usos propios se han otorgado 83 permisos para un total de 585 km. La inversión comprometida por los diferentes permisionarios para este rubro es de aproximadamente 219 millones a transporte de usos propios y 1,386 millones a transporte de acceso abierto.²⁶

²⁶ Ibid.

Permisos de Transporte de Acceso Abierto de Gas Natural

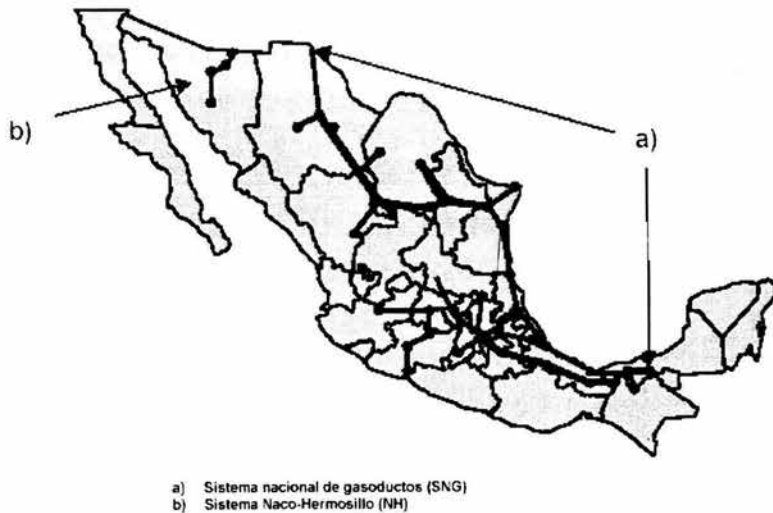
Cuadro 7

PERMISIONARIO	LOCALIZACIÓN	LONGITUD* (km)	VOLUMEN PROMEDIO (mmpcd)	INVERSIÓN* (millones de dólares)
1. Gasoductos de Chihuahua	San Agustín Valdivia-Samaleyuca	38	219	18
2. Igasamer Hoyo	Huamiquan-San José Huixtla	7	13	0
3. Energía Moyakan	Ciudad Pemex-Valladolid	710	285	277
4. FINSA Energéticos	Matamoros	8	6	0
5. Gasoductos del Benío	Valtierrilla-Aguascalientes	203	90	57
6. Transportadora de GN de Baja California	San Diego-Rosario	36	810	28
7. Pemex Gas y Petroquímica Básica	Naco-Hemosillo	339	110	22
8. Pemex Gas y Petroquímica Básica	Sistema Nacional de Gasoductos	8,704	1,260	637
9. Kinder Morgan	Cd. Mier-Monterrey	137	375	82
10. Ductos de Nogales	Frontera México-EUA-Nogales	15	15	4
11. Gasoductos Eijenorte	Los Algodones, BC-Tijuana, BC	218	400	125
12. Tejas de Gas de Toluca	Palmitas-Toluca	123	96	31
13. Transportadora de Gas Zapata	Puebla-Cuemeveca	147	46	20
14. El Paso Gas Transmisión de México	Naco-Agua Prieta	13	173	7
15. Gasoductos de Tameulipas	Reynosa-San Fernando	114	1,000	239
16. Gasoductos del Río	Valle Hermoso	58	329	39

Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

La infraestructura actual en el país, para transporte de gas natural, está compuesta por dos sistemas de PGPB, el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el Sistema Naco-Hermosillo (NH), así como por varios gasoductos privados, algunos interconectados al SNG y otros independientes. El SNG, totalmente interconectado, tiene una longitud aproximada de 8,704 km y cubre principalmente la parte Sur-Este-Centro y Centro-Este-Norte del país, así como derivaciones que conducen el gas natural desde el sur del país, hasta Lázaro Cárdenas en Michoacán y hasta Guadalajara en Jalisco. El sistema NH (Naco-Hermosillo) tiene una longitud de alrededor de 339 km. Se interconecta con EE.UU. en Naco, Sonora y corre de norte a sur hasta la ciudad de Hermosillo, Sonora²⁷.

Sistemas para el transporte de gas propiedad de Pemex Gas Y Petroquímica Básica



Mapa 2

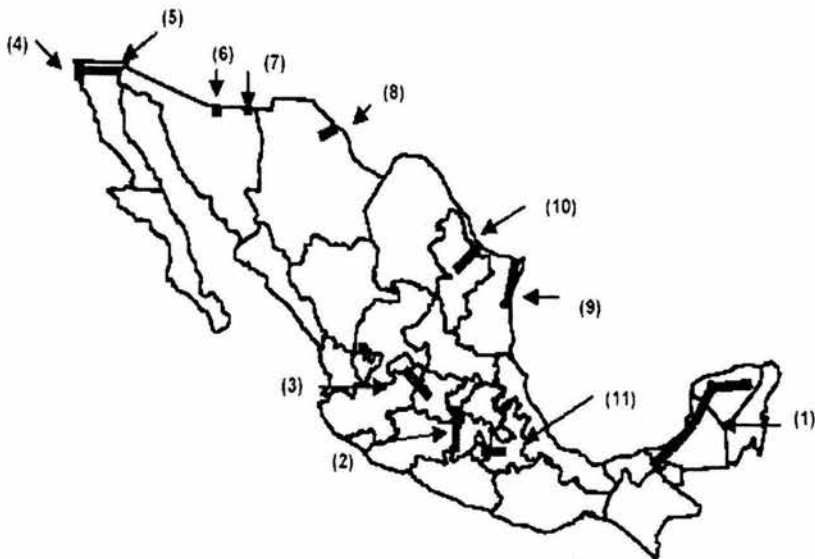
Fuente: Sener, *Oportunidades de Inversión en el mercado de gas Natural*, 2003

²⁷ Secretaría de Energía, *Oportunidades de Inversión en el Mercado de Gas Natural*, 2003, p.30.

Y por otro lado, es importante remarcar que, los gasoductos que han sido desarrollados por la iniciativa privada son: **(1)** Gasoducto Mayakán (Cd. Pemex, Tabasco-Valladolid, Yucatán), con una longitud de alrededor de 710 km. **(2)** Gasoducto Palmillas-Toluca con alrededor de 123 km de longitud, **(3)** Gasoductos del Bajío (Valtierrilla, Guanajuato-Aguascalientes, Ags.), con una extensión de 203 km **(4)** Gasoducto San Diego-Rosarito (Cal., EUA, BC, México) con una longitud de 30 km, **(5)** Gasoducto Bajanorte (Los Algodones-Tijuana, BC) con una longitud de 217 km, **(6)** Gasoducto Garita 3- Nogales (Sonora), con una longitud de alrededor de 15 km, **(7)** Gasoducto Wilcox- Agua Prieta (Sonora), con longitud de 12.5 km, **(8)** Gasoducto Valdivia-Samalayuca (Chihuahua), con longitud de 38 km, así como los gasoductos actualmente en construcción que interconectarán los siguientes puntos **(9)** Gasoducto Reynosa-San Fernando (Tamaulipas), con longitud de 114 km, **(10)** Cd. Mier-Monterrey con una longitud de 154 km, y **(11)** Puebla-Cuernavaca con una longitud de cerca de 147 km²⁸.

²⁸ Secretaría de Energía, Oportunidades de Inversión en el mercado de gas Natural 2003, p.31.

Sistema para el transporte de gas propiedad de empresas privadas



Mapa 3

Fuente: Sener, Oportunidades de Inversión en el mercado de gas Natural, 2003

2.6 CONSUMO DE GAS NATURAL.

El consumo de gas natural, prosiguió con una tendencia ascendente, esto como resultado del comportamiento positivo de la economía nacional durante el año 2002, logrando un incremento de 11.4% en comparación con el año anterior, siendo el mayor registrado en los últimos 10 años. De esta forma el consumo se posicionó en 4,855 mmpcd.

Con relación a lo anterior, podemos entonces decir que a escala sectorial, las necesidades del sector eléctrico presentaron el incremento más importante (30.2%) para ubicarse en 1,505 mmpcd. De esta forma, en el periodo 1993-2002, su tasa media de crecimiento anual (tmca) se encuentra en 13.9%, lo que consolida a este sector como el que tiene mayor dinamismo en el mercado.

En lo referente al sector industrial, a excepción de Pemex Petroquímica, mostró una recuperación de 9.2% en el último año, comparado con el resultado de año 2001, para quedar en 1,260 mmpcd. Aunque, la actividad Industrial, sin Pemex Petroquímica, recupera poco a poco sus niveles de consumo, aunque estos todavía son similares a los registrados en 1998.

Ante la preferencia de una mayor cantidad de usuarios por el uso de este combustible en el sector residencial y servicios, este sector tuvo un comportamiento positivo. Al igual, en el sector transporte se presentó un incremento en el uso de gas natural.

En lo que concierne a los autoconsumos del sector petrolero se observaron pocas modificaciones importantes, manteniendo de esta manera un volumen de consumo en 2002 similar al del año pasado. En cambio, las recirculaciones internas se incrementaron 3.3% para hacer un total de 999 mmpcd.

Consumo Nacional de Gas Natural 1993-2002

(millones de pies cúbicos diarios promedio)

Cuadro 8

SECTOR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	crec.
TOTAL	3,040	3,253	3,349	3,063	3,764	4,060	3,992	4,326	4,338	4,833	13
PETROLERO	1,126	1,200	1,207	1,406	1,984	1,728	1,827	1,843	1,961	1,994	4.8
AUTOCONSUMO	738	731	693	733	714	823	845	913	994	995	3.4
REGULACIONES PEMEX	384	439	500	673	889	984	1,077	1,130	963	929	11.2
TOTAL SIN PEMEX	1,914	2,026	2,144	2,198	2,301	2,331	2,370	2,484	2,397	2,861	4.6
INDUSTRIAL	1,372	1,406	1,482	1,323	1,482	1,203	1,402	1,393	1,134	1,360	4.8
PEMEX PETROQUIMICA	634	638	680	637	580	337	449	373	316	293	8.2
OTRAS	738	768	801	686	899	864	1,023	1,020	818	967	7.0
ELECTRICO	463	546	589	596	633	736	821	1,011	1,138	1,303	13.9
PUBLICO	383	463	494	492	338	439	703	870	987	1,287	10.2
PARTICULARES	80	81	95	104	116	116	116	140	170	146	23.8
RESIDENCIAL	61	38	37	40	60	36	37	60	84	71	1.3
SERVICIOS	15	15	16	17	18	17	19	20	21	22	4.9
TRANSPORTE VEHICULAR							1	1	1	1	

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

A) Sector Eléctrico²⁹

Al cierre del 2002, el consumo de gas natural del sector eléctrico representó el 31% del mercado total, comparado con su participación de 15.3% registrado en 1993. Esto se debió por el incremento en el uso de tecnología del ciclo combinado para generar energía eléctrica dada su eficiencia, ocasionando un mayor desplazamiento del uso de combustóleo, principalmente en las zonas ambientales críticas.

En el año 2002 el sector eléctrico alcanzó un consumo total de 1,505 mmpcd con un incremento de 30.2% (349 mmpcd) respecto al 2001. Este aumento se debió, en parte, a la entrada en operación de tres productores independientes de energía (PIE), los cuales fueron: Monterrey III y Altamira II en la región Noreste; y Bajío (Sauz) en la Centro-Occidente.

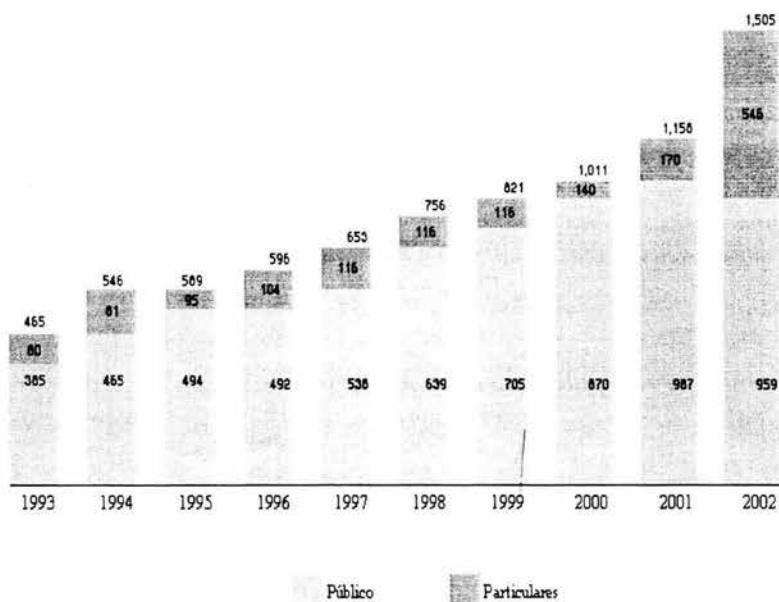
Igualmente, se registraron consumos relevantes de gas natural en las plantas de Anáhuac (antes Río Bravo) en el Noreste, Tuxpan II, en la región Sur-Sureste y Hermosillo, en la Noroeste. Durante el período 1993-2002, el sector eléctrico mantuvo el mayor aumento en su consumo en comparación con los demás sectores, logrando una tasa de crecimiento promedio anual de 13.9%, donde destaca el sector público. Su participación sin Pemex ha crecido a más del doble al pasar de 24.3% registrado en 1993 a 52.6% en 2002. La generación de energía eléctrica a cargo de particulares ha cobrado una creciente importancia, para los incrementos en su capacidad de generación y como por la entrada de nuevos proyectos. En tanto, en el año 2001 ya había duplicado sus consumos respecto a 1993 al pasar de 80 mmpcd a

²⁹ Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012, p.42

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

170 mmpcd, en 2002 logró un aumento significativo de 376 mmpcd por la entrada en operación de Azteca VIII, además de Monterrey III.

*Consumo Nacional de Gas Natural en el Sector Eléctrico
1993-2002
(millones de pies cúbicos diarios)
Gráfica 1*



Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012.

B) Sector Industrial³⁰

Este sector alcanzó un consumo de 1,260 mmpcd en el año 2002, con una recuperación de 106 mmpcd, después de que en el año 2001 registró el consumo más bajo desde 1993. Esta recuperación se debió al comportamiento positivo de otras industrias, sin Pemex Petroquímica, cuyo rubro experimentó un alza de 15.2%, pese al nulo crecimiento del PIB Industrial en ese año.

La industria petroquímica nacional ha visto obstaculizado el mejoramiento de la infraestructura de operaciones, en lo que respecta a la ampliación y modernización de la misma, ocasionado por factores estructurales, como lo son inadecuados esquemas de participación, caída de precios del amoniaco, y altos costos de materia prima. Lo cual ha dado como resultado la reducción en la producción de productos petroquímicos en Pemex desde 1997 y esto ha provocado la disminución en el uso de gas natural a un nivel 8.2% anual durante el periodo 1993-2002, básicamente en el uso como materia prima.

De acuerdo a lo anterior, podemos decir que el consumo de Pemex Petroquímica se posicionó en 295 mmpcd en el año 2002, con lo cual su participación en el consumo de este combustible disminuyó a 48.2%, después que en 1993 registrara 71.7% sin Pemex.

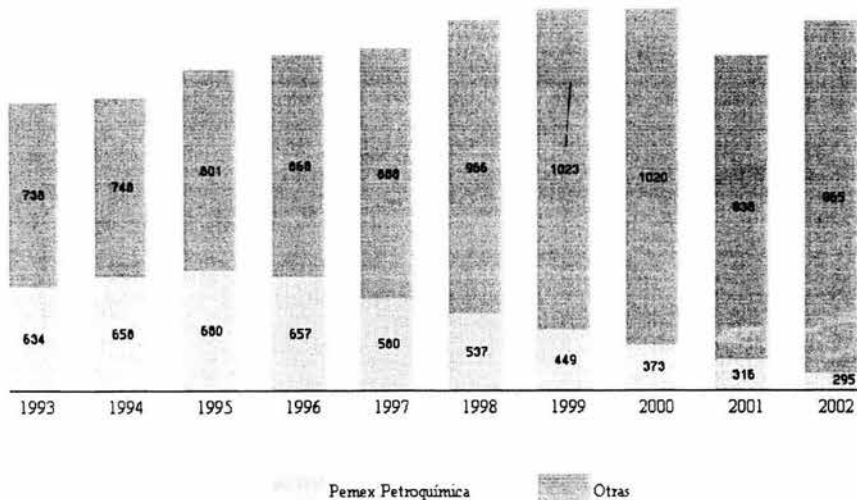
³⁰ Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012, p.42

Consumo Nacional de Gas Natural del Sector Industrial, 1993-2002
(millones de pies cúbicos)
Cuadro 9

CONCEPTO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tnca
TOTAL	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,508	1,472	1,393	1,154	1,260	-1.9
PEMEX PETROQUÍMICA	634	658	680	657	580	537	449	373	316	295	-8.3
COMBUSTIBLE	468	468	484	472	433	400	320	274	251	228	-7.7
MATERIA PRIMA	166	190	196	186	147	137	129	99	63	61	-9.6
OTRAS	738	748	801	868	888	966	1,023	1,020	838	965	3.0

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012.

Consumo Nacional de Gas Natural en el Sector Industrial
1993-2002
(millones de pies cúbicos diarios)
Gráfica 2



Fuente: Sener. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012.

C) Sector Petrolero³¹

El incremento en los niveles de extracción de petróleo crudo y gas, han utilizado grandes volúmenes de gas natural para el desarrollo de estas actividades. El sector petrolero ha mantenido el mayor consumo de gas natural en el mercado, obteniendo una participación en el año 2002 de 41.0%.

Al cierre del 2002 los autoconsumos del sector petrolero se mantuvieron en niveles similares a los del año anterior, al registrar un volumen de 995 mmpcd. Solamente Pemex Refinación presentó un aumento de 3.5%, en tanto que Pemex Exploración y Producción (PEP), al igual que Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) registraron mínimos decrementos. Durante los últimos 10 años, este rubro ha presentado un incremento promedio de 3.4% anual.

Las necesidades de gas para recirculaciones internas de PEP mantienen una tendencia a la alza, de tal forma que han aumentado 2.6 veces desde 1993, ubicándose en 2002 en 999 mmpcd (cuadro 10).

Consumo Nacional de Gas Natural del Sector Petrolero, 1993-2002
(millones de pies cúbicos diarios)
Cuadro 10

CONCEPTO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tnca
TOTAL	1,126	1,210	1,205	1,406	1,564	1,729	1,622	1,843	1,961	1,994	6.6
AUTOCONSUMO	738	751	695	735	754	825	845	913	994	995	3.4
CORPORATIVO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.5	-9.4
REFINACIÓN	131	137	135	140	180	194	198	207	230	238	6.9
GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	271	272	235	230	216	256	247	264	258	256	-0.6
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	336	342	325	364	357	374	398	442	505	500	4.5
RECIRCULACIONES INTERNAS	388	459	510	672	809	904	777	930	967	999	11.1

* Incluye el consumo de la Compañía Nitrógeno de Cantarell.

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

³¹ Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012, p.44

D) Sectores Residencial y Servicios³²

En lo respectivo a los sectores residencial y de servicios, el gas natural ha tenido un crecimiento paulatino en esta industria, pues con el desarrollo de las redes de distribución, una mayor cantidad de personas tiene la posibilidad de hacer uso de este combustible. Aunque la participación en estos sectores es mínima, el potencial de desarrollo adquirido con el paso del tiempo puede ampliarse de forma considerable.

El Sector residencial presentó un consumo promedio de gas natural de 71 mmpcd en el año 2002, con un incremento de 2.9% respecto al año 2001, siendo este el mayor de los últimos 10 años. Entre los años 1998 y 1999 se dio una disminución aparente en el consumo, esta fluctuación se debió a que en este período hay un traslado de las redes de distribución a los particulares, por lo cual, se hizo una reclasificación de los clientes de acuerdo al sector al que pertenecían. Esta situación es más visible en las regiones Noreste y Centro. Entonces, podemos mencionar que la participación de estos sectores en el ámbito nacional en el año 2002 fue de 2.0%.

En tanto que el sector servicios pasó de 15 mmpcd en 1993 a 22 mmpcd en el año 2002, dando como resultado un aumento de 4.8% anual.

Consumo Nacional de Gas Natural de los Sectores Residencial y de Servicios, 1993-2002

(millones de pies cúbicos diarios)

Cuadro 11

SECTOR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	t.mca
RESIDENCIAL	62	58	57	60	62	56	57	60	64	71	1.5
SERVICIOS	15	15	16	17	18	17	19	20	21	22	4.9

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Gas Natural, 2003-2012.

³² Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012, p.45

E) Sector Transporte Vehicular³³

La utilización del gas natural comprimido proporciona una alternativa para la solución de los problemas de contaminación atmosférica de las mega-ciudades, por lo cual se necesita de una más amplia difusión de la utilización del gas natural, tanto para los vehículos de pasajeros, como de los particulares. Por lo cual el 11 de noviembre de 2002, la Secretaría del Medio Ambiente del Distrito Federal y Pemex Refinación firmaron el Convenio General de Colaboración Científica y Tecnológica para implementar medidas y acciones orientadas a atender los problemas relacionados con la contaminación atmosférica en el Valle de México.

Entre las acciones que se plantean llevar a cabo las entidades que quedaron suscritas a este convenio, es la de trabajar de forma coordinada en los programas e instrumentación de medidas para auspiciar el uso de gas natural comprimido como combustible automotor. La Secretaría del Medio Ambiente del D.F opera un programa piloto para promover el consumo de este energético en sus vehículos oficiales.

Otro de los planteamientos para el impulso de este combustible, fue la de buscar el establecimiento de estaciones de servicio mixtas para la comercialización de gasolina, diesel de mejor calidad, así como de gas natural comprimido, para que con esto se mejore la calidad ambiental.

Actualmente se cuenta con cuatro estaciones de servicio de gas natural comprimido (se ubican en el Toreo, Cecilio Robeo, Tacubaya y Monterrey), aunque el costo de la tecnología para los vehículos es muy alto. El consumo de Gas Natural Comprimido en este sector pasó de 1.3 mmpcd en el año 2001 a 1.9 mmpcd en el año 2002, esto fue consecuencia de que una mayor cantidad de usuarios utilizaron este energético.

³³ Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012, p.45

F) Consumo Regional³⁴

Comenzaremos por decir que, el análisis regional se divide en cinco zonas, las cuales son: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste.

Regionalización del Mercado de Gas Natural en México
Cuadro 12

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

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

El consumo de Gas Natural está muy ligado con la distribución de la infraestructura, al igual que con la ubicación de los centros industriales, actividades petroleras y con la concentración poblacional.

³⁴ Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012, p.45



Fuente: IMP, con base en AMGN, BANXICO, CRE, INEGI, PEMEX, PROFECO, SENER y Empresas Privadas.

Consumo Regional de Gas Natural, 1993-2002

(millones de pies cúbicos diarios)

Cuadro 13

REGIÓN	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tnca
TOTAL	3,040	3,235	3,349	3,605	3,764	4,060	3,992	4,326	4,358	4,855	5.3
Sur-Sureste	1,607	1,725	1,764	1,961	2,019	2,169	1,957	2,114	2,233	2,314	4.1
Noreste	740	763	802	851	865	931	1,013	1,138	1,068	1,309	6.5
Centro	464	506	504	494	543	586	616	625	613	606	3.0
Centro-Occidente	226	237	272	287	325	359	383	389	345	473	8.5
Noroeste	4	4	7	12	12	16	25	61	97	153	50.9

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

En la región Sur-Sureste fue en donde existió más consumo de gas natural con un incremento de 4.1% en el año 2002 en comparación con el año anterior. Es la más relevante, pues concentra 47.7% del total nacional, como resultado de la concentración de la gran parte de las actividades petroleras.

Pemex absorbe el 73.9% del gas natural de la región Sur-Sureste, le sigue el sector industrial, específicamente Pemex Petroquímica, el cual estos últimos diez años su consumo ha ido decreciendo en -7.8% anual.

A diferencia de lo anterior, el sector eléctrico tuvo un mayor crecimiento con una tasa promedio anual de 22.5% pues aquí se encuentran las centrales de ciclo combinado Mérida III y Dos Bocas.

Podemos decir entonces que, sin la participación de Pemex, el consumo de la región Sur-Sureste respecto al total nacional subió a 21.1% en el año 2002 y presentó una tasa media de crecimiento anual (tmca) negativa de -1.2, ante la baja en la industria petroquímica (cuadro 14).

*Consumo de Gas Natural de la Región Sur-Sureste, 1993-2002.
(millones de pies cúbicos diarios mmpcd)
Cuadro 14*

SECTOR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
TOTAL	1,607	1,725	1,764	1,961	2,019	2,169	1,957	2,114	2,233	2,314	4.1
PETROLERO	931	1,030	1,094	1,230	1,353	1,509	1,376	1,576	1,639	1,711	9.0
AUTOCONSUMO	596	626	581	619	599	654	650	702	770	768	2.9
EXCIRCULACIONES INTERNAS	335	404	453	611	754	855	726	874	869	943	12.8
TOTAL SIN PEMEX	676	695	730	731	666	660	581	538	554	603	-1.2
INDUSTRIAL	636	656	683	668	602	587	514	426	367	358	-6.3
PETROQUÍMICA	546	570	589	653	499	483	417	331	283	263	-7.8
OTRAS	90	86	94	104	102	104	96	94	83	94	0.5
ELÉCTRICO	40	38	46	64	64	73	67	112	188	245	22.5
PÚBLICO	35	34	41	58	58	68	62	81	113	113	13.7
PARTICULARES	4	4	5	5	6	6	5	31	75	133	47.0
RESIDENCIAL											
SERVICIOS	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	-
TRANSPORTE VEHICULAR											

n.s. No significativo

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

En tanto que la región Noreste utiliza 39% en promedio del total sin Pemex, por lo cual la tasa media de crecimiento promedio fue de 7.0% anual. El sector eléctrico consume la mayor parte de este combustible, debido a la capacidad de las centrales de Altamira II, Samalayuca, Huinalá y Monterrey III. Así mismo, 31.7% del consumo nacional industrial y 78.5% del sector residencial y servicios se ubica en esta región con tradición en el uso del gas natural.

Esta zona presentó en el año 2002 un incremento de 25.6% en su consumo sin Pemex, debido a las necesidades del sector eléctrico, básicamente por el arribo de los proyectos de Monterrey III y Altamira II, desarrollados por los permisionarios Iberdrola y EDF/Mitsubishi, respectivamente. Por otro lado, el sector Industrial repuntó en un nivel de 14.2% en el uso de este energético, aunque esto no le permitió alcanzar los resultados a los que llegó en el año 2000 (cuadro 15).

Consumo de Gas Natural de la Región Noreste, 1993-2002.
(millones de pies cúbicos diarios mmpcd)
Cuadro 15

SECTOR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmc
TOTAL	740	763	802	851	865	931	1,013	1,138	1,068	1,309	6.5
PETROLERO	133	128	122	132	132	118	133	154	183	194	4.3
AUTOCONSUMO	80	73	66	71	76	69	82	99	125	138	6.2
RECIRCULACIONES INTERNAS	53	54	56	61	56	49	51	56	58	56	0.7
TOTAL SIN PEMEX	607	635	679	718	733	813	880	983	888	1,115	7.0
INDUSTRIAL	335	338	355	391	382	413	425	445	345	400	2.0
PETROQUÍMICA	19	20	19	22	20	18	1	9	5	3	-17.5
OTRAS	316	318	337	370	362	395	424	436	340	397	2.6
ELÉCTRICO	207	236	261	263	285	340	388	470	470	641	13.4
PÚBLICO	161	192	207	203	228	274	320	412	428	587	10.2
PARTICULARES	46	44	55	60	57	65	68	58	42	255	20.8
RESIDENCIAL	52	48	48	49	51	47	50	51	53	53	0.8
SERVICIOS	12	13	14	15	15	14	17	18	17	18	4.5
TRANSPORTE VEHICULAR											

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

La región Centro ocupa el tercer lugar en importancia en el consumo nacional de este energético, con un crecimiento en este periodo de 3.0% anual y de 2.9% sin la participación de Pemex.. El mayor consumo de gas natural, lo realiza el sector eléctrico y representa el 52.1% en el 2002. En lo referente al segmento público tuvo una disminución que dio como resultado un decremento de este sector (eléctrico) en un 6.2% respecto al año 2001. Por otro lado, el sector industrial requirió de 44.9% de gas natural, reflejando una mejoría en su consumo, el cual fue más bajo el año anterior.

Consumo de Gas Natural de la Región Centro, 1993-2002.

(millones de pies cúbicos diarios mmpcd)

Cuadro 16

SECTOR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	mca
TOTAL	464	506	504	494	543	586	616	625	615	606	3.0
PETROLERO	25	24	18	17	43	30	64	68	55	40	5.3
AUTOCONSUMO	25	24	18	17	43	50	64	68	55	40	5.3
RECIRCULACIONES INTERNAS											
TOTAL SIN PEMEX	439	482	486	477	500	536	552	557	557	566	2.9
INDUSTRIAL	263	236	236	241	246	252	269	254	237	264	0.8
PETROQUÍMICA	35	37	39	38	34	36	31	33	28	28	-2.4
OTRAS	201	201	197	203	212	221	238	221	209	236	1.8
ELÉCTRICO	193	234	240	226	244	270	276	295	311	295	4.8
PÚBLICO	173	212	218	201	217	248	257	275	239	272	5.2
PARTICULARES	20	22	22	25	27	22	19	20	18	23	1.5
RESIDENCIAL	8	8	8	8	8	7	5	7	8	12	4.6
SERVICIOS	2	2	2	2	2	2	1	0	2	4	7.9
TRANSPORTE VEHICULAR							1	1	1	2	

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

El cuarto lugar en el uso de este combustible es la zona Centro-Occidente, la cual muestra una tasa media de crecimiento promedio anual de 9.4% y de 8.5% con Pemex en el período 1993-2002. El sector de consumo más representativo es el Industrial, que al igual que en las demás regiones, logró recuperarse de la caída que registró en el año 2002. Sus necesidades ascendieron a 54.2% de la región sin el sector petrolero.

Consumo de Gas Natural de la Región Centro-Occidente, 1993-2002.

(millones de pies cúbicos diarios mmpcd)

Cuadro 17

SECTOR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmc
TOTAL	226	237	272	287	325	359	383	389	345	473	8.5
PETROLERO	37	27	30	27	35	53	50	44	44	49	3.2
AUTOCONSUMO	37	27	30	27	35	53	50	44	44	49	3.2
RECIRCULACIONES INTERNAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SIN PEMEX	189	210	242	260	289	306	332	345	301	424	9.4
INDUSTRIAL	183	172	200	215	228	232	246	248	191	230	3.9
PETROQUÍMICA	35	32	33	34	27	-	-	-	-	-	-
OTRAS	128	140	166	181	201	232	246	248	191	230	6.7
ELÉCTRICO	25	37	41	43	60	73	85	96	109	192	25.3
PÚBLICO	16	26	28	31	34	50	61	65	86	82	20.3
PARTICULARES	10	11	13	13	26	23	24	31	23	110	31.0
RESIDENCIAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	9.0
SERVICIOS	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	1	1	1	1	n.s.	-
TRANSPORTE VEHICULAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

n.s. no significativo

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural. 2003-2012.

El sector eléctrico de particulares registró un aumento en el año 2002 de 4.8 veces, esto se debió a que entró en operación el proyecto Bajío (Sauz) en el estado de Querétaro, desarrollado por el permisionario Integren. De esta forma, los requerimientos de gas natural repuntaron a 45.3% del total de la región, sin Pemex.

En la región Noroeste, el consumo de gas natural se concentra sólo en los estados de Baja California y Sonora debido a que son los que cuentan con la infraestructura para suministro de este combustible.

La existencia de un mayor consumo de este energético en las centrales Presidente Juárez y Hermosillo, han conllevado a que la generación de electricidad sobresalga como la actividad de mayor potencial de crecimiento en el uso de gas natural. Sus requerimientos se incrementaron de 80 mmpcd en el 2001 a 132 mmpcd en el año 2002.

*Consumo de Gas Natural de la Región Noroeste, 1993-2002.
(millones de pies cúbicos diarios mmpcd)
Cuadro 18*

SECTOR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
TOTAL	4	4	7	12	12	16	25	61	97	153	51.0
PETROLERO											
AUTOCONSUMO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
RECIRCULACIONES INTERNAS											
TOTAL SIN PEMEX	4	4	7	12	12	16	25	61	97	153	50.9
INDUSTRIAL											
INDUSTRIAL	3	3	7	10	11	14	18	21	14	19	24.4
PETROQUÍMICA	3	3	7	10	11	14	18	21	14	19	24.4
ELECTRICO											
PÚBLICO	-	-	-	-	-	-	5	38	69	105	-
PARTICULARES											
RESIDENCIAL	1	2	-	-	-	-	1	1	2	2	-
SERVICIOS											
TRANSPORTE VEHICULAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

n.s. no significativo

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

Así, el consumo de la región Noroeste se ubicó en 153 mmpcd durante el 2002, lo que corresponde a un aumento de 57.7%.

Consumo de Gas Natural Por Sector y Región, 1993-2002.

(millones de pies cúbicos diarios mmpcd)

Cuadro 19

SECTOR	SUR-SURESTE	NORESTE	CENTRO	CENTRO-OCCIDENTE	NOROESTE	TOTAL
TOTAL	2,314	1,309	606	473	153	4,855
PETROLERO	1,711	194	40	49	1	1,994
ALTOCONSUMO	768	138	40	49	1	995
RECIRCULACIONES INTERNAS	943	56	-	-	-	999
TOTAL SIN PEMEX	603	1,115	566	424	153	2,861
INDUSTRIAL	358	400	254	230	19	1,260
PETROQUÍMICA	263	3	28	-	-	295
OTRAS	95	397	226	230	19	961
ELÉCTRICO	245	641	295	192	132	1,505
PÚBLICO*	113	367	272	82	105	959
PARTICULARES	133	255	23	110	26	546
RESIDENCIAL	-	55	12	3	2	71
SERVICIOS	n.s.	18	4	n.s.	n.s.	22
TRANSPORTE VEHICULAR	-	-	2	-	-	2

*Incluye Productores Independientes

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

2.7. PRECIOS DEL GAS NATURAL

Se pueden evaluar los precios en diferentes etapas de la cadena. Al principio, el precio que se considera es el precio en la boca del pozo. Los precios pueden también ser medidos por tipo de usuarios. Se distinguen entonces los precios para los consumidores domésticos, comerciales, industriales o para las compañías de electricidad. Los precios en la boca del pozo muestran una volatilidad elevada en función de las condiciones meteorológicas y de otros diversos factores del mercado. La eficacia creciente del transporte, del almacenamiento y de la distribución permite a los consumidores reducir el impacto de esta volatilidad de precios.

Generalmente los principales componentes del precio del gas natural son:

- el precio en la boca del pozo (el costo del gas natural mismo),
- el costo de transporte a largas distancias
- el costo de la distribución local

Los principales factores que determinan la demanda son la actividad económica y las condiciones climáticas. Dada la importancia de este último factor la demanda de gas natural se caracteriza por fuertes variaciones estacionales. Los cambios poblacionales y las preferencias de los usuarios de gas natural afectan igualmente la demanda. Las evoluciones legislativas relativas a la contaminación atmosférica podrían conducir a un crecimiento de la demanda de este combustible considerado como limpio. La oferta de gas natural depende de la disponibilidad y el acceso al transporte, de la cantidad física de gas natural producido y del nivel de las reservas..

El gas natural compite con otras formas de energía tales como el petróleo, la electricidad o el carbón. Siendo el gas y el petróleo productos muy cercanos y sustituibles, sus ofertas están muy relacionadas y sus precios fuertemente correlacionados.

Como la mayoría de los productos de base, los precios del gas natural son cíclicos. Sus movimientos al alza son consecuencia de una fuerte demanda, que alientan la exploración y la perforación. El tiempo de reacción de la industria al efecto inducido por el precio puede ser más o menos largo y cuando la producción comienza a crecer, los precios tienden a bajar. Las principales referencias de precios en el ámbito internacional son:

- en Norte América : Henry Hub (New York Mercantile Exchange) en los Estados Unidos y AECO (Natural Gas Exchange) en Canadá

- en Europa : el index Heren (British National Balancing Point) y el Zeebrugge Hub (Bélgica). Se espera que como consecuencia del desarrollo de mercados de gas más competitivos en Europa, el precio de los futuros del gas natural del IPE (International Petroleum Exchange) se convertirá en un precio de referencia.

La política de precios del gas natural en México reconoce el precio del producto en su mercado internacional relevante como un indicador adecuado de su costo de oportunidad. Debido a que el mercado relevante del gas mexicano es el sur de Texas, se ha considerado que el precio en aquel mercado es un indicador apropiado del costo de oportunidad en un entorno de mercado abierto.

Por tanto, podemos decir que, la referencia de precio en la frontera que se ha utilizado para el gas de origen nacional es la canasta compuesta por el promedio de los índices para el sur de Texas de los gasoductos de Texas Eastern Transmission (TETCO) y El Paso Gas Transmission (EPGT Texas Pipeline, L.P.), que se dan a conocer mensualmente en publicaciones especializadas de la industria y el mercado del gas.³⁵

³⁵ Dr. J. Ramón Jiménez, “ Resumen de la Problemática de gas natural en México”, URL: <http://www.yumka.com/docs/situaciondelgasnatural.pdf>

Ahora bien, es importante mencionar que para la mejor comprensión de la formación de precios y tarifas en el mercado del gas natural en lo respectivo a los contratos de suministro, actualmente existen dos tipos de contratos disponibles para los Adquirentes:

- El Contrato de Servicios Diferenciados está disponible para el adquirente que consume 480 o más Gigacalorías por día y donde a su elección determina los servicios más óptimos para su proceso de producción.
 - El Contrato de Servicio Unico está disponible al adquirente que consume menos de 480 Gigacalorías por día y donde tiene un servicio único con la máxima flexibilidad ajustable a cualquier tipo de proceso de producción.
- Características principales:

1. El cobro de los servicios incluyendo el transporte considera la entrega de gas hasta la planta del adquirente o punto de interconexión con el permisionario.
2. El costo de los servicios disminuye en la medida en que los consumos sean nominados con anticipación y aumenta conforme se otorga mayor flexibilidad operativa.
3. El transporte se paga de acuerdo al consumo del adquirente, es decir si no consume no paga cargo de transporte alguno.
4. La facturación se lleva a cabo dos veces por mes.

Cabe mencionar, que diversas modificaciones al marco regulatoria del gas natural han afectado al contrato vigente por las siguientes causas:

- Los permisos otorgados a Distribuidoras en distintas zonas geográficas introdujeron en el mercado el servicio regulado de distribución. Los permisionarios de distribución (distribuidores) tienen como función diseñar, construir y operar las redes de distribución, con el propósito de desarrollar un mayor consumo de gas natural en sustitución de otros combustibles menos eficientes y competitivos. La función del permisionario es retribuida mediante

una tarifa autorizada y regulada por la CRE, que representa un cargo por separado de los costos de gas y transporte facturados por Pemex.

- La entrada en vigor el 1º de julio de 1999 de las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte (Condiciones de Transporte), hicieron necesaria la aplicación transitoria de tarifas de transporte en su modalidad máxima interrumpible.
- Como consecuencia de la aplicación transitoria de las tarifas de transporte, se modificó el “netback” (precio del gas en Cd. Pemex) reduciendo el precio del gas para la mayoría de los Adquirentes.
- El 18 de octubre de 2002 PGPB, con el aval de la CRE, actualizó las tarifas de transporte de gas natural a través del Sistema Nacional de Gasoductos, lo que modifica el valor de la tarifa neta de transporte "netback" que pasa de tener un valor anterior de US\$-1.49493/Gcal a US\$-1.6969/Gcal durante el Periodo de Transición.

La nueva regulación, además de promover la participación del sector privado, nacional e internacional en la industria del gas natural de México, propone la desagregación de las actividades involucradas en el suministro a los Adquirentes.

De esta manera, como la producción del Gas Natural sigue reservada al Estado, las ventas del producto a la salida de las plantas se reservan a Pemex Gas. Sin embargo, en las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural, la nueva regulación promueve la entrada de nuevos participantes buscando mayor competitividad.

El 14 de agosto del 2000, la CRE aprobó mediante la resolución RES/158/2000 el documento de Términos y Condiciones de Ventas de Primera Mano (el precio más alto que PEMEX puede cobrar por el gas entregado a la salida de las plantas de proceso, es decir, es la primera enajenación de gas de origen nacional que realiza PGPB a un tercero para su entrega en territorio nacional, cuyo propósito fundamental es, asegurar la equidad en el mercado de gas natural, la promoción de

condiciones de competencia y la diversificación de opciones a los clientes), que establece las bases de la comercialización de las mismas.

