



**Universidad Nacional
Autónoma de México**



Facultad de Economía

**“LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN
MÉXICO: APERTURA Y REGULACIÓN
1980-2000”**

Tesis que para obtener el grado de Licenciado en
Economía presenta:

Sonia Peláez Topete

Asesor: Dr. Fernando Butler Silva
Dr. Adrián Barrera Roldán

Ciudad Universitaria, Mayo del 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

A Dios por todas las Bendiciones con las que ha colmado mi existencia y que sin duda son el fundamento de todo lo que hasta hoy he logrado al iluminar mi camino y guiar cada uno de mis pasos.

A mi papá (†) a quien extraño como jamás pensé extrañar a nadie, pero quien seguramente desde donde está continúa dándome la fortaleza para seguir y concluir todo lo que se inicia tal y como él lo hizo durante su existencia en la tierra.

A mi mamá, eje y guía de toda mi vida, pilar de mi familia y muestra de entereza y templanza hoy y siempre.

A mis hermanos Haydeé y Moisés, por todo el apoyo, compañía y soporte que me han brindado todos estos años y sin los cuales tantos momentos felices en mi vida no hubieran valido la pena.

A Paco, mi compañero, amigo y mi gran amor por el cariño y apoyo desinteresado que me brindó desde el comienzo de esta etapa de mi vida, la Universidad, y que día a día me demuestra al llenar mi camino de luz, comprensión, compañía y felicidad sin los cuales hoy por hoy mi existencia no tendría razón de ser.

A mi familia entera, ausente y presente, porque siempre han estado conmigo sin importar si es de día o de noche; si hace sol o llueve a cántaros; si estoy feliz, triste o enojada.

A todos aquellos amigos y amigas que desde niña fomentaron en mí el valor único de la amistad y que con el tiempo se han convertido en seres entrañables con quienes siempre puedo contar y a quienes considero una parte sumamente importante de mi vida: Amigas del Luz del Tepeyac, Paulina, Gladys, Alma, Elizabeth, Jenny, Anayely, Esther, Gina, Carlos, Alex, Cristóbal, Agustín, Gustavo, Ing. Gallo, Rodolfo.

A mis maestros, en cualquiera de las etapas de mi vida, porque cada una de sus enseñanzas están plasmadas en estos renglones y en una palabra en todo lo que hoy en día represento.

... En fin a todos y a cada uno de ustedes que han contribuido a hacer de mí lo que soy les doy las gracias y les dedico este trabajo, un humilde tributo, muestra de mi cariño, respeto y profunda admiración.

INDICE

Introducción

Capítulo I Competencia Económica y Regulación

1.1 Competencia en una Industria Integrada	1
1.2 Regulación	4
1.2.1 Regulación con Información Asimétrica	6
1.3 La Industria del Gas Natural	8
1.3.1 El Gas Natural y su Producción	8
1.3.2 Almacenamiento, distribución y transporte de Gas Natural	10
1.3.2.1 Almacenamiento	10
1.3.2.2 Distribución	12
1.3.2.3 Transporte	13
1.4 Mecanismos Regulatorios	15
1.4.1 Acceso Abierto	16
1.4.2 Separación de Servicios	17
1.4.3 Libre Comercio	18
1.4.4 Tarifas Negociadas	18
1.4.5 Instrumentos para regular monopolios naturales y legales	19
1.4.5.1 Precios y Tarifas	19
1.4.5.2 Disposiciones Administrativas	19



Capítulo II La industria del Gas Natural en Estados Unidos

2.1 La industria del Gas Natural en Estados Unidos	21
2.1.1 Antecedentes	21
2.1.2 Desempeño de la Industria	24
2.1.2.1 El Mercado del Gas Natural en los Estados Unidos	27
2.1.3 Consecuencias del Cambio Regulatorio	33

Capítulo III Apertura y Regulación de la Industria del Gas Natural en México

3.1 Antecedentes	38
3.2 Desempeño de la Industria del GN mexicana de 1980-1994	40
3.2.1 Almacenamiento y Reservas del Gas Natural	42
3.2.2 Producción	45
3.2.3 Transporte, distribución y comercialización del Gas Natural	46
3.2.4 Consumo de Gas Natural en México hasta 1994	48
3.3 La Reestructuración de la Industria del Gas Natural en México	50
3.3.1 Organismos Regulatorios de la Industria Mexicana del Gas Natural	51
3.3.2 Las Reformas al Marco Regulatorio	54
3.3.2.1 Los Mecanismos Regulatorios	56



3.4 La Industria y el Mercado de Gas Natural en México después de la apertura a la Iniciativa Privada	69
3.4.1 Desempeño de la Industria y el Mercado del Gas Natural en México después del Cambio Regulatorio	70
3.4.1.1 Precios	79
3.4.2 Escenarios y Mediano y Largo Plazo	87
Conclusiones	93
Apéndices	
Apéndice I	101
Apéndice II	107
Apéndice III	112

INTRODUCCION

El creciente deterioro del medio ambiente ha acelerado la búsqueda de combustibles alternativos que permitan no solo cubrir la demanda mundial sino también preservar el entorno ambiental. Así, hoy por hoy, el gas natural ha alcanzado una relevancia inobjetable básicamente por ser un producto con ventajas importantes como son: que presenta una combustión muy limpia, es abundante y barato, fácil de transportar, etc. Esto, aunado a la importante cantidad de reservas gaseras en nuestro país, ha dado lugar a una campaña de fomento al uso y explotación de gas natural, el cual hasta no hace mucho, había sido considerado sólo como un producto secundario básicamente utilizado por Pemex. Lo anterior, hizo que la construcción de redes de almacenamiento y transporte nunca fuera una prioridad para la paraestatal, y puesto que ésta era la única autorizada para el desempeño de casi cualquier labor de índole petrolero, la industria gasera nacional se fue estancando día a día.

Como era de esperarse, el que Petróleos Mexicanos fuera el único oferente de gas, provocó ineficiencias en cuanto a precios y costos que redundaron en un bajo consumo del mismo. Dichas ineficiencias, se agudizaron por el hecho de que Pemex era al mismo tiempo la autoridad regulatoria, esto obviamente acrecentó el poder monopólico de la empresa dentro de la industria del gas natural.



Actualmente, el incremento en la demanda mundial de gas ha puesto de manifiesto los beneficios económicos y sociales que arrojaría una mayor explotación del mismo en el país. Sin embargo, el desarrollo de la infraestructura necesaria para lograrlo requiere de fuertes inversiones, mismas que Pemex no puede solventar. Por ende, el Gobierno mexicano ha implementado una política de apertura y atracción de capitales privados hacia el desarrollo de actividades como el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización del gas natural; que de paso a una industria y un mercado competitivos y eficientes.

Así, ésta tesis busca analizar el impacto que a corto y largo plazo tendrá la reforma regulatoria puesta en marcha a partir de 1995 sobre la industria gasera nacional, estableciendo la hipótesis de que la estrategia de acceso abierto (open access) es primordial para lograr un desempeño competitivo y eficiente dentro de la industria y el mercado de gas natural en México, promoviéndose entonces, el bienestar de todos los agentes participantes. Para ello, la tesis se compone de tres capítulos y un apartado en el que se exponen una serie de comentarios y conclusiones sobre la misma. Además, se incluyen tres anexos estadísticos con el objeto de sustentar en bases firmes las afirmaciones que se harán a lo largo de la presente.

En el capítulo I, denominado "Competencia Económica y Regulación", se exponen aquellos conceptos relacionados con la industria gasera y la regulación que sobre ella se tiene desde mediados de los noventa. También se presentan algunos modelos relacionados con los resultados que arrojaría una política regulatoria dentro de industrias integradas. Con ello pretendo dar a la investigación una solvencia teórica y al mismo tiempo proveer al lector de conceptos y definiciones que le serán útiles a medida que se adentre en el desarrollo de la misma.



El segundo capítulo: “La Industria del Gas Natural en Estados Unidos”, muestra al lector lo acontecido en la industria del gas norteamericana antes y después de la flexibilización del marco regulatorio. De este modo, se ofrece una evidencia empírica de las ventajas y desventajas que resultan de una reforma semejante a la que han puesto en marcha las instituciones encargadas de legislar en materia de gas natural en nuestro país.

En el último capítulo, titulado “Apertura y Regulación de la Industria del Gas Natural Mexicana”, se aborda lo acontecido con la explotación y aprovechamiento del gas natural en nuestro país desde sus inicios.

Se detalla, además, el nuevo marco legal concerniente a dicho producto el cual, comienza ya a mostrar los primeros resultados derivados de la apertura a la inversión privada de actividades como el almacenamiento, la distribución, el transporte y comercialización del combustible. Dichos resultados, se presentan dentro de la tesis, permitiéndome elaborar algunos comentarios y conclusiones que podrán observarse en el último apartado de la presente.

CAPITULO I

COMPETENCIA ECONOMICA Y REGULACIÓN

En el capítulo que a continuación se desarrolla, se exponen, de manera teórica, los conceptos y aspectos básicos que hacen referencia a la conveniencia de una política regulatoria a fin de lograr la eficiencia en industrias como la del gas natural. Además, se incluyen algunas definiciones que serán utilizadas con frecuencia dentro de la presente.

1.1 Competencia en una industria integrada.

Al abordar el problema de la competencia en redes y en mercados verticalmente relacionados, se observa que en muchas industrias, como en la del gas natural, se requieren varias actividades económicas distintas para proveer el producto final a los consumidores; es decir, el gas debe ser descubierto, extraído y distribuido antes de llegar al usuario final.

De tal forma ocurre a menudo que en dichas industrias, la competencia efectiva es más factible en unas actividades, más que en otras. Así en la industria del gas es nula la posibilidad de competencia en la exploración y explotación, pero no existe ninguna razón para que no se de tal competencia en la comercialización o distribución



del mismo. En esta situación el problema del regulador será promover y mantener una competencia efectiva, en actividades donde resulte viable, aun en medio del monopolio existente en actividades relacionadas.

Sin embargo, se debe considerar que la empresa dominante puede frustrar la competencia en toda la industria, por lo que se debe promover que los problemas de la dominación se confinen únicamente a las actividades donde no sea rentable la competencia.

Para esto se realizará el análisis de la industria del gas, considerando solamente dos insumos para la obtención del producto final, la producción (A) y la distribución (B); supondremos así mismo que la competencia no es viable en relación con el insumo A, pero que puede ser efectiva en relación con el insumo B.

El problema es el siguiente: ¿resulta rentable para la empresa dominante en la actividad A (empresa A) la frustración de la competencia en la actividad B?, y si es así, ¿Qué podrá hacer el regulador para salvar la competencia en la actividad B?.

Para contestar la primera interrogante, suponemos que la empresa A puede excluir a los competidores del sector B, cobrando precios elevados por el insumo A, por ejemplo; esto si se permitiera cobrar precios distintos a los distribuidores, y si se le permitiera operar a la empresa A en el sector B. De acuerdo a esto desearía ejercer ese poder y excluir a los competidores del sector B.

Aún si los rivales de la empresa A en el sector B tuvieran ventajas de costos y hubiese rendimientos no decrecientes a escala, la empresa A excluiría, ya que cualquiera que fuera el nivel de los beneficios totales de la industria sin exclusión, podría ser absorbido por ella, y además podría cambiar el comportamiento de la industria, restringiendo la producción, para elevar sus beneficios, obteniendo así una ganancia doble.



Esto no aplica si la empresa A tiene una desventaja de costos en el sector B, o si en este sector hubiera rendimientos decrecientes a escala. Derivado de esto el costo medio de producción de la industria podría aumentar y el beneficio de la industria bajar en consecuencia al existir exclusión. Sin embargo al existir exclusión la empresa A obtiene todos los beneficios, y puede a la vez ejercer un poder de mercado mayor para incrementar los beneficios.

Una vez demostrado que la exclusión es rentable para la empresa A, analizaremos las medidas que permitan salvaguardar la competencia y mejorar el bienestar social como son: separación vertical y reglamentación de la interconexión.

- La separación vertical: no se permite que la empresa A sea propietaria de ninguna empresa que opere en el sector B.

Aunque una política de separación vertical permite la competencia en el sector B, no incrementa necesariamente el bienestar social por sí misma; es decir, si suponemos que B y A se combinan en proporciones fijas para producir el producto final, a menos que haya una competencia perfecta en el sector B, de modo que el precio baje al nivel de los costos, la separación vertical eleva el precio cobrado al consumidor final. Así si la empresa A es “proveedora” a menos que el sector B sea perfectamente competitivo, su demanda del insumo A se describirá por una condición que implique que el precio neto supera sus costos unitarios; en consecuencia, disminuye la demanda de A, y se sigue que la producción total es menor, y el precio afrontado por los consumidores es mayor, que si A fuese una empresa integrada en forma vertical.

- Reglamentación de la interconexión: estipulación de los términos de relación existentes entre la empresa A y el sector B.



Se refiere a la regulación gubernamental de los términos, en particular el precio, en los que el sector B puede obtener el insumo de la empresa dominante A. Es decir, se trata de escoger el precio óptimo al que la empresa dominante deberá poner el insumo A a disposición del sector B; considerando que sin éste A querría fijar un precio elevado para excluir a sus rivales. Así pues, sin intervención gubernamental la empresa dominante fijará "i" (interconexión) a un nivel demasiado alto, a fin de excluir al rival, y producirá donde el ingreso marginal se iguale a c de modo que puede absorber toda la demanda eliminando a sus competidores.

1.2 Regulación.

Aún cuando la competencia económica genera en muchas situaciones, sistemas de incentivos que conllevan a un comportamiento consistente con la asignación eficiente de los recursos por parte de las empresas; hay industrias en donde esto no sucede y las fuerzas de la competencia son incluso nulas o bien poco perceptibles, poniendo de manifiesto la necesidad de una política reguladora que minimice los problemas que se generan del poder monopólico y las externalidades negativas impuestas por ciertos grupos a otros. Dicha política, debe entonces ser capaz de definir derechos de propiedad que disuadan a los individuos de ocasionar tales externalidades. Cabe señalar, que el problema principal de los hacedores de la política regulatoria será diseñar un mecanismo de incentivos que induzca a la empresa a actuar de acuerdo con el interés público sin observar el comportamiento de la misma.¹

Por otra parte, los efectos que la política en cuestión tenga sobre el bienestar social dependen básicamente del comportamiento de la inversión que induce. De este modo, el regulador puede optar por influir en la tasa de rendimiento de modo que esta sea tal que se

¹ El comportamiento de la empresa puede estar influido por lo que se conoce como "riesgo moral" el cual hace referencia a que un agente puede emprender una acción, perjudicial hasta para sí mismo, sin con ella puede obtener cierta utilidad.



obtenga una tasa de rendimiento “justa” esto suponiendo que la regulación del precio no puede comprometerse creíblemente antes de que se tomen las decisiones de inversión y que existen incentivos para la capitalización excesiva. Sin embargo si la regulación aumenta la producción, como generalmente sucede, surge un conflicto entre la eficiencia interna y la de asignación. Cabe mencionar que bajo dichos supuestos, la regulación no necesariamente elevará la producción y tampoco asegura el incremento en la razón capital/trabajo; como se verá posteriormente en nuestro país este tipo de política no está contemplada dentro del marco Regulatorio.