La aprobación de este instrumento representa el inicio del proceso de apertura del mercado de gas natural, ya que conjuntamente con las Condiciones de Transporte de Pemex Gas, aprobadas en junio de 1999, se definen nuevas condiciones de participación en el mercado y con esto una nueva forma de contratación de este energético.

Como resultado de esta aprobación tenemos que:

A) En materia de comercialización, los Adquirentes podrán elegir entre:

- Comprar el Gas Natural a la salida de las plantas de proceso de Pemex, contratando por separado el servicio de transporte, o
- Continuar como hasta ahora contratando la compra del gas entregado en el punto de destino.

Pemex Gas está preparada para ofrecer esta opción, gracias a que su organización le permite manejar la compra-venta de gas y el transporte en ductos bajo líneas de negocios distintas.

B) En relación con la prestación del servicio de transporte, el cargo por el servicio de transporte, se integrará por dos componentes:

- uno fijo denominado cargo por reservación, que se pagará independientemente de que se consuma el gas o no
- y otro variable o cargo por uso, cuyo monto será proporcional a la cantidad de Gas Natural que efectivamente se transporte a través del sistema de gasoductos.

La forma en la que funcionará la administración del sistema de transporte permitirá a los usuarios contratar la capacidad disponible la cual se utilizará para satisfacer los requerimientos de entrega de gas en la medida que los adquirentes:

- (a) reserven directamente la capacidad para realizar contrataciones separadas de gas y transporte ; o

- (b) firmen un contrato de venta de primera mano en forma agregada (para entrega en el punto designado por el adquirente) con la Subdirección de Gas Natural. En este caso, el Adquirente no necesita realizar una reservación directa de capacidad de transporte con la Subdirección de Ductos. Será la Subdirección de Gas Natural, como comercializador, quien gestione lo necesario para satisfacer los pedidos de estos Adquirentes.

Como consecuencia de lo anterior cualquier Adquirente podrá satisfacer sus requerimientos de gas natural por medio de los nuevos esquemas de contratación previstos en los Términos y Condiciones de ventas de primera mano (VPM).

La entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano una vez aprobado el catálogo de precios y contraprestaciones implicará que los contratos existentes entre Pemex Gas y sus clientes deberán ser sustituidos por contratos basados en los nuevos términos. Esta sustitución es necesaria y obligatoria para que las operaciones de compraventa con Pemex Gas cumplan con el nuevo marco regulatorio.

Actualmente el precio del gas natural en México se determina mediante fórmulas, que tienen por objeto determinar su valor con base en el costo de oportunidad del gas mexicano en un mercado abierto. Este principio es el mismo en el que se sustenta la política general de precios de otros energéticos y productos petrolíferos producidos por Petróleos Mexicanos.

En el caso particular del gas natural existe, desde 1995, una regulación específica que establece principios y reglas que refuerzan la transparencia y los límites a los que debe sujetarse la política de precios.

Desde 1991, el precio del gas natural en México se calcula mediante fórmulas que utilizan como referencia los precios del mercado del Sur de Texas en donde se ubica el costo de oportunidad del gas natural. Cabe destacar que el estado de Texas es la región de más alta producción de gas en los Estados Unidos.

Históricamente el Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex ha estado interconectado con varios sistemas del Sur de Texas, los cuales transportan el gas natural desde las zonas productoras hasta las regiones consumidoras más importantes, pasando por el Canal Naval de Houston (Houston Ship Channel) para llevar el producto a otros centros consumidores en el noreste y el medio oeste de los Estados Unidos. Por ello, se constituye como el destino alternativo del gas producido en México y la fuente alternativa de oferta cuando el mercado mexicano se balancea con importaciones.

La selección de la referencia que dentro de la región del Sur de Texas refleja en forma más adecuada el costo de oportunidad, depende de la evolución de los mercados, la utilización de los gasoductos y las alternativas de suministro para Pemex. La fórmula de precios del gas mexicano Eastern Transmission Corp. (TETCO) y El Paso Gas Transmission (EPGT Texas Pipeline, L.P) aprobada en julio de 1995 refleja las condiciones de mercado (destino de las exportaciones, fuentes de gas importado, costos de transporte, precios) bajo las que se llevaron a cabo las operaciones de comercio exterior de gas natural.

La entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano y la operación de los gasoductos de Pemex como un sistema de acceso abierto establecen bases concretas para el desarrollo de un mercado abierto y competitivo en la comercialización y el transporte del gas natural.

La política general de precios incluida en la Directiva de Precios y su modificación (RES/061/02) debe contemplar que los mecanismos respondan, dentro del marco general establecido por la regulación en materia de precios, con flexibilidad y oportunidad a las variaciones de corto plazo propias de un mercado abierto.

En términos generales, el precio al público de los principales combustibles que produce Pemex se fija de acuerdo con la metodología de costo de oportunidad y referentes internacionales. Así, dicho precio se compone de varios elementos: el

precio de referencia internacional, costos por manejo, ajustes por calidad, costo de transporte e impuestos.

La política de precios del gas natural en México reconoce el costo de oportunidad del producto en su mercado como el indicador adecuado de su costo marginal. El gas mexicano compite en el mercado norteamericano, considerando que el precio en aquel mercado es una aproximación adecuada del costo marginal en un entorno de mercado abierto.

Mediante la aplicación de un mecanismo que opera con este supuesto, se asegura que el precio del gas mexicano refleje cualquier expectativa de escasez o sobre-oferta en un mercado competitivo de combustibles como el norteamericano.

Siempre que el gas natural en México pueda ser comparado con el precio del gas natural en el mercado norteamericano, se garantizará un precio competitivo para los consumidores de este energético.

Se puede decir entonces que, Pemex Gas carece de poder discrecional en la formación del precio del gas, toda vez que éste se determina en el mercado de Norteamérica y las tarifas de transporte son reguladas por la Comisión Reguladora de Energía.

Es importante respecto a lo anterior subrayar que, el 30 de abril de 2002, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó en el Diario Oficial de la Federación la resolución por la que aprobó modificaciones a la metodología para determinar el precio máximo del gas natural objeto de la venta de primera mano (metodología de precios de VPM), cuyo objetivo particular es el de adecuarla a las condiciones actuales del mercado, para así poder mostrar de una manera más específica el costo de oportunidad de este energético.

Las modificaciones las podemos resumir de la siguiente forma:³⁶

- Propiciar un suministro eficiente de gas natural;
- Permitir que las ventas de primera mano reflejen las condiciones de un mercado competitivo;
- Favorecer el desarrollo y la operación segura y confiable de los sistemas de Transporte, Almacenamiento y Distribución;
- Promover la adquisición, Transporte, Almacenamiento y Distribución de gas natural a precios y tarifas adecuadas para los usuarios industriales, comerciales y residenciales;
- Evitar la discriminación indebida;
- Promover la competencia y el libre acceso a los servicios;
- Permitir que los operadores eficientes obtengan una rentabilidad apropiada sobre sus activos;
- Prevenir los subsidios cruzados entre los servicios que presten las empresas reguladas, y
- Diseñar un régimen de regulación efectivo, dinámico predecible, estable y transparente que ofrezca flexibilidad y no imponga cargas innecesarias a las empresas reguladas.

Aunado a lo anterior, se efectuaron entre otras, las siguientes modificaciones en lo que respecta al esquema de las ventas de primera mano³⁷:

- El 9 de febrero de 2001, esta Comisión aprobó la modificación de los Términos y Condiciones Generales a fin de que PGPB pudiera celebrar ventas de primera mano de gas natural a tres años, por cantidades de gas determinadas y a un precio de referencia fijo de US\$4/MMBtu (cuatro dólares de los Estados Unidos de América por millón de Unidades

³⁶ Lista de regulaciones a crear, modificar, derogar o abrogar por parte de la Comisión Reguladora de energía (CRE), URL: http://www.apps.cofemer.gob.mx/pb2003/view_reg_esp_web.asp?v1=28&v2=3

³⁷ Diario Oficial de la Federación, 16 de diciembre de 2002, pag. 59-61, URL: http://www.cre.gob.mx/diario_oficial/avisos2002/28-161202.pdf

Térmicas Británicas, equivalentes a quince punto ochenta y siete dólares de los Estados Unidos de América por Gigacaloría (US\$15.87/Gcal)), en los términos de la Resolución número RES/012/2001, publicada en el DOF del 13 de febrero de 2001 (el esquema de Ventas de Primera Mano)

Considerando lo siguiente:

- Que la metodología para determinar el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas, incorpora el precio de referencia en el HSC, el diferencial histórico entre el precio de referencia y las cotizaciones del gas en los mercados del sur de Texas, y los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas;
- Que la fórmula para establecer el precio máximo del gas en Reynosa en términos diarios, se expresa en dólares por unidad y se define como sigue:

$$VPMR_i^d = HSC_{i-1}^d - D_i + TF_i$$

Donde:

$VPMR_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

HSC_{i-1}^d es el precio promedio del rango cotizado en el HSC el día inmediato anterior al día i , publicado en el Gas Daily, "Daily Price Survey" renglón Houston ship Channel (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad);

D_i es el diferencial histórico entre el índice mensual de referencia en el HSC y la cotización promedio del gas en el Sur de Texas (dólares/unidad), calculado de conformidad con la disposición 4.12 de la Directiva de Precios y Tarifas, y

TF_i es el costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del Sur de Texas vigente en el periodo i (dólares/unidad)

- Que el precio máximo del gas natural calculado en la planta de proceso de Reynosa es utilizado como base para determinar el precio en las otras

plantas de proceso en donde PGPB inyecta gas al Sistema Nacional de Gasoductos;

- Que la Directiva de Precios y Tarifas en su capítulo 13, menciona que para el periodo comprendido entre el mes de noviembre de 2002 y abril de 2003, cuando los índices de referencia utilizados como base para la determinación del precio del gas no se encuentren disponibles en las publicaciones correspondientes para calcular el precio diario o mensual, la Comisión determinará el índice sustituto aplicable.

Por tanto, podemos concluir que: en cada zona geográfica el precio del gas natural en ventas de primera mano se determina mediante una fórmula: el precio es igual a una tarifa de referencia internacional, más una tarifa neta de transporte, más un costo de servicio más IVA.

Con la referencia internacional la fórmula emula el comportamiento de los mercados abiertos y competitivos del Sur de EUA. Para ello toma como referencia los índices de precios de las principales cuencas productoras en ese país (Premian y San Juan), así como de los ductos PG&E (Ducto que comienza en Canadá y Termina en California, el cual comenzó a dar servicio el 1º. De noviembre del 2002) y Tetco (Texas Eastern Transmission Company).

En el resto del país, el precio de venta de primera mano se calcula sumando al precio en Reynosa el costo de transporte Reynosa-Los Ramones y restando el costo de transporte por ducto de Los Ramones a Ciudad Pemex.

En Reynosa se ubica el principal ducto para importaciones de EUA. Los Ramones, Nuevo León, es la localidad donde se intersecta el ducto troncal que va de Ciudad Pemex (principal centro de producción de gas en México) a Reynosa. Los Ramones es por tanto el punto de arbitraje en el que confluye el gas extraído en Ciudad Pemex (el cual fluye de sur a norte) con el de EUA (que fluye de norte a sur). Dependiendo de la demanda y de la producción se acentúan los flujos en uno u otro sentido, ya sea para exportar o importar el hidrocarburo.

Dado que el costo de transporte para el tramo Los Ramones-Ciudad Pemex es mayor a la de Reynosa- Los Ramones, la tarifa neta de transporte resulta negativa. Por su parte, el costo por servicio es un cargo que aplica PGPB por el suministro del hidrocarburo a los consumidores sobre una base diaria, dependiendo de la uniformidad y seguridad en su demanda. Además, el organismo puede otorgar descuentos por volumen de acuerdo con compromisos de compra sobre una base mensual.

Bajo este contexto resulta necesario hacer una evaluación del comportamiento del precio del gas natural, en lo que respecta a los precios del Sur de Texas (mercado de referencia, para mayor información véase anexos 2,3,4,5,6,7).

Por último, de acuerdo a lo establecido anteriormente, el precio de referencia para calcular los precios de venta de primera mano de gas natural en territorio nacional en los años 2002 y 2003 fueron los siguientes³⁸:

Precios de Referencia para calcular los Precios de Venta de Primera Mano de Gas Natural en territorio nacional, 2002

Cuadro 20

Mes	USD/MMBtu	USD/Gcal
ENERO	4.635	18.393
FEBRERO	5.435	21.567
MARZO	8.705	36.544
ABRIL	4.815	19.107
MAYO	4.815	19.107
JUNIO	5.725	22.718
JULIO	5.085	20.179
AGOSTO	4.051	17.897
SEPTIEMBRE	4.750	18.842
OCTUBRE	4.245	16.845
NOVIEMBRE	4.285	17.004
DICIEMBRE	4.610	18.295

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Gráfica 3

Fuente: Elaboración Propia con datos de la Comisión Reguladora de Energía.

**Precios de referencia para calcular los precios de Venta de Primera
Mano de Gas Natural en territorio nacional, 2003**

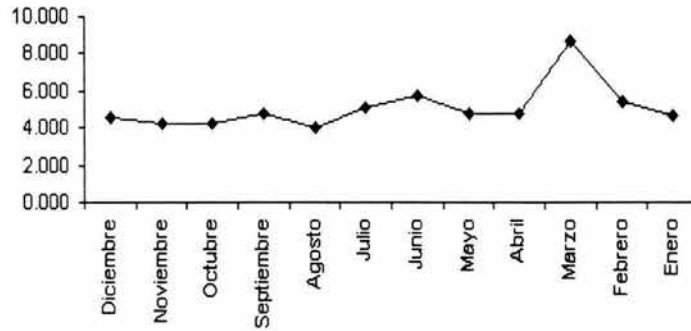
Cuadro 21

Mes	USD/MMBtu	USD/Ccal
ENERO	4.635	18.393
FEBRERO	5.435	21.567
MARZO	8.705	34.544
ABRIL	4.815	19.107
MAYO	4.815	19.107
JUNIO	5.725	22.718
JULIO	5.085	20.179
AGOSTO	4.051	17.897
SEPTIEMBRE	4.75	18.847
OCTUBRE	4.245	16.845
NOVIEMBRE	4.285	17.004
DICIEMBRE	4.61	18.295

Fuente: Comisión Reguladora de Energía (CRE)

³⁸ El precios se calcula en dólares por millón de BTU, equivalente a dólares por gigacaloría.

Precios de referencia para calcular los precios de Venta de Primera Mano de Gas Natural en territorio nacional, 2003



Gráfica 4

Fuente: Elaboración Propia, con datos de la Comisión Reguladora de Energía

Es de suma importancia, recordar que las fluctuaciones en los precios de venta de primera mano del gas natural en el entorno nacional, se modifican de acuerdo al precio de referencia internacional ya antes mencionado.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

2.8 COMERCIO EXTERIOR.

El comercio exterior de gas natural seco tiene que ver directamente con situaciones de logística y del balance de oferta-demanda. Las importaciones por logística o de los sistemas aislados se realizan para satisfacer la demanda de gas natural en el norte de la república, además de que resulta más económico suministrar el gas de E.U.A., que transportarlo desde los centros productores ubicados en el Sureste, estas se llevan a cabo por ciudad Juárez, Nanco, Rosarito, Mexicali y Piedras Negras.

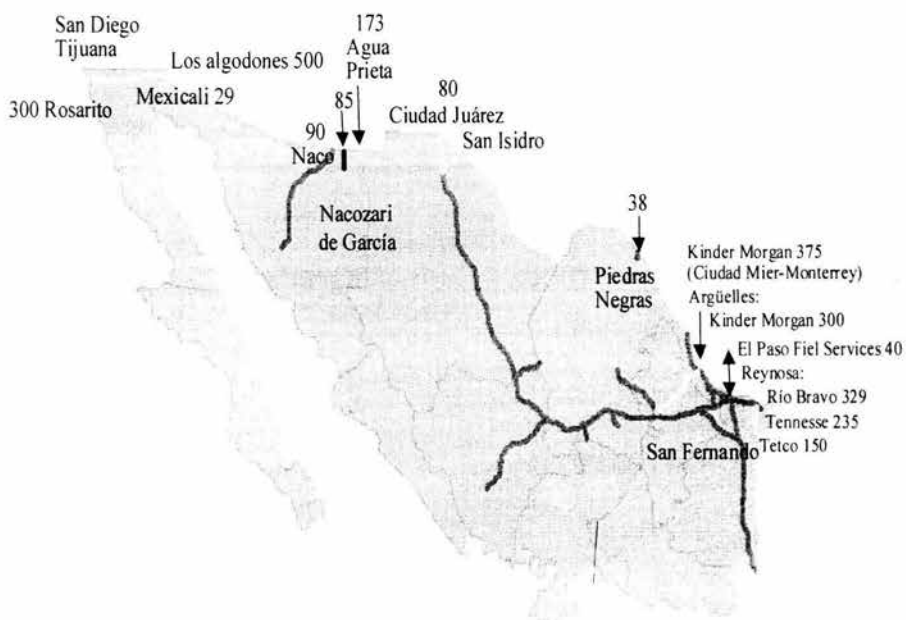
El mayor consumo de gas natural, en particular en la zona norte del país, la cual su infraestructura no está conectada al Sistema Nacional De Gasoductos, ha conllevado a que se incrementen las compras al exterior de gas natural. En el año 2002 el total de importaciones de gas natural llegó a 729 mmpcd, lo cual muestra un aumento de 91.7% respecto al 2001. Por medio de los sistemas interconectados las importaciones fueron de 53.7% con un incremento de 2.5 veces respecto al volumen importado en el 2001. Por medio de los sistemas aislados se realizó el resto, el cual ascendió a 46.3% de las importaciones, además que éstos han venido aumentando sus compras externas, además que se han desarrollado nuevas interconexiones.

Actualmente existen 15 interconexiones de gas natural con E.U.A., a través de las que se desarrolla el comercio entre estos países. Las más actuales son las de Agua Prieta, Sonora, cuya capacidad es de 173 mmpcd, Kinder Morgan (Cd. Mier Monterrey) que tiene una capacidad de 300 mmpcd, y la de Río Bravo en Reynosa con una capacidad aproximada de 329 mmpcd; por lo cual la capacidad total de importación se eleva a 2,996 mmpcd.

Las interconexiones que mostraron mayores alzas fueron Reynosa, Tennessee Gas que pasaron de 32.8 mmpcd a 133.2 y Kinder Morgan, ubicada en Argüelles, que varió de 115.6 mmpcd en promedio a 205.7 mmpcd en el año 2002. Igualmente en Ciudad Juárez se mostró un aumento de 91.5%.

Las importaciones totales representaron 15% de la demanda nacional. En el año 2002, las exportaciones tuvieron un resultado marginal, ya que se ubicaron en 4 mmpcd.

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



Mapa 5

Fuente: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012*

Comercio Exterior de Gas Natural por punto de Interconexión, 1993-2002

(millones de pies cúbicos diarios mmpcd)

Cuadro 22

PUNTO DE INTERCONEXIÓN	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
IMPORTACIONES	96.6	125.1	179.2	83.7	109.2	151.5	168.5	281.1	380.1	728.8
SISTEMA NACIONAL DE GASODUCTOS	66.5	85.7	123.0	27.8	40.8	20.9	6.0	75.0	159.4	291.3
1. Arquieller, Tam. (Kinder Morgan)								12.7	115.6	205.7
2. Arquieller, Tam. (El Paso Field Services)	49.2	63.0	91.0	16.1	10.5	7.0		1.7		13.2
3. Reynosa, Tam. Tennessee Gas							0.6	29.6	32.9	133.2
4. Reynosa, Tam. Tetra	17.3	22.4	32.0	11.7	30.2	13.9	5.4	1.1	2.6	29.5
Sistemas Aislados	30.1	39.4	50.0	55.8	68.5	130.7	162.5	206.1	227.7	337.3
5. Nuevo, Son.	5.2	4.0	8.7	11.7	11.6	10.2	6.8	13.3	15.5	18.4
Particulares (Cananea: Distribuidora de Gas de Occidente)									9.9	24.48
PGPB	5.2	4.0	8.7	11.7	11.6	10.2	6.8	13.3	15.5	18.4
6. Ciudad Juárez, Chih.*	22.9	33.3	39.1	41.6	52.6	110.3	132.1	141.1	124.4	178.2
7. Piedras Negras, Coah.	2.0	2.1	2.1	2.6	3.3	4.0	6.8	5.1	6.1	6.1
PGPB	2.0	2.1	2.1	2.6	3.3	4.0	1.4			
Particulares (Mexicana del cobre)							5.4	5.1	6.1	6.1
8. Tijuana BC								25.3	57.0	85.3
9. Matamoros de García, Sot.							5.9	8.4	30.0	10.6
10. Mexicali, BC.					0.9	6.1	10.8	10.9	5.8	9.8
11. Los Algodones, BC.										4.3
Exportaciones	4.6	19.2	21.5	36.2	36.8	32.2	135.7	23.6	24.9	4.4
Reynosa	4.6	19.2	21.5	36.2	36.8	32.2	135.7	23.6	24.9	4.4

*Incluye las importaciones de San Agustín de Valdivia y Samalayuca.

Fuente: Sener. Prospectiva del Mercado de Gas natural, 2003-2012.

Balanza Nacional de Gas Natural, 1993-2002.
(millones de pies cúbicos diarios mmpcd)
Cuadro 23

CONCEPTO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
ORIGEN	3,067	3,256	3,353	3,629	3,835	4,156	4,207	4,373	4,466	4,862	5.3
PRODUCCIÓN NACIONAL	2,970	3,131	3,180	3,546	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	3.7
Gas de formación empleado por PEP*	80	132	157	181	155	175	192	186	197	201	10.8
Gas para reaccionarizaciones internas propio de PEP	176	192	203	204	209	202	243	240	242	239	1.2
Gas para Refinación Directo de PEP	23	26	22	21	21	18	17	12	6	22	-0.5
Producción PGPB	2,396	2,438	2,716	2,615	2,799	3,016	2,799	2,991	2,982	2,916	3.8
Directo de Campos	134	149	190	277	381	599	750	752	710	697	20.1
Elaborado indirecto a ductos de gas seco	122	127	118	82	47	94	114	98	70	41	-5.3
Otros Corrientes Suplementarias	40	47	42	36	24	20	14	13	14	13	-11.6
IMPORTACIÓN	97	125	173	84	109	152	168	282	381	729	25.2
Importaciones por logística	39	39	33	56	68	181	163	267	327	527	30.8
Importaciones PGPB	30	39	50	56	68	125	140	146	140	201	23.5
Importaciones sector selectivo	-	-	-	-	-	-	-	25	87	110	-
Importaciones por particulares	-	-	-	-	1	6	22	25	22	27	-
Importaciones por balances PGPB	86	86	123	28	41	21	6	73	157	392	21.8
Importaciones por PGPB (fijas: KM MTY)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importaciones por balances PGPB (variables)	86	86	123	28	41	21	6	73	157	392	21.8
DESTINO	3,046	3,256	3,378	3,641	3,881	4,093	4,128	4,350	4,383	4,859	5.3
DEMANDA NACIONAL	3,040	3,235	3,349	3,605	3,764	4,060	3,992	4,326	4,358	4,856	5.3
Sector petroliero	738	751	695	735	754	825	845	913	994	995	3.4
Petroliero Exploración y Producción**	336	342	324	364	337	374	398	442	505	506	1.5
Petroliero Refinación	131	137	135	140	180	194	198	207	230	238	6.9
Petroliero Consumitivo	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	-0.4
Petroliero Gas y petroquímica Básica	271	272	235	230	216	256	247	264	258	256	-0.6
Sector Petroliero reaccionarizaciones internas	308	409	510	672	808	904	777	630	667	698	13.3
Sector Industrial	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,154	1,260	-0.9
Industrial	736	748	801	868	888	966	1,023	1,020	936	956	3.0
Petroliero Petroquímica	634	658	680	657	580	537	449	373	316	295	-8.2
Sector Eléctrico	485	540	580	580	653	758	821	1,071	1,158	1,306	5.1
Público	385	465	494	492	538	639	705	870	987	939	10.7
Comisión Federal de Electricidad	376	437	470	465	513	609	669	816	900	901	10.5
Luz y Fuerza del Centro	9	28	24	27	24	39	26	54	38	35	15.6
Particulares	80	81	85	104	116	116	116	116	116	116	29.8
Productores Independientes de Electricidad	-	-	-	-	-	-	-	26	89	424	-
Autogeneración de electricidad	80	81	85	104	116	116	116	116	116	116	4.8
Exportación de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector residencial	42	38	37	40	42	56	57	60	64	71	1.8
Sector Servicios	15	15	16	17	18	17	19	20	21	22	4.9
Sector Aviónautico	-	-	-	-	-	-	1	1	2	2	0
EXPORTACIÓN	5	19	21	36	37	32	136	24	25	4	-8.6
VARIACIÓN DE INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Y DIFERENCIAS***	22	1	17	12	34	63	80	23	71	3	-19.2

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

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

*** Incluye diferencias y empaque.

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

Durante el período 1993-2002 la oferta de gas natural creció a una tasa promedio de 3.7% anual. El renglón de mayor incremento fue el gas directo de campos, cuyo crecimiento pasó de 134 mmpcd en el año de 1993 a 679 mmpcd en el año 2002. Por otro lado el consumo de gas natural presentó un crecimiento promedio de 5.3% anual, en donde el sector eléctrico fue el que mostró un mayor dinamismo (cuadro 23).

Balace del Mercado de Gas Natural, 1993-2002.
(millones de pies cúbicos diarios mmpcd)
Cuadro 24

CONCEPTO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TMCA
OFERTA	3,067	3,256	3,353	3,629	3,836	4,156	4,207	4,373	4,465	4,862	5.3
PRODUCCIÓN NACIONAL	2,970	3,131	3,180	3,546	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	3.7
menos											
Sector Petrolero autoconsumos	730	751	805	735	756	825	845	913	994	995	2.4
Sector Petrolero Recirculaciones Internas	388	459	510	672	809	904	777	930	967	999	11.1
Oferta Neta de Pemex	1,844	1,921	1,975	2,139	2,162	2,275	2,417	2,249	2,113	2,139	1.7
EXTERNA	97	126	173	84	109	152	168	282	381	729	26.2
Importaciones de Estados Unidos	30	39	50	56	68	121	163	209	269	327	30.0
Importaciones GGPB	30	39	50	56	68	125	140	156	140	201	23.5
Importaciones Sector Eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	35	87	116	-
Importaciones por particulares	-	-	-	-	1	6	22	25	22	27	-
Importaciones por el INO	66	86	123	28	41	21	4	73	152	352	31.8
OFERTA TOTAL DISPONIBLE											
para el mercado	1,941	2,046	2,148	2,222	2,272	2,427	2,585	2,530	2,495	2,868	4.4
Demanda sin Pemex	1,919	2,046	2,166	2,234	2,237	2,364	2,505	2,507	2,422	2,866	4.6
Sector Industrial	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,154	1,260	-0.9
Industrial	730	748	801	868	898	966	1,025	1,083	830	965	3.0
Pemex Petroquímica	634	658	680	657	580	537	449	373	316	295	-8.2
Sector Eléctrico	465	545	680	696	679	756	821	1,011	1,158	1,503	13.9
Público	385	465	494	492	538	639	705	870	987	959	10.7
Comisión Federal de Electricidad	376	437	470	485	513	600	669	816	949	926	10.5
Luz y Fuerza del centro	9	28	24	27	24	39	36	54	38	35	15.6
Particulares	80	81	95	104	116	116	116	140	170	546	23.8
Productores Independientes de Electricidad	-	-	-	-	-	-	-	26	89	424	-
Auto generación de electricidad	80	81	95	104	116	116	116	114	80	122	4.8
Exportación de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector Residencial	62	58	57	60	62	56	52	60	64	71	1.9
Sector Servicios	15	15	16	17	18	17	19	20	21	22	4.9
Sector Autotransporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EXPORTACIÓN	6	19	21	36	37	32	136	24	25	4	-8.6
Varación de Inventarios											
y diferencias*	22	-1	-17	-12	34	63	80	23	71	3	-19.2

* Incluye diferencias y empaque.

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012.

En 1993 la oferta Nacional de Gas Natural cubrió 97.7% de la demanda interna, mientras que en el año 2002 abasteció 85.1% en promedio. En el 2002 las importaciones por logística representaron 46.2% de las importaciones totales y 6.9% del consumo nacional.

En el cuadro 24 podemos observar que la oferta neta de Pemex crece a una tasa promedio de 1.7% anual, la cual esta muy por debajo de la demanda, que se ubica en 4.6% anual.

Todo lo anterior, nos muestra que es necesario elevar la contribución neta del mercado de gas natural, por medio del desarrollo de nuevos proyectos en exploración y producción, apoyados por la iniciativa privada, sin dejar de lado, la autonomía de estado en lo que respecta a la posesión de los recursos naturales, con el apoyo del marco legal vigente.

Por tanto, podemos concluir este capítulo diciendo que actualmente los desequilibrios entre la producción y el consumo de gas natural han llegado a niveles críticos, por lo cual para cubrir la demanda interna y reducir la dependencia a las importaciones, se tiene que incrementar la oferta interna de este energético.

Ante la necesidad de aumentar la capacidad de explotación de los hidrocarburos se requiere que se incrementen los esfuerzos dentro de Pemex con apoyo financiero, operativo y tecnológico de terceros. O sea, deben de eficientar la forma en que Petróleos Mexicanos ha venido realizando tradicionalmente sus contratos de obra pública y de servicios, sin modificar el marco legal vigente.

Esto significará que bajo este contexto, la Nación conserva en todo momento la propiedad de los recursos naturales.

Esto tendría como consecuencia, que existirían importantes ahorros en lo que se refiere a las divisas, ya que se reducirían las importaciones de gas natural, lo que repercutiría favorablemente en la balanza comercial del país, fortaleciendo esta industria, la cual ha sido afectada por la falta de inversión y se apoyaría al suministro de gas natural para la generación de energía eléctrica.

No esta por demás mencionar que, la capacidad para transportar gas del norte al sur del país se ha visto rebasada por la demanda. Aunque los proyectos de gasoductos que actualmente está desarrollando el sector privado para incrementar la capacidad avanzan día con día, pero se requiere incentivar aún más la expansión del sistema de transporte por inversionistas privados para poder así contar con un sistema eficiente de suministro para poder acceder a los diferentes puntos de demanda. Por tanto, un restringido sistema de transporte de este energético detiene el desarrollo de los sectores económicos que utilizan gas natural en sus procesos productivos.

Además, como una estrategia de política para asegurar el suministro de este combustible en el país, como para alentar la flexibilidad en este tipo de mercado, se requiere primordialmente que existan incrementos en el sector eléctrico, diversificando así las fuentes de suministro para que con ello no se dependa del Sur de Texas y comprar el producto en forma de Gas Natural Licuado.

Con esto se reducirían los rezagos en materia de comercialización, transporte y distribución de gas natural y se complementaría la oferta de Petróleos Mexicanos en el mercado. Lo cual implica que debe de existir el apoyo de particulares para que se desarrollen nuevos proyectos de gas natural en lo que respecta a la exploración y producción del mismo.

III. MERCADO DE GAS NATURAL LICUADO, VISION INTERNACIONAL.

En este tercer capítulo se describe cual es el desarrollo histórico del descubrimiento de la licuefacción del gas natural, al igual que se hace una breve descripción de sus principales características, siendo prioritario, mostrar el proceso requerido por éste, para poder llegar a transformarlo en GNL; por otro lado, en lo correspondiente a la oferta y la demanda de este energético se analizarán las exportaciones e importaciones existentes en el ámbito mundial, resaltando a los países más importantes que realizan estas actividades, además se mencionaran y analizarán las plantas de licuefacción y regasificación actuales y futuras a escala mundial.

3.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Para la mejor comprensión de este capítulo haremos una breve descripción del desarrollo histórico del Gas Natural Licuado en el ámbito internacional, de donde se desprende lo siguiente:

La licuefacción del gas natural se remonta al siglo XIX, cuando el químico y físico inglés Michael Faraday experimentó con el licuado de diferentes tipos de gases, incluyendo el gas natural. El ingeniero alemán Karl Von Linde construyó la primera máquina práctica de refrigeración en Munich en 1873. La primera planta de GNL fue construida en "West Virginia" en 1912. Entró en operación en 1917. La primera planta comercial de licuefacción fue construida en "Cleveland, Ohio", en 1941. El GNL fue almacenado en tanques a presión atmosférica. La licuefacción del gas natural creó la posibilidad de su transporte a lugares remotos.

En enero de 1959, el primer transportador de GNL del mundo, con el nombre "The Methane Pioneer", (un buque de carga de la Segunda Guerra Mundial reconstruido, cargando cinco tanques prismáticos de aluminio de 7,000 barriles de capacidad con soportes de madera balsa y aislamiento de madera contra enchapada y uretano) llevó una carga de GNL desde "Lake Charles" en "Louisiana" hasta "Canvey Island" en el Reino Unido. Esto demostró que grandes cantidades de gas natural licuado podían ser transportadas de manera segura a través de los mares³⁹.

Durante los siguientes 14 meses, siete cargas adicionales fueron despachadas sin mayores inconvenientes. En función al éxito obtenido en el transporte de GNL, El Consejo Británico de Gas procedió a implementar un proyecto comercial para importar GNL de Venezuela a "Canvey Island". No obstante, antes que los tratados comerciales pudieran ser completados, grandes cantidades de gas natural fueron descubiertas en Libia y Argelia (el campo gigante de "Hassi R'Mel"), las cuales se encuentran a la mitad de la distancia existente entre Inglaterra y Venezuela. En 1964, la planta "Camel" ("Arzew GL4Z") comenzó a producir 1.9 toneladas métricas por día, convirtiendo al Reino Unido en el primer importador de GNL y a Argelia como el primer exportador del mundo. Desde entonces este último país se ha convertido en uno de los oferentes más importante de gas natural en forma de gas natural licuado a escala mundial⁴⁰.

Ahora bien respecto a la composición del mismo tenemos que: se convierte a estado líquido por enfriamiento a una temperatura de -260° Fahrenheit (-162° Celsius), que teniendo como características principales:

- No se quema en su estado líquido.
- No es tóxico, es inodoro e incoloro.
- Se disipa fácilmente cuando el gas alcanza una temperatura de -160° Fahrenheit (-107° Celsius), se vuelve más ligero que el aire.

³⁹ University Of Houston Law Center, Institute for Energy, & Law Center Enterprise, *Intruducción GNL, 2003*

⁴⁰ *Ibid*

- ❑ Flota en el agua, su peso es cerca de 29 libras por pie cúbico, el cual es ligeramente menor a la mitad del peso del agua.
- ❑ Cuando se convierte a gas, el GNL requiere de una mezcla con aire de 5 a 15 % para quemarse.

Por otro lado, el proceso del gas natural licuado se desarrolló a partir de la necesidad de dar aplicación comercial al gas que emanaba de los pozos petroleros en gran cantidad.

Por tanto, el proceso del gas natural licuado se simplifica de la siguiente manera:

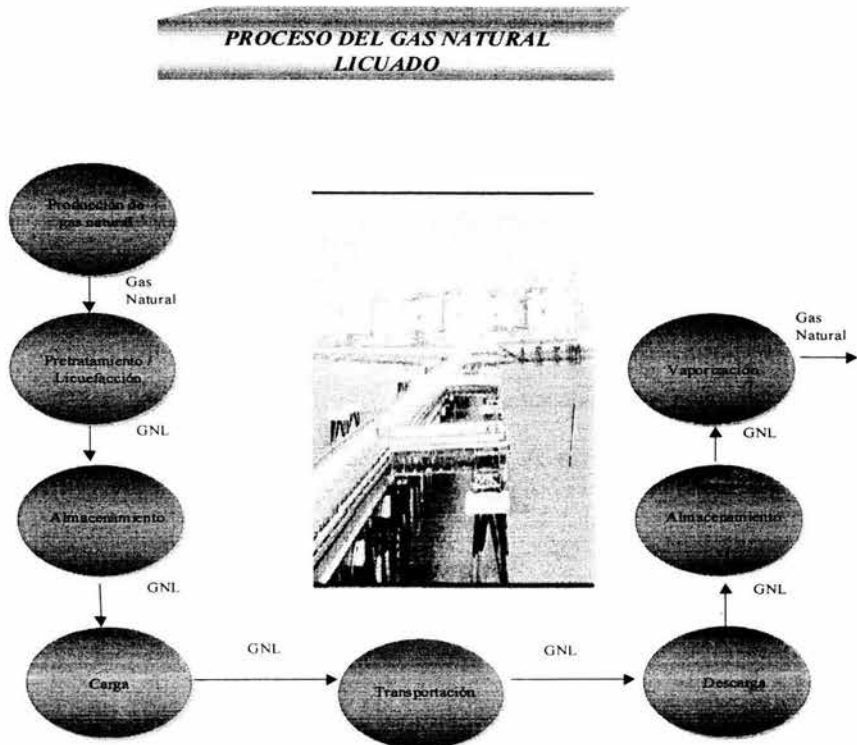


Figura 2

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE).

GRÁFICO DEL PROCESO DEL GAS NATURAL LICUADO

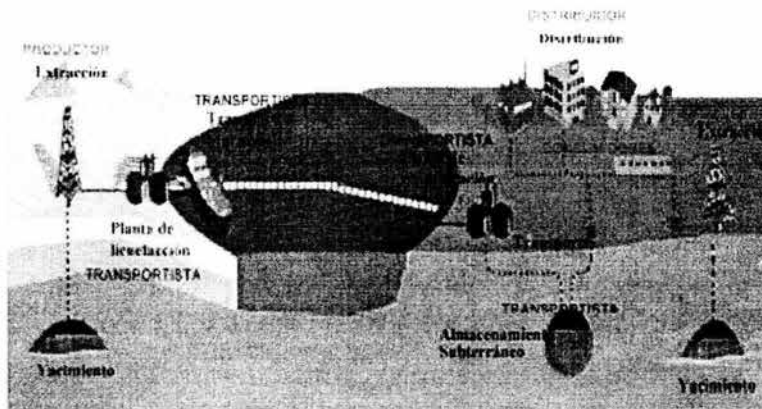


Figura 3

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE).

El Transporte y almacenamiento del GNL es uno de los procesos más seguros existentes, pues a diferencia de otros combustibles fósiles como lo son el propano y el butano, este gas se deposita en tanques de almacenamiento aislados a la presión atmosférica y debido a esto no puede explotar. Este combustible no se quema dado a que no contiene oxígeno, el cual es necesario para la combustión.

Pero, si un tanque de GNL sufriera una ruptura, los vapores existentes en la atmósfera serían extremadamente densos y no tendrían suficiente oxígeno para poder explotar. Sin embargo, en la medida que los vapores continúan disipándose, el

GNL puede alcanzar una concentración de oxígeno inflamable, como puede pasar con cualquier fuente de gas natural.

La seguridad es la consideración principal en el diseño de los proyectos de GNL. Se construyen y operan las instalaciones conforme a las normas más estrictas y probadas e incluyen los sistemas más avanzados de seguridad diseñados para monitorear cada aspecto de la operación.

El beneficio del proceso del gas natural licuado es el de llevar gas a sectores remotos consumidores de grandes cantidades de este energético, este proceso funge como agente reductor de los costos en lo referente a los traslados y cantidad de vehículos utilizados para el transporte del mismo.

De acuerdo a lo ya mencionado, la cadena de valor del GNL, se desarrolla de la siguiente forma:

Exploración y Producción: Los países líderes productores de gas natural que comercializan GNL a los mercados mundiales son Argelia, Indonesia y Qatar. Muchos países juegan pequeños pero importantes roles como productores de gas natural y exportadores de GNL, tales como Australia, Nigeria, y Trinidad y Tobago. Países como Angola y Venezuela están procurando alcanzar su máximo potencial en el mercado mundial de GNL. Países como Arabia Saudita, Egipto e Irán, los cuales tiene grandes reservas de gas natural también podrían participar como exportadores de GNL⁴¹.

Licuefacción de Gas Natural: El gas alimentado a la planta de licuefacción viene de los campos de producción. Los contaminantes que se encuentran en el gas natural se extraen para evitar que se congelen y dañen el equipo cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL (-161°C) y para cumplir con las especificaciones técnicas del gasoducto en el punto de entrega. El proceso de licuefacción puede ser diseñado para purificar el GNL a casi 100 por ciento metano.