Una segunda forma de regulación sería a través de la variable que resulta más fácil de alterar. En este caso, debe ponerse especial cuidado en el nivel precios que se fije en la primera etapa ya que de éste depende la decisión que la empresa tome en cuanto a inversión durante la siguiente etapa, esto es, en una primera etapa el regulador anuncia el precio que podrá cobrar la empresa por el producto, en la segunda, la empresa toma sus decisiones de inversión y en la tercera, el regulador revisa la política de precios previamente establecida. Si en la última etapa, el regulador impone precios más bajos con el objeto de incrementar el excedente del consumidor, la empresa se cuidaría de no realizar grandes gastos de inversión en la etapa dos por temor a lo que pueda ocurrir en la siguiente, esto significa que habría un problema de credibilidad. De ahí, que la empresa regulada en este contexto produzca ineficientemente y con una razón de capital a producto demasiado baja. El resultado es una capitalización deficiente y la empresa regulada produce menos que en la situación óptima.

Cabe señalar que la demora de la regulación permite a la empresa apropiarse de los beneficios del mejoramiento de la eficiencia de costos hasta el momento en que ocurra la siguiente revisión. Una demora más prolongada de la regulación eleva los incentivos que la empresa tiene para reducir sus costos pero al mismo tiempo, significa un retraso en el momento en que los consumidores se benefician del incremento en la eficiencia. Al



contrario, una revisión continua por parte del regulador, haría que los consumidores obtuvieran los beneficios más rápidamente pero el incentivo para reducir los costos, se reduce. Entonces, el precio se alinea con los costos corrientes en el momento de cada revisión reguladora. Entonces, mientras más próxima esté dicha revisión menor será el incentivo que tendrá la empresa para reducir los costos si es que los precios futuros se relacionan positivamente con el nivel de costos que enfrenta actualmente. Esto es, la empresa no tendrá necesidad de realizar innovaciones tecnológicas en el futuro si los precios en el periodo $T+1$ cubren los costos de periodo T .

1.2.1 Regulación con información asimétrica.

La información asimétrica se encuentra en la base de la economía de la regulación. Si no fuera así, es decir, si tanto empresas como gobierno contaran con la misma información, el problema de la regulación se resolvería tan sólo ordenando a las primeras que apliquen el plan socialmente óptimo.

Obviamente, el gobierno desearía que el precio fuera igual al costo variable unitario, pero no lo conoce por lo que corre el riesgo de establecer un precio menor al cual, obviamente, las empresas no abastecería el mercado. Ante esto, el esquema regulador debe llegar a un compromiso en que el resultado, casi siempre, es que el precio supera los costos unitarios, de modo que, existe ineficiencia en la asignación y la empresa obtienen un beneficio positivo gracias a su monopolio de la información.

θ : nivel conocido para la empresa de costo unitario, pero ignorado por el regulador, suponemos que se distribuye de manera uniforme en el intervalo $[\underline{\theta}, \bar{\theta}]$.

$V(Q)$: utilidad derivada del consumidor del nivel de producción Q .

$P(Q)=V(Q)$: curva de demanda inversa.

$R(Q)=QP(Q)$: ingreso de la empresa.



T: transferencia (posiblemente negativa)= pagada a la empresa .

$\Rightarrow S=V-R-T$: excedente neto del consumidor .

$\pi=R-\theta Q+T$: beneficio de la empresa .

$W=S+\alpha\pi$: supuesto objetivo del regulador, $0 \leq \alpha \leq 1$.

Un mecanismo regulador inducirá, para cada valor de θ , un nivel asociado de producción, $Q(\theta)$ y una transferencia $T(\theta)$. El principio de la revelación implica que el problema de optimización del regulador equivale a lo siguiente: el regulador requiere que la empresa provea un informe θ de su nivel de costos y determina la producción $Q(\theta)$ como una función de ese informe.

El principio de revelación nos permite considerar el problema del regulador como la elección de $Q(\theta)$ y $T(\theta)$ para maximizar el valor esperado de W , sujeto a: 1) que la empresa considere óptima la información correcta de θ , y 2) que la empresa esté siempre dispuesta a operar, es decir, a recibir beneficios distintos de los negativos en todos los estados del mundo.

El óptimo involucra siempre la igualdad del precio y el costo marginal cuando $\alpha=1$. Pero en general cuando $\alpha < 1$, hay una pérdida de eficiencia de la asignación.

Es óptimo que el productor sacrifique hasta cierto punto la eficiencia de la asignación porque podría inducir la fijación del precio al nivel del costo marginal, pero sólo a costa de una mayor transferencia esperada a favor de la empresa.

Otro ejemplo más de los beneficios de un monopolio semejante es el modelo elaborado por Laffont y Tirole en 1986 y en el que se supone que el gobierno puede observar el nivel de costo pero no el esfuerzo que realiza la empresa para reducirlo. Existe entonces



un dilema entre la eficiencia interna y la eficiencia de la asignación, pero no habría ningún incentivo para la reducción de los costos. El compromiso óptimo implica que el nivel de producción es menor, y por tanto el precio mayor, que el óptimo con información simétrica. En este caso la empresa se beneficia de su monopolio de la información mientras que, el gobierno se ve doblemente afectado por la información asimétrica.²

1.3 La industria del gas natural

En esta sección, se presenta una breve descripción de las actividades necesarias para la explotación del gas natural así como las características más importantes de dicho combustible y que serán de gran utilidad para valorar las ventajas o desventajas que puede significar un mayor uso del mismo.

1.3.1 El gas natural y su producción.

El gas natural se encuentra por lo regular en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa o bien asociado a los yacimientos petroleros³ y que llega a la superficie cuando éste es perforado. Es una mezcla de elementos orgánicos tales como materias primas, específicamente el gas natural es:

“...una mezcla de hidrocarburos simples que existe en estado gaseoso a condiciones normales de presión y temperatura”⁴

² Vickers, John y Yarrow George; *Un Análisis Económico de la Privatización*; p.p. 20–65.

³ Gas asociado: se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos.
Gas no asociado: es el que se encuentra en depósitos que contienen únicamente este combustible. También se le conoce como gas seco de campos.

⁴ Pemex –Gas y Petroquímica Básica; *¿Qué es el Gas Natural?*; p.p.1



Cuando el gas se encuentra asociado al petróleo, es necesario, primero separar los hidrocarburos (compuestos orgánicos que contienen carbono e hidrógeno) más pesados como es el caso del propano y el butano; obteniéndose así el gas seco, combustible que ya utilizan tanto consumidores residenciales como industriales en algunas partes del mundo, como Estados Unidos y Canadá. Cabe mencionar que en la naturaleza, también es posible encontrar el gas sin hidrocarburos pesados, es decir, conteniendo sólo metano y etano (hidrocarburos ligeros).

El producto en cuestión, tiene ventajas muy importantes en relación con otros combustibles, entre ellas:

- ✓ Es más ligero que el aire por lo que sí llegara a fugarse se iría inmediatamente a la atmósfera.
- ✓ Tiene una combustión muy limpia.
- ✓ No es corrosivo.
- ✓ Es inodoro e insípido.
- ✓ No es absorbente.
- ✓ Es seguro de transportar.
- ✓ Es un bien sustituto no contaminante para el combustóleo y el carbón.
- ✓ Incrementa la eficiencia de los procesos de generación y cogeneración de energía.
- ✓ No contiene ácido sulfhídrico, plomo y/o benceno por lo que se le puede dar un uso comercial.
- ✓ Contribuye a abatir eficazmente el efecto invernadero.
- ✓ Tiene un precio muy competitivo en comparación con el de otros combustibles.
- ✓ Reduce costos de mantenimiento de equipos de combustión.
- ✓ Es abundante, hoy en día puede encontrarse gas natural en más de 50 países y es en el Oriente donde se localizan gran parte de las reservas conocidas, en tanto que Estados Unidos posee un 6% de los recursos.



El proceso de explotación de gas natural implica varias actividades, entre ellas: la exploración, producción, almacenamiento, transporte y distribución de gas natural. En nuestro país, a partir de 1995 se han llevado a cabo importantes reformas con el objeto de incrementar la eficiencia y permitir la inversión privada en algunas actividades relacionadas con la industria del gas natural. Sin embargo las dos primeras continuarán en manos de Pemex Gas y Petroquímica, tal como lo establece la Ley para regular el gas natural en México.

“Pemex concentrará sus actividades de gas natural en la exploración y desarrollo de nuevos campos de producción.

Con el desarrollo de estos nuevos campos, Pemex podrá ser un exportador neto de gas natural en los próximos cinco años.”⁵

Por lo anterior, dichas actividades no serán analizadas en la presente tesis.

1.3.2 Almacenamiento, Distribución y Transporte de Gas Natural

A continuación, se detallaran aquéllas actividades relacionadas con el gas natural y en donde se permitirá la participación de la iniciativa privada, pues son éstas el punto central de la tesis: el almacenamiento, la distribución y el transporte del gas natural.

1.3.2.1 Almacenamiento

La Comisión Reguladora de Energía (CRE), entiende como almacenamiento:

“La actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas, cuando el gas sea mantenido en depósito en instalaciones fijas distintas a los ductos.”⁶

⁵ Comisión Reguladora de Energía; Reglamento de Gas Natural; p.p. 1

⁶ Ibid.



Pero, ¿por qué es necesario el almacenar gas natural? El almacenamiento actúa como intermediario entre la extracción y la distribución del gas; es sumamente útil cuando las compañías distribuidoras se encuentran ante incrementos de demanda pues el almacenamiento permite reducir el tiempo de entrega del gas, el hacer frente a dichos incrementos es la principal función de la actividad en cuestión y para saber si el lugar en donde es almacenado el gas cumple con su cometido existe una medida denominada “working gas capacity” (capacidad de trabajo del gas), que no es más que la cantidad de gas almacenado que puede retirarse para cubrir las necesidades de los consumidores.

Por otra parte, el almacenamiento permite la venta de cantidades fijas en el mercado spot así como mantener la continuidad del servicio cuando la producción o el transporte se ven interrumpidos, como sucedió en Estados Unidos 1992 debido a los daños causados por el huracán Andrew.⁷

Actualmente, se ha logrado almacenar gas en los lugares que el hombre desea o donde considera necesario que exista un depósito de almacenamiento, con lo que han surgido los sitios de almacenamiento subterráneo que contienen el gas que ha sido trasladado del sitio donde fue descubierto; a depósitos que por lo general se encuentran cercanos a los centros de consumo. De este modo, el almacenamiento subterráneo es un complemento de la producción y la distribución de gas puesto que hace posible el suministro del mismo en cualquier época del año. Es importante mencionar que un depósito creado por el hombre necesita de la inyección de gas adicional con el fin de mantener la presión adecuada.

En Estados Unidos, existen tres tipos de almacenamiento: 1) depósitos vaciados en aceite o también denominados campos de gas; 2) depósitos acuíferos; y 3) formación de

⁷ NGS: *Storage*; www.naturalgas.org



cavernas de sal; cada uno de los cuales tiene sus propias características tanto físicas como económicas; mismas que serán tratadas en el capítulo siguiente.

1.3.2.2 *La Distribución.*

Este concepto puede definirse como:

“La actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de ductos dentro de una zona geográfica.”⁸

En general, la distribución consiste en entregar gas natural a los consumidores por medios de una red de ductos o tuberías. Existen compañías especializadas para realizar esta actividad y éstas pueden ser de dos tipos:

Aquellas constituidas por inversionistas (Investor-owned), las cuales están reguladas por el Estado, en México se regulan a través de la Comisión Reguladora de Energía a fin de asegurar a los usuarios del gas un suministro continuo y adecuado del mismo; mientras que por otro lado, busca garantizar una tasa de retorno razonable a los inversionistas.

Aquellas en manos de los gobiernos locales, son supervisadas por agencias del gobierno local con la finalidad de asegurar la concordancia entre las necesidades locales y el suministro del gas.

Como veremos posteriormente, en países como Estados Unidos, por ejemplo, los clientes para las compañías distribuidoras han ido en aumento, perteneciendo estos (los consumidores) tanto al ramo industrial, como al comercial y al residencial. De acuerdo con el artículo 62 del Reglamento de Gas Natural, la distribución del combustible en nuestro país comprende:

⁸ *Opcit.*



“I. La comercialización y entrega del gas por el distribuidor a un usuario final dentro de su zona geográfica

II. La recepción de gas en el punto o los puntos de recepción del sistema de distribución y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.”⁹

1.3.2.3 Transporte.

Otra de las actividades; en donde nuestro gobierno está buscando la intervención del sector privado con en fin de promover la eficiencia; es la del transporte de gas, la cual se refiere a:

“La actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos a personas que no sean usuarios finales localizados dentro de una zona geográfica”¹⁰

Es importante señalar, que en México el transporte de gas natural, es considerada una actividad independiente de la producción y distribución.¹¹ De tal modo, que una vez que el gas ha sido extraído y procesado, éste es conducido a donde se requiere mediante tuberías de acero que miden entre 20 y 42 pulgadas de diámetro; el gas se transmite a presiones elevadas que permiten impulsar el combustible a través de la tubería. Pero cabe mencionar que en las áreas con grandes concentraciones poblacionales, se operan a menos de la mitad de sus presiones de diseño por lo que resultan sumamente seguros.

⁹ Comisión Reguladora de Energía; Reglamento de Gas Natural; p.p. 9

¹⁰ Opcit.

¹¹ Es necesario mencionar que en Estados Unidos, el transporte se divide en 3 actividades: transporte interestatal, transporte intraestatal y distribución.



Una de las ventajas más notables que el transporte de gas por medio de gasoductos ofrece, es el evitar la pérdida de fuertes cantidades de energía durante la transferencia del gas de un lugar a otro, es decir sólo un 3 por ciento aproximadamente, de la energía de gas que se transporta están perdidos en el proceso; de tal modo, el uso de gas natural es mucho más eficaz que el de energía eléctrica, si tomamos en cuenta que más del 70% de la energía natural requerida para la generación de electricidad se pierde durante el proceso de transmisión a los hogares. En cambio, la entrega de gas natural es un 90% más eficaz.

Además, el hecho de que el sistema de transmisión vía ductos, sea fijo y subterráneo, lo hace mucho más seguro, en comparación con el transporte por ferrocarril o carretera. Por ejemplo, la Tabla de Seguridad del Transporte Nacional en Estados Unidos muestra que la corriente eléctrica provoca más de 100 muertes al año durante su transmisión, mientras que por el transporte de gas natural se registraron sólo 14 defunciones en 1993.¹²

Una vez descritas las actividades sobre las que se basa esta Tesis; es necesario hacer hincapié en el hecho de que para que la apertura de las mismas resulte en una industria exitosa, se debe construir un marco regulatorio que al tiempo de ser energético, sea flexible con el objeto de no inhibir la inversión. La CRE, ya se ha encargado de ello, y en el siguiente apartado trataré los mecanismos que para la privatización y regulación del almacenamiento, distribución y transporte de gas natural se han establecido. Es importante mencionar que muchos de estos mecanismos están en marcha dentro de la industria gasera norteamericana con consecuencias favorables para la misma y para los consumidores tal como se verá en el siguiente capítulo.

¹² NGSA: *Transportation of Natural Gas*; www.naturalgas.org



1.4 Mecanismos Regulatorios

El objeto de la regulación que quiere implementarse dentro de la industria del gas natural mexicana es hacer de ésta, una industria eficiente mediante el fomento de la competencia en los sectores donde sea propicio y de la regulación de los monopolios naturales. Para lo primero, se han instrumentado los siguientes mecanismos:

- Acceso abierto no indebidamente discriminatorio.
- Separación de servicios.
- Libre comercio.
- Tarifas negociadas.

Mientras que para lo segundo (regulación de los monopolios naturales y legales) la CRE cuenta con la autorización de aprobar:

- Precios máximos para las ventas de primera mano.
- Tarifas máximas en el transporte, almacenamiento y distribución.
- Términos y condiciones de la prestación del servicio.

Antes de describir cada uno de los mecanismos anteriores, es importante establecer la diferencia entre adquirente, permisionario y usuario. De acuerdo al Reglamento de Gas Natural expedido en 1995, se entiende por los anteriores lo siguiente: “Adquirente: la persona que celebra o solicita celebrar un contrato que tenga por objeto una venta de primera mano (...) Permisionario: El titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución (...) Usuario: la persona que utiliza o solicita los servicios de un permisionario”¹³

¹³ Comisión Reguladora de Energía; *La Regulación del Gas Natural en México*; p.p. 1 y 2

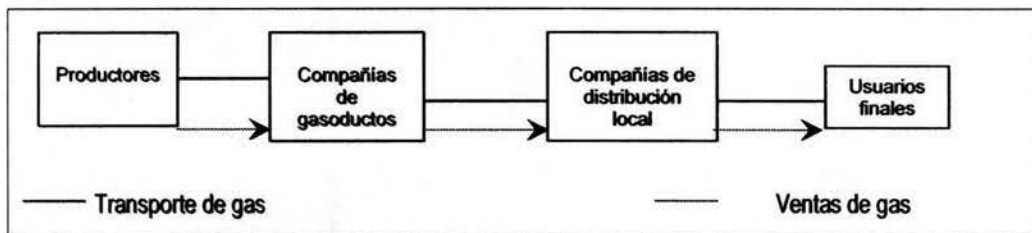


1.4.1 Acceso Abierto (Open Acces)

El proceso de privatización de las actividades de almacenamiento, distribución y transporte de gas natural en nuestro país, estará regido básicamente en el principio de acceso abierto no indebidamente discriminatorio, entendiéndose como práctica indebidamente discriminatoria el caso en el que cualquier concesionario diferencie el trato que brinda a aquellos clientes cuyas características o condiciones sean similares. De acuerdo a la legislación vigente para Gas Natural en México, se considera práctica indebidamente discriminatoria a la diferenciación en el trato que se genere por: las distintas clases y modalidades de servicio, la localización de usuarios o adquirientes, y/o las distinciones por categorías de usuarios o adquirientes. ¹⁴

Como ya se dijo, esta estrategia se lleva a cabo en Estados Unidos desde 1985, de tal forma que existe una gran diferencia entre la industria gasera antes de poner en marcha el acceso abierto y después de ella, como puede observarse en el siguiente esquema:

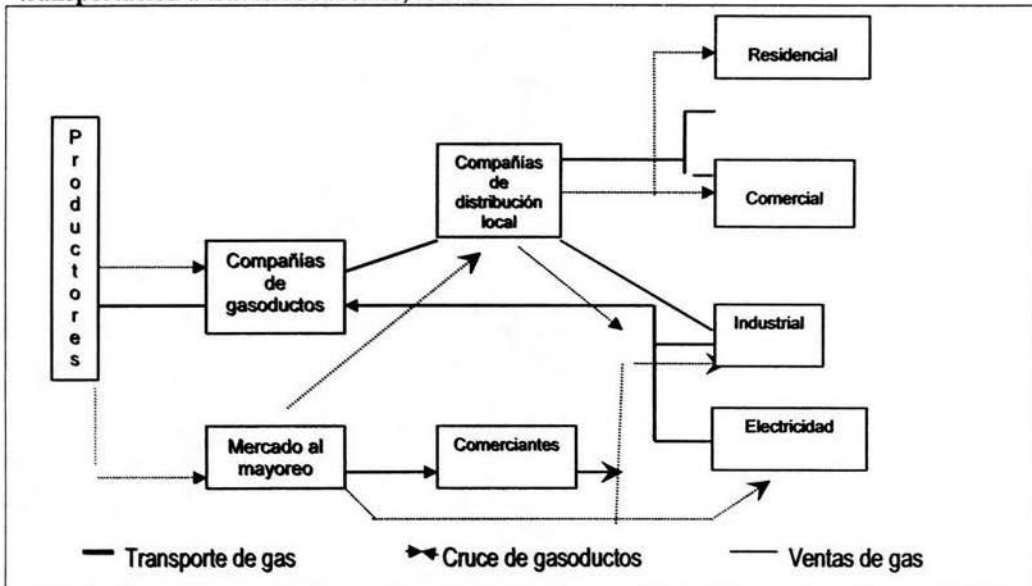
Figura 1. Estructura Tradicional de la Industria del gas en Estados Unidos, antes de 1985.



Fuente: Juris, Andrej; *Policy Research Working Paper; Development of Natural gas and Pipeline capacity Markets in the United States; The World Bank; Private sector Development Department; , Private Participation in Infrastructure Group; Marzo; 1998; p.p 6*

¹⁴ Comisión Reguladora de Energía; *La Regulación del Gas Natural en México; p.p. 3*

Figura 2. Estructura de la Industria del gas en Estados Unidos con Acceso Abierto en la transportación a través de tuberías, 1985-92.



Fuente: Juris, Andrej; Policy Research Working Paper; Development of Natural gas and Pipeline capacity Markets in the United States; The World Bank; Private sector Development Department; , Private Participation in Infrastructure Group; Marzo; 1998; p.p 7

Para que los consumidores puedan ejercer su derecho al acceso abierto, deben establecer las condiciones en que se soliciten los diferentes servicios en un contrato con el fin de que sí llegasen a presentarse irregularidades, la CRE pueda intervenir.

Las condiciones de acceso abierto permiten promover el desempeño en forma eficiente de los sistemas al tiempo que se limita el poder de mercado de los concesionario. Esto último gracias a que cada usuario elige con quien contratar el servicio.

1.4.2 Separación de Servicios.

Este instrumento se refiere a la independencia que deberá existir entre la prestación de un servicio y otro, lo que significa que los servicios que los permisionarios brinden, no



estarán condicionados unos de otros. Cada servicio tendrá un costo por separado y deberá diferenciarse entre el costo de cada servicio y el del gas natural. La información financiera de los servicios también deberá presentarse separadamente. El mecanismo en cuestión, implica la prohibición de subsidiar la prestación un servicio con la renta que se genere por otro.

La separación de servicios, evitará la aparición de prácticas depredadoras por parte de los concesionarios, al tiempo que se permitirá que los consumidores cuenten con información completa sobre el costo de los servicios que adquieran; introduciéndose con ello condiciones de competencia en la industria.¹⁵

1.4.3 Libre Comercio.

Este mecanismo, permite a cualquier persona importar gas natural para su consumo o comercialización. También implica la libre exportación del gas.¹⁶

1.4.4 Tarifas negociadas.

Este instrumento hace referencia a que los concesionarios podrán fijar libremente sus tarifas aún cuando sean diferentes a las que el marco regulatorio determine.¹⁷

¹⁵ *Ibid.*

¹⁶ *Ibid.*

¹⁷ *Ibid.*



1.4.5 Instrumentos para regular monopolios naturales y legales.

1.4.5.1 Precios y Tarifas.

Las tarifas que fijen los concesionarios serán supervisadas y reguladas por medio de un mecanismo denominado “tarifas máximas” que serán establecidas por la CRE.

El precio cobrado por los distribuidores a los usuarios finales será igual a;

$$\Sigma \text{Precio de adquisición del gas} + \Sigma \text{tarifas de transporte, almacenamiento y distribución.} + \text{costo de servicio}$$

Este precio, será verificado por la CRE en base al costo y condiciones de las alternativas viables de suministro.¹⁸

Por otra parte, dentro del establecimiento de las tarifas máximas de transporte, almacenamiento y distribución se hablará de la metodología de ingreso máximo promedio la cual implica establecer en el periodo cero un ingreso máximo inicial P_0 , que se irá ajustando periódicamente. Cabe resaltar, que el ingreso máximo inicial de cada período es de gran relevancia ya que constituye el parámetro contra el cual se comparará el desempeño de la empresa a lo largo del tiempo.

1.4.5.2 Disposiciones Administrativas.

“La construcción y tendido de ductos para el servicio de transporte y distribución se consideran actividades de utilidad pública”.

¹⁸Comisión Reguladora de Energía; *La Regulación del Gas Natural en México* p.p. 4



La declaración de utilidad pública confiere a los permisionarios de los servicios de transporte y distribución derechos de paso y de cruce, y les permite establecer las servidumbres necesarias. En caso necesario, la Comisión promoverá expropiaciones y limitaciones de dominio.

Las directivas podrán expedirse a través de un proceso de consulta pública. La Comisión publicará la materia que se pretenda regular o el anteproyecto de directiva para recibir comentarios e información que los interesados consideren de utilidad para la Comisión.

Con los comentarios e información recibida, la Comisión podrá publicar un proyecto de directiva para recibir comentarios.

La Comisión estudiará los comentarios recibidos y, en su caso, expedirá la directiva, que será publicada por lo menos con un mes de anticipación a su entrada en vigor.

A continuación, se describirá el desempeño que ha experimentado la industria del gas natural en Estados Unidos y México, los conceptos anteriores serán de gran utilidad para entender las consecuencias que se han generado en las diferentes estructuras de mercado.

CAPITULO II

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS

El presente capítulo, muestra el desempeño de la industria gasera norteamericana así como la influencia que la política regulatoria ha tenido sobre el mismo durante el paso el tiempo. Esto permitirá sentar bases empíricas para posteriormente poder establecer las ventajas y desventajas que pueden desprenderse de una apertura como la que ocurre actualmente en la industria del gas natural de nuestro país.

2.1 La industria del Gas Natural en Estados Unidos.

La industria gasera en los Estados Unidos es hoy en día una de las más importantes y eficientes a nivel mundial gracias a un sin número de reformas que se han puesto en marcha a fin de remover prácticas ineficientes que tuvieron lugar después de 1938 como consecuencia de la estricta regulación que enfrentaba la industria.

2.1.1 Antecedentes

Estados Unidos es uno de los mayores demandantes de energía, al mostrar su consumo total un considerable crecimiento de 1973 al año 2000. En consecuencia, la demanda de gas natural también ha crecido como puede observarse en la gráfica correspondiente.¹

¹ Ver Apéndice 2, gráfica No. 1



Así, el mercado de gas natural en los Estados Unidos es considerado uno de los más grandes a nivel mundial. De acuerdo a la Energy Information Administration, en 1998 contaba con una oferta de dicho producto igual a 24,360,382 millones de pies cúbicos (mpc).² Además, arriba del 70% de dicha cantidad fue producida internamente, en tanto que el porcentaje restante se obtuvo del almacenamiento y de las importaciones las cuales provienen principalmente de Canadá. Cabe señalar, que la producción del combustible fue de 18,809,945 mpc, y se concentra básicamente en la región sur del país a lo largo de las costas en Louisiana y Texas, aunque también un pequeño porcentaje se obtiene de Alaska, el sudoeste y la parte central de los Estados Unidos.³

En cuanto al consumo de gas en E.U.A. pasó de 21,262 mpc en 1998 a 21, 376 mil millones de pies cúbicos en 1999, proviniendo básicamente de 4 sectores: industrial, residencial, industria eléctrica y comercial.⁴ Tomando en cuenta la cantidad total de gas consumida, es fácil notar que las exportaciones de dicho combustible por parte de los Estados Unidos son casi nulas ya que casi toda la producción es destinada al consumo interno (en 1998, el 87% de la producción interna total de gas fue dirigido al consumo nacional), el cual se concentra al noreste, medio oeste y la región del pacífico, lo que significa que el gas debe transportarse a grandes distancias si consideramos la poca o nula congruencia que existe entre las zonas de consumo y las de producción.

Cabe señalar, que el uso del gas natural se ha venido intensificando desde mediados de la década de los noventa dentro de los sectores industrial, comercial y residencial y la

² Energy Information Administration; *US Natural Gas Exploration and Production: Historical Natural Gas Annual, Supply and Disposition of Natural Gas in the U.S.*; http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas

³ Ver Apéndice 2, cuadro No.1 y gráficas No. 2,3,4 y 5

⁴ Ver Apéndice 2, gráfica No. 5



tendencia señala que este comportamiento se mantendrá al menos hasta el 2010. Por su parte, la industria eléctrica es una de las áreas con mayor potencial de crecimiento para el gas natural, los pronósticos señalan que para el año 2010 su demanda representará el 50% de la demanda agregada de gas.⁵

Por otra parte, es importante mencionar que en Estados Unidos la autoridad encargada de la regulación de la industria gasera es la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), ubicado dentro del Departamento de Energía pero con total independencia para realizar sus funciones, entre las que se encuentran:

- Regular todas las actividades relacionadas con el gas natural a nivel interestatal, como son: construcción y operación de ductos, transporte interestatal de gas, transmisión, ventas, reventas, precios y comercio.
- Supervisar todo aquello relacionado con las exportaciones e importaciones de gas natural.
- Regular la transmisión interestatal de petróleo por oleoductos
- Regular y supervisar la transmisión y ventas de energía eléctrica
- Emitir licencias para los proyectos hidroeléctricos municipales y estatales
- Realizar inspecciones periódicas a los nuevos proyectos energéticos.
- Proteger el medio ambiente

La FERC, se encarga también de emitir las leyes y normas en materia de gas natural encaminadas al desarrollo eficiente y competitivo de la industria, como podrá observarse en el siguiente apartado.

⁵ *Energy Policies of IEA countries: United States-1998, Review; p.p. 36*



2.1.2 *Desempeño de la industria.*

Hasta 1938, la intervención gubernamental en la industria gasera norteamericana había sido casi nula, pero fue en este año cuando se publicó la Ley sobre el Gas Natural (Natural Gas Act of 1938), la cual establecía las bases para la regulación tanto de los precios de dicho producto como de las actividades realizadas por las compañías gaseras existentes; en la búsqueda de una mayor eficiencia en el mercado gasero.