⁴¹ University Of Houston Law Center, Institute for Energy, & Law Center Enterprise, *Intruducción GNL, 2003*

El proceso de licuefacción consiste en el enfriamiento del gas purificado mediante el uso de refrigerantes. La planta de licuefacción puede consistir en varias unidades paralelas ('trenes'). El gas natural es licuado a una temperatura aproximada de -161°C . Al licuar el gas, su volumen es reducido por un factor de 600, lo cual quiere decir que el GNL a la temperatura de -161°C , utiliza 1/600 del espacio requerido por una cantidad comparable de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica. El GNL es un líquido criogénico (significa baja temperatura, generalmente por debajo de -73°C . El GNL es un líquido puro, con una densidad de alrededor del 45 por ciento de la densidad del agua)⁴².

El GNL es almacenado en tanques de paredes dobles a presión atmosférica. El tanque de almacenaje es en realidad un tanque dentro de otro tanque. El espacio anular entre las dos paredes del tanque está cubierto con un aislante. El tanque interno en contacto con el GNL, está hecho de materiales especializados para el servicio criogénico y la carga estructural creada por el GNL. Estos materiales incluyen 9% de acero níquel, aluminio y concreto pre-tensado. El tanque exterior está hecho generalmente de acero al carbono y concreto pre-tensado.

⁴² *University Of Houston Law Center, Institute for Energy, & Law Center Enterprise, Intruducción GNL, 2003*

Planta de Licuefacción

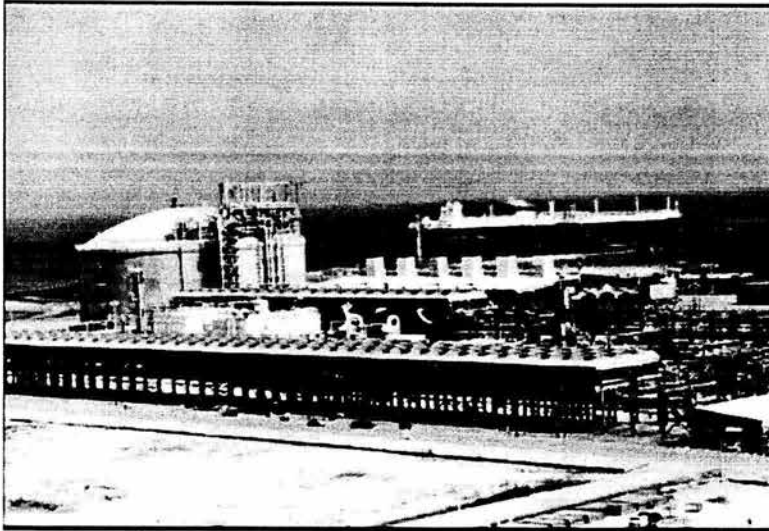


Imagen 1

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Transporte del GNL: Los transportadores de GNL son embarcaciones de casco doble, especialmente diseñadas y aisladas para prevenir fuga o ruptura en el evento de un accidente. El GNL se almacena en un sistema especial dentro del casco interior donde se mantiene a presión atmosférica y -161°C . Tres tipos de sistemas de almacenamiento han evolucionado y se han convertido en los estándares. Estos son:

- El diseño esférico ("Moss")
- El diseño de membrana
- El diseño estructural prismático

Actualmente la mayoría de los barcos de GNL usan los tanques esféricos ("Moss"). Éstos son reconocidos fácilmente porque la parte alta de los tanques son visibles encima de la cubierta. El transportador típico de GNL puede transportar alrededor de 125,000 – 138,000 metros cúbicos de GNL (típicamente, un barco de

transporte de GNL se diseña en metros cúbicos de capacidad líquida), lo cual se convierte entre 2.6 – 2.8 billones de pies cúbicos de gas natural. El transportador típico mide 274 m. de longitud, alrededor de 42 m. de ancho y 10 m. de casco sumergido, y cuesta alrededor de \$160 millones de dólares. El tamaño de esta embarcación es similar a la de un porta-aviones pero significativamente más pequeño que un barco muy grande de transporte de petróleo (“VLCC”). Los transportadores de GNL son generalmente menos contaminantes que otras embarcaciones porque utilizan gas natural y fuel-oil como fuente de energía para la propulsión⁴³.

Buque –Tanque Metanero

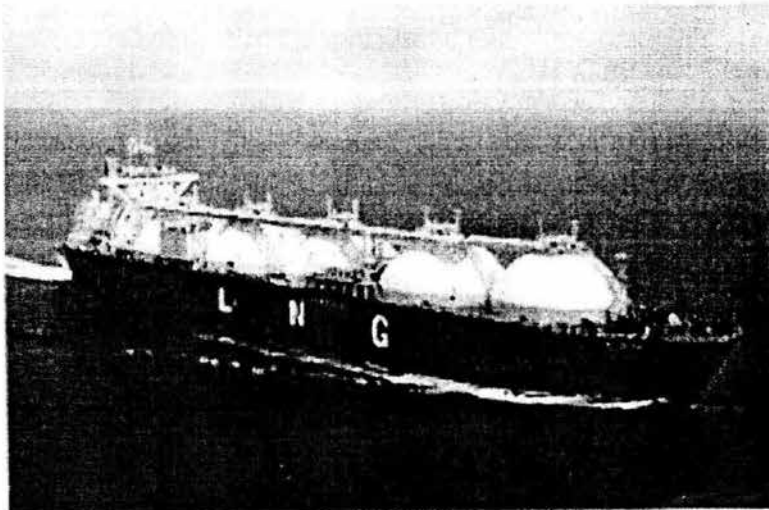


imagen 2

Fuente : Comisión Federal De Electricidad, CFE.

⁴³ *University Of Houston Law Center, Institute for Energy, & Law Center Enterprise, Intruducción GNL, 2003.*

Almacenamiento y Regasificación: El GNL se gasifica a través de la planta de regasificación. A su llegada a la terminal en su estado líquido, el GNL primero es bombeado a un tanque de almacenamiento de doble-pared (a presión atmosférica) similar al usado en la planta de licuación y después es bombeado a alta presión a través de diferentes partes del terminal donde es calentado en un ambiente controlado. El GNL se calienta circulándolo por tuberías con aire a la temperatura ambiental o con agua de mar, o circulándolo por tuberías calentadas por agua. Una vez que el gas es vaporizado se regula a presión y entra en la red de gasoductos como gas natural.

Finalmente, los consumidores residenciales y comerciales reciben el gas para su uso diario proveniente de las compañías de gas locales o en forma de electricidad⁴⁴.

Tanque de Almacenamiento

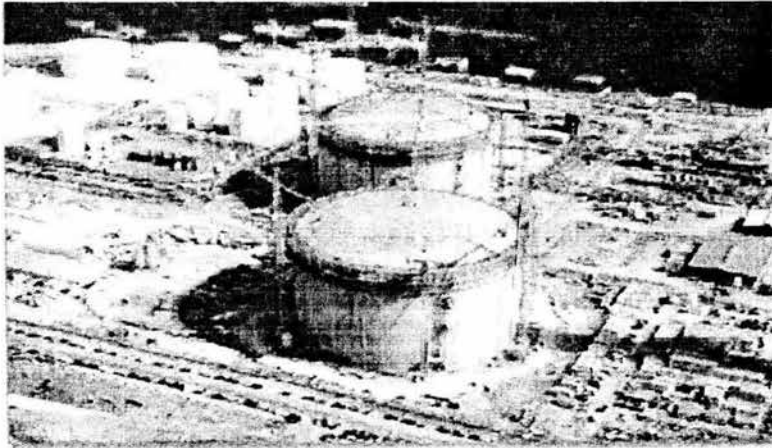


Imagen 3

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, CFE.

⁴⁴ *University Of Houston Law Center, Institute for Energy, & Law Center Enterprise, Intruducción GNL, 2003*

Planta de Regasificación

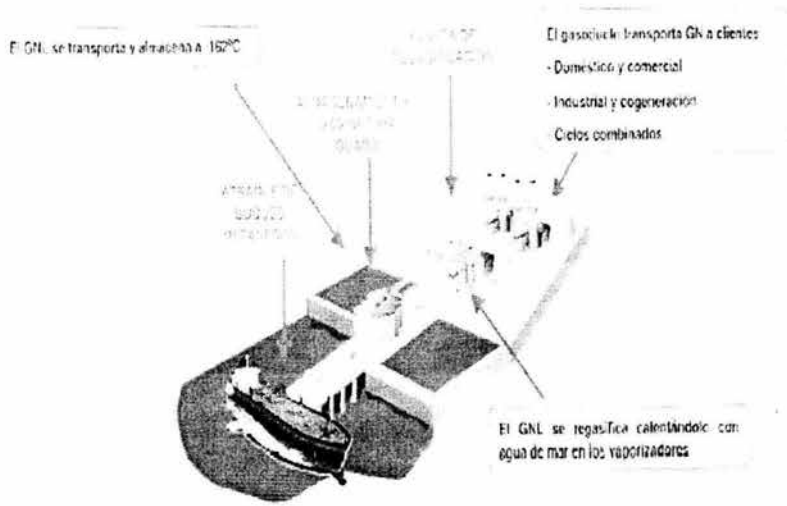


Imagen 4

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, CFE.

Planta de Regasificación

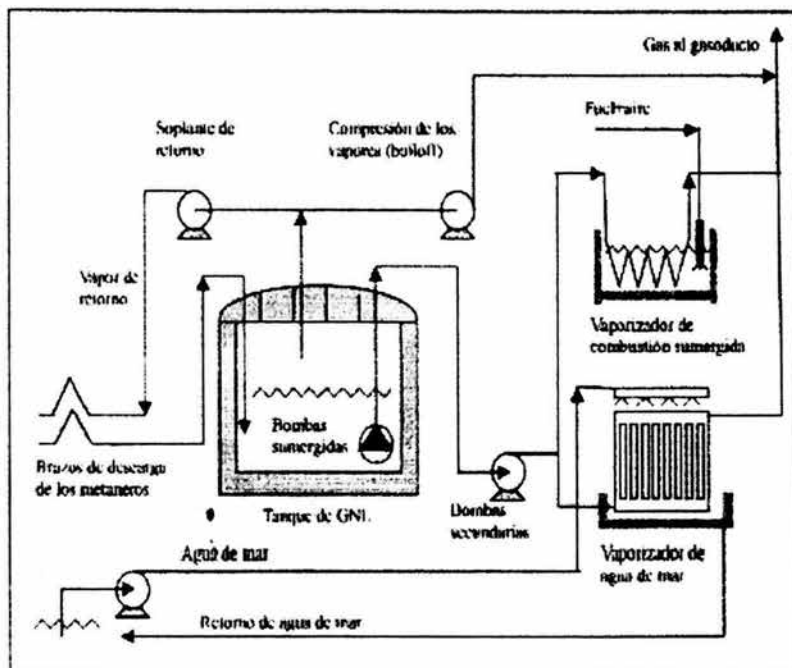


Imagen 5

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, CFE.

Es menester mencionar que, el transporte de GNL demostró ser exitoso en el Reino Unido, por lo cual se construyeron plantas adicionales de licuefacción y terminales de importación en regiones del Atlántico y el Pacífico.

Cuatro terminales marítimas fueron edificadas en Estados Unidos en la década de los 70's y principios de los 80's, la primera terminal se ubicó en Lake Charles, siendo operada por la compañía CMS Energy; la segunda llamada Everett, Massachusetts, puesta en funcionamiento por Tractebel a través de Distrigas; la tercera de ellas fue, Elba Island, Georgia la cual comenzó a operar por la compañía El Paso Energy, y la cuarta, llamada Cove Point, Maryland, operada por Dominion Energy.

Después de alcanzar un volumen máximo de 5.31 toneladas métricas en 1979, lo cual representaba 1.3% de la demanda de gas de EE.UU., las importaciones de GNL disminuyeron debido al desarrollo de un excedente de gas en América del Norte y a conflictos de precio con Argelia (el cual fungía como único proveedor de GNL para EE.UU. en las décadas antes mencionadas)⁴⁵.

Las terminales de recepción de Elba Island y Cove Point, fueron posteriormente cerradas en 1980 y las terminales de Lake Charles y Everett sufrieron por su escasa utilización. Las primeras exportaciones de GNL desde EE.UU. hacia Asia se llevaron a cabo en 1969, cuando GNL fue enviado a Japón. El GNL de Alaska proviene del gas natural producido por Marathon y ConocoPhillips, en los campos al sur del estado, siendo este licuado en la planta de GNL de la Península de Kenai, la cual es una de las plantas de GNL más antiguas del mundo y siendo transportado a Japón. El Mercado del GNL en Europa y Asia, continuó creciendo rápidamente a partir de ese momento⁴⁶.

⁴⁵ *University Of Houston Law Center, Institute for Energy, & Law Center Enterprise, Intruducción GNL, 2003.*

⁴⁶ *Ibid.*

En el año de 1999, la primera planta de licuefacción de la Cuenca Atlántica del hemisferio occidental comenzó su producción en Trinidad. Este acontecimiento junto con el aumento de la demanda (particularmente para la generación de electricidad) y de los precios del gas natural en EE.UU., renovó el interés por el GNL en el mercado estadounidense. Como resultado de ello fueron reactivados las dos terminales previamente cerradas. La terminal en Elba Island fue puesta en operación nuevamente en el año 2001, y en Octubre del 2002 fue aprobada la reactivación de las instalaciones de GNL en Cove Point para el año 2003⁴⁷.

⁴⁷ Ibid

3.2 OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL LICUADO

Este apartado se llevó a cabo a partir de cifras de comercio internacional, toda vez que las fuentes consultadas no desagregan con exactitud el consumo por país. Sin embargo, este panorama permite dimensionar el mercado de este hidrocarburo.

Ahora bien, es menester hacer hincapié en la oferta mundial del Gas Natural Licuado, por lo que actualmente 26% del comercio mundial de gas natural se ha llevado vía buque-tanque en forma de GNL. Esta vía de transporte se ha convertido en una opción competitiva para ofrecer este combustible a cada vez más países, lo que les ha permitido diversificar sus fuentes de suministro de combustibles⁴⁸.

Esto ha propiciado oportunidades de inversión para la expansión y fortalecimiento de este tipo de mercado. De esta forma, en los últimos ocho años, el comercio en el ámbito mundial de este tipo de gas aumentó 7.1% anual, comparado con el comercio por ductos, creciendo este último 5.5% anual⁴⁹.

Actualmente se cuenta con 15 países oferentes de GNL, de los cuales dos se localizan en América (Estados Unidos y Trinidad y Tobago), tres en Oriente Medio (Omán, Qatar y Emiratos Árabes Unidos), tres en África (Argelia, Libia y Nigeria) y seis en Asia Pacífico (Australia, Brunei, Indonesia, Japón, Malasia, Taiwán y Corea del Sur)⁵⁰.

Indonesia, Malasia y Argelia comercializan 54.5% del total mundial de Gas Natural Licuado y Japón es el principal comprador asiático, pues consume el 48.5% del total. En tanto que en el Continente Europeo, España y Francia compran 8.2% y 7.8% respectivamente de su oferta total en forma de GNL⁵¹.

En lo que concierne a Norteamérica, Estados Unidos exporta pequeñas cantidades del gas que se produce en Alaska hacia Japón. En el 2002 alcanzaron 174 mmpcd, lo que representa 12.3% de las exportaciones de este país. Se estima que dentro de 20 años aproximadamente, 6% del consumo de gas natural de E.U.A. se

⁴⁸ Secretaría de Energía/ Prospectiva del mercado del gas natural, 2003-2012

⁴⁹ Ibid

⁵⁰ Ibid

cubrirá con importaciones de GNL desde la costa Este, lo cual equivaldría a la cantidad de 5,753 mmpcd⁵².

Exportaciones de Gas Natural Licuado 1995-2002
(millones de pies cúbicos diarios)
Cuadro 25

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TCA 2001-2002
TOTAL	8,949.6	9,907.5	10,768.6	10,933.0	12,016.7	13,251.2	13,830.8	14,511.9	4.92%
1. Indonesia	3,204.0	3,473.4	3,434.1	3,492.8	3,753.0	363.1	3,076.7	3,321.1	7.96%
2. Arabia	1,772.4	1,896.3	2,351.1	2,409.1	2,492.3	2,546.5	2,471.1	2,800.7	5.24%
3. Malasia	1,278.8	1,712.5	1,944.3	1,877.0	1,988.1	2,034.7	2,073.1	1,938.4	-3.7%
4. Qatar			280.6	464.4	786.6	1,358.4	1,600.3	1,798.6	12.39%
5. Australia	949.3	977.2	948.2	957.8	974.3	978.2	963.9	978.1	-0.7%
6. Borneo	813.4	841.7	793.4	783.7	813.7	850.5	870.8	884.3	1.53%
7. Oman						239.0	718.9	770.2	7.14%
8. Nigeria					71.6	542.8	757.6	758.5	0.12%
9. EAU	638.9	716.0	725.6	686.9	684.0	670.5	638.0	662.8	-0.78%
10. Trinidad y Tobago					198.3	339.6	353.1	514.7	45.77%
11. Estados Unidos	136.0	174.2	164.5	174.2	156.1	159.6	173.2	164.5	-5.02%
12. Libia	146.4	116.1	106.4	116.1	92.9	77.4	74.5	61.0	-18.12%
13. Taiwan							39.7	0.0	-100.00%
14. Japón							0.0	14.5	
15. Corea del Sur							0.0	14.8	

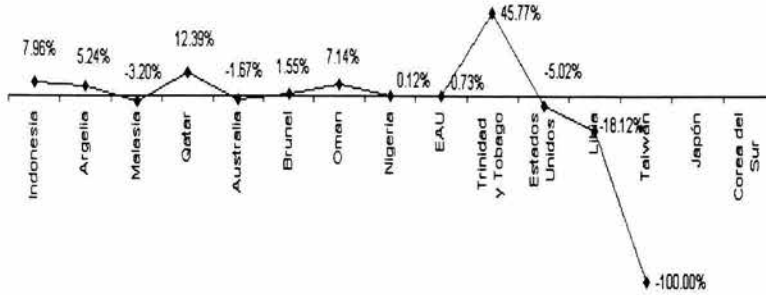
TCA= Tasa de Crecimiento Anual

Fuente :Secretaría de Energía / Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012.

⁵¹ Ibid

⁵² Secretaría de Energía/ Prospectiva del mercado del gas natural. 2003-2012. p.23

Exportaciones de Gas Natural Licuado, TCA 2001-2002



Gráfica 5

Fuente: Elaboración propia con datos de la prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012

Por otro lado en Centro y Sudamérica, el país de Venezuela tiene un proyecto actualmente, el cual consiste en iniciar la construcción de una terminal de gas natural licuado en el año 2004, del cual se espera obtener exportaciones de 700 mmpcd.

Trinidad y Tobago continúan desarrollando su industria de este gas, del cual destina 80% de sus exportaciones a Estados Unidos, 11% a Puerto Rico y el 9% a España. En el año 2002 pusieron en operación una segunda terminal y en el 2003 entró en funcionamiento la tercera terminal, además que en el próximo año se piensa poner en funcionamiento otra terminal⁵³.

Es menester mencionar que en Perú, existen planes de exportar gas natural licuado a México en el largo plazo. El gas tendría su origen del Yacimiento de Camisea, donde se espera una producción de aproximadamente 850 mmpcd

⁵³ Secretaría de Energía/ Prospectiva del mercado del gas natural, 2003-2012, p.24

esperados para el año 2007, de los que inicialmente 200 mmpcd se utilizarían para el consumo interno y los 650 mmpcd restantes sería destinados para la exportación.

El GNL de este yacimiento podría abastecer las probables terminales que se localizan en Baja California y/o Lázaro Cárdenas, en la costa del Pacífico Mexicano⁵⁴.

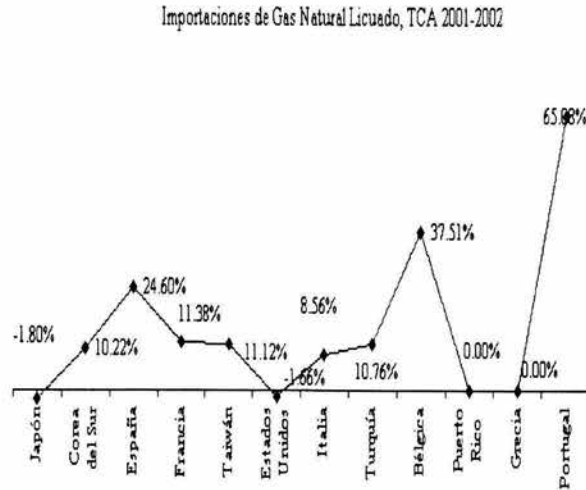
Aunado a esto, Bolivia tiene planes de construir dos terminales de licuefacción que se destinarán a exportar gas natural licuado al mercado de E.U.A. y de México, pero aún no se decide la ubicación exacta de estas terminales.

Importaciones de Gas Natural Licuado 1995-2002
(millones de pies cúbicos diarios)
Cuadro 26

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TCA 2002-2001
TOTAL	8,949.6	9,907.5	10,768.6	10,933.8	12,016.7	13,251.2	13,838.8	14,511.9	4.92%
1. Surin	5,802.8	6,172.8	6,221.2	6,385.3	6,703.0	7,000.7	7,166.5	7,071.8	2.88%
2. Costa del Mar	909.5	1,257.8	1,519.0	1,383.6	1,695.1	1,904.1	2,112.1	2,327.9	10.22%
3. España	686.9	667.6	648.2	570.8	692.7	819.5	752.0	1,186.2	15.80%
4. Francia	812.7	754.7	890.1	948.2	992.7	1,086.5	1,011.1	1,126.2	11.38%
5. Taiwan	338.6	329.0	396.7	434.7	517.6	578.8	609.5	677.5	11.24%
6. Estados Unidos	58.1	116.1	193.5	222.5	442.2	603.7	637.6	627.0	-1.64%
7. Italia	9.7	183.8	193.5	193.5	276.3	462.5	300.0	551.5	8.54%
8. Turquía	135.5	222.5	280.6	348.3	307.7	358.0	467.3	517.6	10.76%
9. Bélgica	386.7	387.0	435.4	416.0	300.9	408.4	232.2	319.3	-37.51%
10. Puerto Rico							61.0	61.0	0.00%
11. Grecia						25.0	48.4	48.4	0.00%
12. Portugal							25.2	41.6	65.09%

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del mercado de gas natural 2003-20012.

⁵⁴ Secretaría de Energía/ Prospectiva del mercado del gas natural, 2003-2012, p.25



Gráfica 6

Fuente: Elaboración propia con datos de la Prospectiva del mercado de gas natural

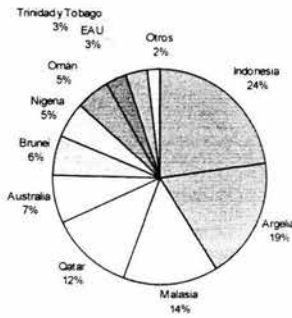
El tercer proveedor de GNL a Japón es Australia, el cual destinó 97% de sus exportaciones a este país. Se piensa que para el año 2005 se cuente con una cuarta terminal de este gas, para así poder abastecer al país de China⁵⁵.

Qatar cuenta con uno de los más grandes campos productores de gas natural mundialmente, esperando por ello triplicar la capacidad de Gas Natural Licuado, por otro lado, este cuenta con contratos de largo plazo con los países de Japón, Corea del Sur y España, además de que posiblemente abastezca en un futuro a Reino Unido, la India y a Italia. En África, los planes están abocados al abastecimiento de la demanda europea.

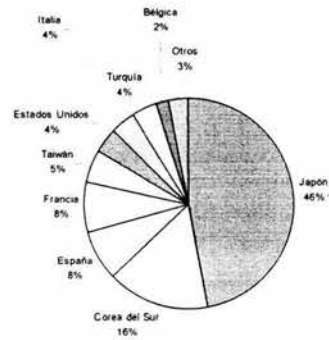
Comercio de Gas Natural Licuado 2002

(%)

Países exportadores



Países Importadores



Gráfica 7

Nota. Debido al redondeo, los totales no pueden coincidir

Fuente: Secretaría de Energía / Prospectiva del mercado de gas natural, 2003-2012

⁵⁵ Secretaría de Energía/ Prospectiva del mercado del gas natural, 2003-2012, p.25

3.3 PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS DE LICUEFACCIÓN Y REGASIFICACIÓN

Las plantas de licuefacción y de regasificación existentes en el ámbito mundial, son las siguientes:

Plantas de Licuefacción actualmente en funcionamiento y plantas a futuro

Cuadro 27

ASIA-PACÍFICO		MEDIO ORIENTE		ATLÁNTICO	
	Capacidad MMPCD		Capacidad MMPCD		Capacidad MMPCD
Operación					
Kensai (Aleksia)	182	Adgas	741	Arzew (Argelia)	2,240
Brunei	936	Qatargas	1,001	Skikda (Argelia)	663
Bontang (Indonesia)	2,938	Ras Laffan (Qatar)	858	Marsa El Brega (Libia)	325
Arun (Indonesia)	884	Oman	858	Atlantic (Trinidad) Train 1	390
Malasia Saritu	988			Nigeria Trains 1/2	845
Malasia Dua	1,014				
NWS (Australia)	975				
Subtotal	7,917		3,458		4,472
Bajo Construcción					
NWS Train 4	546	Ras Laffan Train 3	611	Atlantic Trains 2/3	838
Malasia III	884			Nigeria Trains 3/4/5	1,443
				Egipto (Damietta)	650
				Snohvit (norway)	520
Subtotal	1,430		611		3,471
Plazado					
Bontang Train 9	455	Ras Laffan Train 4	611	Angola	520
NWS Train 5	546	Yemen	780	Nigeria Train 6	650
Tanggub (Indonesia)	910	South Pars (Irán) I	1040	Algeria	520
Gorgon (Australia)	650	South Pars (Irán) II	1040	Atlantic Train 4	624
Sakhalin II	1248	Oman Train 3	429	Atlantic Trains 5/5	1248
Darwin (Australia)	455	Ras Laffan Train 5	611	Egipto (Idku)	910
Alaska N Slope	910	Qatargas Train 4	611	Namibia (Kudu)	650
Sunrise (Australia)	650	Qatargas II	1300	Venezuela	611
Natuna	1950			Nigeria (West Niger)	650
Bolivia	910			Nigeria (Brasil)	650
Perú	520				
Subtotal	9,284		6,422		7,833
Total	18,551		10,491		14,976
					44,018

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Como podemos observar (cuadro 27) la región que ocupó en el 2003 el primer lugar en cuanto a operación de plantas de licuefacción fue la región Asia-Pacífico, la cual tuvo una capacidad total de 7.917 mmpcd, y la planta más representativa fue la de Bontang (Indonesia) con 2,938 mmpcd; en segundo lugar encontramos a la región Atlántico, la cual se colocó en 4,472 mmpcd, siendo Arzew (Argelia) su máximo representante con 2,249 mmpcd, y por último, observamos que se encuentra en tercer lugar Medio Oriente con una capacidad total de 3,458 mmpcd, de donde se desprende que la planta con mayor licuefacción fue Qatargas con 1001 mmpcd, cubriendo todas estas un total de 15,847 mmpcd.

En lo que respecta al esquema de plantas bajo construcción, éste cubrirá un total de 5,512 mmpcd, repartido entre las regiones Asia-Pacífico (1,430mmpcd), Medio Oriente (611 mmpcd) y Atlántico (3,471 mmpcd), siendo ésta última la más representativa.

Por otro lado, en lo referente a las plantas planeadas, la meta es alcanzar una cantidad de 22,659 mmpcd, dividiéndose en la siguiente forma: la región Asia-Pacífico con 9,204 mmpcd, la región Medio Oriente con 6,422 mmpcd y la región Atlántico con 7,033 mmpcd, siendo la primera de ellas la que se ubica en el primer lugar, en lo que respecta a este rubro.

Además, tenemos que existen plantas de regasificación las cuales enunciaremos en el siguiente cuadro:

Plantas de regasificación actualmente en funcionamiento y en construcción
Cuadro 28

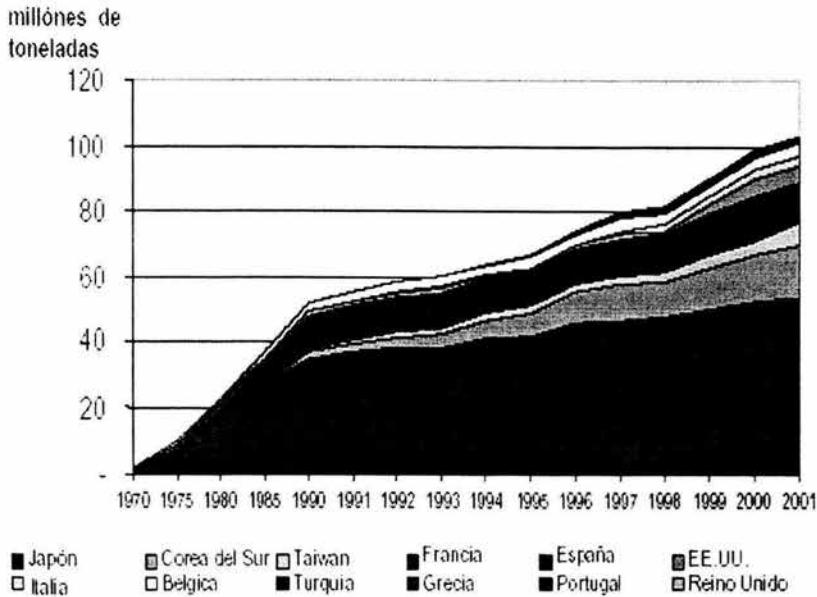
ZONA	NÚMERO	LOCALIZACIÓN
Nota América y El Caribe	3	E.U. y Puerto Rico
Japón	21	
Resto de Asia	3	Corea, India, Taiwán
España	3	Barcelona, Cartagena, Huelva
Resto de Europa	6	Bélgica, Francia, Italia, Turquía y Grecia
Total	40	
Plantas en Construcción	3	España (1), Portugal, República Dominicana, India (2), Corea y Turquía

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Japón ocupa el primer lugar, con 23 plantas en total, seguido del resto de Europa con 6 plantas y por Norteamérica y el Caribe con 5 plantas. Además, existen 8 plantas en construcción, las cuales se ubican en España, Portugal, India, Corea, Turquía y República Dominicana.

Después de señalar lo anterior, la demanda de GNL se ha ido incrementado de forma considerable. Así en el período 1970 al año 2001, su comportamiento ha sido el siguiente:

Incremento en la Demanda de Gas Natural Licuado



Gráfica 8

Fuente: University Of Houston Law Center, Institute for Energy, & Law Center Enterprise, *Intruducción GNL*, 2003.

Por tanto, podemos concluir este apartado diciendo que las nuevas tecnologías están ayudando a reducir los costos en el diseño de embarcaciones. Los nuevos sistemas de propulsión están perfilados a reemplazar los motores de turbina a vapor tradicional con unidades más pequeñas y eficientes que no sólo reducirán los gastos de combustible, sino también aumentarán la capacidad de carga transportable. Otras mejoras en los transportadores de GNL, como vida operativa prolongada, tecnología de seguridad mejorada y mayor eficiencia de combustible – han reducido los gastos de transporte substancialmente.

Además, la disminución de los costos y el crecimiento en la comercialización del GNL permitirá que el gas natural tenga un papel cada vez más significativo en el sector energético en el ámbito mundial, pues hoy en día, el GNL compite con el gas de tuberías en los mercados norteamericanos y europeos, creando competencia de precios para el beneficio de los consumidores, y con otros combustibles fósiles como el petróleo en los mercados asiáticos. Creando con ello una mayor demanda dadas sus características fundamentales, requiriendo con ello que se el mercado mundial requiera de la edificación de nueva infraestructura de licuefacción y regasificación para lograr que su oferta sea la óptima para cubrir la demanda requerida en el ámbito mundial.

IV. GAS NATURAL LICUADO: ALTERNATIVA DE OFERTA ENERGÉTICA PARA LA COSTA OESTE DE MÉXICO, 2003-2008.

En este último capítulo, se mencionará como es que funciona el sistema de generación eléctrica, además de la estructura del mismo, mostrando cual es la capacidad instalada a escala nacional y en el ámbito regional, siendo imprescindible analizar la demanda de energía del sector eléctrico en la Costa Oeste de México en lo que corresponde a combustóleo y diesel, debido a que es el sector que tiene la mayor probabilidad de sustituir el combustible utilizado en sus plantas por gas natural, por otro lado, se abordará el tema respectivo a los permisos aprobados y los proyectos existentes de Gas Natural Licuado a escala nacional, finalizando con una propuesta de precios de GNL en la Costa Oeste de México y con la elaboración de dos tipos de escenarios, correspondientes a la infraestructura, y a la demanda de éste, además de que se analizarán los precios de este energético (GNL) en comparativa con los precios del gas natural, en el período que va del 2003 al 2008.

4.1 CENTRALES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE LA CFE

Para la mejor comprensión de este apartado, es prioritario mencionar que el sistema de generación eléctrica funciona a través de unidades de generación de diferente tecnología, cuyo objetivo principal es el de aumentar la eficiencia y disponibilidad de las plantas y el de disminuir las pérdidas en la red de transmisión y distribución. Con todo lo anterior, el sistema interconectado nacional se fortalece, permitiendo con ello economías de escala, debido a la utilización de unidades generadoras de gran capacidad que comparten su reserva en casos de emergencia, obteniendo así, ahorros importantes en potencia.

Ahora bien, este sistema se compone por el sector público y el sector privado, el cual se resume en el siguiente diagrama:

Estructura del Sistema de Generación Eléctrica

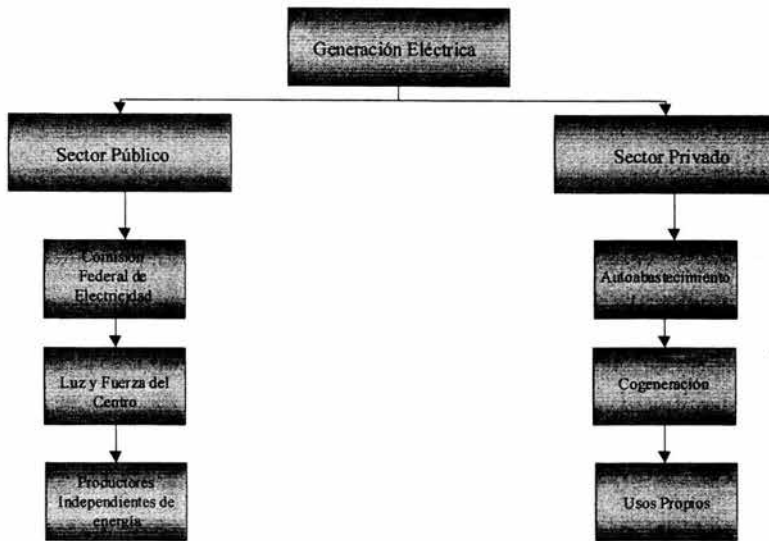


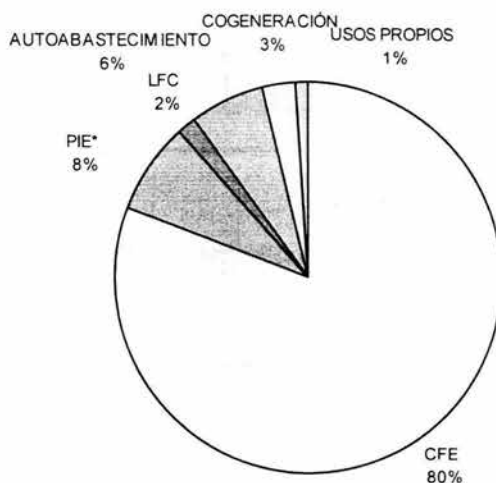
Diagrama 1

Fuente: Elaboración Propia, con base en información de CFE y CRE.

Ahora bien, en Diciembre del año 2002 la capacidad efectiva de energía eléctrica en México ascendió a 45,674 MW, 7.6% por arriba a la registrada en el año 2001. De los cuales la Comisión Federal de Electricidad, hizo la aportación más relevante, pues la cifra aportada fue de 80.7% en el ámbito nacional, por otro lado, la Compañía Luz y Fuerza del Centro se ubicó en 1.8%, a los PIE's les correspondió

7.6%, el rubro de autoabastecimiento aportó 6.1%, la parte de cogeneración se ubicó en 2.6% y el resto concerniente a usos propios fue de 1.2%.

Capacidad efectiva de generación en México, 2002 (45,674 MW)



Gráfica 9

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico, 2003-2012

*/ Considera la capacidad efectiva neta contratada por CFE

Actualmente existen diferentes modificaciones y adiciones de capacidad como se muestra en el siguiente cuadro:

Adiciones y Modificaciones de capacidad 2002
cuadro 29

Central	Capacidad MW	Tecnología	Unidad número	Ubicación
Productoras Independientes	2,031			
Río Bravo II	495	CC	1	Tamaulipas
Manterrey III	440	CC	1	Nuevo León
Bejico	592	CC	1	Queretaro
Altamira II	495	CC	1	Tamaulipas
Recursos Propios	510			
Valle de México	249	TG/CC	5,6 Y 7	México
El Encino	131	TG	4	Chihuahua
El Saiz	129	TG/CC	6	Queretaro
Hol Box	1	CI	6	Quintana Roo
Modificaciones de Capacidad	118			
Felipe Carrillo Puerto	8	CC	4 Y 5	Yucatán
Tepazolco	11	HID	1 Y 2	Puebla
Tula	107	CC	6	Hidalgo
Humeros	5	GEO	5	Puebla
Hermosillo (PIE)	9	CC	1	Sonora

CC = Ciclo Combinado

TG = Turbogas

CI = Combustión Interna

HID = Hidráulica

GEO = Geotérmica

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2003-2012

El servicio Público de Energía Eléctrica, contabilizó un total de 181 centrales, las cuales ya consideran adiciones, modificaciones y retiros, las cuales contaron con 593 unidades, cuya correspondencia tecnológica es de 43% de las centrales son hidroeléctricas, 10% son ciclos combinados, 5 % son centrales geotérmicas y eólicas, y 42% le corresponde a otras térmicas.

El SEN se divide en nueve áreas operativas, de las que seis de ellas comparten recursos de capacidad para establecer una operación más económica y confiable del

sistema interconectado. Se contempla interconectar el área Noroeste con el resto del sistema en el 2004⁵⁶.

Las áreas de la península de baja California permanecerán como sistemas aislados, debido a que en la actualidad no se ha justificado técnica y económicamente la interconexión con el resto del sistema.

Bajo el contexto de la entrada en operación y las modificaciones efectuadas en lo referente a la capacidad en el año 2002, la capacidad efectiva del servicio público se ubicó en 41,177 MW, de los que le correspondieron 8.5% a centrales de productor independiente y 8.76% de las adiciones de potencia pertenecientes a los proyectos privados.

Se puede inferir que la capacidad instalada ha crecido en un 4.3% en los últimos diez años, donde el parque de generación ha tenido cambios significativos.

Capacidad Efectiva del Servicio Público por tipo de Central (MW)
Cuadro 30

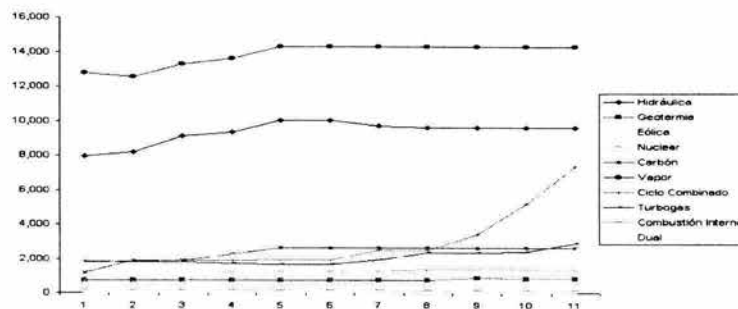
Año	Fuentes Alternas					Hidrocarburos					Total*
	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Nuclear	Carbón	Vapor	Ciclo Combinado	Turbo gas	Combustión Interna	Dual	
1992	7,932	730	-	675	1,200	12,787	1,818	1,777	149	1,430	21,088
1993	8,171	740	-	675	1,900	12,574	1,818	1,777	149	2,100	25,204
1994	9,121	753	2	675	1,900	13,274	1,808	1,777	149	2,100	26,649
1995	9,329	753	2	1,309	2,250	13,594	1,890	1,682	128	2,100	33,037
1996	10,034	764	2	1,309	2,600	14,293	1,912	1,675	121	2,100	36,752
1997	10,034	750	2	1,309	2,600	14,282	1,942	1,675	121	2,100	34,815
1998	9,700	750	2	1,309	2,600	14,282	2,463	1,729	120	2,100	35,353
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	35,666
2000	9,619	853	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,380	116	2,100	36,697
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	3,188	2,381	143	2,100	36,519
2002	9,638	843	2	1,365	1,600	14,283	2,343	2,890	144	2,100	41,377

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2003-2012.