Sin embargo, la regulación trajo consigo más desventajas que ventajas pues resultó excesiva al provocar por un lado, la caída de las transacciones intra e interestatales dado que no existía incentivo alguno para llevarlas a cabo y por otro, abrió una brecha entre los costos de exploración y producción y los precios cobrados por el gas (ventas al por menor), de modo que los últimos dejaron de reflejar a los primeros. Así, la competencia en la producción de gas natural fue desapareciendo, mientras que las actividades de transporte y distribución se volvieron totalmente monopólicas pues si bien es cierto que teóricamente la integración vertical no estaba permitida, en la práctica, las distribuidoras de gas no podían escoger su propia compañía de transporte a menos que el contrato de oferta expirara, y dado que al entrar en vigor la Ley de 1938 los contratos ya habían sido firmados con una duración de varios años el vencimiento de los mismos no se vislumbraba en el corto plazo además, la gran mayoría de dichos acuerdos se habían establecido bajo la modalidad "take or pay" (toma o paga) lo que ocasionó rigideces que inhibieron la competencia dentro del mercado gasero.

"Los contratos take or pay, encerraron tanto a productores como transportistas y compañías de distribución locales en relaciones contractuales (...) que los obligaban a pagar cantidades fijas sin importar el volumen de entrega".⁶

⁶ Juris, Andrej; *Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States*; p.p. 12



A partir de 1970 un serio problema de escasez de gas se hizo presente esto, aunado a las grandes ineficiencias que se registraban en la industria obligó a las autoridades correspondientes a llevar a cabo una profunda revisión del marco regulatorio con el objeto de reestructurar a la misma. Las reformas aplicadas a partir de entonces, se encaminaron a echar atrás la legislación vigente en materia de gas natural y promover una regulación eficiente que permitiera a los agentes participantes en la industria moverse libremente y obtener con ello una industria competitiva que asegurase la oferta de gas natural sin interrupciones. Así, en 1978 el Congreso estadounidense aprobó la "Natural Gas Policy Act", que introducía el acceso abierto (open access) a la industria.

Las transacciones interestatales fueron las primeras en verse beneficiadas con las nuevas disposiciones pues entre otras cosas, la estrategia de acceso abierto en el transporte de gas a nivel interestatal dio lugar a que las compañías distribuidoras locales pudieran vender el producto a los usuarios finales directamente y, por otra parte, limitó el empleo de los contratos a largo plazo lo que hizo posible un ambiente de competencia creciente en función del incremento en el número de empresas participantes en el mercado de ventas al por mayor.⁷ Lo anterior, se vio reafirmado en 1985 cuando la FERC dicta la Norma No. 436 con la cual, el régimen de acceso abierto en el transporte se fortalecía desmantelándose así las rigideces legadas por los contratos a largo plazo que aún existían. Ahora, los agentes participantes en el mercado al por mayor podían comprar o vender gas natural a cualquier distribuidora y no necesariamente a aquella con la que se hubiera firmado el contrato a largo plazo.

Además los demandantes ya no estaban obligados a pagar una cuota fija aunque el volumen de gas contratado no se requiriera. De este modo, la norma 436 abrió a los consumidores la posibilidad de adquirir el gas en donde mejor les conviniera pero también

⁷ Ver figura 1 y 2, capítulo 1



significó un serio problema de endeudamiento para las compañías de ductos quienes ya tenían comprometido un elevado volumen de gas. Esto último, se convirtió en un fuerte obstáculo para la implementación del acceso abierto por lo que en 1987 la FERC debió autorizar la división o distribución de los costos de transición entre las compañías distribuidoras, los productores y los consumidores (el 75% de los costos de transición totales fueron cubiertos por los consumidores y productores).⁸

Para 1989 la FERC dictaría la Outer Continental Shelf Lands Act y en 1992 la Energy Policy Act la cual vendría a reforzar a las anteriores. En este año, la industria del gas natural norteamericana sufriría el cambio regulatorio más fuerte y radical de su historia, al expedirse la Norma No. 636 el 8 de abril de 1992, la cual separaba las ventas de gas, del transporte impulsando el desarrollo de este último, al tiempo que eliminaba los incentivos existentes para una añeja práctica de las compañías distribuidoras consistente en restringir el acceso a los ductos, de modo que un considerable número de usuarios finales se conectaron de manera independiente a los mismos logrando el acceso al mercado de ventas al por mayor.

Además, la Norma 636 establecía un nuevo método para el cálculo de las tarifas de transporte buscando con ello que los precios realmente reflejaran los costos que implicaba este servicio, esto a su vez permitía la reventa de contratos de transporte impulsando el desarrollo de un mercado secundario para esta actividad en el que los expedidores compran capacidad en los ductos a quienes registran sobrantes de ésta. Con lo anterior, se fomentan: la colocación eficiente de contratos de transporte entre expedidores y la mayor y mejor utilización de los gasoductos.

⁸ *Juris, Andrej; Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States; p.p. 12*



2.1.2.1 El Mercado de Gas Natural en los Estados Unidos.

El mercado gasero norteamericano, se ha dividido de acuerdo a las cantidades de gas manejadas en: Mercado de ventas al por mayor y Mercados de ventas al por menor; en lo cuales el grado de regulación es diferente de modo que, mientras en el primero la regulación se ha vuelto menos estricta sin que por ello se descuide el bienestar de los agentes participantes; en el segundo, el avance en materia de un marco regulatorio que promueva la inversión, el bienestar y la competencia es mucho menor. Por lo anterior, en el siguiente apartado se ahondará más en lo ocurrido dentro del mercado al mayoreo a partir de la implementación del acceso abierto.

- Mercado de Ventas al por mayor.

Las leyes y normas antes mencionadas tuvieron consecuencias favorables sobre la industria gasera norteamericana y aceleraron la transformación del mercado al mayoreo incrementando el nivel de competencia dentro del mismo lo que a su vez repercutió 1) en precios más bajos pues a partir de 1988 y hasta 1997 se sobrevino una caída promedio en los mismos equivalente al 11% (promedio en términos reales) que beneficiaron significativamente a los usuarios de gas natural, entre ellos la industria eléctrica y otros grandes consumidores industriales para quienes los precios han caído entre un 15% y un 19% en dichos años;⁹ y 2) generó un ambiente propicio para el desarrollo de un comercio bilateral descentralizado entre productores, comerciantes, distribuidores y grandes usuarios finales.

Hoy en día, el mercado de ventas al por mayor se encuentra organizado en centros comerciales (hubs), ubicados alrededor de las zonas productoras y áreas de consumo. Así,

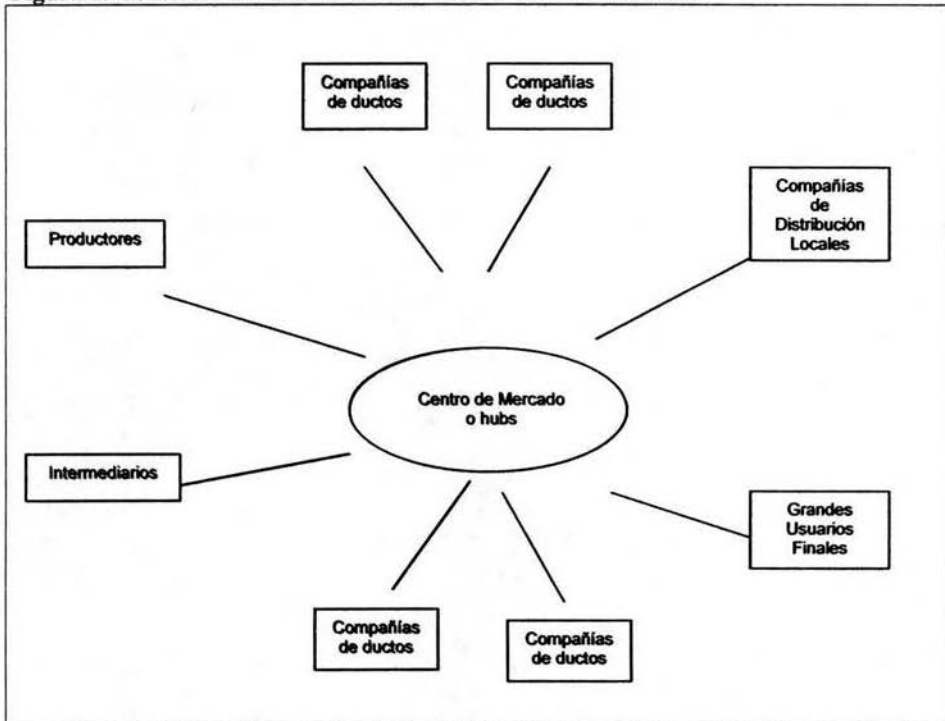
⁹ Energy Information Administration; *US Natural Gas Exploration and Production: Historical Natural Gas Annual, Supply and Disposition of Natural Gas in the U.S.*; http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas



el comercio se ha concentrado en mercados spot (corto plazo), los cuales se adaptan en forma instantánea a los cambios en la oferta y la demanda, y además envían señales de eficiencia vía precios, reflejando el valor del gas natural en el mercado. De aquí resultan los precios spot, los cuáles se obtienen de los precios de un gran número de contratos de gas comerciados dentro de los mercados a corto plazo, es decir, son los cambios en la oferta y la demanda los que dan lugar al precio; estos precios se utilizan también para elaborar los contratos de mediano y largo plazo asegurando un mercado de gas natural competitivo y eficiente.

Los hubs, son dirigidos por distintas compañías interestatales de ductos y permiten que los participantes del mercado adquieran el gas natural de diferentes fuentes facilitando el transporte a los diferentes centros de consumo. De esta forma, desaparece la necesidad de contratar además del gas, la capacidad en los ductos para transportar el combustible de la zona de exploración a los centros de consumo. Los hubs permiten a los transportistas del gas combinar varias rutas a través de ellos y así diversificar los riesgos de oferta puesto que el gas, puede trasladarse de un lugar a otro en el momento en que se requiera.

Además de lo anterior, la liberalización del mercado de gas al mayoreo ha permitido el surgimiento y desarrollo de un mercado de gas físico y uno financiero, en el primero, el grado de competencia es elevado. Las transacciones se llevan a cabo a través de contratos (corto, mediano y largo plazo) bilaterales en los que se especifican las condiciones de entrega tomando en cuenta el volumen, los precios por unidad, valor calorífico, etc.

Figura 1. Comercio del Gas Natural en los Centros de Mercado

Fuente: Juris, Andrej; Development of Natural gas and Pipeline capacity Markets in the United States; Policy Research Working Paper; The World Bank; Private sector Development Department; Private Participation in Infrastructure Group; Marzo; 1998; p.p 17

Los contratos a corto plazo son básicamente utilizados en los mercados spot por lo que también son conocidos con este nombre, en ellos el precio del gas cobrado a los demandantes es igual al que prevalece en el mercado el día en que se firma el contrato y el volumen de entregas es fijo durante todos los días del mes (duración del contrato).

Este tipo de contratos, es generalmente utilizado por los transportistas de gas vía ductos que necesitan que el gas que se inyecta a los mismos sea igual al que se retira, con el objeto de mantener un balance permanente en los ductos y evitar interrupciones en la oferta del gas que les haría acreedores a una penalización.



El volumen de gas comercializado en el mercado spot ha crecido en forma importante, pero también lo han hecho los costos de transacción, por lo que la Gas Industry Standard Board (GISB) y a la FERC han promovido la estandarización de contratos, logrando con ello la reducción de tales costos.

Un segundo convenio es el de mediano plazo, por medio de los cuales se aseguran entregas hasta por más de 18 meses sin embargo el periodo más utilizado es de un año o menos. En ellos queda establecido el volumen de gas que se entregará al consumidor tomando en cuenta cierto margen de variación en tanto que el precio del gas, es fijado en base a los precios spot y a las expectativas futuras de los mismos.

Los contratos de corto y mediano plazo reducen los costos de adquisición del gas, ya que permiten una mayor flexibilidad para enfrentar variaciones en la oferta y demanda del producto provocado por cambios climáticos, variaciones en la actividad económica, etc.

En cuanto a los contratos a largo plazo, (comúnmente utilizados en la industria gasera norteamericana hasta antes de 1984), éstos aseguraban inversiones a futuro en producción y transporte de gas al acordar la entrega constante de una cantidad determinada del producto durante la vigencia del contrato (mayor a 18 meses). Sin embargo, como ya se mencionó los contratos a largo plazo provocaron entre otras cosas el surgimiento de monopolios en diferentes actividades relacionadas con la explotación y comercialización del gas natural en los EU por lo que en la actualidad raramente se utilizan.

Por otra parte el mayor nivel de competencia en la industria gasera norteamericana y el desarrollo de los llamados mercados spot de gas natural entre otros factores, desencadenaron una alta volatilidad en los precios de ese producto incrementando el esfuerzo por encontrar instrumentos financieros seguros que permitan transferir parte del



riesgo a los agentes participantes de la industria gasera, surgiendo así un mercado financiero de gas.

En la actualidad, los contratos financieros de gas no sólo reducen el riesgo por la volatilidad en los precios consecuencia de la variabilidad del mercado spot, sino que además aseguran a las partes por los riesgos de base, es decir, aquellos relacionados con los diferenciales de precios entre zonas, periodos de tiempo, calidad en las entregas de gas, etc. Cabe mencionar, que dentro del mercado financiero de gas estadounidense existen siete tipos diferentes de contratos: Futures contract, Forward contract, Swaps, Hedge, Options contract, Exchange of futures for physicals y Alternative delivery procedure; cada uno aplica un mecanismo distinto para minimizar los riesgos mencionados.¹⁰

El cambio en el marco regulatorio incrementó la complejidad en el mercado de gas natural y los contratos bilaterales como tales, han perdido eficiencia pues aún cuando ofrecen la ventaja de un trato directo entre oferentes y demandantes de gas; no todos los usuarios cuentan con la información necesaria para realizar un buen acuerdo haciéndose necesario la contratación de servicios de intermediación que resultan económicos, al punto de que los consumidores de elevados volúmenes de gas, quienes sí cuentan con información completa para llevar acabo acuerdos favorables a sus intereses, prefieren contratar los servicios de un intermediario pues los costos por ello son menores a los generados por la realización propia del contrato.

¹⁰ Dentro de los contratos financieros, existen los estandarizados como es el caso de los futuros y las opciones y los no estandarizados entre los que se encuentran los hedges y los swaps y los cuales. Las dos diferencias básicas entre ambos son: 1) que los segundos son ofrecidos por intermediarios ya sea financieros o no mientras que los segundos sólo pueden ofrecerlos intermediarios financieros y 2) en los no estandarizadas se desglosan los riesgos base por lo son sumamente variados.



Los intermediarios se han encargado de reducir los riesgos que implican una escasez de oferta al tiempo que, han desarrollado instrumentos útiles para reducir los precios del gas. A finales de los años noventa el volumen de gas entregado por intermediación es superior al 50% del total, cifra significativamente elevada si se toma en cuenta que en 1987 sólo el 20% del gas era entregado por ellos.¹¹ De este modo, los contratos bilaterales son en realidad pactados por los intermediarios con cualquier otro agente, llámese productor, distribuidor, transportista, usuario final, etc., para quienes los servicios ofrecidos por los primeros han generado importantes beneficios.

Por su parte, el comercio electrónico de gas se ha multiplicado y por supuesto las negociaciones de los diversos contratos se han hecho mucho más fáciles al reducirse los costos de transacción, de modo que de acuerdo al Departamento de Energía de los Estados Unidos, más de 200 millones de pies cúbicos, son diariamente comerciados a través de él. El comercio electrónico conjunta a oferentes y demandantes en un sólo punto por lo que el precio pactado por el gas es el adecuado, esto aunado al esfuerzo de las autoridades regulatorias para difundir información completa, mediante la publicación de boletines con información sobre ductos, capacidad en los mismos, proveedores, precios, etc.; han conllevado a un mayor nivel de eficiencia en el mercado de gas al por mayor.

- Mercado de Ventas al por menor.

El avance del proceso desregulatorio dentro del mismo, ha sido más lento que en el mercado de ventas al por mayor, esto debido a que en cada estado la introducción del acceso abierto presenta diferentes grados. De este modo, los pequeños consumidores finales son aún cautivos de las compañías locales de distribución pues su nivel de consumo no alcanza el límite necesario para el adecuado desarrollo de la estrategia del

¹¹ Juris, Andrej; *Development of Competitive Natural Gas Markets in U.S.*; p.p. 6



acceso abierto, de modo que los usuarios comerciales y residenciales cuentan con un acceso muy limitado a los mercados de transporte de gas. El nivel de competencia bajo tales condiciones es también mínimo por lo que la reducción en los precios para dichos consumidores entre 1988 y 1997 sólo promedió el 3% en términos reales.¹²

Sin embargo, ya la atención de la FERC se centra en este segmento del mercado de modo que, la Norma 636 ha sido seguida de otras cuyo objetivo es además de fomentar una mayor competencia en la industria gasera norteamericana; incrementar la transparencia y flexibilidad en los contratos de reventa de capacidad en los gasoductos a corto plazo; promover la estandarización de la oferta de gas y de los contratos de transporte; y la operación eficiente de los sistemas de ductos.

2.1.3 Consecuencias del Cambio Regulatorio.

Los beneficios generados hasta el momento por el cambio a la regulación vigente hasta 1974 no pueden negarse, pues gracias a ellos, hoy la industria y el mercado de gas norteamericanos son considerados de los más eficientes y competitivos a nivel mundial. Concretamente, dentro de las actividades industriales relacionadas con el gas los cambios han sido significativos, tal es el caso del almacenamiento, actividad que aún cuando desde antes de las reformas mostraba un buen desempeño, presentaba serias ineficiencias en cuanto a costos, dando lugar a una mejor actuación de las autoridades correspondientes en este punto. Por otra parte, las ventajas de dicha actividad se han diversificado, de modo que el almacenamiento ya no es simplemente visto como una manera de asegurar la oferta del combustible, sino que también se ha convertido en un instrumento adecuado para promover la eficiencia dentro del mercado gasero al permitir mejorar la productividad de

¹² Energy Information Administration; *US Natural Gas Exploration and Production: Historical Natural Gas Annual, Supply and Disposition of Natural Gas in the U.S.*; http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas



los ductos. Además, las compañías almacenadoras son buenos árbitros locales para la fijación de los precios del gas.

Cabe mencionar, que en Estados Unidos las reservas de gas en cavernas de sal de donde proviene el 60% del total de entregas de gas, son las más utilizadas al facilitar el retiro y la inyección del gas sobrante. De este modo, la oferta del gas puede regularse y con ello los riesgos de cambios bruscos en la demanda se reducen.

Por otro lado, el cambio regulatorio dentro del mercado de transporte interestatal ha contribuido a crear un mercado altamente competitivo en el que las operaciones se realizan mediante contratos que definen las condiciones de transporte y entrega del gas natural tanto en el mercado primario como en el secundario.¹³

“ En el mercado primario, los contratos aseguran confiabilidad en el servicio de transporte, tiempo y duración del envío, localización de los puntos de inyección y retiro, presión en los ductos, y los precios cobrados por la capacidad en los ductos y los servicios de transporte.”¹⁴

La menor carga regulatoria sobre dicha actividad impulsa una mayor transparencia dentro del mercado de transporte así como un sistema de precios justo, resultando con ello beneficiados tanto los expedidores de contratos, para quienes los costos generados por llevar a cabo su actividad se redujeron;¹⁵ como los usuarios finales al ver disminuidos los

¹³ El mercado de transporte interestatal se divide en dos: Mercado primario y secundario.

- Mercado Primario: en el cual las compañías de gasoductos realizan contratos con comerciantes, distribuidores locales y usuarios finales.
- Mercado Secundario: en él, se lleva a cabo una reventa de contratos entre las compañías de ductos y los titulares de los contratos de transporte, a fin de aprovechar la capacidad no utilizada.

¹⁴ Juris, Andrej; *Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States* p.p. 34

¹⁵ Los costos de transporte, son un promedio de los costos generados por los servicios de transmisión de los lugares de producción a donde se encuentran las compañías de distribución.



precios de las ventas al mayoreo. Así, de acuerdo a datos proporcionados por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, los expedidores pagaron en el 2000 cerca de un 20% menos que en 1988 por concepto de transporte de gas vía ductos a nivel interestatal; en tanto que el markup se ha reducido entre 20% y 42% en términos reales para los grandes usuarios finales y la industria eléctrica, aunque debe resaltarse que este porcentaje sobre los costos permaneció sin movimientos para los usuarios comerciales y residenciales, esto debido a que a nivel intraestatal, el avance de las reformas regulatorias varía entre un estado y otro.¹⁶

Por otra parte, la desregulación y la introducción del régimen de acceso abierto han modificado la forma en que algunos usuarios finales (industria eléctrica y consumidores industriales) reciben el gas natural, es decir, hasta antes de 1985, el gas natural era suministrado por compañías de distribución locales o bien por compañías de ductos cercanas; hoy en cambio, sólo un porcentaje aproximadamente igual al 50% es entregado por las mismas pues el resto, se adquiere en el mercado de ventas al por mayor, y los usuarios finales contratan los servicios de cualquier compañía de distribución para transportar el gas hacia el sitio donde se requiere.¹⁷

La nueva legislación y la búsqueda constante de nuevas técnicas y estrategias han permitido incrementar el uso del gas natural en los Estados Unidos, por ejemplo, el Gobierno Federal a nivel general y el Departamento de Energía en el ámbito particular pusieron en marcha a partir de 1998 una nueva política con la finalidad de fomentar la mayor eficiencia del sector energético y al mismo tiempo proteger el medio ambiente al establecerse los siguientes objetivos:

¹⁶ US Department of Energy; <http://www.doe.gov>

¹⁷ Juris, Andrej; *Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States*; p.p. 32



- Mejorar la eficiencia del sistema energético a fin de hacer más productivos los recursos e incrementar el desempeño económico al tiempo que se protege el ambiente y se avanza en seguridad nacional.
- Asegurar la oferta de energía, evitando así los problemas que genera la interrupción del mismo.
- Promover el uso de combustibles alternativos como el caso del gas natural.
- Proteger la salud humana y el ambiente, reafirmando las políticas de expansión de la industria gasera, con el fin de producir una cifra superior a los 170 mil millones de metros cúbicos para el año 2010.

Así, hoy en día aunque hay estados que producen mayores cantidades de gas natural, la producción se ha diversificado gracias a los beneficios económicos que genera, de este modo, los 32 estados son productores. Sin embargo la oferta interna sigue sin ser suficiente para satisfacer la demanda lo que se ve reflejado en las importaciones cuya tasa promedio de crecimiento es del 7.4% de 1980 a 1998, por ende se han tenido que construir 14 interconexiones de gasoductos en la frontera con Canadá.

Cabe destacar que la relación reservas/producción para Estados Unidos es cada vez más desfavorable pues de 1983 a la fecha ha decrecido de 12 a menos de 9 años, lo que indica que en pocos años el país en cuestión se convertirá en un importador neto de gas natural ya que se espera que en los próximos años el consumo continúe con una tendencia creciente del orden del 2% anual, pero la infraestructura y el buen desempeño que muestran tanto la industria como el mercado gasero permitirán trasladar mayores cantidades del combustible de otros países a sus zonas de consumo, manteniéndose así la eficiencia que hasta hoy se ha tenido en ambos.

Por otro lado, los precios a boca de pozo en Estados Unidos mostraron de 1987 a 1997 un incremento relativamente modesto al crecer en promedio un 2.9% cada año, pero en los últimos años los precios del gas natural en todo el mundo han presentado una volatilidad



inusitada debido sobre todo al incremento de la demanda del combustible en todos los sectores y con mayor notoriedad en el sector eléctrico como resultado de la introducción de tecnologías de ciclo combinado, no obstante, la diversificación de los instrumentos de riesgo así como los altos niveles de competencia existentes tanto en el mercado como en la industria han disminuido el impacto de los altos precios sobre los distintos agentes de la industria por lo que los consumidores finales en Estados Unidos se han visto menos afectados que en otros países.

CAPITULO III

APERTURA Y REGULACION DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL MEXICANA

A continuación, se presenta el desempeño mostrado por la industria del gas natural en nuestro país desde poco antes de 1980 y hasta 1994, fecha en que dicha industria abrió sus puertas a la Inversión privada en algunas de sus actividades. El objetivo de esta sección es establecer las bases necesarias para posteriormente evaluar los cambios observados a raíz de dicha apertura.

3.1 Antecedentes

Lo primero es recordar que a partir de la expropiación petrolera en 1938, todas las actividades relacionadas con el petróleo y los productos derivados del mismo eran realizadas por Pemex de acuerdo al Artículo 27 Constitucional que establece que todo lo encontrado en el suelo y subsuelo mexicanos es propiedad de la Nación.¹

Bajo estas circunstancias, en los setentas el sector energético se convirtió en el motor del crecimiento económico del país debido a los altos precios que a nivel mundial registraba el petróleo y a los recientes descubrimientos del mismo en territorio mexicano.

¹ Ver Apéndice 1.



La inversión en el sector petrolero experimentó un gran auge solventado principalmente con préstamos provenientes del exterior que permitieron así el incremento de la producción y de los niveles de crecimiento los cuales alcanzaron tasas mayores al 6% a finales de la década de los setenta. Sin embargo, esto no podía continuar indefinidamente, en la década siguiente los precios del petróleo cayeron de manera estrepitosa. México por su parte, había entrado en una profunda crisis a partir de 1982 denominada "la crisis de la deuda", bajo tales condiciones la necesidad de una reestructuración de la política económica se hizo evidente puesto que los beneficios reportados por el sector energético comenzaron a presentar una clara tendencia a la baja, de este modo, en 1994 dichos beneficios no eran ni la mitad de los arrojados en 1982 ² año que marcó el inicio de una tendencia a la baja en la inversión del sector energético que a su vez provocó que actividades como la exploración y la innovación tecnológica hayan casi desaparecido, pues los recursos se direccionaron a mantener la producción en los yacimientos existentes. De este modo, los datos obtenidos entre 1980 y 1983 indican que menos de 80 pozos exploratorios de gas natural fueron completados, y por sí esto fuera poco de 1985 a 1994 el número de pozos perforados también disminuyó de 303 a únicamente 72, desaprovechándose por ello una cantidad importante de recursos.³

A finales de la década de los ochenta, la confianza en nuestro país se fue recuperando gracias a las medidas aplicadas tanto para contener la inflación como para reducir el déficit fiscal, además de la reestructuración de la deuda y las políticas de liberalización económica que incluso han alcanzado a sectores como el energético, considerados hasta entonces intocables por su carácter nacionalista. A partir de 1994, la entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio (TLC) y el inicio de una serie de reformas al marco regulatorio prevaleciente a finales de dicho año, modificaron la estructura prevaleciente

² En 1982, los beneficios arrojados por el petróleo habían sido superiores a 16 mil millones de dólares (mdd) en tanto que para 1994 la cifra tan sólo era igual a 6.6 mdd

³ Ver Apéndice 3. Gráficas No. 1 y 5



en todo el sector pero concretamente en lo referente al gas natural, sobre lo que ahondaremos más adelante.

3.2 Desempeño de la industria del gas natural mexicana de 1980-1994

La producción energética en nuestro país se ha orientado básicamente a la producción de crudo, de modo que esta ocupa cerca del 50% del total de la oferta primaria de energía.⁴ Aunado esto a los contrastes financieros que han afectado seriamente las actividades de exploración y producción del gas; y al hecho de que este combustible sea visto únicamente como un subproducto del petróleo, explica el por qué, aún cuando la industria del gas natural en México existe desde principios de siglo, el grado de desarrollo alcanzado a nuestros días no ha sido el óptimo.

Por otra parte, el monopolio ejercido por Pemex en relación al gas generó importantes deficiencias, las cuales se agudizaron aún más por el hecho de que dicha compañía además de ser el único oferente de gas, era también la autoridad regulatoria del sector energético, tales circunstancias, dieron lugar a una estructura de precios no correspondiente con los costos que generaba la producción y distribución del gas, por ejemplo, los precios cobrados al sector residencial por el combustible eran iguales o incluso menores a los cobrados a la industria, cuando los costos por llevar el gas a los hogares son mayores que aquellos generados por el suministro de gas al sector industrial. Dicha incongruencia en los precios, se debía básicamente a que éstos no eran establecidos por la oferta y la demanda sino que al ser Pemex el único proveedor del combustible, (lo que le permitía un control monopólico sobre el precio) era el gobierno a través del "Comité de Precios" quien se encargaba de fijarlos. El Comité, se encontraba integrado por varias Secretarías de Estado y establecía también el porcentaje equivalente a la comisión que las compañías distribuidoras podían cobrar por sus servicios, sin embargo,

⁴ Ver Apéndice 3, Cuadro No. 1

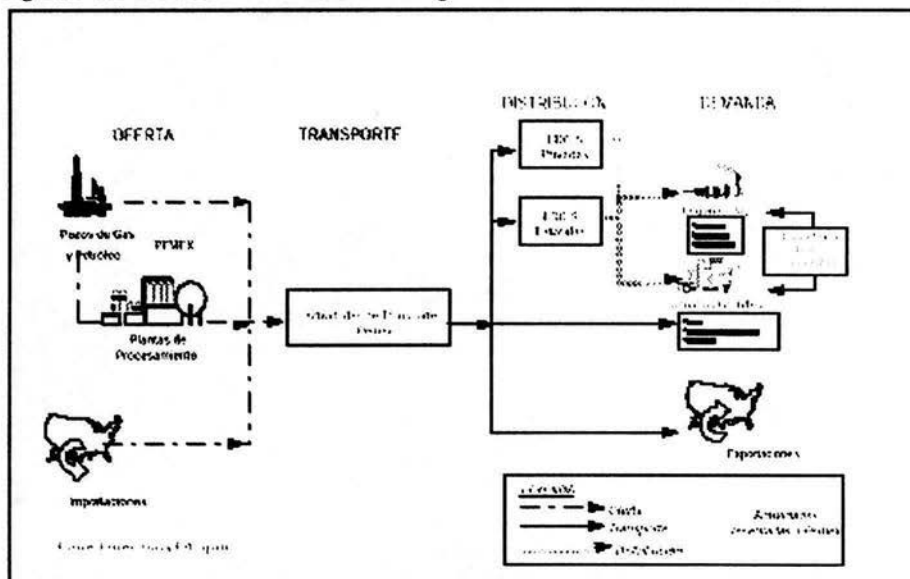


dicho porcentaje resultó insuficiente para cubrir los costos dando lugar a la salida masiva de las compañías de distribución locales pues además de lo anterior Pemex cobraba por las ventas de gas a la industria un precio menor que el cobrado por las distribuidoras concesionadas lo que definitivamente eliminó cualquier posibilidad de beneficios para éstas.