*/ incluye Productores Independientes de Energía (PIE's)

⁵⁶ Actualmente esta área opera independientemente por razones de estabilidad, aunque existen enlaces con las áreas Norte y Occidental.

Capacidad efectiva del servicio público por tipo de central (MW)



Gráfica 10

Fuente: Elaboración Propia, con base en información de la Prospectiva del sector eléctrico 2003-2012

La capacidad de centrales térmicas convencionales continua siendo mayoritaria correspondiéndole del total 34.7%, aunque han venido disminuyendo su participación, debido a que en 1992 aportaban 47.2%, más de diez puntos porcentuales menos. Además existe un ascenso en las centrales de ciclo combinado ya que fluctuó de 6.7% en 1992 a 17.8% en el año 2002. De forma opuesta se encuentran las centrales hidroeléctricas, que se ubicaron en 29.3% al comienzo del período y actualmente se encuentran con una participación de 23.3%, lo que hace referencia que la estrategia de expansión durante la década de los 90's y en éstos últimos años fue basada primordialmente en la nueva tecnología que utiliza turbinas de gas para centrales de ciclo combinado.

Ahora bien, en lo que respecta a la capacidad de generación por región estadística, podemos decir que, en la región Sur-Sureste se localiza la más grande infraestructura de generación eléctrica a escala nacional, en el año 2002 presentó 34.3% de la capacidad instalada. Pero, aun no alcanza los niveles de los últimos años. En esta zona se encuentran los más grandes desarrollos de fuentes primarias de energía (hidráulicas y eólicas), que a la par representan 57.2% de los recursos renovables del país.

Esta es la única zona que cuenta con diversificación de combustibles para generación de energía, debido a que en esa parte se ubica la única nucleoelectrica y las centrales duales del país. Durante el mes de mayo del año 2003 comenzaron en operación comercial las unidades III y IV de la central de ciclo combinado de Tuxpan con una capacidad efectiva de 1,005 MW. Es menester hacer mención que estos proyectos se construyeron bajo el esquema de productor independiente de energía (PIE's).

Por todo lo anterior, podemos decir que, los tres estados de la República Mexicana con mayor relevancia en lo que respecta a la infraestructura eléctrica en esta región son: Veracruz, Chiapas y Guerrero, debido a que aportan 87% a la infraestructura eléctrica regional, y 30% a la capacidad instalada nacional.

La segunda zona importante respecto a la capacidad instalada es la región Noreste. Es la única que ha mostrado aumentos en la capacidad de generación desde la década de los 90's hasta la actualidad, al pasar de una participación de 19.6% en el año 1992 a 24.3% en el 2002. En este último año, la infraestructura de dicha zona se fortaleció con la participación de nuevos proyectos de particulares, la cual asciende a 1,439 MW de las centrales de ciclo combinado (CC) de Río Bravo II, Altamira II y Monterrey III.

Aunado a lo anterior, en el 2003 fueron puestas en operación comercial las centrales eléctricas de ciclo combinado Chihuahua III y las unidades III y IV del complejo de Altamira que en forma conjunta tienen una capacidad de 1,332 MW.

Con esta capacidad agregada, esta región ha tenido su máximo desarrollo con instalaciones eléctricas de ciclo combinado, seguidas por las centrales carboeléctricas del país. Por entidad Coahuila tiene la más elevada participación regional con 30% durante el año 2002.

En lo que respecta a la región Noroeste, esta concentra la gran parte de los recursos de las centrales geotérmicas del país (86.6% del total de esta fuente energética), sin embargo en el 2002 las centrales térmicas convencionales fueron las que se colocaron con la más grande participación obteniendo un 46.7% del total.

Además que en el año 2003 comenzaron a operar comercialmente las centrales Naco-Nogales y Rosarito X y XI las cuales conjuntamente abarcaran una capacidad de 773 MW adicionales.

Aunando a estas centrales la de Hermosillo que entró en operación en el 2001, son proyectos que corresponden a productores independientes de energía, los cuales refuerzan la infraestructura de la zona, además esta se ve favorecida por la instalación de gasoductos que les posibilitan contar con un combustible principal de operación.

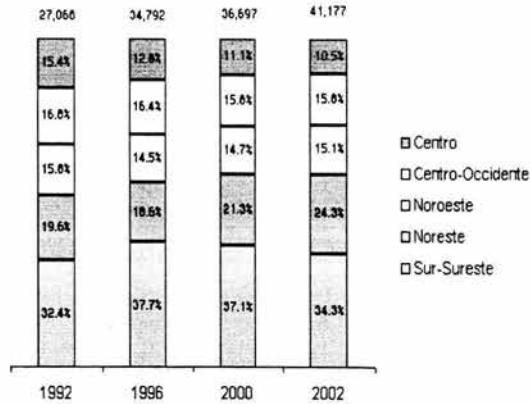
El estado de Baja California es el que tiene la capacidad instalada de energía eléctrica más grande de toda la región, esta participación en el 2002 fue de 35%, y en segundo lugar se ubica el estado de Sonora obteniendo el 30% de participación.

A finales del 2002 la región Centro-Occidente tuvo 6,520 MW instalados, 12.3% por arriba del 2001, obteniendo una participación de 15.8% de la capacidad en el ámbito nacional. En esta región se localiza el mayor número de centrales térmicas convencionales, o sea 24.3%, lo que sería una cuarta parte del total de estas centrales.

La energía hidráulica tiene una gran importancia en el ámbito local, la cual participó con un 28.8% de la capacidad instalada, siendo muy importante el embalse de la central de Aguamilpa Solidaridad con 960 MW, ubicándose esta en el cuarto lugar en importancia a escala nacional. Por último la central geotérmica Los Azufres con 88 MW amplía el parque de generación con fuentes primarias.

Es menester mencionar que, esta región presenta dos estados sin infraestructura de potencia instalada, los cuales son: Aguascalientes y Zacatecas. En el lado opuesto se localiza Colima con el más elevado desarrollo de capacidad instalada, representando el 29% del total de la región.

Evolución de la capacidad efectiva por región estadística (MW)



Gráfica 11

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2003-2012

Por otro lado, en la región Centro los usuarios reciben atención por parte de las dos compañías suministradoras, Luz y Fuerza del Centro y la Comisión Federal de Electricidad, esta zona tiene como característica principal la importación de energía de los estados contiguos, ya que sólo participa con 10% de la capacidad nacional, y adicionalmente a ésta, los estados de Morelos y Tlaxcala, no poseen infraestructura de potencia instalada.

Además de que en esta región se localiza la zona metropolitana de la Ciudad de México, la cual se considera ambientalmente riesgosa, por lo cual las centrales de vapor están sustituyendo de forma paulatina el combustóleo y el diesel por gas natural, que es menos contaminante y más seguro, como en la reciente repotenciación de la central Valle de México.

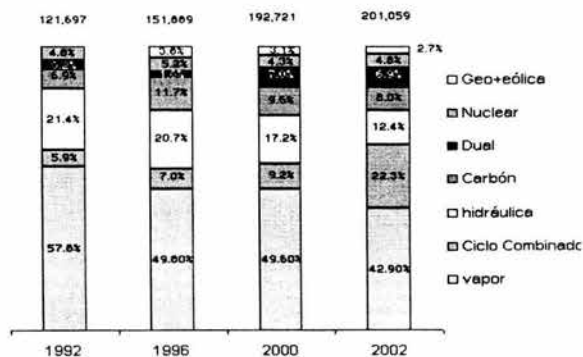
En contraparte de las otras regiones, el desarrollo de la potencia instalada se efectúa con recursos presupuestales y consiste principalmente en ampliación y conversión de las unidades existentes como las realizadas en el año 2002. En esta el estado de Hidalgo aportó más de la mitad de la capacidad instalada.

Es de suma importancia, hacer hincapié en que la Industria eléctrica nacional fortalece su infraestructura para brindar una oferta de energía eléctrica óptima, de alta calidad y a precios competitivos. Sin embargo, la demanda de electricidad para el año 2002 creció de forma moderada (1.9%), esto tuvo su origen en la desaceleración general de la producción en México para ese año, y que se enfatizó de mayor forma en el sector manufacturero intensivo en el uso de electricidad como resultado de la baja actividad industrial.

Debido a lo anterior, la industria eléctrica tuvo un incremento de 2.0% en su generación bruta, al pasar de 197,106 GWh en el año 2001 a 201,059 GWh en el 2002. En los últimos 10 años el crecimiento promedio anual fue de 5.1% por arriba en casi un punto porcentual respecto a la capacidad instalada nacional.

En esta etapa las centrales de vapor convencionales decrecieron de manera relevante su participación en la energía producida por el Sistema Eléctrico Nacional, al disminuir, pasando de 57.8% a 42.9%, en tanto que la participación de las centrales de ciclo combinado estuvo muy por arriba, pues evolucionó de 5.9% a 22.3%, por otro lado la generación hidroeléctrica redujo su participación, pasando de 21.4% a 12.4%.

Generación bruta por tipo de planta (GWh)

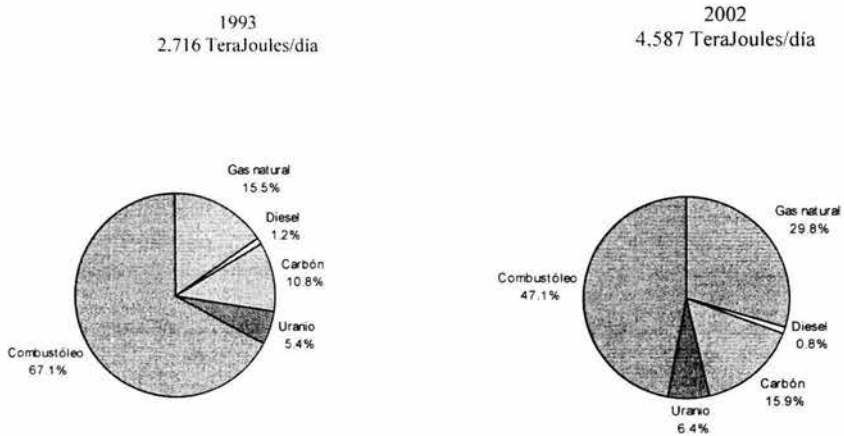


Fuente: Elaborado con información de la CFE

Las centrales duales que queman combustóleo o carbón para generar electricidad, comenzaron su actividad comercial en el año de 1993 y muestran una participación en ascenso hasta últimas fechas; las centrales carboeléctricas redujeron su aportación en la generación eléctrica a partir de 1996, la cual pasó de 11.7% a 8.0% en el año 2002; la participación de la generación nuclear aumenta de forma moderada, en tanto que la geotermia y la eoloelectricidad observan un comportamiento casi nulo respecto del total.

La política energética nacional durante los últimos años, ha establecido que la mayor parte del aumento en la capacidad de generación sea con base en ciclos combinados, ya que usan un combustible limpio y muestran características atractivas sobre su costo de inversión, plazos de construcción pequeños y eficiencia térmica elevada.

Debido a lo antes mencionado, el gas natural ha tenido una participación preponderante a partir de la última década, la cual casi se duplicó en estos años y tuvo un crecimiento promedio anual de 12.6% (tomando como base el año de 1992). El decremento en el consumo de combustóleo tiene sus orígenes en el consumo de gas natural en las centrales térmicas existentes (para aplicar la normatividad ambiental) y al aumento de la capacidad instalada con ciclos combinados y plantas duales, las cuales consumen carbón.

SEN: generación bruta por tipo de planta (GWh)

Gráfica 13

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico, 2003-2012

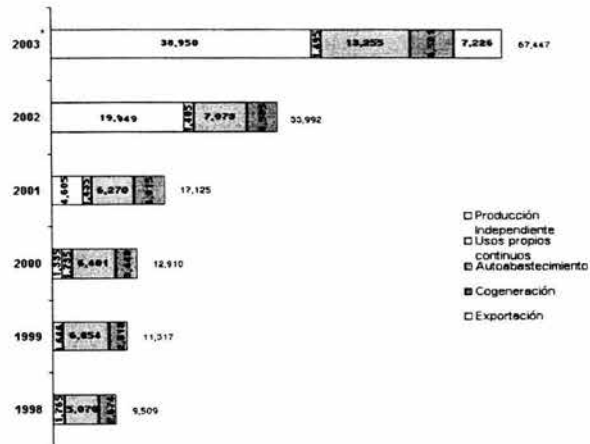
Por otro lado, es oportuno mencionar que, la generación de energía eléctrica del servicio público se complementa por productores externos de energía y por la generación autoabastecida (autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos y pequeña producción), de manera que a finales del 2002 se contó con una producción a escala nacional de 213,617 GWh.

De este total, las compañías suministradoras obtuvieron 83.6%, los PIE's 10.6% y el autoabastecimiento aportó el restante que fue de 5.8% respecto del total. En lo referente a la energía eléctrica generada con centrales en operación de las particulares, la CRE reportó a finales del 2002 una producción de 33,992 GWh, la

cual equivale al doble de la obtenida en el año anterior (17,125 GWh), representando la mitad de la producción que se prevé para el año 2003.

La generación distribuida basada en diesel en proyectos privados es una tendencia que se presentó en mayor medida durante el último bimestre del 2002, en la que la CRE autorizó 19 permisos pequeños de generación de energía eléctrica, cuya capacidad promedio fue de 1.5 ó 2.0 MW, y que en su mayoría corresponden a grandes cadenas comerciales en lo referente al autoabastecimiento. La principal motivación de estos particulares por este tipo de proyectos, fue la operación de estas plantas en las horas pico de la máxima demanda, a reserva que los grandes proyectos se encuentran en espera de lo que suceda con la reforma estructural del sector eléctrico.

Generación de energía eléctrica por modalidad (GWh)



Gráfica 14

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico, 2003-2012

*/ Dato estimado por la CRE. La información reportada no contabiliza la energía producida en las pruebas de arranque de las centrales.

No obstante, en febrero del 2003, se inauguró el más grande proyecto de cogeneración, el cual se le otorgó a Tractebel, cuya capacidad fue de 245 MW, esta suministrará electricidad a 38 instalaciones de clientes a diferentes compañías como Vitro, Imsa y Cementos Apasco, los cuales tenían contratado el servicio con la CFE. Este esquema de participación privada cuenta con un acuerdo de suministro de gas natural con PGPB por un lapso de quince años y con convenios de interconexión, respaldo y porteo eléctrico con la Comisión Federal de Electricidad.

No está por demás decir que, en el diseño y ampliación de la red de transmisión son contempladas la magnitud y dispersión geográfica de las cargas, así como la ubicación de las centrales generadoras. La capacidad máxima transportada por un enlace depende del límite térmico de los conductores; el límite de voltaje permitido en los extremos del enlace; del margen de seguridad que contribuya a preservar la integridad y la estabilidad del sistema ante una desconexión no prevista de una unidad generadora o de una línea. Esto ocasiona la restricción con más frecuencia la potencia máxima entre los enlaces de la red.

La transportación de energía eléctrica a grandes distancias en redes de alta tensión, desde las plantas de generación hasta los centros de consumo, se constituye fundamentalmente por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos eléctricos. En algunas partes del país los centros de generación y de consumo de electricidad se localizan muy lejos entre sí, por esta causa se interconectan paulatinamente a medida que los proyectos resultan rentables de forma económica y técnica.

Además, para que la red de transmisión tenga más confiabilidad y para el fortalecimiento de la infraestructura de energía eléctrica, en el lapso que va del año 1993 al 2002 el Sistema eléctrico nacional incrementó en más de una cuarta parte los kilómetros de líneas de transmisión, ya que su evolución fue de 545,943 km a 689,928 km en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV.

De la cifra total en el 2002, 96% corresponde a la CFE y 4% son propiedad de LFC, organismo que atiende a la zona más densa poblada de la República Mexicana.

La participación por niveles de tensión es la siguiente: 6% pertenece a las líneas de transmisión (150-400 kv), 7% a líneas de subtransmisión (69-138 kv), 53% en líneas de distribución (2.4-60kv), en líneas de baja tensión se registró una participación de 33% y las subterráneas tuvieron la participación mínima de 1%.

En subestaciones y transformadores se cuenta con una capacidad instalada de 209,584 MVA, la cual se incrementó 6.0% respecto al 2002. De este total 119,707 MVA a distribución de CFE (con una variación anual de 5.4% y 7.2% respectivamente); así como 25,801 MVA que pertenece a subestaciones de LFC (las cuales se incrementaron 6.0% con respecto al año 2001).

La estructura general de la red de transmisión del SEN se conforma de la manera siguiente:

□ Red de transmisión troncal.- Ésta se integra por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de alta tensión (230 y 400 kV) contando con 38,561 km. Estas movilizan grandes cantidades de energía entre regiones aisladas, y se alimentan a través de las centrales generadoras, abasteciendo las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.

□ Redes de subtransmisión.- Éstas son de cobertura regional y utilizan altas tensiones de transformación (69 a 161 kV) y les corresponde 48,075 km.. Proveen energía a redes de distribución en media tensión y cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión.

□ Redes de distribución de media tensión.- Suministran la energía de 2.4 a 60 kV en las zonas relativamente pequeñas; la longitud acumulada de estas líneas es de 572,799 km. Abastecen las redes de distribución de baja tensión y media tensión de distribución.

□ Red de LFC.- Cuenta con una longitud de 30,493 km en niveles de tensión de 6.6 a 400 kV. En lo referente a las redes de distribución de baja tensión suministran energía en 220 ó 240 volts entre fases. En conjunto alimentan cargas de 5.6 millones de clientes que representan el 20% aproximadamente del consumo nacional de energía.

Debido a su estructura longitudinal y poco mallada, así como a la gran cobertura de la red, la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones del sistema depende de las condiciones prevaletientes de la demanda y de la capacidad de generación disponible. La potencia máxima de transmisión de un enlace, depende de algunos factores como lo son: el límite térmico de los conductores, el límite aceptable del voltaje en los extremos del enlace, y además del límite que permita la preservación de la integridad y la estabilidad del sistema ante la desconexión imprevista de una unidad generadora o de una línea de transmisión.

Ahora bien, dado todo lo anterior, es imprescindible mostrar las principales centrales en operación de la CFE en la costa oeste de México, la cual abarca los estados de Sonora, Sinaloa, Baja California, Baja California Sur, Nayarit, Colima, Jalisco y Michoacán.

Datos Técnicos de las Principales Centrales en Operación En la Costa Oeste de México
Cuadro 31

Nº	Central	Municipio	Estado	Tipo	Núm. De Unidades	Capacidad (MW)	Generación (GWh)	Factor de Planta %
Total					97	9220	37071	48.77
10	Fab. Elías Galles	Soyogo	Sonora	Hidroeléctrica	2	135	203	18.8
11	Prof. R.J. Mañón (Comodoro)	Coahuila	Sonora	Hidroeléctrica	2	100	137	14.5
12	Iturbide	San José de Leyva	Sonora	Hidroeléctrica	2	95	167	17.7
14	L. Donato Calles (Estado)	Chimela	Sonora	Hidroeléctrica	2	623	484	43.3
16	Francisco Ibarra	Pinole	Sonora	Vapor	4	633	2300	36.5
19	C. Rodríguez R. (Guaymas)	Pinole	Sonora	Vapor	4	60	210	23.0
22	1. Barro I. (Mazatlán II)	Mazatlán	Sonora	Vapor	2	60	230	28.3
27	Fab. Juárez (Donato)	Ensenada	Baja California	Vapor (CC)	11	130	212	16.3
30	J. Díaz Balcázar (Empedrado II)	Alamos	Sonora	Vapor	2	50	695	41.9
40	Guaymas	Mazatlán	Baja California	Gasolina	13	70	470	14.3
42	Agua Prieta	San Carlos	COC	Gasolina	3	100	41	3.9
51	Paula Posada	La Paz	BCS	Vapor	3	133	263	21.3
53	El de Sotomayor	La Paz	Sonora	Hidroeléctrica	1	9	20	2.2
58	Iturbide	Dahab	Sonora	Hidroeléctrica	2	70	100	11.1
64	Iturbide (PE)	Ensenada (PE)	Sonora	C. Combustible	2	230	230	9
65	Tres Virreyes	San Felipe	BCS	Gasolina	2	30	23	7.6
8	J. M. Mirón (Tijuana)	L. Carlsberg	Michoacán	Gasolina	4	205	180	13.9
11	Agua Prieta	Tijuana	Baja California	Hidroeléctrica	2	300	140	11.3
15	Agua Prieta	Zaragoza	Jalisco	Hidroeléctrica	2	24	23	11.4
26	Mazatlán II	Mazatlán	Colima	Vapor	2	70	305	21.1
30	M. Álvarez M. (Mazatlán)	Mazatlán	Colima	Vapor	4	200	240	12.0
32	Amalita	CA. Hidalgo	Michoacán	Gasolina	11	30	20	6.7
34	Capatzen	Uruapan	Michoacán	Hidroeléctrica	2	22	30	9
37	Cobos	Guaymas	Michoacán	Hidroeléctrica	2	12	200	40
41	M.M. Tizapán (Sta. Rosa)	Amalita	Jalisco	Gasolina	2	30	100	33
71	Iturbide	Tonalá	Jalisco	Hidroeléctrica	4	3	0	0

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2003-2012

Como se observa en el cuadro anterior, el estado de Sonora cuenta con tres unidades hidroeléctricas, cuya generación es de 223 GWh, con un factor de planta de 18.8 %, además de que existen 8 unidades de vapor, cuya generación total de éstas es de 5,609 GWh, obteniendo con ello un factor de planta de 113.8%, aunado a esto, cuenta con una unidad de Ciclo Combinado (PIE), la cual tiene una generación de 1,209 GWh, obteniendo con ello un factor de planta de 58%; por tanto este estado cuenta con un factor de planta total de 194.1 %.

Por otro lado, el estado de Sinaloa cuenta con 11 unidades hidroeléctricas, a las cuales les corresponde una generación de 1,091 GWh en total, obteniendo con ello un factor de planta de 101.6%, además que existen dos unidades de vapor las cuales tienen una capacidad de 5,281 GWh y un factor de planta de 124.2%; con lo cual podemos decir que este estado cuenta con un factor de planta total de 225.8%.

En lo que respecta al estado de Baja California Sur, cuenta con tres unidades de combustión interna, con una generación de 471 GWh y con un factor de planta de 51.6%, por otro lado existen 3 unidades de vapor, con una generación de 622 GWh y un factor de planta de 63.1%, además de que tiene 2 unidades geotérmicas, con una generación de 22 GWh y con un factor de 25.6%, por tanto este estado tiene un total de 140.3% en lo referente al factor de planta.

Además, el estado de Baja California, cuenta con 11 unidades de Vapor/TG/CC, cuya generación es de 2,137 GWh, con un factor de planta de 18.4%, por otro lado, existen 13 unidades geotérmicas, cuya generación es de 4,930GWh y un factor de planta de 78.2% , haciendo un total de 96.6% en lo que respecta al factor de planta.

Por otro lado, el estado de Michoacán cuenta con 8 unidades hidroeléctricas, cuya generación en GWh es de 3377.95, obteniendo un factor de planta de 151.1%, aunado a esto cuenta con 11 unidades geotérmicas las cuales generan 299 GWh, obteniendo un factor de planta de 38.9%; por lo cual el total en el factor de planta para este estado se ubica en 190%.

En lo que respecta al estado de Nayarit, cuenta con 3 unidades hidroeléctricas, cuya generación es de 1468 GWh y un factor de planta de 17.7%.

En lo que respecta al estado de Jalisco, cuenta con 8 centrales hidroeléctricas, a las cuales les corresponde 454 GWh de generación y un total de 55.5% en lo referente al factor de planta.

Por último, tenemos al estado de Colima con 6 centrales de vapor, que cuenta con una generación de 11,484 GWh y un factor de planta de 143.5%.

Dado todo lo anterior, concluimos que estos 8 estados de la república, contribuyen con un total de 97 unidades de distintos tipos (hidroeléctricas, Vapor, Vapor/TG/CC, Geotérmicas, Combustión Interna y Ciclo combinado), respecto del total nacional, el cual se ubica en 594 unidades; además de que con relación a la capacidad participa con 9,220 MW y el total nacional se encuentra en 41,177 MW, por otro lado, la generación, se ubican estos en 37,071 GW, comparado con el total nacional, que es de 201,059; y por último es importante resaltar que el factor de planta nacional es de 55.7%, de lo que a estos estados les corresponde un factor de planta de 40.77%.

Falta página

N° 129

ligero decremento en estos sectores, excepto en el sector petrolero que en el 2002, tuvo un ligero repunte.

Por otro lado, en lo que respecta a la demanda de diesel tenemos la siguiente evolución:

Demanda interna de Diesel por región, 1995-2002
(miles de barriles diarios)

Cuadro 33

Región	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Total	239.5	256.1	275.2	288.5	286.2	295.9	288.3	284.4
Noroeste	37.3	38.1	41.0	43.7	43.0	43.5	43.0	40.7
Noreste	51.0	55.2	60.0	62.4	59.8	62.6	59.4	58.2
Centro-Occidental	54.7	58.5	61.2	65.4	67.1	69.3	68.1	68.4
Centro	46.9	49.3	52.2	54.1	56.5	58.0	57.8	59.1
Sur-Sureste	51.5	54.0	58.8	62.8	59.7	62.1	60.1	57.3

Fuente: *Prospectiva de petrolíferos 2003-2012*

Como podemos observar (cuadro 33) el comportamiento de las regiones en el período que va de 1995 al 2000 en cuanto a la demanda se refiere, fue primordialmente a la alza, a diferencia de los años 2001 y 2002, en los que las regiones Noroeste, Noreste y Sur-Sureste tuvieron un leve decremento en el consumo de diesel, y las regiones Centro-Occidente y Centro, tuvieron una ligera recuperación en la demanda en el 2002 respecto al 2001.

Además en lo que se refiere a las ventas totales, existió una ligera baja en el 2002 pues se colocó en 284.4 mbd, a diferencia del 2001 pues la cantidad demandada fue de 288.3 mbd, existiendo una diferencia de -3.9 mbd del último año respecto al anterior.

4.2.1 COMBUSTÓLEO

Comenzaremos describiendo que el combustóleo es un combustible elaborado a partir de productos residuales obtenidos de procesos de refinación del petróleo crudo. Es un aceite altamente viscoso, empleado principalmente en combustión industrial para lo cual requiere un buen precalentamiento. También se emplea en plantas de generación de energía eléctrica.

En lo que respecta a la demanda de éste en la zona de estudio hasta en año 2002 existió un consumo total en esta región de 137.5 mbd (miles de barriles diarios), el cual tiene una equivalencia de 857.8 MMBTU. Ahora bien el comportamiento de este energético ha sido el siguiente:

Demanda de Combustóleo en la Costa Oeste de México, 1995-2002
(MBD)
Cuadro 34

ESTADO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Baja California Sur	3.7	4.4	4.7	4.3	4.5	4.3	4.5	4.7
Baja California	14.7	15.7	13.4	12.1	14.6	12.6	11.7	6.2
Sonora	29.7	33.2	33.5	34.5	33.6	33.1	31.0	29.8
Sinaloa	22.2	23.7	23.3	25.4	25.6	26.3	26.2	25.8
Colima	24.4	33.3	41.8	52.3	47.5	52.8	34.6	30.5
Jalisco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Michoacán	29.3	16.1	23.7	24.4	30.4	27.8	42.5	18.9
Nayarit	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COSTA OESTE	124.0	128.5	150.2	182.9	176.2	187.5	170.7	135.7

Fuente: Secretaría de Energía (SENER)



Gráfica 15

Fuente Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

De acuerdo a los datos (gráfica 15), el Combustóleo en el año 2002 tuvo uno de sus más elevados comportamientos pues se colocó en 187 mbd, en comparación con el año de 1995 (124.0 mbd), pero en los años 2001 y 2002 decreció la utilización de este tipo de energético, pues en estos años se colocó en 170.7 y 135.7 mbd respectivamente, esto se debió a diferentes motivos, uno de ellos ha sido que en el sector eléctrico se ha sustituido por gas natural, además de que ha existido una diversificación en el tipo de tecnologías utilizadas para la generación de electricidad, tales como hidroeléctrica, termoeléctrica, ciclo combinado y geotermia.

Podemos decir entonces que, el consumo de Combustóleo ha mostrado un crecimiento relativo hasta el año 2000, posteriormente su tendencia ha sido a la baja, debido a las normas ambientales existentes, por lo cual, se ha tenido que sustituir por gas natural, además que la existencia de nueva tecnología ha sido utilizada para la generación de energía eléctrica, permitiendo éstas un ahorro económico importante y menores niveles de contaminación ambiental donde se instalan las centrales eléctricas.

Es importante mencionar, que este tipo de combustible ha sido utilizado en equipos con turbinas de vapor y de combustión interna, en algunos casos se combina con bagazo de caña en los ingenios azucareros, además de que se consume en algunas ramas industriales, tales como la química básica (Michoacán), papel y cartón (Jalisco) e industrias básicas de hierro y acero, entre otras. Por otro lado, es menester mencionar que en menor medida los estados de Sonora y Sinaloa utilizan este energético, para las ramas industriales del azúcar y la minería.

Respecto a la actividad industrial, esta tendencia a la baja se debió como ya mencionamos a la sustitución de tecnologías más limpias demandando así, la mayor participación del gas natural, por tanto las industrias que más demandaron combustóleo en esta región de estudio fueron la industria cementera, y la industria de la celulosa y el papel, siendo esta última una de las principales demandantes de este energético. Además en lo que respecta al sector transporte sólo se utilizó una pequeña porción de este combustible en el transporte marítimo para la satisfacción de embarcaciones primordialmente; por último, podemos decir que en el sector petrolero, tuvo una tendencia a la baja igual que en los sectores antes mencionados.

Por tanto, los estados que más demanda de combustóleo obtuvieron por orden de importancia en el año 2002 (eléctrico, industrial, petróleo y transporte): Colima, con 50.5 mbd, en segundo lugar, Sonora con 29.6 mbd y en tercer lugar Sinaloa con 25.8 mbd, siendo su comportamiento en este año con tendencia a la baja, ya que en el 2001, reportaron 54.6, 31.0 y 26.2 mbd respectivamente.

4.2.2 DIESEL

Es importante mencionar que, el combustible diesel es una mezcla compleja de hidrocarburos compuesta principalmente de parafinas y aromáticos, con un contenido de oleofina que alcanza solamente a un pequeño porcentaje por volumen.

Ahora bien, la demanda de diesel proviene principalmente del sector transporte, donde es utilizado primordialmente por vehículos pesados, de carga, pasajeros, en operaciones aeroportuarias, barcos y ferrocarriles. Además la energía generada por este combustible tiene múltiples utilidades, es decir, contribuye a un gran número de actividades económicas, como la agricultura, la construcción, la minería, la explotación petrolera y la generación de energía eléctrica.

Es menester mencionar que, la demanda de este energético, al igual que otros combustibles ha propiciado una mejora constante en la calidad del mismo, esto ha tenido que ser, dado a las condiciones de mejoramiento de la calidad del aire.

Por todo lo anterior, tenemos que la demanda de éste hasta el 2002 fue de 69.8 mbd, la cual equivale a 408.7 MMBTU, por tanto tenemos que el comportamiento de este energético en la Costa Oeste de México ha sido el siguiente:

Demanda de Diesel en la Costa Oeste de México, 1995-2002

(MBD)

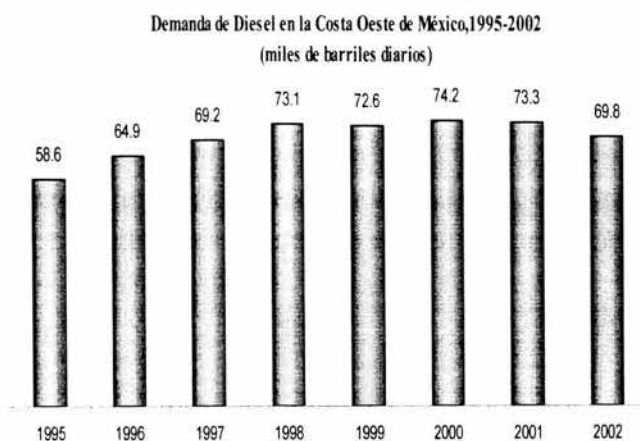
Cuadro 35

ESTADO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Baja California Sur	2.0	2.1	2.0	3.3	3.7	4.2	4.0	3.6
Baja California	7.3	8.8	9.6	10.0	10.3	10.4	10.5	9.4
Sonora	11.8	13.1	13.7	13.3	12.6	13.1	12.6	11.6
Sinaloa	14.2	15.1	15.7	16.9	16.4	16.2	15.9	14.9
Colima	2.6	2.9	3.1	3.4	3.5	3.1	3.0	3.3
Jalisco	13.1	15.0	16.4	17.7	18.4	18.6	18.3	18.8
Michoacán	6.6	6.8	7.3	7.5	7.3	8.0	8.2	8.0
Nayarit	1.0	1.1	1.3	0.8	0.4	0.6	0.6	0.7
COSTA OESTE	58.6	64.9	69.2	73.1	72.6	74.2	73.3	69.8

Fuente: Secretaría de Energía. (SENER).

Podemos decir que la evolución de este energético a partir de 1996 fue en aumento hasta el año 2000, colocándose así en 64.9 y 74.2 miles de barriles diarios respectivamente, y en los años posteriores ha ido en detrimento, pues se ha colocado en 73.3 y 69.8 mbd, por tanto, tenemos que en lo que respecta al sector eléctrico en el año 2002, el mayor consumo de diesel se efectuó en las unidades de turbogas, las cuales utilizan gas natural o diesel de forma alternativa, además de que los PIE's se han ido anexando al consumo de este combustible, por lo cual a partir del 2001 el PIE Hermosillo, se unió a la utilización del mismo, pero por otro lado, la utilización de este ha ido en decremento, dadas las restricciones ambientales que se han llevado a cabo, quedando así otros combustibles como fuentes alternas, como lo es el gas natural.

Este tipo de combustible, es uno de los más utilizados, pues en lo que respecta al sector eléctrico privado, el diesel se emplea primordialmente en motores de combustión interna, que permiten el suministro de energía eléctrica en horas pico.



Gráfica 16

Fuente: Elaboración propia, con datos de la Secretaría de Energía.

Además, en el sector industrial se consume tanto el diesel desulfurado destinado al impulso de fuentes fijas, como Pemex diesel para los vehículos utilizados en diversas ramas industriales.

La industria de la construcción es la que realizó la mayor demanda de éste, debido a que los vehículos ocupados, tales como las excavadoras, niveladoras, grúas, perforadoras, pavimentadoras, entre otras, lo emplean en sus actividades como energético, y para las cuales no existe sustituto del diesel.

En lo que respecta al sector petrolero, el mayor consumo se le atribuye a PEP (Pemex Exploración y Producción), en donde se utiliza principalmente en sistemas de bombeo y en maquinaria pesada, destinada a la extracción de crudo.

Por último, en el sector transporte el diesel es una fuente de energía fundamental, debido a que la mayor parte de las unidades de este tipo, son automotores pesados, cuyas maquinarias necesitan ser impulsadas por un energético confiable y eficaz para proporcionar la energía requerida a velocidades menores; este combustible es la energía predominante en el transporte público, en camiones de carga, en camiones de limpia, en trenes y en barcos, ya que su funcionalidad lo convierte en un combustible indispensable en este sector, convirtiéndose en el mayor consumidor de diesel.

De acuerdo a lo antes mencionado, los estados que más consumieron diesel en la costa oeste de México en el 2002, en los sectores de consumo por orden de importancia (transporte, industrial, petrolero y eléctrico) son: Jalisco, con 18.8 mbd, seguido de Sinaloa y Sonora con 14.9 y 11.6 mbd respectivamente, observando con ello, que su comportamiento en este último año fue a la baja en los estados de Sinaloa y Sonora, a diferencia del 2001 que obtuvieron (Sinaloa y Sonora) 15.9 y 12.6 mbd, en contraparte el estado de Jalisco, pues en el 2001 tuvo una participación menor (18.5 mbd) respecto del 2002.

4.3 PROYECTOS EXISTENTES DE GAS NATURAL LICUADO COMO ALTERNATIVA DE OFERTA ENERGÉTICA PARA LA COSTA OESTE DE MÉXICO, 2003-2008.

Para México, una de las estrategias principales del sector energético sigue siendo aumentar la producción doméstica debido a la creciente demanda de energéticos, sin embargo, para abastecer la demanda se necesita fomentar fuentes de energía propias, que toman varios años desarrollar, siendo necesaria la existencia de fuentes alternativas e importaciones de energéticos, es decir, desarrollar terminales de gas natural licuado (GNL), para poder abastecer a la demanda actual y futura de México. Además que, algunos países cuyas fuentes de gas natural son insuficientes para satisfacer sus requerimientos, frecuentemente recurren a la importación de GNL como una alternativa de suministro.

Ahora bien, para poder satisfacer la demanda de gas natural de México, es prioritario incrementar la producción de gas natural, por lo que la Secretaría de Energía (SENER) ha considerado la posibilidad de fomentar el desarrollo de proyectos de GNL en México con el objeto de incrementar la oferta de gas natural en el mediano plazo. Algunos de los proyectos en Rosarito, Tijuana y Ensenada Baja California, se han identificado como las localidades más convenientes para instalar la primera planta de almacenamiento con regasificación de GNL en la Costa Oeste de México.

Además de que, las instalaciones de almacenamiento con regasificación permitirán ampliar la base de fuentes de suministro de gas natural, lo que permitirá cubrir la creciente demanda del energético en México. Es menester mencionar que, en estos últimos años la demanda de gas natural en México ha sido impulsada por nuevos proyectos de generación eléctrica, transporte y distribución de gas.

A su vez, estas instalaciones eventualmente permitirán la exportación de gas natural hacia la región del oeste de los Estados Unidos y otros mercados internacionales.

Es importante recalcar que, de no realizarse las inversiones en el sector del gas natural, se pueden tener el riesgo de que las plantas generadoras de electricidad en operación no tengan el combustible necesario.

Actualmente, el gobierno de México está limitado en recursos y no puede realizar las inversiones necesarias en el sector eléctrico y si no se incentivan las inversiones privadas en generación, se puede tener una crisis energética en el sector energético nacional. Además, debido a que México es importador de GNL de Estados Unidos, surge la necesidad de crear proyectos de las plantas GNL, los cuales reducirían la dependencia que la Frontera norte de México tiene en las importaciones de gas natural de los Estados Unidos.

Bajo este contexto, la Comisión Reguladora de Energía durante el 2003, otorgó 3 permisos para la construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de Gas Natural Licuado en el Pacífico Mexicano, cuyas características fundamentales se muestran en el siguiente cuadro.