Por otro lado, el haber considerado al gas natural un subproducto del petróleo minimizó considerablemente sus ventajas evitando a su vez un uso común del mismo. Además, el precio de otros combustibles como el diesel o el gas licuado de petróleo (Gas LP) se encontraban muy por debajo del precio cobrado por el gas natural, incluso el gas LP contaba con un importante subsidio por parte del gobierno lo que obviamente también impedía el crecimiento de la demanda del gas sobre todo en los sectores residencial, comercial y transporte.⁵ De este modo, la industria gasera vio frenado su desarrollo pues como se verá más adelante no fue necesario crear condiciones de almacenamiento, fomentar la construcción y uso eficiente de ductos, estaciones compresoras, etc.

⁵ *El mercado de Gas LP en México, es uno de los más grandes en el mundo. El 90% del sector residencial consume dicho combustible. Para 1995, el subsidio al gas licuado fue estimado en más de 400 millones de dólares. OCDE; Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector; p.p. 39 y 40*

Figura No. 1 Estructura de la industria del gas natural en México antes de 1995



Fuente: Rosellón Juan, *Regulación de Precios y Tarifas para la Industria del Gas Natural en México*; CRE; <http://www.cre.gob.mx>; p.p. 9

A continuación, describiré lo ocurrido en cada una de las actividades relacionadas con la explotación y aprovechamiento del gas hasta 1994.

3.2.1 Almacenamiento y Reservas de Gas Natural.

Hasta por lo menos finales de 1993, el gas natural además de ser considerado un producto secundario, era únicamente utilizado para cubrir la demanda interna de modo que la integración de Pemex permitía a la empresa ajustar los patrones de consumo de gas a los de producción y transporte eliminando la necesidad de desempeñar actividades de almacenamiento por lo cual México no cuenta con las condiciones esenciales para el adecuado desempeño de éstas, más esto no significa que las reservas de gas natural en nuestro país sean insuficientes para explotar y almacenar el combustible sí, se desarrolla la infraestructura necesaria para hacerlo, es decir, México cuenta en la actualidad con más



de 70 billones de pies cúbicos de reservas entre probadas y probables de gas natural que lo ubican en el décimo cuarto lugar del mundo, y permitirían a nuestro país convertirse en uno de los principales exportadores de dicho combustible al explotarse adecuadamente. Cabe señalar que un porcentaje superior al 70% del gas que se extrae en el país corresponde a gas asociado al petróleo, es por ello que las reservas base más importantes se localizan a lo largo de las costas del Golfo de México, donde las actividades de exploración se han desarrollado fuertemente gracias a la existencia de yacimientos petroleros.⁶

Así pues, la región sur es el área con el mayor potencial gasero, concretamente en la Cuenca Salina en Tabasco las reservas existentes de gas asociado al petróleo se estiman en 17 trillones de pies cúbicos (tpc); mientras que el potencial no descubierto podría alcanzar los 15tpc, lo que significaría el 17% del potencial de recursos restantes y el 40% de las reservas desarrolladas en México. Otra zona, sin duda importante es Campeche, en donde se estima que existan un 17% de los recursos potenciales restantes, y el 26% de las reservas desarrolladas. Cabe señalar que el gas que se encuentra en ambas regiones es gas asociado al petróleo crudo,⁷ sin embargo, en la región sur también existen yacimientos de gas no asociado, tal es el caso del área de Mascupana Graben (situada cerca de la Cuenca Salina) en donde se registran un total de 4.7 tpc de reservas establecidas restantes y además una cantidad aproximada de 10 tpc del potencial aún no descubierto. Los recursos potenciales sobrantes en este lugar representarían el 8% del total de los recursos mexicanos de este tipo y el 11% de las reservas desarrolladas.⁸

⁶ En 1999 se produjo un total de 42,310 millones de pies cúbicos por día (mpc/d) de gas natural asociado al petróleo y 15,171mpc/d de gas no asociado. INEGI.www.gob.mx. Ver Apéndice 3,Cuadro No. 2, Gráfica No. 2

⁷ Juris, Andrej; *Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States*; p.p. 41

⁸ *Ibid.*



Por su parte, la región norte del Golfo de México, localizada entre dos bastas áreas productoras de gas y petróleo como son Texas y Louisiana, se caracteriza por contar con yacimientos de gas no asociado, donde se encuentra un 13% de las reservas de gas natural desarrolladas, sin embargo la explotación de dichos yacimientos se ha visto mermada por el poco esfuerzo puesto en las actividades de exploración.

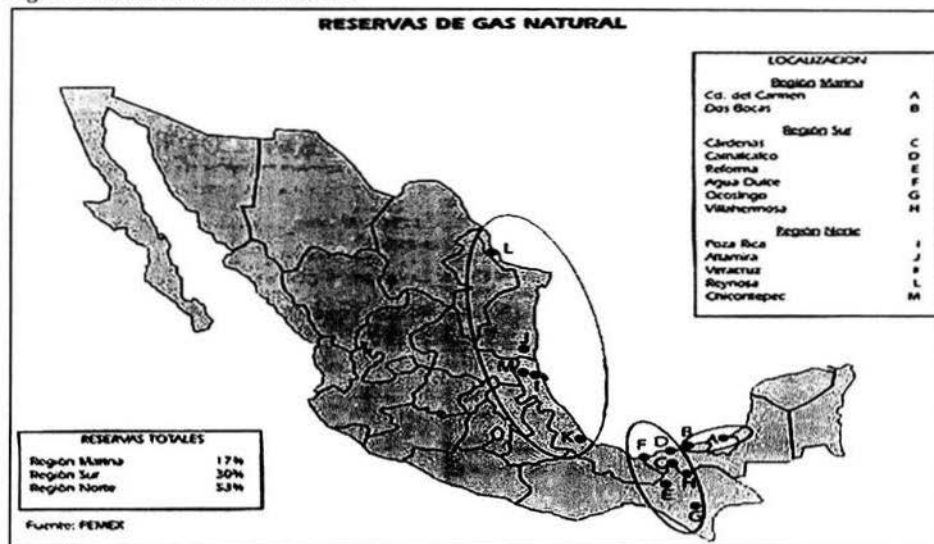
En la región central, las reservas de gas no asociado también son considerables, y se localizan principalmente en la Cuenca de Chicontepec que cuenta con el 17% de los recursos potenciales restantes; sin embargo el alto nivel de agua en la Cuenca así como la baja permeabilidad evitan que los recursos ahí localizados puedan explotarse sin incurrir en elevados costos de producción. Cabe mencionar, que las reservas gaseras localizadas en esta zona permiten ampliar la duración de las reservas totales de 40 a 60 años.

Por otro lado, al noreste de México en la Cuenca Burgos, se localizan más de 4 tpc de las reservas de gas ya desarrolladas, pero se calcula que existen 6 tpc de recursos aún no descubiertos que equivaldrían al 6% de los recursos potenciales restantes. Cabe señalar que en esta región, las actividades exploratorias han alcanzado niveles importantes, aún cuando esto no se deriva del deseo de un mayor aprovechamiento de los recursos de gas natural sino al interés de Pemex por encontrar yacimientos petroleros. Aún así, es muy probable que los recursos para cubrir el incremento en el consumo de gas que se prevé en el corto plazo provengan de esta región.⁹

⁹ *Juris, Andrej; Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States: p.p. 43*



Figura 2. Reservas de Gas Natural



Fuente: CRE; *La Regulación del Gas Natural en México*; www.cre.gob.mx

3.2.2 Producción.

En los últimos años, la producción de gas natural en nuestro país ha sido estable, en 1994 ésta alcanzó más de 15 millones de pies cúbicos diarios, y para 1999 casi superaba los 21 mpc. El 80% constituía gas asociado al petróleo, aunque para 1999 la producción de gas no asociado rebasó los 6 mpc por día, es decir más del 25% del total de la producción del gas en ese año. Como se mencionó en el apartado anterior, la región sur es la que tiene la mayor participación dentro de la producción total de gas natural (21, 712 millones de pies cúbicos en 1994). Cabe señalar, que de acuerdo al INEGI, la producción de gas en 1994 representó el 27.43% de la oferta primaria de energía en México, lo que muestra una recuperación en relación a los 3 años anteriores y continúa casi hasta finales de los noventa.¹⁰

¹⁰ Ver Apéndice 3, Cuadros No.1 ,3 y 8, Gráfica No. 6



Por otro lado, datos proporcionados por Pemex señalan que en 1994 existían un total de 33 campos produciendo, 20 de los cuales se localizaban en la región Sur, 8 en la región Norte y 5 en la Marina. Además, existen otros campos productores de gas que por su tamaño no se contabilizan en los 33 anteriores pero que representan más del 20% de la producción total de gas.

3.2.3 Transporte, Distribución y Comercialización de Gas Natural.

Como se dijo antes, el Artículo 27 de la Constitución de los Estados Unidos Mexicanos prohibía casi del todo la participación de la iniciativa privada en el sector energético por lo que Pemex era el único que podía construir, operar y poseer ductos para el transporte de gas (gasoductos) y petróleo (oleoductos). Así Pemex construyó una importante red de gasoductos cuya longitud equivale a 10,000 Km aproximadamente, conectando varias ciudades y centros industriales ubicados principalmente en el centro y noreste del país. Uno de los ductos más importantes dentro de la red de distribución en México es el que va del Complejo Petroquímico Cactus en el estado de Chiapas a la región de Los Ramones en el norte de la República, en donde se localizan otros dos ductos más los cuales, se dirigen hacia la frontera con los Estados Unidos y permiten importar y exportar el combustible de forma simultánea¹¹

Sin embargo, las restricciones presupuestales evitaron que Pemex continuara con la construcción de gasoductos nulificando casi en su totalidad el consumo de gas natural en los sectores comercial y residencial. El suministro del producto se dirigió básicamente a satisfacer las necesidades del sector industrial, en donde el consumo tampoco alcanzó niveles importantes debido a la falta de infraestructura.¹²

¹¹ Estrada, Javier: *La Apertura de la Industria del Gas Natural en México*: p.p. 1

¹² Ver apéndice 3, Cuadro No. 6, Gráfica No. 3.



Cabe señalar que hasta 1999 la red de transporte se encontraba subutilizada, ya que casi 1000 Km. de ella estaban fuera de operación.¹³

Por otro lado, México cuenta con ocho estaciones compresoras de gas con una capacidad total de 300,820 caballos de fuerza, de esta, el 40% se encuentra ociosa ya sea porque las estaciones están fuera de servicio o bien, en construcción.

Otra de las actividades relacionadas con el suministro de gas natural a los consumidores es la distribución y en nuestro país, existen registros de ella desde 1904, siendo la CFE y Pemex los principales encargados de llevarla a cabo.

Las primeras distribuidoras (de carácter privado pues en esta actividad sí se permitía la inversión de este sector) se establecieron en Cd. Juárez, Monterrey, Nuevo Laredo, Cananea, Piedras Negras y Saltillo. Operaban mediante concesiones que obligaban a las mismas a suministrar gas de manera continua de modo que, sólo podía haber interrupciones en el servicio por causas de fuerza mayor (es decir, sólo por fallas técnicas o daños en los ductos pero no por falta de pago) . Esto generó a las compañías fuertes problemas de endeudamiento con Pemex que llevaron a que en 1995 dicha empresa tuviera que intervenir y hacerse cargo del servicio que hasta entonces habían prestado. En la Cd. de México y Querétaro se registra un desarrollo parcial de dicha actividad, en ambas ciudades la red de distribución era operada a través de filiales de Pemex.

Cabe señalar, que la red de distribución de gas natural más importante en el país es propiedad de la CFE. ¹⁴ Es la más larga lo que le permite cubrir un mayor número de consumidores. De este modo, entre la Comisión Federal de Electricidad, GIMSA y la

¹³ Juris, Andrej; *Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States*; p.p. 45

¹⁴ En Monterrey, parte importante de la red de distribución es manejada por la Comisión Federal de Electricidad



Compañía Mexicana de Gas acaparaban el 85% del total del volumen manejado por los distribuidores en la República Mexicana.

Por último, en lo que se refiere a la comercialización del gas, vale decir que Pemex era el único agente con facultades para vender, importar y exportar dicho combustible. Sin embargo, las ventas internas y las exportaciones eran mínimas pues casi todo el gas era utilizado por la paraestatal.¹⁵

3.2.4 Consumo de Gas Natural en México hasta 1994

En 1994, el consumo interno de gas natural se encontraba distribuido de la siguiente manera: PEMEX, ubicado como el consumidor más importante, absorbía más del 40% del total de la oferta de gas natural en ese año; en tanto que el sector industrial demandaba aproximadamente un 30% siendo la siderurgia, minería, vidrio y química los subsectores que mayor consumo de gas natural registran.¹⁶ La demanda del sector eléctrico equivalía al 20% del total, mientras que los requerimientos de consumo de gas natural para uso residencial representaron tan sólo el 3%, un porcentaje demasiado bajo. que indica que para 1994 el promedio diario de entrega/consumidor no alcanzaba siquiera los 2 m³. El bajo precio del diesel, el subsidio al gas LP, el casi nulo desarrollo que presentan los sistemas de conducción en zonas urbanas y la inexistencia de incentivos para realizar proyectos que permitan el uso frecuente de gas natural; son las causas más importantes de los bajos niveles de consumo a nivel nacional.¹⁷

Por su parte, Pemex emplea el gas natural como combustible para producir calor, generar electricidad, etc. Cabe mencionar que el mayor consumo de gas dentro de la compañía se registra en la industria petroquímica (en 1994 acaparó el 40% del gas demandado por

¹⁵ Ver Apéndice 3, Cuadro No. 4 y Gráfica No. 3

¹⁶ Ver Apéndice 3, Cuadros No. 5,6,7 y Gráfica No.4



Pemex) y se usa como combustible y para la generación de energía. Sólo una proporción muy pequeña de gas (1%) se utiliza en los ductos ya que gran parte de la demanda de este producto se concentra al sur de la República Mexicana.

Dentro del sector industrial, las empresas demandantes de gas natural se encuentran localizadas principalmente en lugares cercanos a Monterrey, así como en la región central concretamente en los alrededores de la Ciudad de México y en el sur en torno de los complejos petroquímicos. Hasta 1994, existían cerca de 800 consumidores de gas natural en el ramo industrial, sin embargo el consumo se encontraba altamente concentrado, es decir, el 74% de los clientes consumían menos de 0.5 millones de pies cúbicos diarios de gas, mientras que sólo entre 9 se distribuía el 45% del abasto industrial de gas natural.¹⁸

La CFE, por su parte, utiliza el gas natural para la generación de energía eléctrica pero es importante mencionar que gran parte de ésta es todavía producida con diesel.