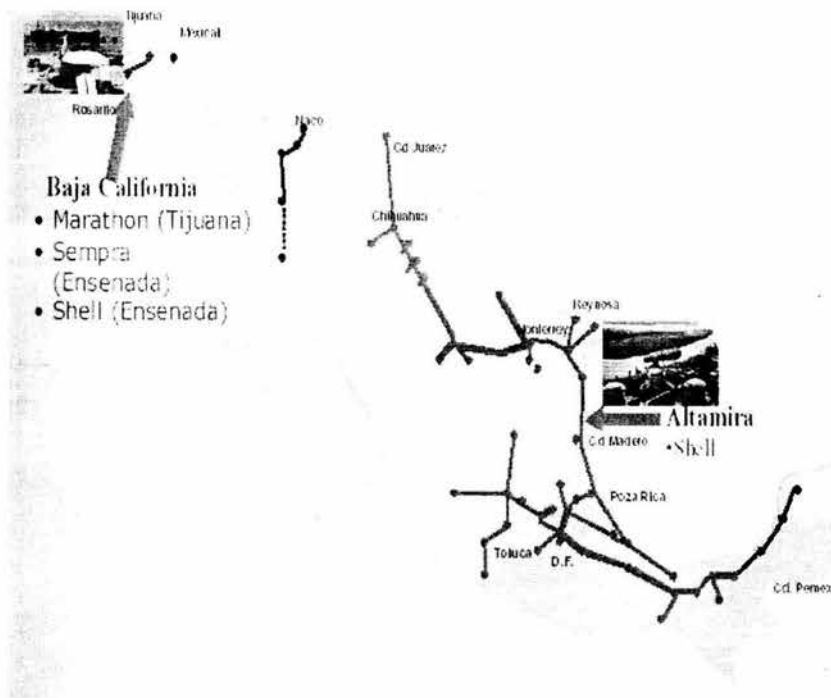
Permisos de almacenamiento de Gas Natural

Cuadro 36

Empresa	Operador	Permiso	Ubicación	Capacidad (MMPCD)	Fecha de Otorgamiento	Fecha estimada de inicio de operación	Inversiones (millones de dolares)	Demanda Estimada (mmpcd)
Gas Natural de Baja California, S. De RL de CV	Marathon	GP136/A1/M03	Tijuana	750	31-04-03	2007	535	850
Terminal LNG de Baja California, S.de R.L.De CV	Marathon	GP136/A1/M03	Ensenada	1,000	31-07-03	2007	747	1,300
Energía Costa Azul S.de RL De CV	Shell	GP140/A1/M03	Ensenada	1,000	07-08-03	2007	800	1,300

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Permisos Otorgados para Almacenamiento de GNL



Mapa 6

Fuente: Comisión Reguladora de Energía (CRE)

Podemos resumir entonces que, las principales características de los 3 permisos de almacenamiento de gas natural licuado son las siguientes:

- Están ubicadas en Baja California
- La capacidad total de regasificación de las plantas es de 2,750 MMPCD y su capacidad máxima de regasificación es de 3,450 MMPCD
- Se estima que los proyectos empezarán operaciones durante el 2007
- Acceso Abierto sobre la capacidad no contratada
- Las tarifas de almacenamiento y regasificación están basadas en el costo de proveer el servicio
- Los proyectos diversificarán las fuentes de suministro de gas natural y generarán estabilidad en los precios
- Máxima seguridad: Tanques tipo “full containment”

Aunado a todo lo anterior, es primordial hacer mención de que actualmente existen tres proyectos de GNL en la Costa Oeste de México, los cuales aún no han sido autorizados por la Secretaría de Energía, tomando en cuenta que estos proyectos guardan un margen de efectividad en lo que corresponde a la oferta de GNL, siendo éste el período 2003-2008, dado que en forma general en este tipo de obras surgen modificaciones en los tiempos programados por lo cual se van aplazando.

1) Terminal de Gas Natural Licuado en Baja California⁵⁷

La Región Peninsular de Baja California está ubicada entre los meridianos 109° y 117° longitud oeste y los paralelos 23° y 33° latitud norte. Colinda al norte con EE.UU y consiste de una angosta faja de tierra de 1,250 km de longitud y un ancho que varía entre los 70 y los 140 km. Tiene una superficie total de 145,084 km².

La península se encuentra dividida políticamente en los estados de Baja California (BC) y de Baja California Sur (BCS). El estado de Baja California ocupa la parte norte de la península. Éste está dividido en cinco municipios: Mexicali, Tijuana,

⁵⁷ Unidad de Promoción de Inversiones/SENER

Tecate, Ensenada y Rosarito. Limita al norte con California, EE. UU, al noreste con Arizona, EE. UU, al este con Sonora y el Mar de Cortés o Golfo de California, al sur con Baja California Sur y al oeste con el Océano Pacífico. BC tiene una superficie total de 69,921 km². Su población es de 1,657,927 habitantes y los principales municipios, en términos poblacionales son Tijuana (742,686 habitantes), Mexicali, capital del estado, (602,390), Ensenada (260,905) y Tecate (51,946).

La instalación de la Terminal en esta península, se sustenta en el consumo actual y futuro de Gas Natural (GN) en el sector eléctrico y de Gas Licuado de Petróleo (GLP), en los sectores industrial, comercial y residencial. El “Mercado Potencial de GN” que se identificó es del orden de 1,718 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) 714 en BC, 547 en Sonora y 457 MMPCD en Chihuahua. Éste incluye tanto las centrales eléctricas que CFE tiene operando con GN, abastecidas desde EE.UU., como aquella que operan con combustóleo (que son susceptibles de convertirse a GN). Asimismo, se incluyen las centrales que CFE contempla licitar en los próximos años y las centrales eléctricas que la iniciativa privada construyó expresamente para exportar electricidad a EE.UU.

La Terminal de Gas Natural Licuado podría ubicarse en la costa Pacífico Norte del estado de Baja California, lo más cercana a la infraestructura de transporte de GN existente, aunque la definición final será establecida por el inversionista, incluyendo la posibilidad de instalar una Terminal del tipo “Offshore”, es decir, en el lecho marino o del tipo flotante.

Ahora bien, es importante decir que, Baja California se encuentra aislada del sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y del Sistema Naco-Hermosillo (SNH), lo cual ha obligado a desarrollar interconexiones México – EE.UU. por medio de los cuales se importa gas natural para abastecer tanto al sector industrial, incluyendo al sector eléctrico, como al comercial y residencial. Actualmente la demanda de gas natural en el sector eléctrico en BC está aumentando en forma importante. Se espera que de un volumen actual de alrededor de 400 MMPCD, pasará a más de 675

MMPCD en el año 2011, es decir, presenta una tasa de crecimiento promedio anual de 6.8%.

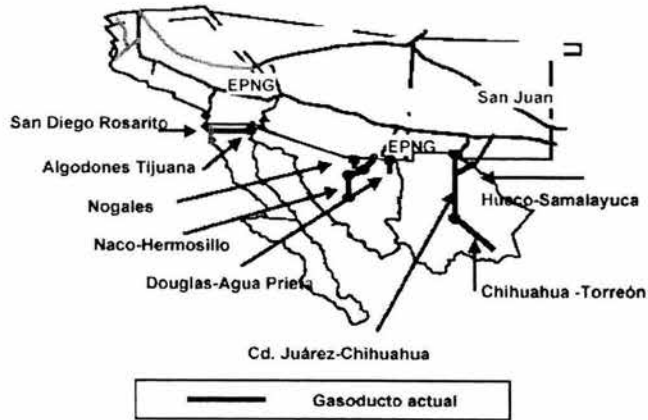
Es menester mencionar, que durante el periodo de tiempo en estudio (2003-2008) se pretende cubrir una oferta mínima de 400 millones de pies cúbicos diarios de GNL, para con ello cubrir la demanda esperada en este lapso de tiempo.

Baja California cuenta actualmente con dos gasoductos. Ambos en la parte norte del estado muy próximos a la frontera con EE.UU. Uno de ellos se extiende desde San Diego a la ciudad de Rosarito. El cruce de la frontera México – EE.UU. se realiza entre Otay y Tijuana. Tiene una longitud de 36 km y 30 pulgadas de diámetro. El otro gasoducto, conocido como Baja Norte, se interconecta con EE.UU a través de Los Algodones AZ (Arizona) y Los Algodones BC (Baja California) y corre paralelamente a la frontera con EE.UU. entre esta ciudad y Tijuana. Su longitud es de 217 km y tiene un diámetro de 30 pulgadas. Ambos gasoductos son propiedad de SEMPRÁ y abastecen tanto a las centrales de CFE como a las centrales eléctricas privadas que se ubican en la parte norte del estado de BC (Intergen y Termoeléctrica de Mexicali). El resto del estado de BC no tiene suministro de gas natural.

Sonora cuenta con una gasoducto que se extiende desde Naco hasta Hermosillo (339 km por 16 pulgadas de diámetro). Este gasoducto se conoce como sistema Naco Hermosillo y se interconecta con EE.UU. en Naco, AZ. Existen otros dos gasoductos de dimensiones menores que se interconectan uno en Agua Prieta (12.5 km por 20 pulgadas) y otro el Nogales (15 km por 6 pulgadas).

Por su parte el estado de Chihuahua se encuentra interconectado al SNG mediante el gasoducto Cd. Juárez–Chihuahua (350 km por 16 pulgadas) y el gasoducto Hueco-Samalayuca (38 km por 24 pulgadas). El primero se extiende hasta Torreón y de ahí a Monterrey y el resto del SNG.

Gasoductos en Baja California, Sonora y Chihuahua

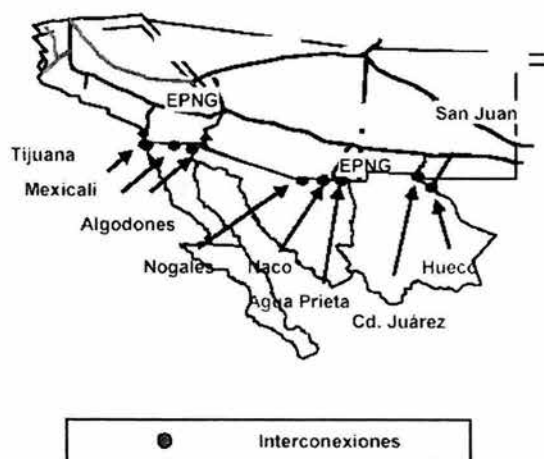


Mapa 7

Fuente: Secretaría de Energía / Unidad de Promoción de Inversiones

Por otro lado, es menester mencionar que en lo que concierne a las principales interconexiones México – EE.UU. en la parte noroeste del país se realizan con los gasoductos de El Paso Natural Gas y SEMPRA. A través de estas se puede importar el gas natural que abastece actualmente tanto al estado de Baja California como al de Sonora y Parte del estado de Chihuahua. De hecho Baja California y Sonora, tienen sistemas de transporte de gas que son abastecidos ciento por ciento con gas que se importa a través de ductos desde EE.UU. En Baja California los ductos son de propiedad privada, mientras que en Sonora y Chihuahua existen gasoductos privados y de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Interconexiones en el Noroeste de México con EE.UU.



Mapa 8

Fuente: Secretaría de Energía / Unidad de Promoción de Inversiones

Es importante mencionar que, la capacidad de las interconexiones en el área noroeste es de alrededor de 1,227 MMPCD.

Por otro lado, no debemos perder de vista que, la capacidad de generación instalada en el estado de Sonora es de 1,568 MW. La antigüedad de estas centrales es de más de 30 años, excepto las centrales de Hermosillo que entraron en operación recientemente. Además, CFE tiene contemplado realizar adiciones de capacidad en este estado por 1,757 MW, lo que arrojaría un total de 3,325 MW para el año 2011. La demanda de gas natural, considerando la reconversión de las centrales Puerto Libertad y Guaymas I y II alcanzaría un total del orden de 510,3 MMPCD.

Por tanto, el mercado potencial de gas natural en los estados de BC y Sonora es de 1,184 MMPCD. Si a esto agregamos el actual mercado de gas licuado de petróleo (GLP) que asciende a 77 MMPCD, el total es de 1,261 MMPCD.

Por otro lado, en lo concerniente a la capacidad de generación instalada en el estado de Chihuahua es de 1,406 MW incluyendo alrededor de 170 MW que corresponden a turbinas de gas cuya antigüedad es de 20 a 30 años. Las unidades de la central Francisco Villa tienen una antigüedad de 20 a 40 años y Samalayuca uno tiene una antigüedad de alrededor de 18 años. Samalayuca II entró en operación en 1998. Además, para finales del 2003 entró en operación la central Chihuahua III con una capacidad de 259 MW. Además, se tienen programadas las centrales Norte III y IV para 2009 y norte V y VI para 2010 con una capacidad total de 890 MW, lo que hará un total de 2,751 MW en este estado. Esta capacidad implicará una demanda total de alrededor de 401 MMPCD para el año de 2010.

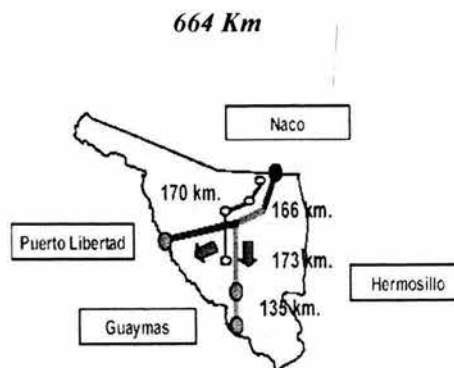
En cuanto al Gas Licuado de Petróleo (GLP), el consumo en los tres estados (BC, Sonora y Chihuahua) registró un volumen de demanda, en el año 2001, equivalente a 132.74 MMPCD de gas natural. Por lo que, considerando que en los tres estados existen zonas de distribución de gas natural, es previsible que parte de este consumo sea sustituido por gas natural, incrementando la demanda de este combustible en la región.

Por tanto, el “Mercado Potencial de Gas Natural” en los estados de Baja California, Sonora y Chihuahua para el año 2011 será de 1,718 MMPCD. Este total incluye tanto la demanda del sector eléctrico (1,585 MMPCD) como la probable sustitución de GLP por gas natural (133 MMPCD).

Es imprescindible mencionar que, en lo que respecta a la infraestructura requerida los gasoductos de SEMPRA y de El Paso Natural Gas (EPNG) en el sur de los estados de California, de Arizona y de Nuevo México se interconectan con los actuales gasoductos de los estados de Baja California, Sonora y de Chihuahua lo que permite, con un flujo este –oeste, traer gas natural a los estados colindantes con la frontera sur de EE.UU.

No obstante, estos mismos gasoductos permitirían tener acceso, desde una terminal de GNL ubicada en BC, al Mercado Potencial de Gas Natural en la zona noroeste de México, (Sonora y Chihuahua) revirtiendo el flujo en los gasoductos mencionados o realizando operaciones de intercambio de gas natural (Swaps). Esto evitaría tener que construir un gasoducto de alrededor de 1,100 km de longitud que llegaría hasta Ciudad Juárez en Chihuahua. (667 km de Los Algodones, BC. a Naco, Son. y 423 km de Naco, Son. a Cd. Juárez, Chihuahua). Sin embargo, aún considerando la reversión del flujo o los “Swaps” mencionados, para poder suministrar gas natural a las distintas centrales que se ubican en el estado de Sonora, será necesario construir nueva infraestructura de transporte de gas natural, ya que el actual gasoducto Naco-Hermosillo de 339 km de longitud y 16 pulgadas de diámetro, se encuentra saturado. Por lo tanto, sería necesario construir un gasoducto paralelo al actual, además de prolongar éste hasta Guaymas, donde se tienen 515 MW operando con combustóleo. Así mismo, se requeriría construir un gasoducto de alrededor de 170 km de longitud hasta Puerto Libertad, en donde existe otra central eléctrica de CFE con capacidad de 632 MW que también opera con combustóleo.

Nuevos gasoductos a desarrollar en Sonora



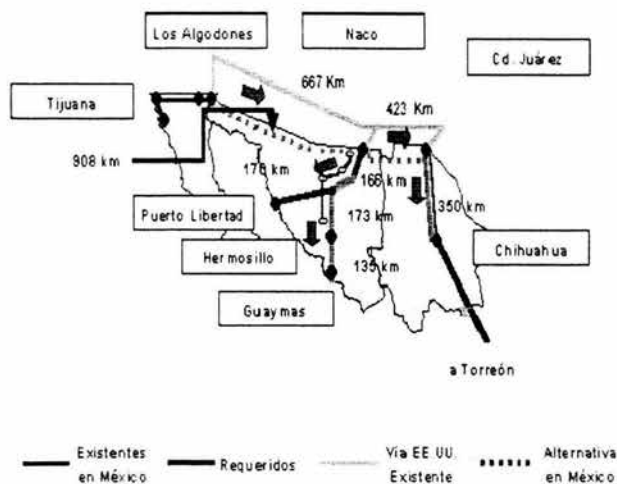
Mapa 9

Fuente: Secretaría de Energía. Unidad de Promoción de Inversiones

En el caso del estado de Chihuahua la situación es similar, el gasoducto que corre de Cd. Juárez a la ciudad de Chihuahua (350 km por 16” de diámetro) se encuentra saturado y se requiere construir un nuevo gasoducto, probablemente paralelo al actual, que permita llevar este combustible a la central Chihuahua III y quizá alimentar hasta la ciudad de Torreón, Coah., a través de los ductos de 24 y 12 pulgadas de diámetro que corren de Chihuahua a Torreón.

Infraestructura requerida en Chihuahua

350 Km



Mapa 10

Fuente: Secretaría de Energía / Unidad de Promoción de Inversiones

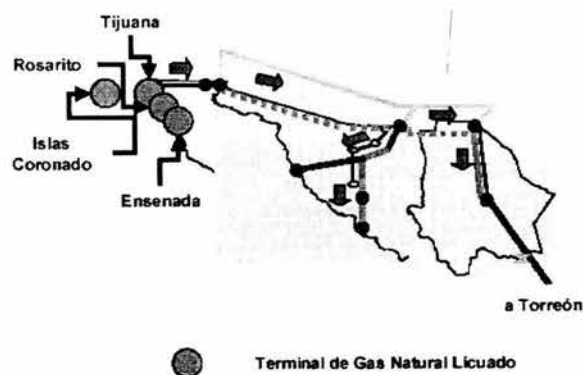
Ahora bien, bajo el contexto anterior tenemos que la Terminal de Gas Natural Licuado en la península de Baja California tiene el propósito de abastecer el mercado

potencial de gas natural, con lo cual se podrán realizar exportaciones al sur de EE.UU. Así, la Terminal habrá de ubicarse en la parte norte de Baja California y en la Costa Pacífico del mismo estado ya que las zonas naturales protegidas en el Golfo de California y los innecesarios incrementos en el costo del transporte del GNL hacia la costa del Golfo de California no permiten considerar la costa interior del estado.

Por ende, varias alternativas de ubicación han sido estudiadas por diferentes empresas del sector privado interesadas en establecer una Terminal de Gas Natural Licuado en Baja California, siendo los municipios de mayor interés Tijuana, Rosarito y Ensenada. Inclusive ya se han otorgado tres permisos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a diferentes empresas para realizar la actividad de “Almacenamiento y Regasificación de GNL” en Baja California.

Como ya se mencionó antes, la ubicación de la terminal se contempla en alguno de los siguientes municipios: Tijuana; Rosarito o; Ensenada. Inclusive existe la posibilidad de instalar una terminal “Offshore” frente a las islas Coronado enfrente al municipio de Rosarito.

Alternativas de ubicación de la terminal de Gas Natural Licuado



Mapa 11

Fuente: Secretaría de Energía / Unidad de Promoción de Inversiones

Se han incluido dos terminales adicionales, una localizada en el puerto de Topolobampo, Sinaloa, cerca de la frontera de este estado con el de Sonora, y otra ubicada en Salina Cruz, Oaxaca, cerca de la frontera con el estado de Chiapas. La primera se consigna en el estudio denominado "Potencial Nacional de Gasoductos" y tiene como propósito alimentar, desde esa ubicación, a las instalaciones de CFE localizadas en Topolobampo y Mazatlán en el estado de Sinaloa y las correspondientes en Guaymas, Hermosillo y Puerto Libertad en el estado de Sonora. Inclusive se consideró que esta Terminal (con capacidad de 500 a 750 MMPCD) podría realizar exportaciones importantes a EE.UU. a través de la interconexión con ese país localizada en Naco, Sonora.

Por lo tanto, la ubicación final de la Terminal de GNL en el estado de Baja California, así como el desarrollo y dimensiones de los gasoductos que se lleguen a construir, dependerá del resultado del análisis económico que realicen los desarrolladores de este tipo de instalaciones.

2) Terminal de Gas Natural Licuado Manzanillo, Colima o Lázaro Cárdenas, Michoacán

Para este proyecto se analiza la posibilidad de instalar una Terminal de Gas Natural Licuado, ya sea en Lázaro Cárdenas, en el estado de Michoacán; o en Manzanillo, en el estado de Colima. En principio se considera que los proyectos son excluyentes, pero serán los inversionistas privados los que decidan si existe la posibilidad de construcción de ambas terminales.

La Terminal de Gas Natural Licuado que se propone en los estados mencionados se sustenta en el consumo actual y futuro de gas natural en el sector eléctrico, así como de la demanda de Gas Licuado de Petróleo GLP, tanto en el sector industrial, como en el comercial y en el residencial.

El volumen máximo de demanda que se identificó en la zona es de 1,168 millones de pies cúbicos por día (MMPCD), incluyendo tanto la posible sustitución del gas LP, como los requerimientos de las centrales eléctricas que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene contemplado licitar en la zona de Petacalco, en el estado de Guerrero, ubicado a unos 30 km al Este del puerto de Lázaro Cárdenas. Estas centrales, denominadas Carboeléctrica del Pacífico II, III y IV, con una capacidad total de 2,800 MW, en principio, están consideradas como unidades duales carbón/combustóleo. Sin embargo, la disponibilidad de gas natural en la zona podría hacer que la CFE reconsiderara la tecnología para estas centrales; por lo cual con este proyecto se pretende cubrir una oferta mínima de 1,168 millones de pies cúbicos diarios de GNL para esta zona.

Es imprescindible decir que, la zona comprendida por los estados colindantes de Colima y Michoacán cubren una superficie total de 63,655 kilómetros cuadrados. Michoacán tiene 58,200 km² y Colima 5,455 km². Sus costas alcanzan una longitud de 315 kilómetros sobre el Océano Pacífico, de los cuales 105 km corresponden al estado de Colima y 210 km al de Michoacán. Colima se ubica entre los paralelos 18° 41' y 19° 31' de latitud norte y entre los meridianos 103° 29' y 104° 41' longitud oeste. Por su parte, el estado de Michoacán se encuentra entre los paralelos 20°24' y 17°55', de latitud norte y entre los meridianos 100°04' y 103°44' de longitud oeste.

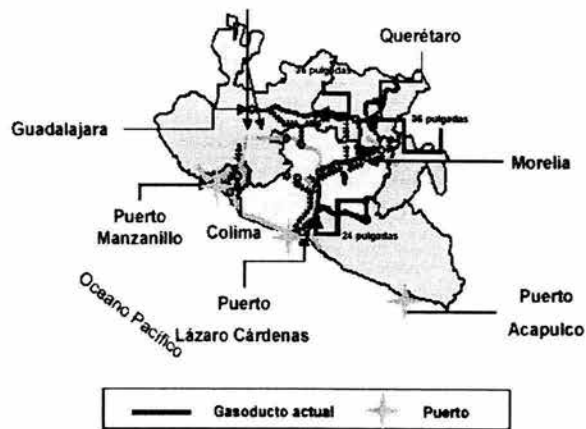
La población total es aproximadamente de 4.5 millones de habitantes, de los cuales 12% radica en Colima (542,000 habitantes) y 88% corresponden a Michoacán (3,985,000 habitantes).

La zona compuesta por los estados de Colima y Michoacán colinda al sur con el Océano Pacífico, los estados de Guerrero y de México; al este también con México; al noreste con los estados de Querétaro y de Guanajuato; y al norte con Guanajuato y Jalisco.

Actualmente existe un gasoducto de alrededor de 495 km de longitud con un diámetro de 24 pulgadas que va desde la ciudad de Salamanca, en el estado de Guanajuato, hasta el puerto de Lázaro Cárdenas en Michoacán. Este es el único

gasoducto en la región y alimenta principalmente a la industria localizada en el área sur-occidental del estado de Michoacán ubicada en las cercanías del puerto de Lázaro Cárdenas.

Gasoductos actuales



Mapa 12

Fuente: Secretaría de Energía / Unidad de Promoción de Inversiones

Por otro lado, en lo que respecta a la capacidad de generación térmica instalada en los estados de Colima y Michoacán es de 1,988 MW. De ésta 1,900 MW se encuentran instalados en el puerto de Manzanillo (M. Álvarez o Manzanillo I con 1,200 MW y Manzanillo II con 700 MW) y 88 MW corresponden a las centrales Geotérmicas instaladas en Michoacán. También se incluyen, por la cercanía al puerto de Lázaro Cárdenas (30 km), las centrales carboeléctricas instaladas en el estado de Guerrero, Petacalco 2,100 MW y las que CFE contempla instalar en esa localidad en el corto plazo (Petacalco II y Centrales Pacífico con 3,500 MW), estas centrales se incluyen ya que la posible instalación de una Terminal de Gas Natural Licuado en la zona, podría inducir a que CFE reconsiderara la tecnología para las centrales denominadas como carboeléctricas del Pacífico.

También se incluye la Central que el Grupo Ispat Mexicana (930 MW) tiene contemplado desarrollar en el puerto de Dos Bocas, estado de Tabasco, central que, de contar con gas en la zona del Pacífico, podría ubicarse en los alrededores de Lázaro Cárdenas. También se incluyen las turbinas de gas (operadas con diesel) instaladas en el puerto de Acapulco (43 MW). Estas últimas se mencionan como información de la capacidad instalada en el estado de Guerrero, ya que estas turbinas no se consideran en el “Consumo Potencial de Gas Natural de la Zona” por su lejanía, tanto de Manzanillo como de Lázaro Cárdenas. El consumo potencial de gas natural que puede considerarse, en el sector eléctrico de la zona es el de Manzanillo (303 MMPCD), el de Guerrero (Centrales del Pacífico 551 MMPCD) y el de la central de Ispat (146 MMPCD) lo cual asciende a un total de 1,000 MMPCD.

Por otro lado, el consumo de gas licuado de petróleo (GLP) en los estados de Jalisco, Colima, Michoacán y Guerrero, durante el año 2001, ascendió a un volumen equivalente a 167.72 millones de pies cúbicos. Éste combustible puede ser sustituido, en alguna proporción, por gas natural. Por ejemplo, en el Estado de Jalisco en la zona Geográfica de Distribución de Guadalajara (Municipios: Guadalajara, Tlaquepaque, Tonalá, Zapopan, Juanacatlán, El Salto, Ixtlahuacán de los Membrillos, Tlajomulco) se está llevando a cabo esta sustitución y en los estados de Colima, de Michoacán y de Guerrero será también sustituido una vez que se cuente con los gasoductos de transporte necesarios y se determinen y asignen, por la CRE, las zonas geográficas de distribución que permitan abastecer de este combustible a los estados mencionados.

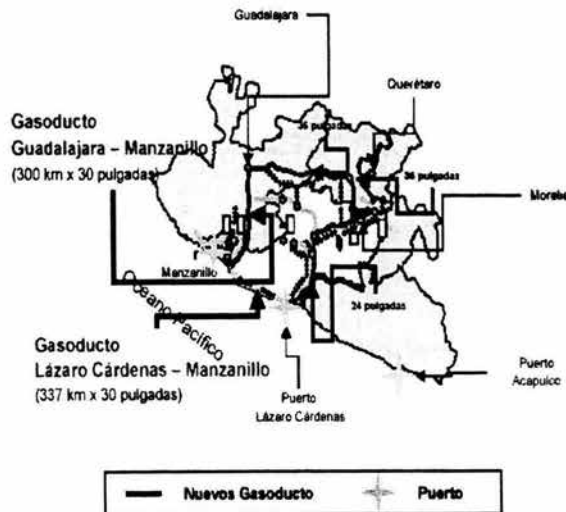
Así, el mercado potencial para el gas natural en la zona comprendida por los estados de Jalisco, Colima, Michoacán y Guerrero es de alrededor de 1,167 millones de pies cúbicos diarios (1,000 MMPCD en el sector eléctrico y 167 MMPCD sustituyendo al gas LP).

Ahora bien, en lo que respecta a los gasoductos adicionales, el gasoducto Salamanca – Lázaro Cárdenas (495 km por 24 pulgadas) tiene una capacidad para transportar alrededor de 350 MMPCD. Sin embargo, las limitaciones en compresión solamente le permiten llevar únicamente alrededor de 200 MMPCD. El Gasoducto

existente entre Salamanca y Guadalajara (290 km y 36 pulgadas de diámetro) tiene una capacidad para transportar alrededor de 800 MMPCD.

De esta forma, será necesario, primero, incrementar la capacidad de compresión en el gasoducto Salamanca – Lázaro Cárdenas (revirtiendo la dirección actual del flujo) para poder aprovechar esta infraestructura y transportar hasta 350 MMPCD en ella. El segundo desarrollo corresponde a un gasoducto de alrededor de 300 km de longitud, y 30 pulgadas de diámetro, ya sea entre Lázaro Cárdenas y Manzanillo o entre Guadalajara y Manzanillo. Este gasoducto permitiría llevar alrededor de 300 MMPCD a las centrales de CFE Ubicadas en ese puerto, a condición de que las mismas fueran reconvertidas a gas natural.

Nuevos Gasoductos a desarrollar



Mapa 13

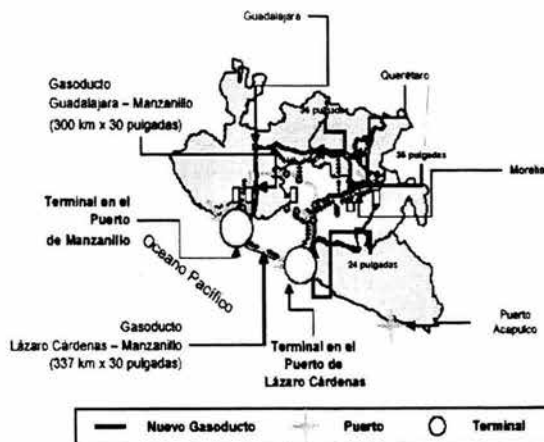
Fuente: Secretaría de Energía / Unidad de Promoción de Inversiones

Además, la ubicación de la Terminal de Gas Natural Licuado en la zona de Colima y Michoacán estará en función de la demanda local de gas natural, del mejor aprovechamiento del gasoducto actual de transporte de este combustible en la región y de la interrelación que pudiera derivarse de la instalación de otras terminales de GNL en el país.

Con esto, el puerto de Manzanillo podría ser una de las ubicaciones. Desde este puerto se enviaría gas tanto a la Centrales de CFE en ese puerto y mediante la construcción del gasoducto respectivo, a Guadalajara y Lázaro Cárdenas (300 y 337 km respectivamente), y en su caso al centro del país.

En el caso de que la Terminal se estableciera en el puerto de Lázaro Cárdenas se abastecerían las necesidades del puerto y se podría enviar gas tanto a Guadalajara como al centro del país y posteriormente, mediante la construcción del gasoducto respectivo, se podría enviar gas al puerto de Manzanillo, ya sea por la costa del Pacífico o desde Guadalajara.

Ubicación en el puerto de Manzanillo o de Lázaro Cárdenas



Mapa 14

Fuente: Secretaría de Energía/ Unidad de Promoción de Inversiones

Se han incluido dos terminales adicionales, una localizada en el puerto de Topolobampo, Sinaloa, cerca de la frontera de este estado con el de Sonora, y otra ubicada en Salina Cruz, Oaxaca, cerca de la frontera con el estado de Chiapas. La primera tiene como propósito alimentar, desde esa ubicación, a las instalaciones de CFE localizadas en Topolobampo y Mazatlán en el estado de Sinaloa y las correspondientes en Guaymas, Hermosillo y Puerto Libertad en el estado de Sonora.

Inclusive se consideró que esta Terminal (con capacidad de 500 a 750 MMPCD) podría realizar exportaciones importantes a EE.UU. a través de la interconexión con ese país localizada en Naco, Sonora.

Sin embargo, se considera que el consumo potencial de gas natural en Topolobampo pudiera ser de una capacidad de alrededor de 100 MMPCD y ésta podría ser abastecida desde la terminal que se instale en Manzanillo o en Lázaro Cárdenas o inclusive desde la terminal que se instale en Baja California. El abasto se realizaría con buques metaneros de alrededor de 30 a 40 mil m³ de GNL (1.0 a 1.5 millones de pies cúbicos de GNL) en lugar de los buques de 130 ó 170 mil m³ de GNL (4.5.0 a 6.0 millones de pies cúbicos de GNL).

La terminal en Topolobampo podría ampliarse conforme se incremente la demanda de gas natural en la zona. El suministro podría realizarse, en primera instancia, mediante transporte carretero de GNL en "Pipas Termo", y posteriormente mediante el desarrollo de los gasoductos de transporte que vayan resultando rentables.

De igual forma, se propone considerar el desarrollo de una terminal adicional en el puerto de Salina Cruz, en el estado de Oaxaca, con una capacidad similar a la de Topolobampo. En este caso se podría desarrollar el mercado de gas natural tanto en Oaxaca como en Chiapas mediante la distribución de GNL por transporte carretero.

Además, con el desarrollo posterior de los gasoductos correspondientes, el gas proveniente de esta terminal pudiera llegar, por un lado, a Guatemala, mediante la construcción del gasoducto Salina Cruz - Ciudad Hidalgo con una longitud de alrededor de 500 km, pasando por Juchitán, Arriaga y Tapachula entre otras ciudades,

y por el otro, al centro del país, interconectando esta terminal a través el Istmo de Tehuantepec (Salina Cruz- Acayucan 250 km) con el gasoducto Cactus-Reynosa.

3) Terminal de Gas Natural Licuado en Topolobampo, Sinaloa.

La Terminal de Gas Natural Licuado que se propone en este proyecto contempla el potencial de gas natural en los estados de Sinaloa, Sonora y Chihuahua tanto en el sector eléctrico, como en el sector industrial, comercial y en el residencial. Los tres últimos sustituyendo el consumo de gas licuado de petróleo (GLP) por gas natural. El potencial de demanda que se identificó en estado de Sinaloa es de 154.9 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de gas natural para las centrales eléctricas de la CFE y de 33.3 MMPCD de gas natural equivalente, sustituyendo el actual consumo de gas LP. En el estado de Sonora se identificó un potencial en el sector eléctrico de 510,30 MMPCD y una sustitución potencial de gas LP de 36.56 MMPCD como gas natural equivalente. Así mismo, en el estado de Chihuahua el potencial identificado en el sector eléctrico asciende a 401.1 MMPCD y la sustitución de gas LP podría ser de hasta 55.73 MMPCD. Así tenemos un potencial de alrededor de 1,198 millones de pies cúbicos diarios (1,072 MMPCD en el sector eléctrico y 126 MMPCD sustituyendo al gas LP), para cubrir las necesidades de Sinaloa, Sonora y Chihuahua; teniendo que como premisa fundamental se cubrirá una oferta de por lo menos 1,198 millones de pies cúbicos diarios de GNL en el período 2003-2008.

Se propone ubicar la Terminal de Gas Natural Licuado en Topolobampo, Sinaloa. Sin embargo, la determinación final deberá considerar tanto el mercado potencial en los estados de Sinaloa, Sonora y Chihuahua, como la infraestructura de transporte que será necesario desarrollar y en su caso, el probable suministro de este combustible a EEUU.

Ahora bien, el estado de Sinaloa, se encuentra ubicado entre los paralelos 27° 02' y 22° 29' de latitud norte; y entre los meridianos 105° 23' y 109° 28' de longitud oeste. Sinaloa cubre una superficie total de 58,092 kilómetros cuadrados. Cuenta con

608 kilómetros cuadrados de superficie insular, 17,751 kilómetros cuadrados de plataforma continental o parte sumergida y 656 kilómetros de litoral. Sinaloa colinda al norte con Sonora y Chihuahua; al este con Chihuahua, Durango y Nayarit; al sur con Nayarit y el Océano Pacífico; y al oeste con el Golfo de California y Sonora. La población del estado de Sinaloa es de 2.5 millones de habitantes.

Por otra parte es sumamente importante decir que, la capacidad de generación térmica instalada en el estado de Sinaloa es de 1,006 MW. De esta capacidad 616 MW se encuentran instalados en Mazatlán en la central J Aceves Pozos (Mazatlán II); 360 MW se ubican en la central J. Dios Batiz en Topolobampo, y los 30 MW restantes corresponden a la central Culiacán (Culiacán). Estas tres centrales, en su totalidad representan un consumo equivalente de gas natural de alrededor de 159.9 MMPCD (millones de pies cúbicos por día).

Dentro del mercado potencial de gas natural para la Terminal de Gas Natural Licuado que se ubicaría en Topolobampo también se incluyen, por su cercanía, las centrales ubicadas en el estado de Sonora, como son: Guaymas I y II con capacidad de 70 y 484 MW respectivamente, Hermosillo II con capacidades de 132 MW (turbina de gas) y 250 MW (Ciclo Combinado) y la central Puerto Libertad con capacidad de 632 MW (Vapor). Estas centrales representan una capacidad total de 1,568 MW y un consumo potencial equivalente de gas natural del orden de 244.6 MMPCD. También se consideran las centrales que CFE ha comprometido para su construcción y las que licitará próximamente, estas son: Hermosillo (2004) complementación a ciclo combinado, con capacidad adicional de 83 MW, Naco Nogales (2003) con 267 MW, Agua Prieta II (2008) con 469 MW, Agua Prieta III (2009) con 469 MW y Agua Prieta IV (2010 con 469 MW). Éstas centrales representan una demanda total equivalente de gas natural de 265.7 MMPCD.

Considerando las interconexiones México-EE.UU, la Terminal de GNL en Topolobampo podría enviar gas natural hasta el estado de Chihuahua, donde la capacidad de generación instalada es de 1,406 MW incluyendo alrededor de 170 MW que corresponden a turbinas de gas. Por otro lado, finales del 2003 entró en operación

la central Chihuahua III con una capacidad de 259 MW. Además, se tienen programadas las centrales Note III y IV para 2009 y Norte V y VI para 2010 con una capacidad total de 890 MW y el Encino para 2006 con una capacidad de 196 MW, lo que hará un total de 2,582 MW en este estado (sin considerar las turbinas de gas).

Esta capacidad implicará una demanda total equivalente de alrededor de 391.3 MMPCD para el año de 2010.

Por otro lado, el consumo de Gas Licuado de Petróleo en los estados de Sinaloa, Sonora y Chihuahua representa cantidades en el orden de 33.30, 36.56 y 55.73 MMPCD (expresado en términos de gas natural equivalente). Éste podría ser sustituido en alguna proporción, por gas natural, una vez que se cuenten con los gasoductos de transporte y se determinen y asignen, por la CRE, las zonas geográficas de distribución que permitan abastecer de este combustible a los estados mencionados. Aunque debemos mencionar que en Sonora y Chihuahua ya existen actualmente zonas de distribución. Así, el mercado potencial para el gas natural en la zona comprendida por los estados de Sinaloa, Sonora y Chihuahua es de alrededor de 1,198 millones de pies cúbicos diarios (1,072 MMPCD en el sector eléctrico y 126 MMPCD sustituyendo al gas LP).

Además, el estado de Sinaloa, a pesar de su gran potencial, no cuenta con infraestructura para el transporte del gas natural. De esta forma será necesario desarrollar el gasoducto Naco-Mazatlán, en concordancia con el estudio "Potencial Nacional de Gasoductos."

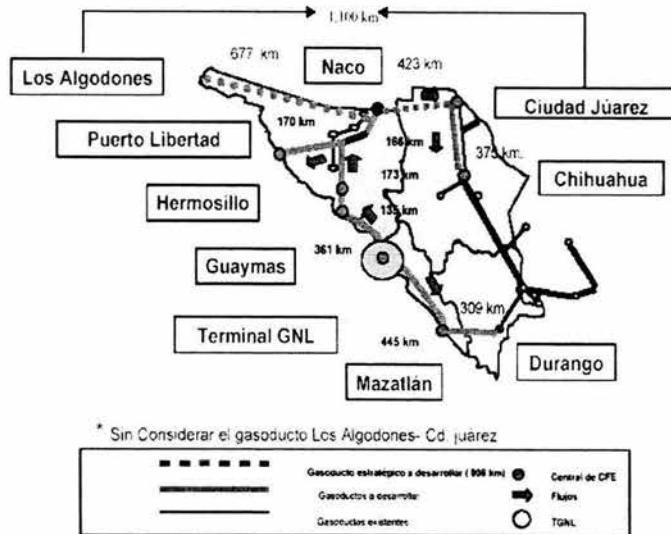
Este gasoducto tendría una longitud de 1,450 km. Estaría compuesto por los siguientes tramos y distancias entre Naco, Sonora y Mazatlán, Sinaloa. Topolobampo -Mazatlán (445 km) Topolobampo -Guaymas (361 km), Guaymas -Hermosillo (135 km). Hermosillo -Santana (173 km), Santana -Puerto Libertad (170 km) y Santana -Naco (166 km). En un principio podrá aprovecharse la infraestructura actual entre Naco y Hermosillo (399 km x 16''), pero la posibilidad de acceder al mercado de EEUU seguramente requeriría de un segundo ducto en ese trayecto. Este gasoducto ofrecería grandes ventajas para la distribución del gas natural en territorio mexicano,

ya que partiendo de Naco, Sonora, se podría aprovechar la infraestructura de EL Paso Natural Gas (EPNG), que corre a lo largo de la frontera México-EEUU, para llevar gas natural a Chihuahua a través de Ciudad Juárez.