Así pues, el desarrollo de la industria gasera en nuestro país se ha visto mermado considerablemente ya sea por razones de presupuesto, ineficiencia, ignorancia en cuanto a las bondades del gas natural, etc. Sin embargo, el surgimiento de nuevas tecnologías y sobre todo, normas ambientales más estrictas, han conllevado a la explotación de combustibles alternativos que permitan un desarrollo sustentable, el cual, implica no sólo logros económicos favorables sino también la preservación del medio ambiente.

Lo anterior, ha obligado a las autoridades mexicanas a promover el uso del gas natural en todos los sectores de nuestro país, de tal modo que como se verá en el siguiente apartado, ya desde 1994 pero sobre todo a partir de 1995 una serie de reformas al marco regulatorio existente comienzan a ponerse en marcha iniciándose con ello la

¹⁷ CRE; *La Regulación del Gas Natural en México*; p.p. 14. Ver Apéndice 3, gráfica No. 7, cuadro 6

¹⁸ OCDE; *Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector*; 51



reestructuración de la industria del gas natural en México a fin de volverla una industria altamente competitiva y eficiente en el largo plazo.

3.3 La Reestructuración de la Industria del Gas Natural en México.

La situación de estancamiento que durante años prevaleció en la industria gasera mexicana, la desregulación durante los ochenta de la industria del gas natural en Estados Unidos y Canadá, la importancia que dicho producto ha adquirido dentro de la política energética a escala mundial, la dificultad para realizar proyectos semejantes al Mérida III¹⁹ por no contar con las condiciones o elementos necesarios, así como, la necesidad de mantener la autosuficiencia energética del país a largo plazo haciendo frente a normas ambientales cada vez más estrictas;²⁰ fueron los elementos detonantes de la reestructuración de la industria del gas natural en México

Lo anterior, obligó a las autoridades mexicanas a incluir dentro del Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 importantes lineamientos con miras a reformar el sector energético. Entre dichos lineamientos, se encontraba el fomento a combustibles alternativos como el gas natural mediante la modificación al marco regulatorio existente y la creación de instituciones serias, capaces de generar y promover reglas transparentes y equitativas que promovieran la existencia de un entorno competitivo tanto en la industria como en el mercado de gas natural y que al mismo tiempo, protegieran el medio ambiente.

¹⁹ Este tipo de proyectos tenían como objetivo el generar electricidad de manera independiente, sin embargo no existía una adecuada regulación de los mismos por lo que su independencia fue meramente teórica. Además, los concesionarios no contaban con contratos que aseguraran el aprovisionamiento de gas natural en el largo plazo, ni con la adecuada infraestructura para el transporte del combustible, es decir, no existían las condiciones necesarias para el desarrollo de tales proyectos. El proyecto Mérida III debía proveer de electricidad al área de Yucatán, la concesión del mismo fue otorgada en mayo de 1994; en un principio atrajo el interés de numerosos inversionistas que después se alejaron debido a que Pemex no contaba con fondos para construir 600Km de ductos que conectarán Cd. Pemex y Mérida (donde se encuentra la planta generadora). No aseguraba el uso de gas natural en el proyecto ya que el precio del mismo era demasiado alto (Pemex era el único proveedor por lo que ejercía un poder monopólico sobre dicho precio)

²⁰ A partir de 1994, los estándares ambientales crecieron considerablemente. La Norma NOM-086-ECOL-1994 por ejemplo, busca reducir al máximo las emisiones de Nitrógeno óxido y azufre provenientes del complejo industrial en el área metropolitana. Ver Apéndice 1.



3.3.1 Organismos Regulatorios de la Industria del Gas Natural Mexicana

La dualidad ejercida por Pemex al ser el único oferente de gas natural y al mismo tiempo la institución encargada de regular las actividades relacionadas con la explotación del producto, fijar los precios del mismo, establecer contratos de ventas del gas, etc.; dio lugar a una gran ineficiencia dentro de la industria gasera poniéndose de manifiesto la necesidad de crear autoridades regulatorias imparciales y eficientes. De este modo, la Secretaría de Energía (SE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) se convierten en los organismos encargados de dirigir y vigilar la reestructuración de dicha industria a través de la creación de normas legales que impulsaran la inversión privada dentro de la misma.

Así pues, la Secretaría de Energía es la dependencia gubernamental que actualmente se encarga de conducir la política energética de México así como de hacer valer los derechos de la Nación en materia de energía garantizando el suministro adecuado de hidrocarburos (entre ellos gas natural) y electricidad como servicio público, a través del impulso a la participación privada en la generación de electricidad y en la distribución de gas natural y gas LP.

Por otra parte, la SE se encarga también de expedir Normas Oficiales energéticas y de la coordinación de las actividades de entidades paraestatales del sector como son Pemex y la CFE.²¹

En cuanto a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), ésta fue creada en 1993 y entró en operación en enero de 1994 como un órgano de consulta y análisis exclusivo del sector eléctrico.

²¹ Secretaría de Energía; *Misión y Visión de la Secretaría de Energía*; www.energia.gob.mx



En 1995 es publicada la Ley de la CRE con la cual se redefine y fortalece el marco institucional de la Comisión centralizando en ella los poderes regulatorios en torno al gas natural brindándole además autonomía técnica, operacional y presupuestal, así como autoridad suficiente para legislar sobre actividades privadas y públicas, y para solucionar controversias dentro de las industrias del gas y la electricidad.

La CRE cuenta con las facultades para aprobar los términos y las condiciones de los contratos sobre ventas de primera mano, establecer las metodologías de precios y tarifas, así como para garantizar permisos para el transporte, almacenamiento y distribución del gas natural, etc.²² Entre sus objetivos más importantes están:

- Asegurar la provisión de los servicios,
- Promover la competencia,
- Proteger los intereses de los consumidores,
- Fortalecer la confianza y estabilidad en los sectores de su competencia y
- Asegurar la oferta y la provisión de los servicios,

Cabe resaltar que la Comisión Reguladora de Energía es considerada un órgano de carácter innovador gracias a la autonomía con la que cuenta, pues, anteriormente las instituciones regulatorias dependían totalmente del gobierno federal y carecían de la libertad suficiente para elaborar y hacer cumplir el marco legal correspondiente a cada sector.

Entre los avances que en materia de gas natural, han sido reportados por la Comisión en el corto plazo están: la delimitación de los centros de población (áreas geográficas) para distribuir gas natural; la elaboración de los procedimientos para el otorgamiento de

²² Ver apéndice 1. Reglamento de gas Natural. Permisos



permisos de almacenamiento, transporte y distribución; y la desregulación de las actividades de exportación e importación de gas natural.²³

Por último, es necesario mencionar que además de atender las disposiciones emitidas tanto por la SE como por la CRE, los agentes que intervengan en la industria del Gas Natural deberán tomar en cuenta también las disposiciones que publique la Comisión Federal de Competencia (CFC), la cual es una institución de observancia general a nivel nacional, aplicable a cualquier área y agente de actividad económica tanto público como privado. Dicha instancia se encarga de promover la competencia y contrarrestar cualquier práctica monopólica a través de la Ley Federal de Competencia Económica (LFCE).

Así, la CFC es un órgano administrativo desconcentrado de la SECOFI con autonomía técnica y operacional que le da independencia para dictar y aplicar resoluciones según juzgue necesario. Entre sus funciones, está el detectar monopolios, prácticas o concentraciones prohibidas; resolver las situaciones que le competan y aplicar sanciones administrativas en caso de alguna violación a la LFCE; así como denunciar cualquier conducta delictiva en términos de competencia y libre concurrencia.

Cabe mencionar, que la labor de dicha Comisión ha permitido fortalecer la competencia en todo el país. Ha colaborado desde su creación en 1993 en el proceso de privatización previniendo la formación de mercados monopólicos privados al promover esquemas que llevan a la firma de convenios y transacciones que fortalecen la competencia económica. De este modo, la CFC se encarga de diseñar el esquema de privatización así como las bases de las licitaciones, revisar el marco legal y evaluar los proyectos de los diferentes licitantes en materia de competencia.

²³ Comisión Reguladora de Energía; *La CRE: Origen, Misión, Operación y Estructura*; <http://www.cre.gob.mx>



3.3.2 Las Reformas al Marco Regulatorio

La regulación excesiva que experimentó la industria del gas natural en México hasta mediados de los noventa, trajo consigo elevados costos en materia de eficiencia y rentabilidad por ende en 1995, las autoridades mexicanas dieron un giro a la misma con la finalidad de fortalecer al sector energético y paralelamente lograr una mayor contribución de dicho sector dentro del desarrollo socioeconómico del país. El Plan Nacional de Desarrollo (PND) señala el compromiso de las autoridades para fomentar la competencia en las industrias energéticas atendiendo al mismo tiempo todo lo relacionado con el medio ambiente y la seguridad operativa del sector.

Así, el Gobierno Mexicano detalla en el PND los lineamientos necesarios para lograr la reestructuración del sector energético, entre ellos:

- Elevar los niveles de inversión y eficiencia;
- Fomentar la innovación tecnológica;
- Concentrar los esfuerzos de la empresas paraestatales energéticas en las actividades estratégicas exclusivas del Estado;
- Precisar la política de explotación a largo plazo de los recursos naturales no renovables;

Por su parte, el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía (PDRSE) plantea aprovechar la ventaja relativa de nuestro país en cuanto a hidrocarburos e impulsar el desarrollo de las empresas públicas del sector, elaborando un cuadro fiscal eficiente que permita a las mismas continuar con su papel fundamental en las finanzas públicas sin que se inhiba su propio desempeño.

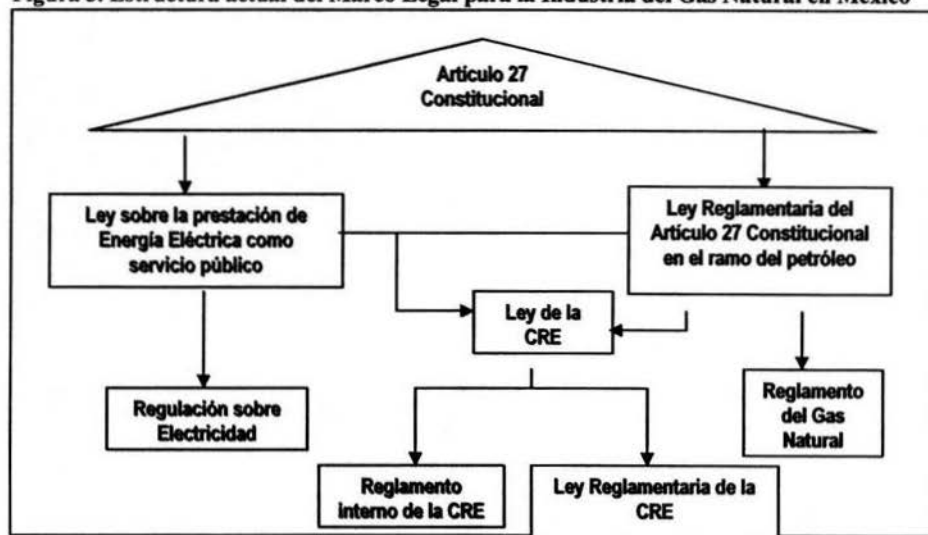


Así pues, en 1995 la reestructuración de la industria gasera comienza a tomar forma y se ponen en marcha 3 acciones fundamentales:

- La reforma al Artículo 27 Constitucional, con la que se restringiría a Pemex el monopolio sobre las actividades relacionadas con la explotación del gas natural al limitar sus funciones únicamente a la exploración y producción de dicho bien, al tiempo que se autoriza al sector privado a construir y operar redes de transporte y distribución de gas.
- La Ley de la CRE expedida en octubre de 1995, la cual extendía las funciones de la Comisión al gas natural.
- El Reglamento sobre Gas Natural (noviembre-1995), en donde se señalan las condiciones bajo las cuales Pemex y las compañías privadas pueden participar en la industria gasera mexicana bajo un marco de competencia. Además otorga libertad plena a la Comisión Reguladora de Energía para interpretar y aplicar sus disposiciones. Dicho Reglamento, constituye la base legal de la reestructuración de la industria promoviendo la competencia mediante la introducción del acceso abierto a los ductos y al mercado secundario de capacidad, además, legaliza la apertura de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compra y venta al menudeo e importaciones de gas natural.



Figura 3. Estructura actual del Marco Legal para la Industria del Gas Natural en México



Fuente: OCDE; *Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector*; París, 1996; p.p.37

3.3.2.1 Los mecanismos regulatorios

Ante la búsqueda de combustibles más limpios y amigables con el medio, el gas natural ha incrementado su importancia en el mundo. Sin embargo, aún cuando México cuenta con reservas considerables de dicho producto, su desarrollo es incipiente por lo que para su explotación, se requieren de fuertes cantidades de recursos con los que Pemex, no cuenta.

Lo anterior, hizo inevitable la elaboración de un marco regulatorio que sin dejar de lado los intereses nacionales que sobre el gas natural se tienen; contara con los mecanismos necesarios para incentivar la inversión privada mediante la promoción de un ambiente competitivo y la regulación de los monopolios naturales existentes y de aquéllos, que como consecuencia del bajo nivel de desarrollo en la infraestructura requerida para llevar a cabo actividades de transporte de gas, pudieran surgir.



Hoy en día, aún las actividades de exploración y producción de gas, exclusivas de Pemex, se encuentran bajo la supervisión de la Comisión Reguladora de Energía quien se encarga de determinar los precios máximos de las ventas de primera mano, lo que limita el poder monopólico de la paraestatal. Además, dicha entidad deberá ofrecer dos tipos de cotizaciones para tal tipo de ventas, dependiendo el volumen que se contrate, la primera cotización estará relacionada con la salida de las plantas y la segunda con el (los) punto(s) de entrega que determine el adquirente.²⁴

Por otra parte, el comercio exterior representa un instrumento adecuado para permitir el desarrollo y uso eficiente de las redes de transporte y distribución, al tiempo que constituirá una alternativa de suministro induciendo a Pemex a un comportamiento competitivo en lo que se refiere a ventas de primera mano. De este modo, en los términos que indica la Ley de Comercio Exterior, cualquier persona podrá importar y adquirir gas sin necesidad de contar con un permiso.²⁵

La nueva política energética plantea dejar en manos de particulares aquellas actividades consideradas no estratégicas; sin embargo, el desempeño de cualquier actividad de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural requerirá de permisos expedidos por la CRE en base a lo determinado en el Reglamento de Gas Natural. Dichos permisos sólo se otorgarán a empresas del sector social y sociedades mercantiles sin perjudicar los permisos que se emitan a favor de Pemex o de cualquier organismo descentralizado del sector energético, quienes también se sujetarán a las disposiciones expedidas en dicho reglamento. Además, los solicitantes tendrán la obligación de informar a la Comisión Federal de Competencia su intención, con el objeto de que ésta evalúe los proyectos en materia de competencia.

²⁴ Ver apéndice 1, Reglamento de Gas Natural, Artículos 8,9,10 y 26

²⁵ Ver apéndice 1, Ley de Comercio Exterior.