En el Estado de Chihuahua el gasoducto actual, que corre de Cd. Juárez a la ciudad de Chihuahua (376 km por 16" de diámetro), se encuentra saturado y será necesario construir uno nuevo, probablemente paralelo al actual, que permita llevar este combustible a la central Chihuahua III y quizás alimentar hasta la ciudad de Torreón, Coahuila., a través de los ductos de 24 y 12 pulgadas de Diámetro que corren de Chihuahua a Torreón.

Adicionalmente, en el estado de Sinaloa, se podría construir el gasoducto Durango-Mazatlán, con una longitud de 309 km, con la finalidad de interconectar al gasoducto Naco-Mazatlán con el Sistema Nacional de Gasoductos. Así, invirtiendo la dirección del flujo en el gasoducto de Torreón- Durango se podría llevar gas natural desde la terminal de gas natural licuado, ubicada en Topolobampo, al noreste de la república, por el norte, vía los gasoductos de EPNG en el sur de EE.UU. y, por el sur, vía el SNG. Esto permitiría atender las necesidades de consumo de regiones industriales como Chihuahua, Monterrey y Monclova, entre otras.

No debemos olvidar que también existe la posibilidad de desarrollar el gasoducto Los Algodones- Naco-Ciudad Juárez, el cual resulta estratégico para el abasto de gas natural de la región norte del país. Dicho gasoducto tendría un longitud total de alrededor de 1,100 km (677 km de Los Algodones, BC, a Naco, Sonora, y 423 km de Naco, Sonora, a Ciudad Juárez, Chihuahua).

Gasoductos a desarrollar

Mapa 15

Fuente: Secretaría de Energía/ Unidad de Promoción de Inversiones

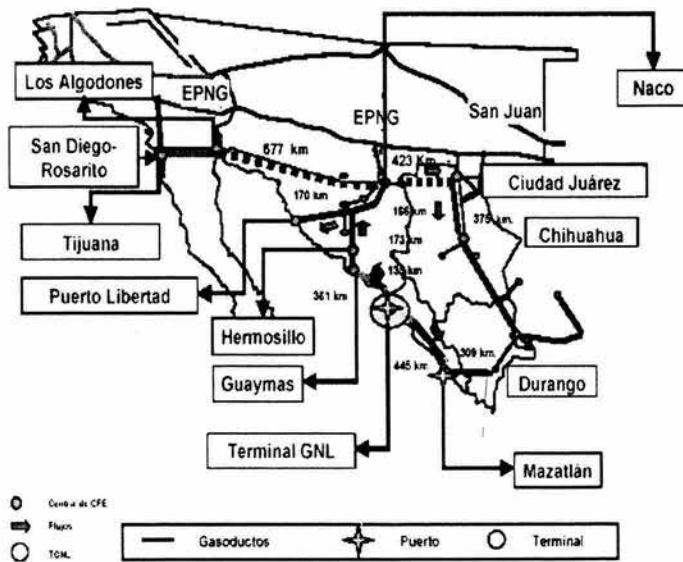
Por tanto, la ubicación de la Terminal de Gas Natural Licuado en el Estado de Sinaloa estará en función de las condiciones industriales, el mercado, la demanda local de gas natural, así como de las condiciones de la infraestructura existente.

Considerando las características propias del puerto de Topolobampo así como su cercanía a las plantas de generación de electricidad en el estado de Sonora y la potencial exportación a EEUU, y el probable abasto de las necesidades del estado de Chihuahua, hacen de Topolobampo la ubicación más atractiva.

La terminal de gas natural licuado en Topolobampo, alimentaría de gas natural a las centrales de CFE, en ese puerto así como, mediante la construcción de los gasoductos respectivos, a las plantas de generación ubicadas en los estados de Sonora y Chihuahua. En el estudio "Potencial Nacional de Gasoductos" se ha estimado que la

terminal podrá tener una capacidad inicial de 500 MMPCD considerando que esta terminal abastecería, desde esa ubicación, a las instalaciones de CFE localizadas en Topolobampo y Mazatlán en el estado de Sinaloa y las correspondientes en Guaymas, Hermosillo y Puerto Libertad en el estado de Sonora. Inclusive se consideró que esta Terminal podría realizar exportaciones importantes a EE.UU. a través de la interconexión con ese país localizada en Naco, Sonora (parte de este gas considerado como exportación, podría ser dirigido a Chihuahua transportándolo en gasoductos ubicados al sur de EE.UU.).

Terminal en Topolobampo y nuevos gasoductos



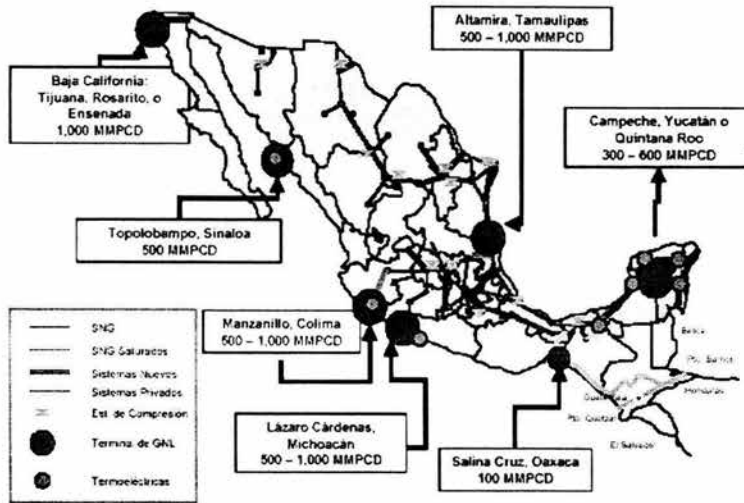
Mapa 16

Fuente: Secretaría de Energía / Unidad de Promoción de Inversiones

Una variación en la capacidad de esta Terminal sería iniciar con una capacidad de unos 100 MMPCD, la cual podría ampliarse conforme se incremente la demanda de gas natural en la zona. El aprovisionamiento, en este caso podría

realizarse desde la terminal de B.C. o desde Lázaro Cárdenas o Manzanillo, en barcos de 30,000 a 40,000 m³ de GNL. Incluso puede considerarse que parte de la distribución de gas natural, en los alrededores de Topolobampo (100-200km), se realice mediante transporte carretero de GNL en “Pipas Termo”, y posteriormente mediante el desarrollo de los gasoductos de transporte que vayan resultando rentables.

Posibles Terminales de Gas Natural Licuado en el Territorio Nacional



Mapa 17

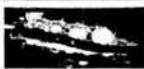
Fuente: Secretaría de Energía / Unidad de Promoción de Inversiones

Por tanto, la ubicación final de la Terminal de GNL en Topolobampo, así como el desarrollo y dimensiones en los gasoductos que se lleguen a construir, dependerá del resultado del análisis económico que realicen los desarrolladores de este tipo de instalaciones.

4.4 PROPUESTA DE PRECIO DE GAS NATURAL LICUADO EN LA COSTA OESTE DE MÉXICO

Para este apartado es imprescindible, exponer los precios de mercado y los costos de operación a los cuales se incurriría para poder suministrar el gas natural en la costa oeste de México, los cuales se exponen en el siguiente cuadro:

Precios de Mercado y costos de operación de GNL, hacia la Costa Oeste de México
Cuadro 37

	10,000	9,000	8,000	7,000	6,000	5,000	4,000	3,000	2,000	
										
		Australia RasGas	Malaysia Luanda	Indonesia Bintulu	Indonesia Bonteng	Indonesia Tangguh	Rusia Sakhalin	Bolivia Pacific LNG	Peru Lama	EE.UU. Alaska
Distancia (millas náuticas)	8105	7,352	7,314	7,117	6,779	4,468	4,109	3,662	2,278	
Viaje Redondo (Días)	39	25	25	34	33	22	21	18	12	
Costo de embarque	0.3	0.70	0.75	0.70	1.00	1.25	1.35	1.25	1.00	
Costo Libre a bordo (FOB)	1.31	1.68	1.73	1.49	1.88	2.23	2.31	2.41	1.79	
Cabotaje (US \$ por MMBTU)	1.09	1.02	1.06	0.97	0.95	0.65	0.60	0.55	0.39	
Cabotaje al exterior (US \$ por MMBTU)	2.4	2.70	2.79	2.46	2.84	2.88	3.12	2.96	2.18	
Cabotaje al exterior + Regasificación en la costa de Baja California	2.77	3.06	3.15	2.83	3.20	3.25	3.48	3.33	2.55	

Nota: Datos estimados al mes de abril de 2004

Fuente: Cambridge Energy Research Associates.

Como podemos observar en el cuadro de costos y precios de mercado del gas natural licuado, el país que nos ofrece primeramente un mejor precio para el abastecimiento de GNL es Alaska, pues el precio por MMBtu es de 2.55 dólares, y esto se debe a que la distancia es de 2,278 millas náuticas, por lo cual, los costos de operación no son tan elevados; la segunda opción para poder abastecernos de este tipo de gas sería, Australia (Ras Gas), cuyo precio se coloca en 2.77 dólares por MMBtu, y la cual se encuentra a una distancia de 8,105 millas náuticas, a este país le sigue Indonesia (Bontang) en donde el precio es de 2.83 dólares por MMBtu, cuya distancia es de 7,171 millas náuticas, el cuarto distribuidor podría ser la planta de Luanda(Australia), con un precio de 3.06 dólares por MMBtu y una distancia de 7,352 millas náuticas, y como quinta opción está el país de Malasya (Bintulu), con una distancia de 7, 314 millas náuticas, y aunque la distancia es menor a la de Luanda su precio se ubica por arriba de ésta, dado a sus costos de operación, teniendo un precio por MMBtu de 3.15 dólares.

Cabe destacar que (Indonesia/Tangguh con una distancia de 6,779 millas náuticas, Rusia/Sakhalin ubicada a 4, 468 millas náuticas, Perú Lima con 3,662 millas náuticas de distancia y Bolivia/Pacific LNG localizada a 4,109 millas náuticas) aunque estos países se encuentran a una distancia inferior a las demás plantas, su precio se coloca entre los más altos del mercado, esto se debe a que los costos de operación son menos rentables, colocándose así sus precios en 3.20, 3.25,3.33 y 3.48 dólares respectivamente.

Ahora bien, podemos decir que los costos de operación se han reducido de forma considerable en los últimos años, dependiendo del costo de transporte, además los costos de exploración y producción han disminuido debido al tipo de tecnologías avanzadas como sísmica 3-D (tres dimensiones), perforación y terminación de pozos de arquitectura compleja, e instalaciones submarinas más avanzadas. La sísmica 3-D permite la creación de imágenes detalladas del subsuelo, lo cual ayuda a los científicos a predecir donde pueden existir acumulaciones de gas natural. La perforación y terminación de pozos de arquitectura compleja permite a los ingenieros

de petróleo penetrar de manera más precisa estas acumulaciones y maximizar la recuperación de petróleo y gas usando pozos de ramas múltiples y sistemas de terminación inteligentes. Las instalaciones submarinas avanzadas le permiten a las compañías producir gas natural desde el fondo del mar⁵⁸.

Las innovaciones tecnológicas han reducido el costo de licuefacción y transporte del GNL, permitiendo que más proyectos de GNL alcancen viabilidad comercial. Las eficiencias en el diseño y mejoras tecnológicas han contribuido al mejoramiento de las finanzas los de proyectos. El Tren de GNL "Trinidad 1" ("Atlantic LNG"), terminado en Junio de 1999, estableció una nueva referencia para el costo de capital por unidad a menos de US\$200/tonelada por capacidad de planta anual. El Tren "Trinidad 2" entró en operaciones en Agosto del 2002 y el "Trinidad 3", entró en servicio a mediados del 2003, El costo de capital de los Trenes 2 y 3 se estima en \$165/tonelada de capacidad.⁵⁹.

Además, las nuevas tecnologías también están ayudando a reducir los costos en el diseño de embarcaciones. Los nuevos sistemas de propulsión están perfilados a reemplazar los motores de turbina a vapor tradicional con unidades más pequeñas y eficientes que no sólo reducirán los gastos de combustible sino también aumentarán la capacidad de carga transportable. Otras mejoras en los transportadores de GNL como vida operativa prolongada, tecnología de seguridad mejorada y mayor eficiencia de combustible – han reducido los gastos de transporte substancialmente.

Las expansiones en los astilleros del Lejano Oriente y la gran competencia entre los constructores de embarcaciones han bajado los costos de los transportadores de GNL en un 40 por ciento⁶⁰.

⁵⁸ *University Of Houston Law Center, Institute for Energy, & Law Center Enterprise, Intruducción GNL, 2003.*

⁵⁹ *Ibid.*

⁶⁰ *University Of Houston Law Center, Institute for Energy, & Law Center Enterprise, Intruducción GNL, 2003*

Por otro lado, la competencia entre los constructores también está bajando los costos de las nuevas plantas de regasificación. Los costos de regasificación han bajado 18%. El resultado de todas estas mejoras es que el costo general de entrega del GNL ha sido reducido en casi 30 por ciento durante los últimos 20 años⁶¹.

⁶¹ Ibid.

4.5 ESCENARIO DE INFRAESTRUCTURA DEL GAS NATURAL LICUADO

Es imprescindible tomar en cuenta que la existencia de cinco gasoductos correspondientes al sector eléctrico que pueden llevar GN a la Costa Oeste del Pacífico mexicano, cuyo desarrollo depende fundamentalmente de la reconversión, total o parcial, de combustóleo a gas natural de varias centrales de la Comisión Federal de Electricidad: Manzanillo I y II; Guaymas II; Puerto Libertad; Mazatlán y Topolobampo II; y las terminales de GNL que la iniciativa privada tiene interés en construir en esta región del pacífico, podrían dar origen a un sistema de gasoductos que se iniciaría en la frontera norte de EE.UU. y se extendería por lo menos hasta el Puerto de Lázaro Cárdenas en Michoacán.

Potencial de Gasoductos del sistema eléctrico en la Costa Oeste de México

Cuadro 38

Gasoducto	Longitud Km	Interconexión	Volúmen MMPCD
Guadalupe-Manzanillo	300	Guadalupe	338
Hermosillo-Guaymas I	135	Hermosillo	75
Santa Ana-Puerto Libertad	150	Santa Ana	97
Durango-Mazatlán	309	Durango	99
Guaymas-Topolobampo	361	Guaymas	54

¹ se requiere un gasoducto nuevo desde Naco.

Fuente: Secretaría de Energía/ Potencial Nacional de Gasoductos

Terminales de Gas Natural Licuado en la Costa Oeste de México

Cuadro 39

Terminal	Capacidad Inicial MMPCD
Eisenada, Baja California	500
Manzanillo-Colima	500
Lázaro Cárdenas, Michoacán	500

Fuente: Secretaría de Energía/ Potencial Nacional de Gasoductos

Este sistema al que se denominará Sistema Naco-Lázaro Cárdenas (Sistema NLC) estaría compuesto por los gasoductos que se muestran enseguida (cuadro 40), los cuales podrían desarrollarse por separado, en función de las potencialidades y necesidades de cada una de las regiones por las que cruzaría su trayectoria. El desarrollo de las terminales de GNL impulsaría de forma importante al sistema NLC.

Sistema Naco-Lázaro Cárdenas

Cuadro 40

Gasoducto	Longitud Km	Interconexión	Volumen MMPCD
Naco-Hermosillo	239	Naco	225.9
Santa Ana-Puerto Libertad	170	Santa Ana	97.1
Hermosillo-Guaymas ¹	135	Hermosillo	25.0
Guaymas-Topolobampo	361	Guaymas ²	53.8
Topolobampo-Mazatlán	445	Topolobampo	99.3
Mazatlán-Manzanillo	752	Mazatlán	338
Manzanillo-Lázaro Cárdenas	337	Lázaro Cárdenas	170
Durango-Mazatlán	309	Durango	99
Guadalupe-Manzanillo	300	Guadalupe	338

¹ Se requiere un gasoducto nuevo desde Naco

² posterior al desarrollo del gasoducto Hermosillo-Guaymas

Fuente: Secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos, 2003.

Ahora bien, el hecho de considerar Naco, Sonora, como el punto de interconexión con EE.UU se debe a que actualmente existe una interconexión en ese punto, sin embargo, ésta podría realizarse en algún otro punto.

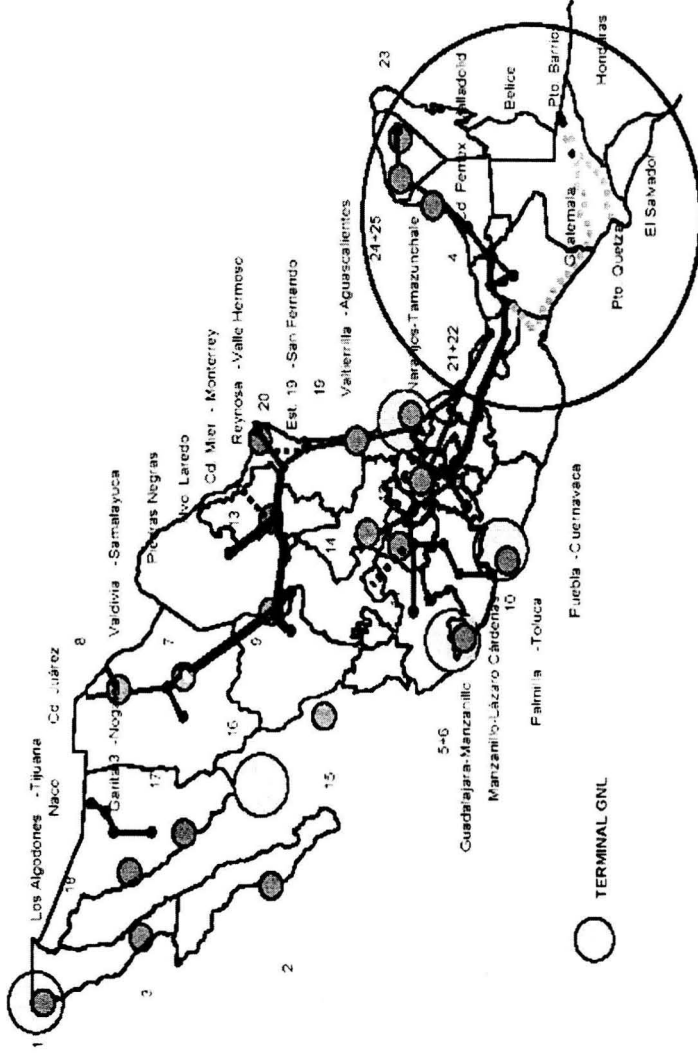
Es sumamente importante decir que, actualmente el puerto de Guaymas, como el de Topolobampo, son abastecidos con diferentes combustibles, incluido el combustóleo, desde la refinería de Salina Cruz. En estos puertos se cuenta con las facilidades para su descarga y transportación a diferentes regiones tanto de Sonora como de Sinaloa, inclusive se cuenta con un poliducto de Guaymas a Hermosillo y otro de Topolobampo a Culiacán. Sin embargo no se cuenta con suministro de GN por falta de infraestructura.

El desarrollo del sistema NLC vendría a solucionar este problema, no obstante, le suministro de GN debería provenir o de EE.UU. o, mediante una interconexión que se realizara con el SNG, de la zona de Burgos e inclusive de Cd. Pemex.

Una alternativa adicional que fortalecería el desarrollo del Sistema NLC, impulsando la construcción de los gasoductos Topolobampo-Mazatlán y Topolobampo-Guaymas sería la instalación de una Terminal GNL en Topolobampo, cuya capacidad sería de 500 MMPCD.

Los principales gasoductos que se han identificado, así como el Sistema NLC que se convertiría en el eje dorsal del suministro de GN en la costa oeste del territorio nacional, apoyado por las Terminales GNL, se presenta en el siguiente mapa, el cual incluye tanto las centrales de CFE que sería necesario reconvertir a GN, como el SNG, el Sistema Naco Hermosillo, los ductos privados de transporte de acceso abierto, construidos y en desarrollo y el trayecto inicial que tendría un gasoducto a Centroamérica.

Nuevos Gasoductos de Transporte



Mapa 18.

Fuente: Secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos

El sistema Naco-Lázaro Cárdenas se interconectaría al SNG en su extremo sur en el puerto de Lázaro Cárdenas, Michoacán, y se extendería, con una trayectoria paralela a la costa oeste del territorio nacional, hasta Guaymas, Sonora, internándose después, desde este punto hasta la frontera con EE.UU. en Naco también en el estado de Sonora. El sistema NLC tendría una longitud total de alrededor de 2,400 km y su desarrollo podría llevarse a cabo con diferentes trayectorias y construyéndose a partir de distintos puntos, sean esos coincidentes en el tiempo o no, sobre todo en función de las necesidades y potencialidades que cada región tenga en lo particular.

Este sistema estaría formado por los ductos: Naco-Hermosillo, con una derivación a Puerto Libertad, Hermosillo-Guaymas, Guaymas-Topolobampo, Topolobampo-Mazatlán, Mazatlán-Manzanillo Y Manzanillo-Lázaro Cárdenas, para lo cual se debería de construir dos ductos adicionales, Mazatlán-Durango y Manzanillo-Guadalajara (ver anexo 8).

Gasoductos identificados para el sistema NLC

Cuadro 41			
Ongen	Destino	Km	MMPCD*
Santa Ana	Puerto Libertad	170	97.1
Hermosillo	Guaymas	135	75.0
Guaymas	Topolobampo	361	33.8
Durango	Mazatlán	309	99.3
Guadalajara	Manzanillo	306	338.0
Gasoductos Complementarios			
Topolobampo	Mazatlán	445	99.3
Mazatlán	Manzanillo	752	338
Manzanillo	Lázaro Cárdenas	337	170

* Se refiere al consumo en el punto de destino

Fuente: Secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos

Son cinco las terminales que se incluyen en el sistema NLC, cuatro corresponden a las ubicaciones en las que la iniciativa privada ha manifestado interés y la quinta corresponde a la terminal en el Puerto de Topolobampo, la cual resulta conveniente para suministrar GN a gran parte de la zona noroeste del país, e inclusive en la parte centro-norte.

Terminales de GNL

Cuadro 42

Terminal	Capacidad MMPCD
Ensenada, Baja California	500
Manzanillo-Colima	500
Lázaro Cárdenas, Michoacán	500
Topolobampo, Sinaloa	500
Total	2,000

Fuente: Secretaría de Energía/ Potencial Nacional de Gasoducto

A continuación, haremos una breve descripción del sistema NLC desde la frontera de EE.UU. en el estado de Sonora, tomando en cuenta que este sistema podría iniciarse simultáneamente en diferentes puntos e irse complementando poco a poco conforme se instalen las terminales de GNL.

- **Gasoducto Naco-Topolobampo y Terminal de GNL en Ensenada BC.**

El actual gasoducto Naco-Hermosillo (339 km x 16") puede transportar un volumen máximo de GN de alrededor de 90 MMPCD. Este volumen se encuentra comprometido con los desarrollos en esa región, por lo cual dicho gasoducto no podrá ser utilizado para cubrir el volumen de gas natural que originaría la conversión de las centrales de CFE en Puerto Libertad, en Guaymas y en Topolobampo. Por todo esto

se propone iniciar la construcción del sistema NLC desarrollando un nuevo ducto desde Naco hasta Hermosillo (339 km), paralelo al actual, el cuales e prolongaría al sur hasta Guaymas (135 km) y de ahí siguiendo la costa oeste se llevaría hasta la isla de Topolobampo (385 km). Este nuevo gasoducto tendría una derivación en la población de Santa Ana en Sonora, hacia el sur-oeste hasta alcanzar Puerto Libertad (170 km). El volumen máximo que en principio manejaría este nuevo gasoducto sería de 225.9 MMPCD (97.1 para Puerto Libertad, 75.0 para Guaymas II y 53.8 para Topolobampo II) La longitud total será de alrededor de 859 km, sin contar la derivación a Puerto Libertad.

El suministro de gas natural pudiera tener dos vertientes, la primera importándolo de EE.UU. en Naco y la segunda recibir este energético desde la terminal de GNL que se instalaría en Ensenada, BC, transportándolo por el gasoducto de Baja California Norte hasta los algodones y de ahí por EE.UU. hasta llegar a Naco (o mediante un intercambio –swap- con EPNG). Una tercera alternativa sería terminar la combinación de las dos anteriores (el transporte de Ensenada a Naco sería de alrededor de 980 km).

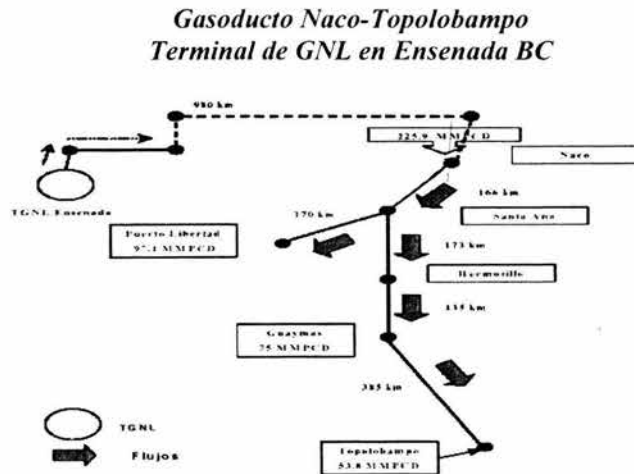


Figura 4

Fuente: Secretaría de Energía. Potencial Nacional de Gasoductos. 2003

- **Terminal de GNL Topolobampo Y Gasoducto Topolobampo-Naco**

Otra opción para el desarrollo del Sistema Naco Lázaro Cárdenas sería partir de la instalación de la terminal de GNL en la bahía de Topolobampo (500 MMPCD) la cual tendría la función de suministrar GN a la central de Topolobampo II (53.8 millones de pies cúbicos diarios). Desde ese punto se construirían los gasoductos Topolobampo-Guaymas (75 MMPCD) cuya longitud es aproximadamente de 358km y el gasoducto Guaymas-Naco con una derivación a Puerto Libertad (91.1 MMPCD) el cual tendría una longitud de 644 km aprox.

Se piensa que este gasoducto alimentaría en principio 225.9 MMPCD para consumo en México, incluyendo Topolobampo, pudiendo exportar alrededor de 274.1 MMPCD. Además existe la posibilidad, de que el gasoducto a Puerto Libertad siguiera la costa oeste del territorio nacional y no prioritariamente la actual trayectoria del gasoducto Naco-Hermosillo. Por tanto, La longitud total de Topolobampo hasta Naco serían aproximadamente 1,029 km incluyendo la derivación de Santa Ana a Puerto Libertad con 170 km.

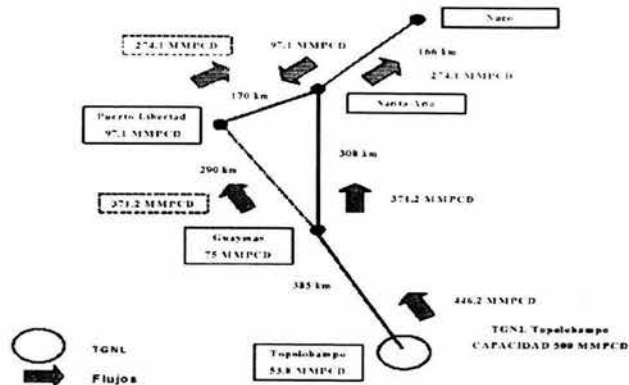
Gasoducto Topolobampo-Naco con TGNL

Figura 5

Fuente: Secretaría de Energía, Potencial Nacional de Gasoductos, 2003

- **Terminal de GNL Topolobampo y Gasoductos a Mazatlán y a Manzanillo**

Uno de los gasoductos que complementarían el sistema NLC, es el que uniría Topolobampo con Mazatlán y este tendría una longitud de 445 km (99.3 MMPCD), éste tendría mayores posibilidades de llevarse a cabo si se instala la Terminal de GNL en Topolobampo. En dirección al norte se construirían el ducto Topolobampo-Guaymas cuya longitud sería de 385 km (75 MMPCD) y el ducto Guaymas-Naco (474 km) este último para exportar a EE.UU. También se construirían los 170 km de la derivación a Puerto Libertad (97.1 MMPCD). Por otro lado, en dirección al sur, se construiría un gasoducto que interconectaría Topolobampo con Mazatlán (445 km) para alimentar la central Mazatlán II en esa localidad (99.3 MMPCD). En este caso el volumen de gas que se movería a partir de la Terminal de GNL en Topolobampo podría superar los 325.2 MMPCD, además del volumen que se incluya para exportar

a EE.UU. inicialmente considerado en 174.8 MMPCD

Gasoducto Topolobampo- Mazatlán con TGNL en Topolobampo

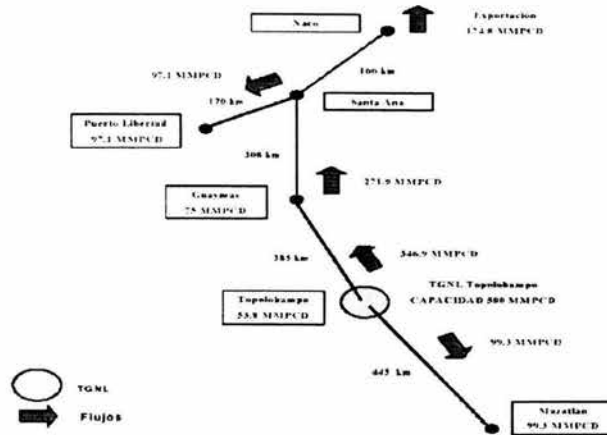


Figura 6

Fuente: secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos, 2003

- **Gasoducto Mazatlán-Durango**

La construcción del gasoducto Mazatlán-Durango (309 km) apoyaría el suministro de GN desde la Terminal de GNL de Topolobampo a la parte noreste del país. Es decir, desde Durango hasta la estación Chávez en Coahuila y de ahí, por un lado, hacia la ciudad de Chihuahua y por otro hasta Los Ramones en Nuevo León. Lo anterior revertiría el flujo de GN en ambas direcciones ayudando a liberar algunos cuellos de botella en el SNG en esa zona. La interconexión de Mazatlán a la estación Chávez daría mayor viabilidad a la Terminal de GNL en Topolobampo, requiriendo que su capacidad fuera del orden de 600 MMPCD, exportando a EE.UU. alrededor de 174.8 MMPCD.

Gasoducto Mazatlán-Durango con TGNL en Topolobampo

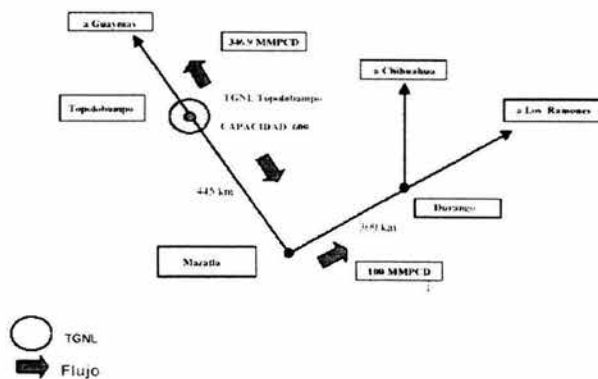


Figura 7

Fuente: Secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos 2003

- **Gasoducto Mazatlán-Manzanillo**

Este es otro desarrollo complementario para la construcción del Sistema NLC, y correspondería al tramo Mazatlán-Manzanillo (752 km). Este gasoducto pasaría por Tepic y Puerto Vallarta en su trayectoria hacia Manzanillo. En este último punto el consumo de las centrales Manzanillo I y II sería de alrededor de 338.0 MMPCD. Una alternativa para el suministro de GN hasta Manzanillo sería la misma Terminal de GN en Topolobampo que requeriría tener una capacidad de por lo menos 938 MMPCD.

Gasoducto Mazatlán-Manzanillo con TGNL en Topolobampo

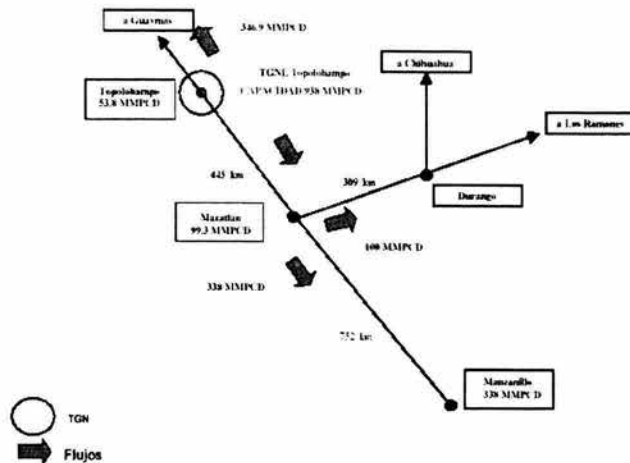


Figura 8

Fuente: Secretaría de Energía. Potencial Nacional de Gasoductos, 2003

• **Terminal de GNL Manzanillo y gasoductos a Guadalajara y a Lázaro Cárdenas**

Otro desarrollo para continuar el Sistema NLC sería la instalación de la Terminal de GNL que se contempla en el puerto de Manzanillo. Esta terminal proveería de GN a las centrales de CFE en esa localidad (338.0 MMPCD) y permitiría enviar parte de su capacidad hacia el norte por el Sistema NLC en su tramo Manzanillo-Mazatlán (752 km). Desde esta Terminal se podría enviar GN a Mazatlán (99.3 MMPCD) y vía Durango al resto del centro-norte-este del país. Sin embargo, habría que balancear la

capacidad de la Terminal de GNL en Topolobampo con los volúmenes que se envíen en esa dirección desde Manzanillo.

- ***Gasoducto Manzanillo-Guadalajara***

También se podría desarrollar el gasoducto Manzanillo-Guadalajara (300 km). Este gasoducto, vía Valtierra, podría suministrar GN al Puerto de Lázaro Cárdenas en Michoacán, lo cual, considerando el consumo de las centrales eléctricas en Manzanillo (338 MMPCD), el consumo en Lázaro Cárdenas (que podría alcanzar los 170 MMPCD) y el suministro hacia Mazatlán (99.3 MMPCD) y, vía Durango a Chihuahua y Los Ramones (100 MMPCD), se requeriría una Terminal de GNL en ese puerto de alrededor de 707.3 MMPCD. Además, esta Terminal aliviaría algunos cuellos de botella que se tienen corriente arriba de Valtierra y permitiría incrementar los flujos de gas a otras zonas del centro del país.

- ***Gasoducto Manzanillo-Lázaro Cárdenas***

Otro gasoducto complementario para el desarrollo del Sistema NLC es el que interconectaría, por la costa del Pacífico, el Puerto de Manzanillo con el de Lázaro Cárdenas (337 km). Este gasoducto podría ser el que suministrara el GN al Puerto de Lázaro Cárdenas, ya que, actualmente se tienen problemas de saturación, corriente arriba de Valtierra, que impiden suministrar más GN a esa zona. Inclusive, se podría revertir el flujo y enviar GN de Lázaro Cárdenas a Valtierra liberando capacidad para el centro del país o para Guadalajara

Terminal de GNL en Manzanillo y Gasoductos a Guadalajara y a Lázaro Cárdenas

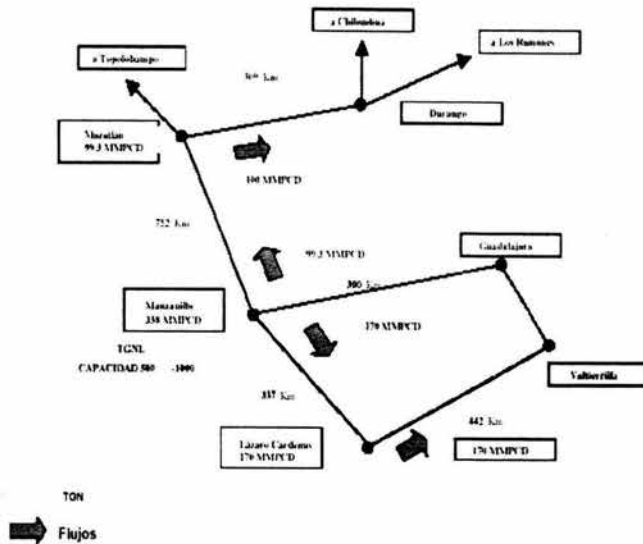


Figura 9

Fuente: Secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos, 2003

- **Terminal de GNL en Lázaro Cárdenas y Gasoducto a Manzanillo**

El sector privado está interesado en instalar una Terminal de GNL en el Puerto de Lázaro Cárdenas, Michoacán. Esta Terminal suministraría el GN requerido en ese puerto (170 MMPCD) liberando el gas natural que llega actualmente del sur a puerto. Se inyectarían alrededor de 170 MMPCD de GN en el ducto Lázaro Cárdenas-Valtierrilla, el cual sumado al volumen liberado del sur (alrededor de 100 MMPCD) haría un total disponible, en Valtierrilla, de alrededor de 270 MMPCD, los cuales podrían enviarse a Guadalajara y de ahí, mediante la construcción del ducto Guadalajara-Manzanillo (300 km) a las centrales eléctricas en ese puerto (el volumen faltante para cubrir la demanda en Manzanillo se podría suministrar desde

Topolobampo). La Terminal en este caso tendría una capacidad inicial de alrededor de 340 MMPCD.

- **Gasoducto Lázaro Cárdenas-Manzanillo**

La instalación de una terminal en Lázaro Cárdenas, tendría como consecuencia la construcción del gasoducto complementario Lázaro Cárdenas-Manzanillo (337 km) alimentando con GN a las centrales en Manzanillo (338.0 MMPCD) y probablemente más al norte hacia Mazatlán y Durango (100 MMPCD). Cubriría las necesidades de Lázaro Cárdenas (170 MMPCD) liberando GN del sur que llega actualmente a este puerto (100 MMPCD) y aún se podrían enviar hasta 170 MMPCD adicionales a Valtierrilla por el gasoducto Lázaro Cárdenas-Valtierrilla, liberando algunos cuellos de botella corriente arriba de Valtierrilla y aumentando las disponibilidades para Guadalajara. La capacidad de la Terminal en Lázaro Cárdenas, en estas condiciones, podría ser de alrededor de 778.0 MMPCD.

TGNL en Lázaro Cárdenas y Gasoductos a Manzanillo y a Guadalajara

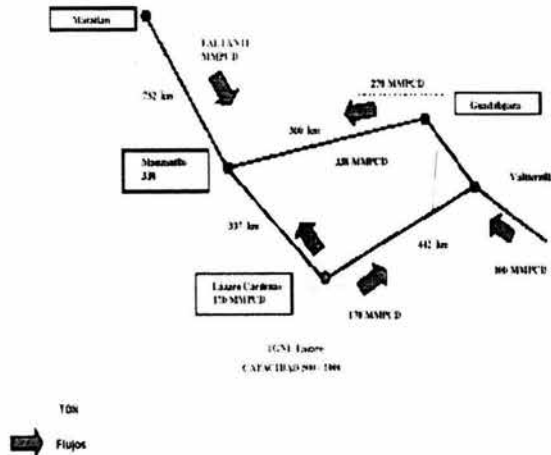
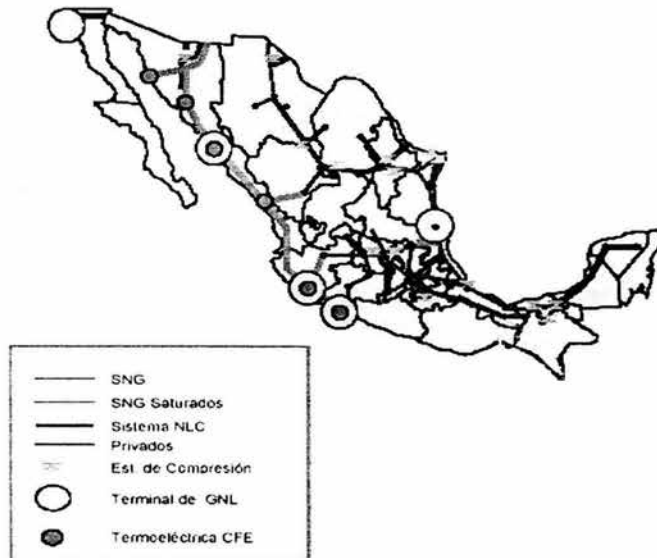


Figura 10

Fuente: Secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos, 2003

Es imprescindible mencionar que probablemente las terminales de Manzanillo y Lázaro Cárdenas resulten excluyentes y que la instalación de cualquiera de ellas, con una capacidad de 1,000 MMPCD implique que la Terminal situada en Topolobampo resulte de una capacidad de entre 500 y 750 MMPCD.

Principales Gasoductos



Mapa 19

Fuente: Secretaría de Energía, *Potencial Nacional de Gasoductos*, 2003.

Por tanto, el sistema Naco-Lázaro Cárdenas tendría una extensión de 2,400 km aproximadamente, el cual se extendería a lo largo de la costa oeste del pacífico mexicano, desde Sonora hasta por lo menos el Puerto industrial de Lázaro Cárdenas en Michoacán, suministrando gas natural a Sonora, Sinaloa, Nayarit, Jalisco, Colima y Michoacán.

Primeramente este sistema se interconectaría con el sistema Nacional de Gasoductos en tres puntos: Durango (con el gasoducto que se construiría de Durango a Mazatlán) Guadalajara (con el ducto que se construiría en Guadalajara a Manzanillo) y Lázaro Cárdenas (con el ducto que actualmente llega a ese puerto). Este proyecto además de llevar GN, daría una mayor flexibilidad a la operación de los distintos sistemas de transporte de gas natural en el país y sería la columna vertebral que, en conjunto con el Sistema Nacional de Gasoductos, permitiría extender los sistemas de transporte y distribución de este energético a todo lo largo y ancho de México. Además de que las terminales de gas natural licuado que la iniciativa privada contempla desarrollar en este mismo litoral (Ensenada, Manzanillo Y Lázaro Cárdenas) y una más en el Puerto de Topolobampo, Sinaloa, resultan un punto clave para el desarrollo de esta infraestructura, es decir, el Sistema Naco-Lázaro Cárdenas.

4.6 ESCENARIO DE DEMANDA DE GAS NATURAL LICUADO EN EL SECTOR ELÉCTRICO Y COMPARATIVA DE PRECIOS CON EL GAS NATURAL

Es de suma importancia que para la finalización y mejor comprensión de este apartado se haga un análisis de la fluctuación que tendría la demanda del gas natural licuado en el sector eléctrico (tomando en cuenta las centrales eléctricas localizadas en la Costa Oeste de México que son susceptibles de utilizar GN o que funcionan con éste, ver anexo1) en el período que va del año 2003 al 2008, al igual que determinar el valor monetario de la misma (entendido como cantidad de dinero obtenido por la demanda), finalizando con un análisis de precios del GNL en comparativa con el GN, lo cual lo podemos resumir en los siguientes cuadros.

Demanda de Gas Natural Licuado (sector eléctrico), 2003-2008*

MMPCD

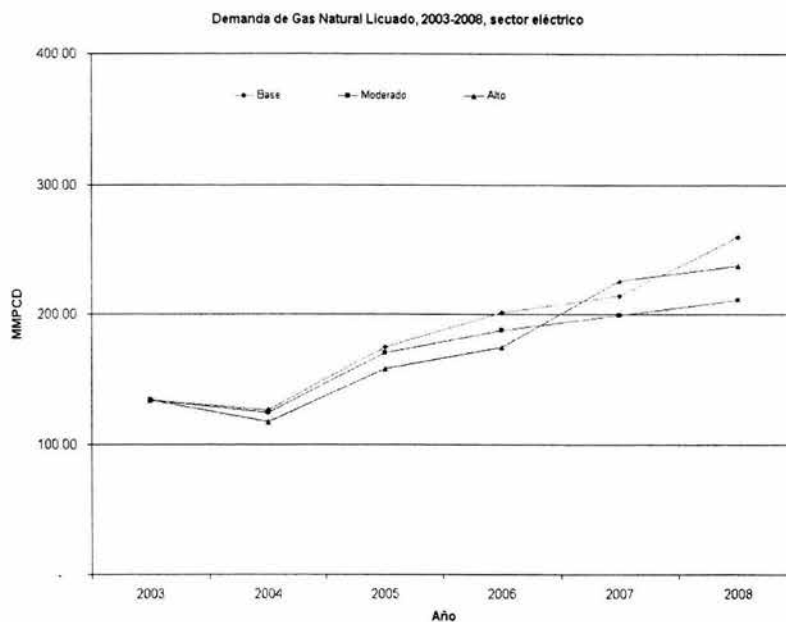
Cuadro 43

AÑO	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Escenario Base	133.7	126.0	174.6	201.3	214.5	259.5
Escenario Moderado	133.7	126.0	174.6	201.3	214.5	259.5
Escenario Alto	133.7	117.3	158.1	174.7	226.1	237.3

*Ver memoria de cálculo en el anexo 9

Fuente: Elaboración propia con base en Prospectiva de Gas Natural 2003-2012, CFE y Sener.

Nota: El escenario base contiene el número actual de centrales eléctricas cuya probabilidad es la de sustituir combustible por gas natural en la zona de estudio (Anexo 1), el escenario moderado supone menor número de centrales eléctricas y el escenario alto propone que un mayor número de centrales cambiaran el tipo de energético utilizado por gas natural en comparación con el escenario base.



Gráfica 17

Fuente: Elaboración propia con base en *Prospectiva de Gas Natural 2003-2012*, CFE y Sener.

Como podemos observar, el escenario base nos muestra un panorama en donde la demanda de GNL estaría en constante crecimiento, comenzando en el 2003 con 133.7 MMPCD (150.4 MMBTU) y finalizando en el año 2008 con 259.5 MMPCD (291.9 MMBTU), lo cual se traduce en una tasa de crecimiento de 94%; en lo que se refiere al escenario moderado, las fluctuaciones que existen en todo el periodo son casi en su totalidad tendientes a la alza, aunque en el año 2004 (124.5 MMPCD) se presentaría un decremento de aproximadamente -7% respecto del 2003 (133.7 MMPCD), y en los demás años estaría en constante aumento la demanda, siendo que la tasa de crecimiento del 2008 (211.0 MMPCD, equivalentes a 237.4 MMBTU) en comparación con el 2003 (133.7 MMPCD) sería de 58%; en lo referente al escenario alto, en donde se contemplan un número mayor de centrales eléctricas, comenzaría con una demanda en el 2003 de 133.7 MMPCD y finalizaría en el 2008 con 237.3 MMPCD equivalentes a 267.01 MMBTU, por consiguiente las expectativas de la demanda estarían en constante aumento, aunque en el 2004 (117.3 MMPCD) existiría una moderada caída respecto del 2003 (de -12.3%) aproximadamente, y la fluctuación en la tasa de crecimiento del 2008 respecto del 2003 sería del 78%.

Por tanto, el incremento en la demanda en los tres tipos de escenarios se mantendría en constante crecimiento, lo cual nos indica que el escenario base en donde se encuentran las centrales eléctricas actuales nos presentaría un marco en donde la demanda de GNL sería cada vez mayor.

Ahora bien, otro punto importante de análisis sería el aspecto del valor de la demanda obtenido a través de la demanda requerida en este periodo de estudio, para lo cual es importante analizar lo siguiente:

Valor monetario de la demanda de GNL (sector eléctrico), 2003-2008*
millones de pesos por MMPCD

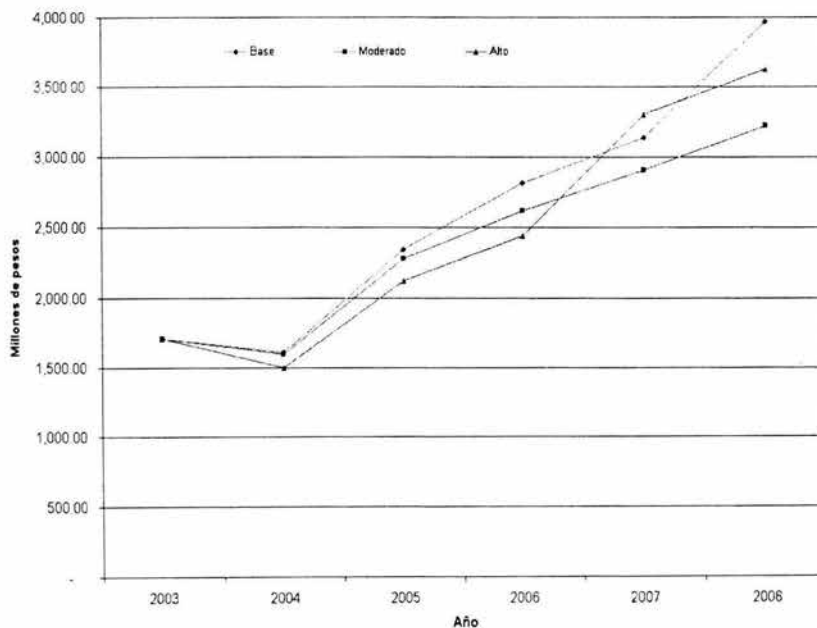
Cuadro 44

AÑO	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Escenario Base	1,710.77	1,612.08	2,342.26	2,815.69	31,336.96	3,966.76
Escenario Moderado	1,710.77	1,593.04	2,282.11	2,621.13	2,910.90	3,225.31
Escenario Alto	1,710.77	1,500.52	2,121.19	2,443.47	3,306.49	3,627.91

* Ver memoria de cálculo en el anexo 9

Fuente: Elaboración propia con base en Prospectiva de Gas Natural 2003-2012, CFE y Sener.

valor monetario de la demanda de Gas Natural, 2003-2008, sector eléctrico



Gráfica 18

Fuente: Elaboración propia con base en Prospectiva de Gas Natural 2003-2012, CFE y Sener.

Como podemos observar, el valor de la demanda en lo que concierne al escenario base en el período 2003-2008 se mantiene en constante crecimiento, aunque en el 2004 (1,612.08 millones de pesos por MMPCD) respecto del 2003 (1,710.77 millones de pesos por MMPCD) existe un ligero decremento de -6% aproximadamente, pero a excepción de éste, el incremento es sostenido, teniendo por tanto que la tasa de crecimiento del 2008 (3,966.76 millones de pesos) en comparación con el 2003 (1,710.77) es de 132 %.

En lo que se refiere al escenario moderado, al igual que en el escenario anterior, el flujo monetario observa un decremento en el año 2004, pues se coloca en 1,593.04 millones de pesos / MMPCD a diferencia del 2003 que su ubica en 1,710.77 millones de pesos/ MMPCD, por lo cual la tasa de crecimiento es de -7%, pero en general mantiene un crecimiento constante en todo el período, siendo con esto que la tasa de crecimiento del 2008 (3,225.55 millones de pesos / MMPCD) en contraparte del 2003 (1,710.77 millones de pesos por MMPCD) existe un aumento de 89% aproximadamente.

Y por último en el escenario alto, en donde se contempla que existirán más centrales eléctricas que utilicen gas natural, el comportamiento ha sido prácticamente constante, aunque al igual que en los anteriores escenarios, en el 2004 disminuye el flujo, colocándose en este año en 1, 500.52 millones de pesos a diferencia del 2003 (1,710.77) obteniendo así una tasa de crecimiento negativa de -12.3%, pero la TC del 2008 (3,627.91 millones de pesos por MMPCD) respecto del 2003 (1,710.77) es de 112% aproximadamente.

Por tanto, podemos decir que, los tres escenarios muestran una óptima expectativa en lo que se refiere al flujo monetario, por consiguiente si se mantuvieran la demanda de las centrales eléctricas actuales este flujo se mantendría a la alza.

Ahora bien, el otro punto de análisis para determinar la existencia del GNL como una buena alternativa de oferta energética en la Costa Oeste de México en el período 2003-2008, tenemos lo siguiente:

Precios de importación del Gas Natural Licuado, 2003-2008

(US \$ por MMBTU)

Cuadro 45

AÑO	Australia Ras Gas	Australia Luanda	Malaysia Bintulu	Indonesia Bontang	Indonesia Tangguh	Rusia Sakhalin	Bolivia Pacific LNG	Perú Lima	EE.UU. Alaska	Precio GNL promedio USD
2004	28	31	32	28	32	33	35	33	26	31
2005	29	32	33	30	33	34	36	34	27	32
2006	30	33	34	31	35	36	38	36	28	34
2007	31	33	36	32	37	37	40	38	29	35
2008	33	37	38	34	38	39	42	40	30	37

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Cambridge Energy Research Associates.

Como podemos observar en el cuadro, el precio del gas natural licuado en lo que concierne al precio promedio en el período del año 2003 al año 2008, no observa un incremento muy importante, pues los precios se mantienen casi constantes; cabe mencionar que éstos ya incluyen el precio por regasificación, por lo cual la tasa de crecimiento del 2008 (3.7 USD) en comparativa con el 2003 (3.1 USD) es de aproximadamente de 19%, lo cual lo coloca en una buena oferta para el sector eléctrico, debiendo de tomar en cuenta que este precio no incluye el precio por transporte y distribución. Por otro lado, independientemente de Alaska perteneciente a EE.UU. (el cual es el que ofrece el precio más rentable), los tres países de los cuales sería conveniente importar el GNL serían: Australia (Ras Gas), Indonesia (Bontang) y Australia (Luanda), pues son los que muestran un menor incremento en los precios del gas natural licuado y se mantienen por debajo del precio de los demás países.

Ahora bien, en lo que concierne a los precios del Gas natural, las fluctuaciones en este periodo serian las siguientes:

Precios de venta del Gas Natural

US \$/MMBTU

Cuadro 46

AÑO	DCF	PGPB Bancomer
	A Precio de GN Pemex	B Precio de GN Pemex
2004	5.46	4.50
2005	5.08	4.50
2006	4.63	4.50
2007	4.51	4.70
2008	4.41	4.92

Fuente: Elaboración propia, con datos de la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF) y Bancomer (Pemex Gas y Petroquímica Básica, PGPB)

Como se observa en el cuadro anterior, existen dos propuestas de precios de gas natural, en la primera opción (A), el precio que presenta este energético en el 2004 es de 5.46 dólares por MMBTU, y en los años consecutivos se observa que existe un decremento, por tanto en el periodo que va del 2004 al 2008 (4.41 dólares), la disminución existente en el precio del gas natural es de 1.5 dólares por MMBTU.

En lo referente a la opción (B), el precio de este combustible en el periodo que va del 2004 al 2006, de acuerdo a la cobertura de precios que en Octubre del 2003 presentó PGPB, fue de 4.50 dólares/MMBTU, y en los años 2007 y 2008, se presenta una alza en estos precios, pues para cada año el precio sería de 4.70 y 4.92 dls/MMBTU respectivamente.

Para la mejor comprensión de lo anterior, y para poder determinar si el GNL es una óptima alternativa de oferta energética en la Costa Oeste de México, analizaremos el siguiente cuadro:

Beneficio de Potencial derivado de los precios de Gas Natural Licuado vs Gas Natural Seco

USD/MMBTU

Cuadro 47

AÑO	Precio promedio del Gas Natural Licuado	DCF A	PGPB Bancomer B	Beneficio DCF A	Beneficio PGPB Bancomer B
		Precio de GN Pemex	Precio de GN Pemex	Precio de GN Pemex	Precio de GN Pemex
2004	3.1	5.46	4.30	2.39	1.43
2005	3.2	5.08	4.50	1.87	1.29
2006	3.4	4.87	4.30	1.28	
2007	3.5	4.51	4.70	1.00	1.20
2008	3.7	4.4	4.97	0.75	1.0

Fuente: Elaboración propia con información de Cambridge Energy Research Associates, la Dirección Corporativa de Finanzas y Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Como se observa en el cuadro, el precio promedio del GNL, se encuentra por debajo de cualquiera de las dos opciones (A o B) del precio de gas natural existente, teniendo por tanto que, el beneficio económico obtenido para el período que va del 2004 al 2008 en la opción A, sería el siguiente: para el 2004 se obtendría un beneficio de 2.39 dls/MMBTU, para el 2005 sería de 1.87, para el 2006 de 1.28, en el 2007 el beneficio se ubicaría en 1.00 dls/MMBTU y para el 2008 se obtendría 0.75 dls/MMBTU de beneficio económico⁶².

En lo que respecta a la opción B, el beneficio obtenido por la oferta de GNL en contraparte con el Gas Natural en el período 2004-2008, es el siguiente: para el año 2004, se obtendría un beneficio de 1.43 dls/MMBTU, para el año siguiente sería

⁶² Se analiza a partir del año 2004, dado que los precios de GNL se encuentran a partir de esa fecha.

de 1.29 dls/MMBTU, para el 2006, el beneficio potencial se calcula en 1.15 dls/MMBTU, y en los años posteriores sería de 1.20 y 1.25 dls/MMBTU.

Por tanto, para cualquiera de los casos, el precio del gas natural licuado se encuentra por debajo de los precios del gas natural, presentándolo como una muy buena alternativa de oferta energética para la Costa Oeste de México en lo referente al sector eléctrico, aunque es importante tomar en consideración que los precios del GNL y el GN no llevan implícitos los costos de transporte y distribución, dado que éstos se aplican de acuerdo al transportista y al volumen a transportar (aunque probablemente, pero sea cual fuese el costo, el precio del GNL estaría aún por debajo del de GN, pues el costo de transporte sería el mismo para los dos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para la elaboración de este trabajo fue necesario abordar el neoliberalismo, dado que bajo el contexto de éste se enmarca la existencia de una nula participación del Estado y se promueve la participación del sector privado dentro de la economía. Por lo cual podemos decir que la teoría neoliberal, es una variante del liberalismo clásico del siglo XVIII, cuando el imperialismo inglés, usó la idea de la competencia y el libre comercio, para justificar sus propios colonialismos. Es importante resaltar que la rebeldía de los obreros en los años treinta y las luchas anticoloniales acabaron con el liberalismo clásico, pero fueron contenidos por el Keynesianismo: el manejo estatal de los sueldos, el estado de bienestar social y desarrollo. En los 60's, un ciclo internacional de rebeliones provocadas por trabajadores, estudiantes, campesinos, mujeres y ecologistas acabaron con el Keynesianismo, siendo reemplazado así por el modelo neoliberal.

Este modelo diseñado e implementado por el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, cuya estrategia se ha fundamentado a través de la privatización, la rebaja de gastos de bienestar social, ataques de sindicatos, rebaja de sueldos, alza de ganancias, libre comercio, y libertad de movilidad de capital.

Dadas estas características, en México como consecuencia de la petrolización de la economía, el crecimiento de la deuda externa y la crisis existente en el país en los 80's, sirvieron como punto de partida para los neoliberales para comenzar la aplicación de este modelo en México.

Con la aplicación de este modelo en el sexenio de Miguel de la Madrid (1982-1988) comienza el desmantelamiento del sector estatal, debido a la crisis económica que presentaba el país en ese momento.

Posteriormente, en el sexenio de Carlos Salinas de Gortari (1988-1994) existe una profundización del proyecto neoliberal, pues se hicieron reformas jurídicas de carácter económico, tales como dar fin al reparto agrario, se privatizan los ejidos y se propicia la compra de tierra por parte de los capitalistas nacionales y extranjeros

además de modificar al artículo 28 de la constitución, dando autonomía al Banco de México.

Por otro lado, en este período se convirtió a PEMEX en una empresa controladora de varias empresas subsidiarias, teniendo la intención de vender una de éstas (Pemex Petroquímica) a la iniciativa privada o al capital extranjero.

No está por demás, decir que durante este sexenio se realizó la suscripción de México, al Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos y Canadá, lo cual significó la eliminación de barreras arancelarias y el inicio de una política de integración supeditada al imperialismo norteamericano.

Una modificación importante durante este período fue en lo relativo a la ley de Energía, incluyendo a los productores independientes (PIE's), siendo esto contrario a lo que se estipulaba en el artículo 27 de la Carta Magna, en donde se establece que solo a la Nación le corresponde generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga como objeto la prestación de un servicio público.

Posteriormente, con el gobierno de Ernesto Zedillo (1994-2000), hace modificaciones en el artículo 28 Constitucional, suprimiendo del listado de áreas estratégicas la comunicación vía satelital y los ferrocarriles, incluyendo a éstas solo como prioritarias, para con ello, permitir la participación del capital privado. Además de que en este periodo se modifica la Ley del Seguro Social, creando con ello las Afores (Administradoras de Fondos para el Retiro) y en el año de 1997 se reforma la legislación financiera y bancaria, propiciando con ello que el capital extranjero pueda tener control de los bancos que tengan un capital contable mayor al 6% del total nacional de la banca mexicana. En esta gubernatura se intentó, como ya se señaló privatizar la petroquímica y la industria eléctrica, pero dada la oposición de diversos sectores sociales, esto no se pudo concretar.

Ahora bien, es menester mencionar que actualmente el gobierno al seguir aplicando este modelo neoliberal ha contribuido a que exista un decremento en las exportaciones, y una necesidad cada vez más imperante por importar, ocasionando con ello un aumento en el déficit de la balanza comercial; propiciando una

inestabilidad cambiaria y una ausencia de certidumbre acerca del futuro económico del país.

Bajo este esquema, se ha desarrollado el sector energético mexicano, al cual le corresponde suministrar con oportunidad, calidad y precio competitivo la energía que demanden los diferentes sectores económicos del país. En este sentido el gas natural, constituye un energético indispensable para garantizar la expansión industrial y el crecimiento económico que requiere el país, por lo que México, contó en lo concerniente a las reservas remanentes totales de gas natural, con 65,432.9 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) al 1 de enero de 2003, de los cuales cerca del 79.5 por ciento corresponden a gas no asociado, ubicado principalmente en la región norte, y el 20.5 por ciento restante a gas asociado, el cual se concentra sobre todo en las región sur.

Por otro lado, la extracción y producción total de gas natural a partir de los yacimientos es responsabilidad de Pemex Exploración y Producción (PEP), subsidiaria que cuenta con distintos activos de producción, agrupados en las cuatro regiones que la componen (Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste).

Por lo cual, la oferta nacional de gas natural (producción) durante el período 1993-2002, se ha incrementado a una tasa promedio de 3.7% anual, esto como resultado al estímulo expansivo del consumo interno.

Ahora bien, podemos decir que en lo concerniente al transporte y la distribución del gas natural, hasta el año 2003 se otorgaron 120 permisos de transporte y distribución, de los cuales los 83 permisos de transporte fueron abocados a usos propios con 585 km y 16 a acceso abierto con 10,875 km (los cuales incluyen al Sistema Nacional de Gasoductos y al Sistema Naco-Hermosillo, ambos propiedad de Pemex, con un total de 8,704 y 339 km respectivamente), cuya inversión calculada es de 219 millones para transporte de usos propios y 1,386 millones para transporte de acceso abierto.

En lo respectivo al consumo de gas natural, en el año 2002, el comportamiento de este energético tuvo una tendencia a la alza, colocándose en 4,855 mmpcd para este año, obteniendo una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 5.3%, de donde desprendemos que a escala sectorial, las necesidades del sector eléctrico fueron las que presentaron un incremento más importante (30.2%) ubicándose en 1,505 mmpcd, de tal forma que la tasa media de crecimiento anual fue de 13.9%. Este incremento fue resultado de la entrada en operación de tres productores independientes de energía (PIE'S): Monterrey III, Altamira II (región noreste) y Bajío (Sauz) en la región Centro-Occidente. Por lo cual, a escala sectorial, el rubro del sector eléctrico se consolidó como el de mayor dinamismo en el mercado.

En el ámbito regional, la zona ubicada en el Sur-Sureste fue en donde existió mayor consumo de gas natural, pues concentró en el 47% del total nacional, como resultado de las actividades petroleras, en donde el sector eléctrico fue el que tuvo un mayor crecimiento con una tasa promedio anual de 22.5% , dado que en esta región se encuentran las centrales de ciclo combinado Mérida III y Dos Bocas.

En segundo lugar, tuvimos a la región Noreste, la cual utiliza 39% del total, sin contar a Pemex, y en donde el sector eléctrico es el mayor consumidor de este combustible, dada la capacidad de las centrales: Altamira II, Samalayuca, Huinalá y Monterrey III.

La región Centro ocupó el tercer sitio, en donde nuevamente el sector eléctrico representó el 52.1% de l consumo en el 2002. Y en cuarto lugar tuvimos a la región Centro-Occidente, en donde el sector de consumo más representativo (a diferencia de las otras tres regiones) fue el sector industrial, cuyas necesidades ascendieron a 54.2%, sin contar al sector petrolero.

Por tanto, es de suma importancia tomar en cuenta que de acuerdo al análisis establecido, el sector eléctrico es el que consume mayor cantidad de gas natural a escala nacional.

Por otro lado, hay que puntualizar que es importante tomar en cuenta el esquema de precios establecido para el gas natural, tomando en cuenta que para cada

zona geográfica el precio del gas natural en ventas de primera mano (VPM) se determina mediante una fórmula: el precio es igual a una de referencia internacional, más una tarifa neta de transporte, más un costo de servicio más IVA. En donde con la referencia internacional la fórmula emula el comportamiento de los mercados abiertos y competitivos del Sur de E.U.A. Para ello, toma como referencia los índices de precios de las principales cuencas productoras en ese país (Premian y San Juan), así como de los ductos PG&E (ducto que comienza en Canadá y termina en California, el cual comenzó a dar servicio el 1° de noviembre del 2002) y Tetco (Texas Eastern Transmission Company). En el resto del país el precio de venta de primera mano se calcula sumando al precio de Reynosa el costo de transporte Reynosa-Los Ramones y restando el costo de transporte por ducto de Los Ramones a Ciudad Juárez.

No obstante, el 9 de febrero de 2001, la CRE aprobó que la modificación de los términos y condiciones generales a fin de PGPB pudiera celebrar VPM de gas natural a tres años, por cantidades de gas determinadas y a un precio de referencia fijo de US\$4 /MMBtu. Aunado a esto, en Octubre de 2003, PGPB ofreció a los consumidores nacionales de gas natural la opción de adquirir dos mecanismos de cobertura de precios en el periodo 2004-2006:

1. Cobertura de Precio Fijo de 2004 a 2006

Consistió en el establecimiento de un precio fijo máximo de 4.50 dólares por millón de BTU (usd/mbtu) para el periodo de enero de 2004 a diciembre de 2006. Este esquema se aplicó para consumos inferiores o iguales a 10 millones de pies cúbicos diarios (mpcd). En caso de volúmenes superiores, el precio máximo aplicado fue de 4.55 usd/mbtu para el consumo por encima de 10 mpcd y hasta 20 mpcd.

2. Cobertura de Precio Fijo 2004 acotado a 6.00 usd/mbtu

Consistió en el establecimiento de un precio fijo máximo de 4.425 usd/mbtu para el periodo de enero a diciembre de 2004. En caso de que el índice de referencia mensual (Canasta Reynosa) sea mayor a 6.00 usd/mbtu, adicionalmente al precio fijo, los consumidores deberán pagar la diferencia en exceso a los 6.00 usd/mbtu. La contratación de este instrumento estuvo condicionada a la contratación de coberturas

adicionales para el periodo comprendido entre enero de 2005 y diciembre de 2006. Estas podrán ser contratadas por el usuario en el momento que considere más conveniente y teniendo como límite el mes de junio de 2004.

Este esquema de cobertura se aplicó para consumos inferiores o iguales a 10 mpcd. En caso de requerirse volúmenes superiores, el precio máximo aplicado fue de 4.475 usd/mbtu para el consumo por encima de 10 mpcd y hasta 20 mpcd.

Ahora bien, en lo que se refiere al comercio exterior, el total de importaciones de gas natural en el 2002 llegó a 729 mmpcd, lo cual mostró un incremento de 91.7% respecto del año anterior, y por lo cual demuestra que existe una dependencia cada vez más grande de México hacia E.U.A, teniendo por consiguiente, que actualmente existen 15 interconexiones a través de las que se desarrolla el comercio entre estos dos países; de donde se desprende que las importaciones totales representaron 15% de la demanda nacional.

Por todo lo anterior, y debido a que actualmente los desequilibrios entre la producción y el consumo de gas natural se encuentra en niveles críticos, surge la necesidad de que para cubrir la demanda interna y reducir la dependencia de las importaciones, se tiene que incrementar la oferta interna de gas natural, a través de eficientar la forma en que Pemex ha realizado sus contratos de obra pública y de servicios, sin modificar el marco legal vigente. Teniendo como resultado, la existencia de importantes ahorros, en lo concerniente a las divisas ya que se reducirían las importaciones de gas natural, repercutiendo así favorablemente a la balanza comercial mexicana, fortaleciendo con ello a la industria de este energético, para su utilización en la generación de electricidad.

Es importante recalcar, que la capacidad para transportar gas del norte al sur del país se ha visto rebasada por la demanda, surgiendo con ello, la necesidad de crear proyectos apoyados por la inversión privada, teniendo como consecuencia un eficiente suministro de gas natural y así poder tener acceso a los puntos de demanda.

Es imprescindible que para todo lo anterior, existan incrementos en el desarrollo del sector eléctrico, con lo cual se diversificarían las fuentes de suministro,

teniendo como consecuencia la no dependencia del sur de Texas y por ende comprar el producto se compraría en forma de GNL (gas natural que se convierte a líquido a una temperatura de -260° Fahrenheit correspondientes a -162° Celsius), reduciéndose los rezagos en materia de comercialización, transporte y distribución de gas natural y complementándose con ésto la oferta de Petróleos Mexicanos en el mercado.

Es imprescindible, hacer mención que actualmente existen 14 países oferentes de GNL: Estados Unidos, Trinidad y Tobago, Omán, Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Libia, Nigeria, Australia, Brunei Indonesia, Japón, Malasia, Taiwán y Corea del Sur. De los cuales, los principales países comercializadores de GNL son Indonesia, Malasia y Argelia, exportando aproximadamente el 54.5% del total mundial de GNL; en contraparte, respecto al consumo de este energético a escala mundial, Japón es el principal importador asiático (48.5%), seguido de España y Francia (localizados en el continente Europeo) los cuales consumen en conjunto el 16% de la oferta total en forma de GNL. Por su parte, EE.UU. exporta pequeñas cantidades del gas producido en Alaska hacia Japón.

No está por demás mencionar, que Perú tiene planes de exportar GNL a México en el largo plazo, cuyo gas tendría origen del Yacimiento de Camisea, el cual podría abastecer las terminales localizadas en baja California y/o Lázaro Cárdenas, ubicadas en la Costa Oeste de México.

Actualmente, a escala mundial la región Asia pacífico es la que ocupa el primer lugar en lo que concierne a plantas de licuefacción, teniendo una capacidad total de 7,917 mmpcd, cuyo mejor representante fue la planta de Bontang localizada en Indonesia (2,249mmpcd), seguida de la región Atlántico (4,472 mmpcd) cuya planta más relevante es Arzeg ubicada en Argelia (2,249 mmpcd) y en último sitio tenemos a Medio Oriente (3,458 mmpcd) siendo la planta de licuefacción Qatargas su mayor representante con 1001 mmpcd.

En lo correspondiente a plantas bajo construcción, las regiones que se enmarcan por orden de importancia bajo este rubro son. Atlántico, Asia-Pacífico y Medio Oriente, planeando satisfacer una demanda de 5,512 mmpcd.

Por otro lado, bajo el esquema de plantas planeadas, se plantea ofertar aproximadamente 22,659 mmpcd, siendo las regiones Asia-Pacífico, Atlántico y Medio Oriente las participantes en este rubro.

Además, en lo respectivo a las plantas regasificadoras en funcionamiento tenemos que existen 40 plantas a escala mundial, de las cuales se localizan 5 en EE.UU. y Puerto Rico, 23 en Japón, 3 en Corea, India y Taiwán, 3 en España y 6 en Bélgica, Francia, Turquía, Italia y Grecia. Además de que actualmente existen 8 plantas en construcción de las cuales le corresponden 2 a España, 1 a Portugal, 2 a la India, la República Dominicana, una a Corea y otra a Turquía.

Por lo antes mencionado, y dada la evolución que ha tenido la oferta de GNL mundialmente, podemos decir que para el caso de México, en específico en la Costa Oeste del Pacífico, las dos hipótesis propuestas en este trabajo se cumplen en su totalidad, pues este tipo de energético funge como una muy buena opción para cubrir la demanda de gas natural y por tanto sustituiría al combustóleo, pues las nuevas tecnologías utilizadas para el almacenamiento, transporte y regasificación del gas natural licuado disminuyen los costos operativos y los precios de este energético respecto al gas de tuberías utilizado en los mercados en el ámbito internacional, propiciando que existan beneficios para los consumidores, reflejándose con ello, la creciente demanda de este producto, debiendo de incluir para ello la participación de la iniciativa privada para poder realizar proyectos de GNL.

Para el caso de México, y tomando en cuenta el comportamiento registrado en la oferta y la demanda de este combustible a escala internacional, la mayor utilización de éste se abocaría al sector eléctrico, teniendo que tomar en cuenta que para el año 2002, la capacidad efectiva de generación eléctrica en México fue de 45,674, MW, en donde el 80% de ésta es utilizada por la Comisión Federal de Electricidad, 8% por PIE'S, 6% autoabastecimiento, 3% para cogeneración, 2% por LFC y el 1% para usos propios. Por tanto, el consumo de combustibles como gas natural, para las plantas de generación se incrementará de forma importante, y de no realizarse las inversiones necesarias en materia de gas natural se puede tener el riesgo de que las

plantas generadoras de electricidad en operación no tengan el combustible necesario. Por tanto, es necesario incentivar las inversiones privadas, sino podría existir una crisis energética en el corto plazo.

Es de suma importancia, no soslayar que la industria eléctrica nacional cada vez fortalece más su infraestructura, dados los requerimientos cada vez mayores de las centrales eléctricas, por lo cual tiene como fin brindar una óptima oferta de energía eléctrica, con alta calidad y a precios competitivos.

Además, la política energética nacional contempla un mayor uso de combustibles menos contaminantes y más baratos, por lo cual el uso del gas natural juega un papel más importante en la generación de energía eléctrica.

Es importante mencionar que el combustible susceptible ha ser sustituido por gas natural es el Combustóleo (en comparativa con el diesel), ya que es el energético que presentó una mayor demanda en la Costa Oeste de México (Baja California Sur, Baja California, Sonora, Sinaloa, Colima, Jalisco, Michoacán y Nayarit), tomando en cuenta que la utilización de éste en el período 1995-2002 la tendencia hasta 1998 fue a la alza (182.9 mbd), teniendo en 1999 un pequeño decremento (176.2 mbd), aunque en el 2000 se recuperó la demanda (187.5 mbd) y finalmente en los dos años posteriores su tendencia fue a la baja (170.7 y 135.7 mbd); este comportamiento se ha originado porque el sector eléctrico (que es el principal sector de utilización de combustóleo) ha sustituido este energético por gas natural, debido a las características imperantes de este último y dada la diversificación de tecnologías utilizadas para la generación de electricidad, tales como hidroeléctrica, termoeléctrica, ciclo combinado y geotermia, propiciando una horro económico importante y menores niveles de contaminación ambiental en donde se instalan las centrales eléctricas.

Los estados que en la Costa Oeste de México tuvieron una mayor demanda de combustóleo en el 2002 fueron: Colima (50.5 mbd), Sonora (29.6 mbd), Sinaloa (25.8), Michoacán (18.9 mbd), Baja California (6.2 mbd) baja California Sur (4.7 mbd), y los estados de Jalisco y Nayarit no tuvieron participación alguna.

Consiguientemente, para que México pueda cubrir la demanda de gas natural, la Secretaría de Energía ha considerado la posibilidad de fomentar proyectos de Gas Natural Licuado (GNL), cuyo objetivo es incrementar la oferta de gas natural en el mediano plazo. Actualmente la CRE, aprobó 3 proyectos de GNL: 1) Ubicado en Tijuana (B.C), Gas Natural de Baja California, S de RL de CV (30 de marzo de 2003), 2) Localizado en Ensenada y el cual se llama Terminal LNG de Baja California, S de RL de CV, aprobado el 31 de julio de 2003 y el último 3) En Ensenada denominado energía Costa Azul, S de RL de CV, aprobado el 07 de agosto del 2003. Aunado a estos proyectos está en proceso la aprobación de tres proyectos de GNL en la Costa Oeste de México, por parte de la Secretaría de Energía: 1) Terminal de Gas Natural Licuado en Baja California 2) Terminal de Gas Natural Licuado Manzanillo, Colima, o Lázaro Cárdenas, Michoacán y 3) Terminal de Gas Natural Licuado en Topolobampo, Sinaloa; es imprescindible tomar en cuenta que estos proyectos guardan un margen de efectividad en lo que corresponde a la oferta de GNL, siendo éste el período 2003-2008, dado que en forma general en este tipo de obras surgen modificaciones en los tiempos programados por lo cual se van aplazando.

Teniendo como consecuencia, que estas instalaciones de almacenamiento con regasificación permitirá ampliar la base de fuentes de suministro de gas natural, lo cual coadyuvará a cubrir la demanda de este energético en el país. En los últimos años la demanda de gas natural ha sido impulsada por nuevos proyectos de generación eléctrica, transporte y distribución de gas natural. A su vez, estas instalaciones eventualmente permitirán la exportación de gas natural hacia la región del Oeste de Estados Unidos y otros mercados internacionales.

Para este trabajo, ha sido preponderante resaltar la existencia de una propuesta de precios del Gas Natural Licuado para el 2004, de donde se definió que el primer país que nos ofrece un precio más bajo para el abastecimiento de GNL es Alaska (aunque realmente no se sabe si este país pudiera cubrir la demanda requerida por México), obteniendo un precio de 2.55 USD\$/MMBTU, tomando en cuenta que la

distancia es menor a los demás países, por lo cual los costos de operación no son elevados, el segundo país del cual podríamos importar GNL es Australia (RasGas), cuyo precio se coloca en 2.77 dólares por MMBTU, la tercer a opción sería Indonesia (Bontang) obteniendo un precio de 2.83 dólares/ MMBTU y el tercer distribuidor de este combustible sería la planta de Luanda localizada en Australia, ofreciendo un precio de 3.06 dólares por millón de BTU (es imprescindible tomar en cuenta que estos precios toman contabilizan la distancia existente en millas náuticas del país importador hacia México y los costos de operación).

De acuerdo al potencial que se presentó en este trabajo, se identificaron 139 nuevos gasoductos, lo cual se traduce en una demanda de 2,229 MMPCD, es decir el 76% del volumen susceptible de ser convertido de Combustóleo a Gas Natural, de lo cual les corresponden 1,824 MMPCD al sector eléctrico y 404 MMPCD. al sector industrial, lo que representa una gran oportunidad para que los sectores social y privado participen en el desarrollo de más de estos nuevos gasoductos.

El denominado Sistema Naco Lázaro Cárdenas, tendría una extensión aproximada de 2,400 Km. El cual se extendería a lo largo del litoral occidental, desde Sonora hasta por lo menos el Puerto Industrial de Lázaro cárdenas en Michoacán, suministrando con ello GN a Sonora, Sinaloa, Nayarit, Jalisco, Colima y Michoacán.

De manera inicial este sistema se interconectaría con el Sistema Nacional de Gasoductos en tres puntos: Durango (con el gasoducto que se construiría de Durango a Mazatlán), Guadalajara (con el gasoducto que se construiría de Guadalajara a Manzanillo y Lázaro Cárdenas (con el ducto que actualmente llega a ese puerto). Este proyecto, además de llevar GN a las entidades antes mencionadas, daría una mayor flexibilidad a la operación de los distintos sistemas de transporte de gas natural en el país y funcionaría como la columna vertebral que, en conjunto con el Sistema Nacional de Gasoductos, permitiría extender los sistemas de transporte y distribución de este combustible en todo el país.

Por otro lado, la ubicación final de la Terminal de GNL en el estado de Baja California, así como el desarrollo y dimensiones de los gasoductos que se lleguen a

construir, dependerá del resultado del análisis económico que realicen los desarrolladores de este tipo de instalaciones. Debe notarse que la terminal contemplada en Baja California no tiene ningún efecto en el resto del país, por ser Baja California una zona aislada del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG). Excepto que se instale una pequeña terminal en Topolobampo y ésta reciba GNL desde Baja California.

El mercado potencial de gas natural que se identificó para este proyecto de GNL en Baja California es del orden de 1,718 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) 714 en BC, 547 en Sonora y 457 MMPCD en Chihuahua. Éste incluye tanto las centrales eléctricas que CFE tiene operando con GN, abastecidas desde EE.UU., como aquellas que operan con combustóleo (que son susceptibles de convertirse a GN). Asimismo, se incluyen las centrales que CFE contempla licitar en los próximos años y las centrales eléctricas que la iniciativa privada construyó expresamente para exportar electricidad a EE.UU.

El factor más importante en la región de Baja California, en cuanto al sector energético, es el incremento de la demanda de gas natural es su uso para la generación de electricidad. La apremiante apertura y el cambio estructural del sector eléctrico puede generar un alto crecimiento de Baja California. Por lo que ya se tienen planes de expansión de la infraestructura generadora y conductora de energía eléctrica en Baja California, así como del sistema interconectado noroeste o bajacaliforniano, donde se considera interconectar a Baja California con el resto del país y ampliar las interconexiones con los Estados Unidos. En el 2001, entró en operación la planta Rosarito, las nuevas instalaciones con una capacidad productora de 500 megawatts (MW) y para el año 2005, se proyecta que entre en operación una planta generadora entre Mexicali y Tecate, con capacidad de 500 MW.

Baja California tiene la capacidad de exportar a California la energía generada por alrededor de 150 (MW), además de que tiene la capacidad de albergar nuevas plantas generadoras y unidades de almacenamiento de gas natural licuado en los próximos años. Las nuevas plantas energéticas en Baja California, ayudarían a la

economía regional, proporcionando energía adicional a la zona y para la exportación a los Estados Unidos. La infraestructura eléctrica de Baja California debe de satisfacer la demanda requerida en el período 2003-2008, además de que los excedentes serían susceptibles de ser aprovechados por los consumidores de California reduciendo con ello los problemas de desabasto en la región.

Por todo lo anterior, podemos mencionar que las fluctuaciones que se obtendrían en la demanda de gas natural para el sector eléctrico en el período 2003-2008, de acuerdo a las proyecciones calculadas en el presente trabajo, tomando en cuenta que existen tres tipos de escenarios (base, moderado y alto), nos muestran que los incrementos en la demanda se mantendrían en constante crecimiento, por lo cual el escenario base en donde se contabilizan las centrales eléctricas existentes actualmente, pone de manifiesto que la demanda de gas natural sería cada vez mayor, por consiguiente, el valor de la demanda de GNL concerniente a este escenario es directamente proporcional a la misma, siendo imperante mencionar que en los tres diferentes escenarios, tanto para la demanda como para el valor de ésta, su comportamiento sería a la alza.

Por último es prioritario, decir que en lo que respecta a los precios de importación de GNL para la Costa Oeste de México en el período 2003-2008 no tienen un incremento importante, colocándose por debajo de los precios del gas natural por gasoductos (tomando en cuenta que los precios de GNL para este período ya incluyen los costos por regasificación, pero no incluyen los costos de transporte y distribución por gasoducto), colocando los precios de este energético como una buena alternativa de oferta energética para el sector eléctrico. Ahora bien de acuerdo al análisis presentado en el presente tema de tesis, tenemos que los tres países más convenientes para importar GNL serían Australia (Ras Gas), Indonesia (Bontang), y Australia (Luanda), pues son los que muestran un menor incremento en el precio del GNL.

Para ejemplificar lo antes mencionado, diremos que en el 2004 (de acuerdo al escenario presentado) el precio promedio del gas natural licuado se estableció en 3.1

USD/MMBTU y para el 2008 se colocó en 3.7 USD/MMBTU,, en contraparte si tomáramos los precios del gas natural proporcionados por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) tenemos que para el 2004 el precio del gas natural fue de 4.50 USD/MMBTU y para el 2008 se estableció en 4.92 USD/MMBTU, poniendo de manifiesto que el beneficio existente entre el precio del GNL y el precio del GN es de 1.4 USD/MMBTU para el 2004 y para el 2008 la diferencia es de 1.2 USD/MMBTU, teniendo como resultado que el precio del gas natural licuado tiene un menor incremento en el período de estudio, proporcionando por ende un mayor beneficio económico para la Costa Oeste de México en el período 2003-2008.

Podemos concluir entonces diciendo que el desarrollo de estos proyectos de Gas Natural Licuado en la zona de estudio, coadyuvaría a mejora la competitividad de las distintas empresas que se inclinen por sustituir el combustóleo por gas natural, fomentando con ello la participación de nuevos suministradores y comercializadores de este energético, lo cual permitiría una mayor oferta y competencia de este combustible, beneficiando por consiguiente al consumidor final.

Lo anterior implicaría la reconversión de la industria eléctrica en la Costa Oeste de México, impulsando a las nuevas inversiones y resultando la creación de nuevos polos de desarrollo, además se cubriría el crecimiento de la demanda del gas natural y se diversificarían las fuentes de suministro de GNL, teniendo como consecuencia, con la creación de la infraestructura presentada la construcción de nuevas plantas de ciclo combinado, o bien, la reconversión de las plantas de generación de energía eléctrica que utilizan combustóleo a gas natural, conjuntamente se propiciarían nuevos nichos de mercado, teniendo una mayor exportación y diversificación de las importaciones y la existencia de gasificación en el pacífico mexicano, manejando por consiguiente la presencia de picos de demanda, asimismo se cumplirían las normas ambientales requeridas.

Además es menester mencionar, que es probable que con la existencia de los precios de importación del GNL de otros países pueda surgir un nuevo mecanismo de

precios, todavez que el gas natural no se importara por ducto como actualmente se hace de los EE.UU.

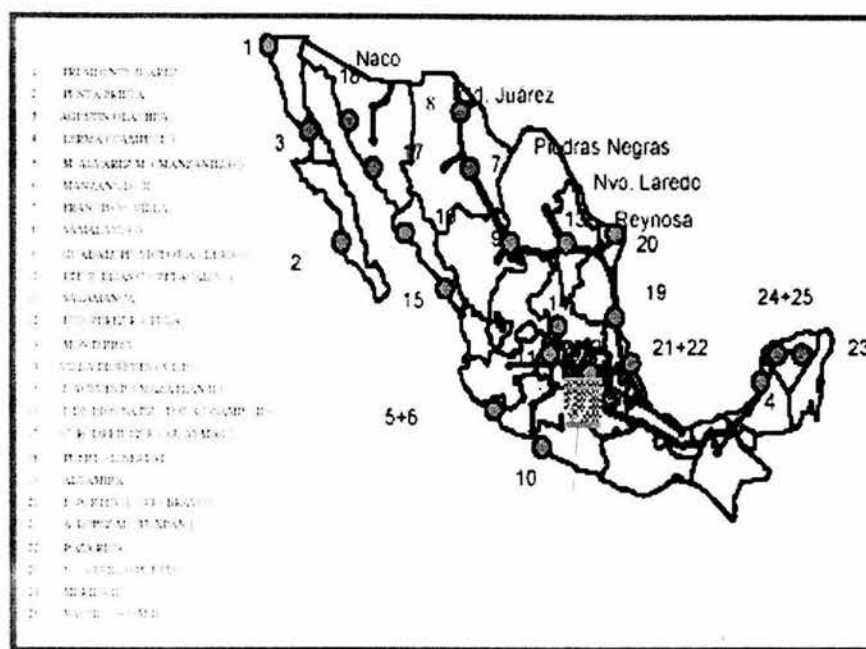
Ahora bien, es imperante que de acuerdo a lo antes establecido, México se inserte al proceso globalizador que actualmente existe en el ámbito mundial, pues si bien es cierto, Pemex es la compañía estratégica para el país, también es necesario que ésta vaya de la mano con la competitividad que actualmente el mercado exige, teniendo por ende que participar la inversión pública en conjunto con la inversión privada, pero sin que el Estado deje de supervisar los manejos que ésta tenga sobre Pemex.

ANEXO GRÁFICO

ANEXO 1

En la siguiente Figura se muestran las centrales de CFE que operan con combustóleo así como su ubicación con relación al Sistema Nacional de Gasoductos y al Sistema Naco- Hermosillo con la finalidad de poder identificar aquellas áreas de interés para la sustitución por gas natural.

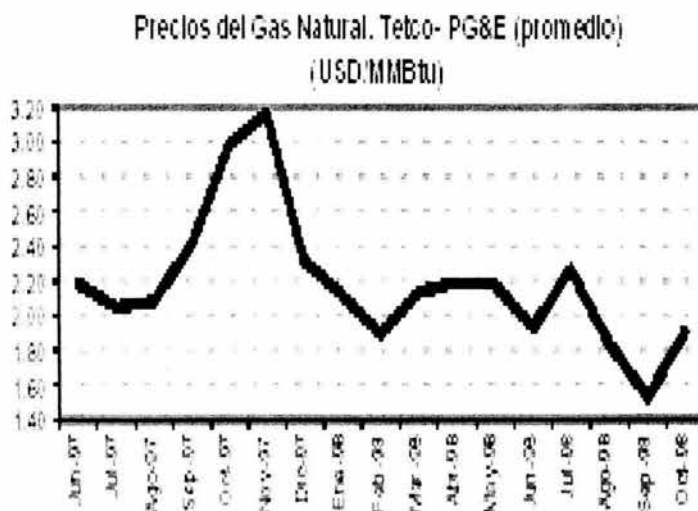
Centrales Eléctricas



Fuente: Secretaría de Energía / Potencial Nacional de Gasoductos

ANEXO 2

En el año 1998, los precios del gas natural en los mercados de referencia para México, mostraron un comportamiento volátil como consecuencia, entre otros factores, de la influencia que recibieron de los precios de futuros. A su vez, la volatilidad de estos últimos fue resultado de la constante alternancia entre factores fundamentales del mercado –el clima, el almacenamiento, etc.– y factores técnicos en la negociación de los contratos.



Fuente : Comisión Reguladora de Energía (CRE)

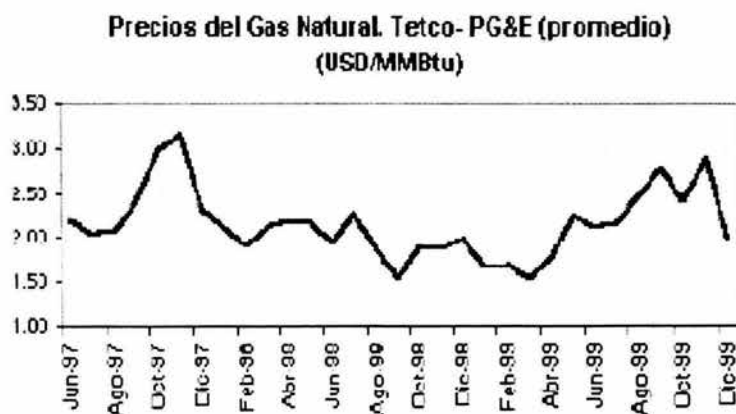
Las distorsiones climáticas causadas por el fenómeno de “El Niño”, contribuyeron al comportamiento, en cierta medida anormal, de los precios. Las altas temperaturas en primavera y verano de 1998 incrementaron substancialmente la demanda típica de esa temporada.

En contraste, destaca el importante decremento de más de un dólar que observaron los precios del mercado físico para octubre de 1998 con relación a los precios del mismo mes del año anterior. Ello se explica, en parte, por la fortaleza de las reservas de gas en las instalaciones de almacenamiento, que en este año se alcanzaron, las cuales ascendieron a 87.8 mil millones de metros cúbicos, lo que representó en ese momento el mayor nivel registrado durante los últimos cinco años en época de otoño–invierno.

ANEXO 3

En el último mes de 1999, los precios en el mercado de gas natural mostraron una tendencia significativa a la baja. En diciembre, el índice promedio de los mercados Tetco-PG&E, publicado en el Inside FERC's Gas Market Report, se ubicó en 2.00 dólares por millón de Btu (USD/MMBtu), lo que representó una disminución de 31% respecto al nivel observado en noviembre.

Los factores fundamentales del mercado fueron los principales impulsores del comportamiento de los precios del gas natural. La presencia de temperaturas moderadas en las principales áreas de consumo de Estados Unidos, que originó una contracción de la demanda del combustible, así como la percepción de un exceso de oferta como consecuencia de los altos niveles de almacenamiento, motivaron un ambiente de tranquilidad en el mercado, lo que dio origen a la reducción significativa en los precios del gas natural.



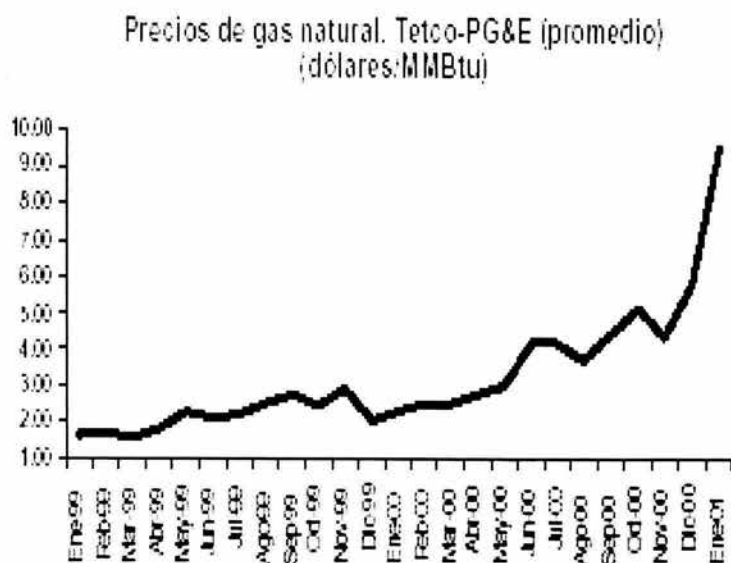
Fuente: Comisión Reguladora de Energía. (CRE).

ANEXO 4

En el año 2000, durante el bimestre noviembre–diciembre, los precios de gas natural en el mercado spot (mercado donde se negocian las ventas a corto plazo de hidrocarburos. Son cantidades marginales que no quedan comprendidas en las regulaciones contractuales entre países y/o compañías. Su precio es extremadamente fluctuante por influencia de las tensiones de corto plazo de este mercado), conservaron el comportamiento fluctuante que los caracterizó en la mayor parte de ese año. A finales de octubre, las condiciones climáticas benignas en territorio estadounidense generaron una disminución en el índice mensual de referencia para noviembre, que cayó 16% respecto del precio de octubre para situarse en 4.31 dólares por millón de Btu.

No obstante, las condiciones favorables en el mercado se revirtieron a partir de mediados de noviembre debido al descenso en la temperatura en las principales regiones de consumo de los EE.UU. Como resultado, los precios retomaron su tendencia alcista y el índice mensual de diciembre aumentó 34%. Esta situación se intensificó en los últimos días del año y ocasionó un incremento en la demanda de gas a la par de un importante descenso en el nivel de gas almacenado.

Esto provocó incertidumbre en el mercado, la cual elevó drásticamente los precios, al grado que el índice mensual de referencia para enero de 2001 alcanzó un máximo sin precedente de 9.57 dólares por millón de Btu (66% superior al precio de diciembre).

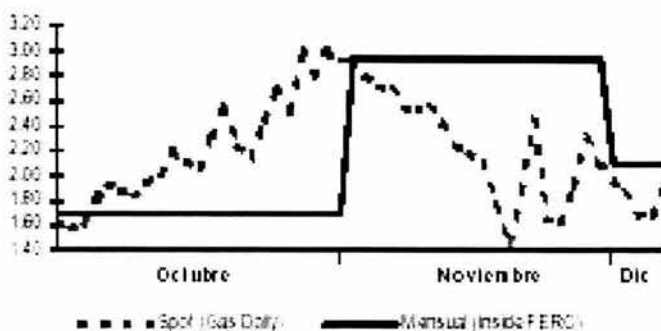


Fuente: Comisión Reguladora de Energía, (CRE)

ANEXO 5

En el año 2001, en un lapso menor a un mes los precios spot de gas natural cayeron de 3.00 dólares por millón de Btu (US\$/MMBtu) a finales de octubre a 1.45 US\$/MMBtu en la segunda quincena de noviembre, el nivel más bajo registrado en 2001. Como consecuencia, los índices mensuales de referencia experimentaron también una marcada fluctuación. Para noviembre, el promedio de los índices Tetco-EPGT aumentó 74% con respecto al nivel de octubre, ubicándose en 2.94 US\$/MMBtu; posteriormente, disminuyó hasta los 2.10 US\$/MMBtu en diciembre, lo que representó una baja de 28%.

Precios del Gas Natural en el mercado de Referencia (Tetco-EPGT)
Dólares por millón de Btu



Fuente: Comisión Reguladora de Energía, (CRE)

Este comportamiento es resultado de la combinación de diversos aspectos de mercado, entre los que destacan, por un lado, la fortaleza de la oferta ya que los inventarios en las instalaciones de almacenamiento se encontraban en niveles muy elevados en comparación con años anteriores; y por el otro, la incertidumbre de los pronósticos del clima que causaron volatilidad en la demanda futura.

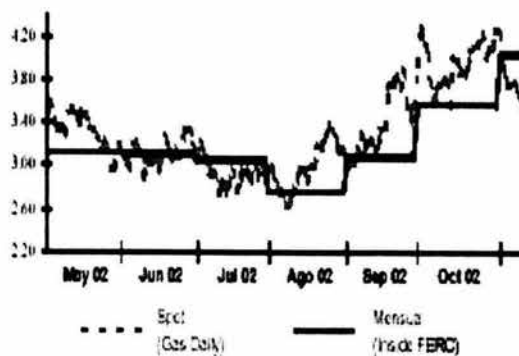
ANEXO 6

Luego de que en agosto del año 2002 los precios mensuales del gas natural en el Sur de Texas experimentaron un decremento de más del 9%, durante septiembre y octubre en el mercado se presentó un cambio en esta tendencia y los precios alcanzaron aumentos de casi 12 y 16 por ciento en cada mes, respectivamente. Lo anterior derivado de la alta volatilidad que se observó en el mercado spot, con variaciones de más de 0.40 US\$/MMBtu en un sólo día y donde a principios de octubre la cotización promedio del sur de Texas alcanzó 4.29 US\$/MMBtu, el mayor precio durante el 2002.

La tendencia a la alza de los precios se dio como resultado de la temporada de huracanes, que usualmente provoca el paro en la producción de gas, así como el carácter estacional propio del mercado del energético en los EE.UU. Las tensiones en el Medio Oriente, y especialmente el conflicto con Irak, constituyó otro aspecto que incidió en mayores precios. En sentido contrario, los altos niveles de gas en las instalaciones de almacenamiento permitieron disminuir en cierta medida la tendencia alcista, aunque no logró revertirla y, más aún, en ocasiones generó mayor inestabilidad ya que la temporada de retiros se adelantó debido a que la capacidad de las instalaciones ha había llegado a su límite.

Por otro lado, cabe destacar que desde octubre de 2002 los precios en el sistema de EPGT (antes PG&E y previamente Valero) dejaron de reportarse en las publicaciones especializadas Inside FERC's Gas Market Report y Gas Daily. Lo anterior, aparentemente, por falta de liquidez en dicho sistema.

Precios del Gas Natural en el mercado de Referencia (Tetco-EPGT) Dólares por millón de Btu



Fuente: Comisión Reguladora de Energía, (CRE).

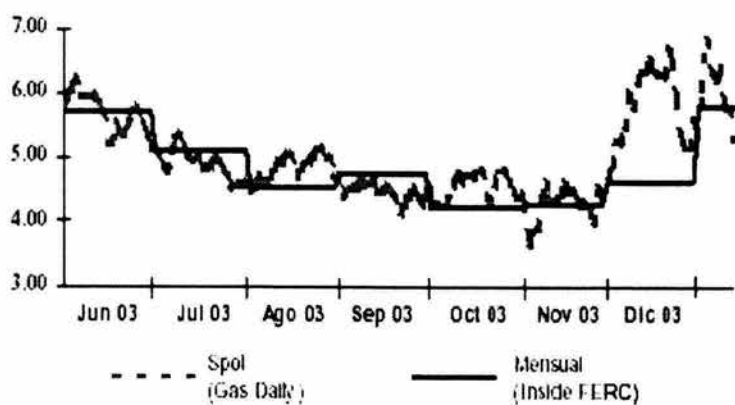
ANEXO 7

En el año 2003 el nivel de la canasta de índices del sur de Texas reportada por el Inside FERC's Gas Market Report a inicios de noviembre mantuvo un comportamiento estable respecto del mes anterior al incrementarse únicamente 0.94% (4.29 US\$/MMBtu). Lo anterior se derivó principalmente de la confianza que generaron en los mercados las elevadas inyecciones de gas en las instalaciones de almacenamiento, así como del clima extremo que experimentó la mayor parte del territorio estadounidense.

No obstante, ante noticias de indole diversa como proyecciones de clima frío, movimientos en el precio del petróleo, entre otras, se generó volatilidad en el mercado spot de gas natural, reflejándose en una alza en la canasta de índices del sur de Texas para el mes de diciembre de 7.7% para ubicarse en 4.61 US\$/MMBtu.

En el transcurso de diciembre la tendencia alcista en el mercado spot se intensificó drásticamente al grado de que el precio del gas en el sur de Texas alcanzó hasta 6.71 US\$/MMBtu en un día específico. Sin embargo, a final de ese mes la tendencia se revirtió debido a que se especuló sobre clima poco frío para los días siguientes y al suficiente gas almacenado para enfrentar el invierno; pero a pesar de ello, la canasta de índices del sur de Texas para enero alcanzó 5.80 US\$/MMBtu, es decir, un importante incremento 26% respecto del nivel de diciembre previo.

Precios del Gas Natural – Canasta del sur de Texas Dólares por millón de Btu



Fuente: Comisión Reguladora de Energía, (CRE).

ANEXO 8
Trayectoria de los gasoductos del Sistema Naco-Lázaro Cárdenas

Estado		Nuevo Gasoducto Naco-Hermosillo (Long. 339 km)		Hermosillo	
Municipios	Naco	Canasas	Santa Ana		
Estado		Nuevo Gasoducto Santa Ana-Puerto Libertad (Long. 170 km)		Coahuila (MW) Coahuila (GN)	
Municipios	Santa Ana	Pitiquito	Puerto Libertad	632	91.7 MMPCD
Estado		Gasoducto Hermosillo-Guaymas (Long. 135 km)		Coahuila (MW) Coahuila (GN)	
Municipios	Hermosillo	Guaymas	C. Rodríguez R. (Guaymas II)	448	75 MMPCD
Estado		Gasoducto Guaymas-Topolobampo (Long. 385 km)		Coahuila (MW) Coahuila (GN)	
Municipios	Guaymas	Navojoa	J. De Dios Báziz (Topolobampo II)	360	53.8 MMPCD
Estado		Gasoducto Topolobampo-Mazatlán (Long. 445 km)		Coahuila (MW) Coahuila (GN)	
Municipios	Los Mochis	Culiacán	Mazatlán	616	99.3 MMPCD
Estado		Gasoducto Mazatlán-Manzanillo (Long. 752 km)		Colima	
Municipios	Mazatlán	Escuintpa	Tuxpan	Tepic	Tequila
Municipios	Manzanillo	Manzanillo	Manzanillo	Manzanillo	Manzanillo I *
Estado		Gasoducto Guaymas-Topolobampo (Long. 337 km)		Coahuila (MW) Coahuila (GN)	
Municipios	Manzanillo	Tecomán	Coahuayana	Lázaro Cárdenas	Manzanillo I
Municipios	Manzanillo	Manzanillo	Manzanillo II	700	138.3 MMPCD
Estado		Gasoducto Durango-Mazatlán (Long. 309 km)		Coahuila (MW) Coahuila (GN)	
Municipios	Mazatlán	Concordia	Durango	Pueblo Nuevo	J. Aceves P. (Mazatlán II)
Municipios	Guadaluajara	Cd. Guzmán	Colima	Manzanillo	Manzanillo I
Municipios	Guadaluajara	Cd. Guzmán	Colima	Manzanillo	Manzanillo I

* Capacidad 1200 MW y Consumo 199.7MMPCD

Fuente: Elaboración Propia con datos de la Secretaría de Energía

Anexo 9

Memoria de cálculo de la demanda de Gas natural Licuado, del valor monetario de la demanda y de los precios de importación para el periodo 2003-2008.

- 1) Identificar estados que se localizan en la Costa Oeste de México
- 2) Identificar las plantas de la CFE
- 3) Se consideró la proyección de la demanda en MMPCD de las estimaciones que en el 2003 hizo la CFE de las plantas que son susceptibles a utilizar o que utilizan GN en la Costa Oeste de México, tomando en cuenta las siguientes plantas (Manzanillo I y II, Guaymas II, Puerto Libertad, Mazatlán, Topolobampo II, Presidente Juárez V y VI, Rosarito VIII, Tijuana VII (TG), Agua Prieta I,II,III,IV,V (PIE's), Hermosillo (PIE), Noroeste I,II,III,IV, Noroeste II (PIE), Pacífico I,II,III (PIE's) y Hermosillo (TG)⁶³
- 4) Después de la obtención de la demanda total por cada estado (suma de plantas) se procedió a convertir MMPCD a MMBTU, dado que la referencia internacional del gas natural esta en MMBTU/USD.
- 5) Una vez obtenido el volumen en MMBTU para cada año se multiplicó por el precio promedio de GNL de las empresas que serían suministradoras de GNL en la Costa Oeste de México en cada año (desde el 2003 hasta el 2008) y luego por el tipo de cambio del 31 de agosto de 2004, posteriormente esta cifra se dividió entre 1000,000 para así poder obtener el valor monetario de la demanda en millones de pesos (este valor dependió por tanto, del volumen de gas a consumir en las plantas de CFE, del precio del GNL promedio para cada año y del Tipo de Cambio).
- 6) El precio del GNL estimado es el promedio de distintas alternativas de precios a partir de nueve referencias potenciales de suministrar GNL en la región.

⁶³ Proyección realizada por la CFE para la Prospectiva del sector eléctrico 2003-2012

- 7) Por último para calcular el crecimiento de los precios en cada país se tomó en cuenta el crecimiento promedio que tuvieron en la inflación los países oferentes de GNL en el 2003 respecto del 2002, manteniéndolo constante este incremento hasta el final del período prospectivo- 2008.

Inflación-2003	País
3.6	Bolivia
2.2	Malasya
5.0	Indonesia
11.2	Rusia
2.5	Australia
2.3	EE:UU
3.5	Perú

Fuente : <http://www.imf.org/external/esl/index.asp>

GLOSARIO DE TÉRMINOS⁶⁴

Almacenamiento

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

Autoabastecimiento

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

Ciclo Combinado

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

Cogeneración

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

Compresión

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

Distribución

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

Ducto

Sistema de tuberías para transportar y distribuir gas natural.

⁶⁴ Secretaría de Energía (SENER)

Energía Primaria

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

Gas asociado

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

Gas Húmedo

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

Gas Natural

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

Gas natural licuado

Gas natural compuesto predominantemente de metano (CH₄), que ha sido licuado por compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento.

Gas Seco

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

Gas no asociado

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

Henry Hub

Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, E.U.A. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en NYMEX (New York Mercantile Exchange).

Importaciones de balance

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

Importaciones de Sistemas aislados

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

Megawatt (MW)

Unidad de potencia igual a 1,000.000 de watts

Megawatt hora (MWh)

Energía consumida por una carga de un MW durante una hora

Net back

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

Pequeña producción

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

Permisionario

Los titulares de permisos de generación, exportación o importación de energía eléctrica.

Pie Cúbico

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

Producción Independiente

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

Punto de arbitraje

Punto geográfico donde coinciden los flujos del gas importado y el nacional.

(1P) Reservas Posibles

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

(2P) Reservas Probables

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

(3P) Reservas probadas

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

Sector eléctrico

Conjunto de participantes, públicos y privados, que intervienen en los procesos de generación, transmisión y distribución d energía eléctrica

Servicio público de energía eléctrica

El efectuado por la CFE y LFC, que incluye la planeación del sistema eléctrico nacional; la generación, conducción transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieren la planeación , ejecución , operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional. No se considera servicio público el que señala el artículo 3° de la LSPEE

Sistema eléctrico

Integrado por los participantes públicos y privados, conectados a la red nacional, y que intervienen en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Sistema mallado

Un sistema eléctrico se considera fuertemente mallado cuando las subestaciones que lo integran están conectadas entre sí mediante múltiples enlaces, lo que permite preservar la operación estable del sistema ante la desconexión súbita de algunos de sus elementos.

Suministrador

Comisión Federal de Electricidad y/o Luz y Fuerza del Centro.

Tonelada métrica

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

Transporte

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

Ventas de primera mano

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

ABREVIATURAS Y SIGLAS

BTU	Unidades Térmicas Británicas
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSF	Costo, seguro, flete
EAU	Emiratos Árabes Unidos
EPNG	El paso Natural Gas
Gcal	Gigacaloría
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Licuado
GWh	Gigawatts hora
HSC	Houston Ship Chanel
IBID	El mismo, lo mismo
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
Km	Kilómetros
kV	Kilovoltios
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LSPEE	Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
mbd	miles de barriles diarios
mbpce	miles de barriles d petróleo crudo equivalente
MVA	Mega Voltios Amperes
mm	millón
mmpcd	millones de pies cúbicos diarios
mta	miles de toneladas anuales
MW	Megawatts
Nymex	New York Mercantil Exchange
Pemex	Petróleos Mexicanos

PEP Pemex Exploración y Producción
PGPB Pemex Gas y Petroquímica Básica
PIB Producto Interno Bruto
PIE Productor Independiente de Energía
PPQ Pemex Petroquímica
PR Pemex Refinación
Sener Secretaría de Energía
SNG Sistema Nacional de Gasoductos
tmca tasa media de crecimiento anual
VPM Ventas de primera mano

INDICE COMPLEMENTARIO
Cuadros

1. Reservas remanentes totales de Gas Natural, 2002-2003	31
2. Reservas Probadas de Gas Seco por región, 1998-2003	32
3. Oferta Nacional de Gas Natural, 1993-2002	35
4. Infraestructura de PGPB para transportación y distribución de Gas Natural	36
5. Permisos de Gas Natural por región	42
6. Permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía para actividades relacionadas con Gas Natural, 1996-2002	44
7. Permisos de transporte de acceso abierto de Gas Natural	45
8. Consumo Nacional de Gas Natural, 1993-2002	50
9. Consumo Nacional de Gas Natural del Sector Industrial, 1993-2002	54
10. Consumo Nacional de Gas Natural del Sector Petrolero, 1993-2002	55
11. Consumo Nacional de Gas Natural de los Sectores Residencial y de Servicios, 1993-2002	56
12. Regionalización del Mercado de Gas Natural en México	58
13. Consumo regional de Gas Natural, 1993-2002	59
14. Consumo de Gas Natural de la región Sur-Sureste, 1993-2002	60
15. Consumo de Gas Natural de la región Noreste, 1993-2002	61
16. Consumo de la región Centro, 1995-2002	62
17. Consumo de Gas Natural de la región Centro-Occidente, 1993-2002	63
18. Consumo de Gas Natural de la región Noroeste, 1993-2002	64
19. Consumo de Gas Natural por Sector y Región, 1993-2002	65
20. Precios de referencia para calcular los precios de Venta de Primera Mano de Gas Natural en Territorio Nacional, 2002	77
21. Precios de referencia para calcular los precios de Venta de Primera Mano de Gas Natural en Territorio Nacional, 2003	78

22. Comercio Exterior de Gas Natural por punto de interconexión, 1993-2002	82
23. Balance Nacional de Gas Natural, 1993-2002	83
24. Balance del Mercado de Gas Natural, 1993-2002	84
25. Exportación de Gas Natural Licuado, 1995-2002	101
26. Importaciones de Gas Natural Licuado, 1995-2002	103
27. Plantas de Licuefacción actualmente en funcionamiento y Plantas a futuro	106
28. Plantas de Regasificación actualmente en funcionamiento y en Construcción	107
29. Adiciones y Modificaciones de capacidad, 2002	113
30. Capacidad Efectiva del Servicio Público por tipo de Central (MW)	114
31. Datos Técnicos de las principales Centrales en Operación en la Costa Oeste de México	126
32. Demanda Interna de Combustóleo por Sector, 1995-2002	129
33. Demanda Interna de Diesel por región, 1995-2002	130
34. Demanda de Combustóleo en la Costa Oeste de México, 1995-2002	131
35. Demanda de Diesel en la Costa Oeste de México, 1995-2002	134
36. Permisos de Almacenamiento de Gas Natural	138
37. Precios de Mercado y Costos de Operación de Gas Natural Licuado, Hacia la Costa Oeste de México	163
38. Potencial de Gasoductos del Sistema Eléctrico en la Costa Oeste de México	167
39. Terminales de Gas Natural Licuado en la Costa Oeste de México	168
40. Sistema Naco-Lázaro Cárdenas	168
41. Gasoductos Identificados para el Sistema NLC	171
42. Terminales de Gas Natural Licuado	172
43. Demanda de Gas Natural Licuado (sector eléctrico), 2003-2008	184
44. Valor monetario por demanda de GNL (sector eléctrico), 2003-2008	187

Falta página

N° 232

4. Gasoducto Naco-Topolobampo , Terminal de gas Natural Licuado en Ensenada B.C	173
5. Gasoducto Topolobampo-Naco con TGNL	175
6. Gasoducto Topolobampo-Mazatlán con TGNL en Topolobampo	176
7. Gasoducto Mazatlán-Durango con TGNL en Topolobampo	177
8. Gasoducto Mazatlán- Manzanillo con TGNL en Topolobampo	178
9. Terminal de GNL en Manzanillo y Gasoductos a Guadalajara y a Lázaro Cárdenas	180
10. TGNL en Lázaro Cárdenas y Gasoductos a Manzanillo y a Guadalajara	181
Imágenes	
1. Planta de Licuefacción	93
2. Buque Tanque Metanero	94
3. Tanque de Almacenamiento	95
4. Planta de Regasificación	96
5. Planta de Regasificación	97
Diagramas	
1. Estructura del Sistema de Generación Eléctrica	111
Gráficas	
1. Consumo Nacional de Gas Natural en el Sector Eléctrico, 1993-2002	52
2. Consumo Nacional de Gas Natural en el Sector Industrial, 1993-2002	54
3. Precios de referencia para calcular los precios de Venta de Primera Mano de Gas Natural en territorio Nacional, 2002	78
4. Precios de referencia para calcular los precios de Venta de Primera Mano de Gas Natural en territorio Nacional, 2003	79
5. Exportaciones de Gas Natural Licuado, TCA 2001-2002	102
6. Importaciones de Gas Natural Licuado, TCA 2001-2002	104
7. Comercio de Gas Natural Licuado, 2002	105
8. Incremento de la Demanda de Gas Natural Licuado	108

9. Capacidad Efectiva de Generación en México, 2002	112
10. Capacidad Efectiva del Servicio Público por tipo de Central (MW)	115
11. Evolución de la Capacidad Efectiva por región estadística (MW)	118
12. Generación Bruta por tipo de planta, (GWh)	119
13. SEN, Generación bruta por tipo de planta, (GWh)	121
14. Generación de energía eléctrica por modalidad, (GWh)	122
15. Demanda de Combustóleo en la Costa Oeste de México, 1995-2002	132
16. Demanda de Diesel en la Costa Oeste de México, 1995-2002	135
17. Demanda de Gas Natural Licuado, 2003-2008, sector eléctrico (mmpcd)	185
18. Valor monetario de la demanda de Gas Natural Licuado, 2003-2008, sector eléctrico (millones de pesos)	187

BIBLIOGRAFÍA

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

García-Verdugo, Javier, **Los mercados de futuros petrolíferos: una revolución silenciosa en el sector energético**; UNED Ediciones, Madrid, 2000.

Huerta González, Arturo, **Riesgos del Modelo Neoliberal Mexicano**, editoroial Diana, 1993.

Jalife Rahme, Alfredo, **El lado oscuro de la Globalización**, editorila Cadmo & Europa, México, 2000.

Márquez D. Miguel y Horacio Prieto Sotero, "La Industria del Gas Natural en México": 1970-1985, Programa de Energéticos, Colegio de México, México, 1989.

Morales, Isidro, **La formación de la política petrolera en México: 1970-1985**, COMEX, México, 1988.

Roll Eric, **Historia de las doctrinas económicas**, Londres, editorial Fondo de Cultura Económica, 1980

Saxe-Fernández, John, "Aspectos empresariales y geoestratégicos del TLCAN y la compra -venta de México. Petróleo - gas natural, petroquímica y electricidad en la mira imperial", en **La compra - venta de México**, editorial Plaza & Janes, México, 2002, pp. 227-376.

Smith Adam, "Investigación sobre la naturaleza y causas de la riqueza de las naciones", México, editorial Fondo de Cultura Económica, 1958

Vietor, Richard H. K., **Energy Policy in America since 1945**, Cambridge University Press, USA, 1984.

Tesis

González González Fidel, “Análisis Comparativo de la Industria de Gas Natural en México, Estados Unidos, Canadá e Inglaterra”, Facultad de Economía, 1996.

Martínez Salinas Daniel, “El Mercado Nacional de Gas Natural y su Rumbo hacia la Privatización, 1991-2000”, UNAM Campus Aragón, Economía, 1997.

Varela Torres Ángel, “Política Energética de México”, Facultad de Derecho, 1986.

Documentos Oficiales

- ✓ *EIA/DOE. International Energy Outlook 2003. Mayo 2003.*
- ✓ *Secretaría de Energía (SENER). Perfil Energético de América del Norte. México 2002.*
- ✓ *EIA/DOE. Annual Energy Outlook 2003 with projections to 2025. Enero 2003.*
- ✓ *U.S. Department of Energy. National Energy Policy. Reliable, Affordable and Environmentally Sound Energy for America's Future. Mayo 2001.*
- ✓ *Secretaría de Energía (SENER). Potencial Nacional de Gasoductos. Enero 2003.*
- ✓ *Secretaría de Energía (SENER). Oportunidades de Inversión en el mercado de gas natural. 2003.*
- ✓ *Secretaría de Energía (SENER). Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012, Dirección General de Formulación de política Energética..*
- ✓ *OLADE, Dr. Julio Herrera, "Liberalización y Regulación: camino a seguir".*
- ✓ *Unidad de Promoción de Inversiones/SENER, Gas Natural Licuado en Topolobampo, Sinaloa.*
- ✓ *Unidad de Promoción de Inversiones/SENER, Gas Natural Licuado en la Península de Yucatán.*
- ✓ *Unidad de Promoción de Inversiones/SENER, Gas Natural Licuado en Manzanillo, Colima o Lázaro Cárdenas, Michoacán.*
- ✓ *EIA, Natural Gas Information. 2003.*
- ✓ *Segundo Congreso Nacional de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., "Transacciones Energéticas en México, Centro y Sudamérica", Programa Universitario de Energía – UNAM, 1997.*
- ✓ *Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva del mercado de gas natural 2002-20011.*
- ✓ *Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva del sector eléctrico 2002-2011.*
- ✓ *Secretaría de Energía(SENER), Prospectiva de petrolíferos 2002-20011*

- ✓ *Secretaría de Energía(SENER), Prospectiva de Gas Licuado de Petróleo 2002-20011*
- ✓ *Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012.*
- ✓ *Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva del sector eléctrico 2003-2012.*
- ✓ *Secretaria de Energia(SENER), Prospectiva de petrolíferos 2003-20012*
- ✓ *Secretaría de Energía(SENER), Prospectiva de Gas Licuado de Petróleo 2003-20012*
- ✓ *Secretaria de Energía, Potencial Nacional de Gasoductos, Enero 2003*

Publicaciones Periódicas Nacionales e Internacionales

- ✓ *Revista Comercio exterior (varios números)*
- ✓ *Revista AméricaEconomía (varios números)*
- ✓ *The Economist*
- ✓ *Foreign Affairs*
- ✓ *Energía Hoy*
- ✓ *Revista Nueva Sociedad*
- ✓ *Latin Petroleum*
- ✓ *Oil & Gas Journal*
- ✓ *Petroleum World*

Páginas Web

Internacionales

U.S. Department Of Energy
<http://home.doe.gov>

Energy Information Administration
<http://www.eia.doe.gov>

Fondo Monetario Internacional
<http://www.imf.org/external/esl/index.asp>

Internacional Energy Agency
<http://www.iea.org>

Organización de Estados Americanos

<http://oas.org>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía

<http://www.osinerg.gob.pe>

Nacionales

Secretaría de Energía

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

Secretaría de Relaciones Exteriores

<http://www.sre.gob.mx>

Presidencia de la República

<http://www.presidencia.gob.mx>

Comisión Reguladora de Energía

<http://www.cre.gob.mx>

Otras Organizaciones

Diario Digital Iberoamericano

<http://www.lainsignia.org>

Organizaciones Civiles

<http://www.laneta.apc.org>

Inter-American Development Bank

<http://www.iadb.org>

Mesa Ciudadana de Observación de la Energía
<http://www.energia.org.mx>

Medio de Información Alternativa
<http://www.rebellion.org>

Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales
<http://www.iies.faces.ula.ve>

Movimiento para la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora (MORENO)
<http://www.info-moreno.com.ar>

Otros Sitios

<http://www.territorioidigital.com>
<http://www.e-petroquimica.com.ar>
<http://www.alia2.net>
<http://www.geocities.com/CapitolHill/Senate/3207/daniella.htm>
<http://members.tripod.com/planalerta/neoliberalismo.htm>
<http://www.yumka.com/docs/situaciondelgasnatural.pdf>
<http://www.chevrontexaco.com/gnlbaja/spanish/about/>