La Comisión abrirá un procedimiento de licitación para realizar un proyecto de distribución cuando considere que existen las condiciones suficientes para ello. Tales condiciones, deberán ser expuestas a la CRE por los interesados en llevar a cabo dicho proyecto mediante una “manifestación de interés” a excepción de cuando se trate de los gobiernos Federal o estatales para quienes la última disposición no aplica. El proceso de licitación inicia con la publicación de la convocatoria correspondiente en el Diario Oficial de la Federación, al mismo tiempo se publicarán los requerimientos técnicos y económicos para la puesta en marcha de los proyectos. Posteriormente se procederá a la elaboración, presentación y evaluación de las propuestas.

El permiso se otorgará al solicitante que además de cumplir con los aspectos técnicos exigidos, presente la propuesta económica más ventajosa tomando en cuenta las bases de licitación. Los permisos posteriores, se concederán una vez que la CRE evalúe y autorice la solicitud presentada por los interesados.

Una vez otorgados los permisos para la realización de cualquiera de las actividades, estos se garantizan hasta por 30 años y confieren exclusividad sólo en el caso de la distribución a fin de que los permisionarios puedan construir los sistemas adecuados para recibir, transmitir y entregar el gas natural en la zona geográfica por la cual se garantizan.²⁶ Sin embargo, la exclusividad sólo aplica para el primer permiso, es decir, una vez que éste expire el distribuidor podrá renovar su concesión pero ya no contará con dicho privilegio, también es importante señalar que los permisos de distribución no conferirán exclusividad en la comercialización de gas.

²⁶ De acuerdo al artículo 28 del Reglamento de Gas Natural, se concederá exclusividad a los permisos de distribución por un periodo máximo de 12 años.

Por otro lado, las zonas geográficas se determinarán tomando en cuenta los elementos que permitan el desarrollo rentable y eficiente del sistema de distribución, así como los planes de desarrollo urbano aprobados por las autoridades competentes. Una zona geográfica generalmente corresponderá a un centro de población. Cabe señalar que la Comisión Reguladora de Energía podrá modificar una zona geográfica cuando lo juzgue conveniente, en base a la Directiva 003; aunque durante el periodo de exclusividad la Comisión deberá contar con el consentimiento del distribuidor. Es necesario aclarar que dicha modificación no implica la ampliación del periodo de exclusividad. CRE; Reglamento de Gas Natural; Artículo y 28; www.cre.gob.mx



Por otro lado, el otorgamiento de permisos de transporte estará sujeto únicamente a la evaluación que la CRE realice una vez que el aspirante a prestar el servicio entregue la solicitud pertinente, la cual deberá incluir entre otros, la viabilidad técnica del proyecto. De este modo, en caso de considerarlo necesario, la Comisión, a instancia de los Gobiernos Federal o estatales, convocará a licitación pública sin que se necesite para ello la manifestación de interés de la que se habló previamente.

Este tipo de permisos no conllevan periodos de exclusividad bajo ninguna circunstancia. Se otorgarán para una capacidad y un trayecto previamente determinados, los puntos de entrega y recepción del gas deberán ser reportados a la Comisión Reguladora de Energía, aunque cabe mencionar que el Reglamento de Gas Natural deja abierta la posibilidad de modificar la capacidad establecida en cada permiso, es decir, ésta podrá ampliarse a través de una mayor compresión sin que para ello el permiso deba alterarse.

Por su parte, los permisos de almacenamiento se expedirán para una localización y una capacidad determinada. Los interesados en la prestación de éste servicio deberán presentar a la Comisión la solicitud correspondiente, de acuerdo a lo establecido en las secciones tercera y cuarta del Reglamento de Gas Natural.²⁷

Para llevar a cabo la evaluación de los proyectos de almacenamiento, distribución y transporte de gas, la Comisión Reguladora de Energía tomará en cuenta los siguientes aspectos:

- I. La capacidad técnica, administrativa y financiera del interesado;
- II. La confiabilidad de la fuente de suministro;
- III. En su caso, los efectos de la interconexión con otros sistemas;

²⁷ Ver apéndice 1, Reglamento de Gas Natural.



- IV. Los métodos y procedimientos de seguridad para la operación y mantenimiento del sistema;
- V. La propuesta de condiciones generales para la prestación del servicio;
- VI. Las especificaciones técnicas del proyecto, y
- VII. En el caso de transporte, la justificación de la demanda potencial.”²⁸

Durante el proceso de evaluación, la Comisión podrá requerir a los solicitantes la modificación del proyecto, dando para ello un plazo máximo de tres meses. Si éste es aceptado, la CRE procederá a otorgar el permiso en un plazo no mayor a un mes.

Los permisos, sólo podrán ser transferidos con previa autorización de la Comisión cuando el posible permisionario (persona a la que se le transferirá el permiso) cumpla con los requerimientos necesarios para el desempeño de la actividad. El cambio en la titularidad del permiso deberá ser informado a la CFC a fin de que ésta lleve a cabo las valoraciones necesarias en materia de competencia.

La renovación de los permisos se solicitará mínimo dos años antes de que el actual termine y estará sujeta a la decisión que al respecto tome la CRE. Las renovaciones tendrán una vigencia de 15 años.

En lo que se refiere a las personas que cuando entró en vigor el reglamento se encontraban ya desempeñando actividades de distribución de gas natural, la CRE expidió permisos provisionales con vigencia de 12 meses para que pudieran continuar con su labor. En tanto, dichos permisionarios debían solicitar a la CRE el inicio del proceso de licitación o bien un permiso de distribución sin licitación.²⁹

²⁸ Ver apéndice 1, Reglamento de Gas Natural, Artículo 35.



La Comisión Reguladora de Energía, puede también otorgar permisos para usos propios tanto para almacenar como para transportar gas natural, ambos tipos de permisos se expedirán para una capacidad y un trayecto previamente establecidos y sólo podrán obtenerlos usuarios finales o sociedades de autoabastecimiento.

Los permisos de transporte para usos propios, estarán condicionados a determinado volumen de consumo de gas natural cuando la solicitud para el mismo se presente dentro del periodo de exclusividad del distribuidor de la zona geográfica donde se extienda el permiso. Cabe señalar que, cualquier permisionario está comprometido a cumplir con ciertas disposiciones en materia de seguridad, de modo que se debe dar aviso a la CRE si es que alguna de las actividades que se realizan pone en peligro la salud y seguridad públicas, una vez que el percance se halla solucionado, el permisionario deberá explicar a la Comisión las causas y medidas de control para el mismo. Los permisionarios deberán ofrecer capacitación a sus empleados y por supuesto cumplir con las normas oficiales mexicanas correspondientes.

Por otro lado, el Reglamento de Gas Natural prohíbe estrictamente la suspensión del servicio salvo cuando ésta se deba a causas de fuerza mayor lo que significa, que los permisionarios no podrán dejar de proveer el mismo por transferencia o renovación del permiso protegiéndose así el bienestar del consumidor.³⁰

Tampoco se permite la integración vertical por lo que, una persona no podrá contar con permisos de transporte y distribución para una misma zona geográfica a menos que con

²⁹ El proceso para la continuidad de la prestación del servicio por parte de los distribuidores que ejercían funciones antes de la entrada del Reglamento del Gas Natural, debió realizarse a más tardar 6 meses después de la misma. Ver apéndice 2, Artículos Transitorios 7° y 8°.

³⁰ En términos del artículo 76 del Reglamento de Gas Natural, se considera suspensión sin responsabilidad del permisionario cuando ésta se deba a:

- Caso fortuito o fuerza mayor;
- Fallas en las instalaciones del usuario o mala operación de su instalación;
- Trabajos necesarios para el mantenimiento, ampliación o modificación de sus obras e instalaciones, previo aviso a los usuarios, o



ello se obtuvieran ganancias importantes en cuanto a eficiencia y rentabilidad o bien cuando no exista la infraestructura de transporte necesaria y no halla tampoco ningún otro interesado en llevar a cabo el proyecto de transporte o distribución. Sin embargo, aún cuando en un momento dado se permita la integración vertical, ésta sólo podrá practicarse durante el periodo de exclusividad, y el permisionario deberá cobrar cada servicio por separado no pudiendo subsidiar el transporte con la distribución o viceversa y mucho menos podrá condicionar la prestación de un servicio a la de otro, lo que significa que cada consumidor tendrá libertad de elegir al almacenista, transportista y distribuidor de gas natural que represente la mejor elección.³¹ La separación de servicios implica que aquellos permisionarios con posibilidad de ofrecer más de uno, deberán desagregar en la factura correspondiente el precio de adquisición del combustible y las tarifas cobradas por cada servicio ofrecido. Esta disposición también es aplicable para PEMEX, quien forzosamente tendrá que dar a la Comisión la información financiera referente a las ventas de primera mano detallando el precio del gas en las plantas de proceso, la tarifa de transporte respectiva y los demás servicios que proporcione de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10 del Reglamento de Gas Natural.³²

Por otra parte, el Artículo 67 prohíbe la existencia de subsidios cruzados, es decir, los permisionarios no están autorizados para subsidiar la prestación de un servicio a través de las tarifas de otros. Este mecanismo, ayuda a prevenir prácticas depredadoras por parte de los permisionarios y además da a los usuarios la oportunidad de conocer el costo de los servicios que adquiere, de este modo, se introducen condiciones de competencia en la prestación de servicios que la CRE se encuentra obligada a conservar requiriendo a los permisionarios, Pemex, y/o importadores y exportadores de gas, la información relativa a los precios y tarifas cuando lo considere necesario. Por ello, cada agente deberá

➤ *Por incumplimiento del usuario a sus obligaciones contractuales.* CRE; Reglamento de Gas Natural; Artículo 76.

³¹ *Ver apéndice 1, Reglamento de Gas Natural, Artículos 66-68*

³² *Ver apéndice 1, Reglamento de Gas Natural, Artículos 10, 66-68 y 110*



diferenciar la información financiera relativa a la prestación de los distintos servicios, de manera que se puedan identificar para cada uno los ingresos, costos y gastos de operación.

La reforma regulatoria, se encamina básicamente a impulsar la competencia dentro de la industria gasera mexicana basándose en la introducción del acceso abierto no indebidamente discriminatorio tanto en ductos como en el mercado secundario. El artículo 63 del Reglamento de Gas Natural obliga a los permisionarios a autorizar a los usuarios el acceso a los servicios en sus respectivos sistemas, mientras que el artículo 64 les obliga a autorizar la interconexión de otros permisionarios a los mismos pudiendo negarla sólo en caso de que ésta no resultara técnicamente viable, no cuenten con la capacidad disponible para la misma o bien cuando se encuentran dentro del periodo de exclusividad.³³

Para que los usuarios ejerzan el acceso abierto deberán celebrar los contratos de prestación de servicio correspondientes y cubrir el cargo por conexión que se entiende como “la porción de la tarifa basada en un monto fijo por el costo de interconexión al sistema y que podrá cubrirse en una o más exhibiciones:”³⁴ El Reglamento de Gas Natural especifica que Pemex desde 1996 está obligado a permitir el acceso abierto a sus sistemas de transporte de una manera gradual.

Con la implementación del régimen de acceso abierto, las autoridades mexicanas pretenden fomentar el desarrollo eficiente de los sistemas pues implica que los permisionarios de transporte y distribución amplíen los mismos cuando así lo solicite cualquier interesado, siempre que los costos generados por dichas ampliaciones puedan recuperarse. Cabe señalar que si el proyecto de ampliación no resulta económicamente viable para los transportistas puede llegarse a un acuerdo entre las partes interesadas para

³³ Entiéndase por capacidad disponible, aquella que no sea efectivamente utilizada. Ver apéndice 1, Reglamento de Gas Natural, Artículos 63 y 64

³⁴ Comisión Reguladora de Energía; Reglamento de Gas Natural; Artículo 84.



cubrir los costos generados por la misma, entonces el permisionario estará obligado a llevar a cabo la obra.

Por otro lado, la Regulación de precios y tarifas constituye otra herramienta a utilizar por las autoridades regulatorias tanto para promover la competencia económica como para regular los monopolios naturales y legales. Así, se han elaborado sistemas de tarifas máximas que se construirán una vez que Pemex y los permisionarios calculen sus tarifas iniciales y los ajustes necesarios en base a las metodologías que expida la CRE; posteriormente estas tarifas deberán ser presentadas a la Comisión para que ser autorizadas como tarifas máximas.

Las metodologías mencionadas, permitirán la existencia de distintas tarifas dependiendo del cliente y servicio, de modo que las partes podrán negociar mejores condiciones en lo que respecta al precio. Con ello, la CRE, concede flexibilidad suficiente al permisionario para ofrecer tarifas competitivas acordes a las condiciones de mercado y las específicas de cada cliente sin discriminar indebidamente a nadie. En estos términos, las tarifas propuestas por los permisionarios podrán establecer diferencias por: "I) Modalidad de la prestación de cada servicio; II) Categoría y localización del usuario; III) Condiciones del servicio; y IV) Otros usos comerciales generalmente aceptados en la industria."³⁵

Los precios máximos de las ventas de primera mano también serán fijados en base a la metodología que determine la CRE,³⁶ sin embargo, los adquirientes podrán negociar

³⁵ Comisión Reguladora de Energía; *Reglamento de Gas Natural*; Artículo 85.

³⁶ La metodología para determinar el precio máximo de las ventas de primera mano, regula el precio del gas que cobra Pemex y utiliza como condición inicial el precio que esta empresa fijaba en marzo de 1996. Este precio se ajusta en base a la variación de un índice de precios de un mercado internacional y conforme a la variación de las tarifas de transporte desde la frontera hasta Ciudad Pemex (punto de entrega de la mayor parte del gas natural producido en México).



mejores condiciones en el precio de adquisición siempre y cuando los precios negociados reflejen los costos de oportunidad y las condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realiza la venta por lo que Pemex deberá presentar a la Comisión los términos y condiciones generales para la venta de primera mano evitando con esto prácticas depredatorias.

Figura 4. Fórmula para la Determinación del Precio Máximo de la Ventas de Primera Mano.

$$VPM_i = B_0 + (HSC_{i-1} - HSC_0) + (TP_i - TP_0)$$

Donde:

VPM_i = Precio de ventas de primera mano en el período i ;

B_0 = Precio base de ventas de primera mano en Ciudad Pemex al 3 de marzo de 1996 (condición inicial de precio);

HSC = Índice Houston Ship Channel, mercado gasero, localizado en el sur de Texas y que ofrece suficiente liquidez, cuenta con un mercado de cobertura asociado que permite y refleja condiciones de competitividad.

$HSC_{i-1} - HSC_0$ = Ajuste de precios conforme al mercado de referencia internacional (Houston Ship Channel) entre el período $i-1$ y el período 0 ;

$TP_i - TP_0$ = Ajuste por cambios en las tarifas reguladas de transporte entre el período $i-1$ y el período 0 . Este término constituye un ajuste para el precio del gas nacional conforme a las variaciones en el costo del transporte entre la frontera y Cd. Pemex

La condición inicial en precios, fue establecida con la finalidad de evitar un cambio drástico en los precios del gas durante la transición hacia el uso de una nueva fórmula.

Fuente: Rosellón Juan, *Regulación de Precios y Tarifas para la Industria del Gas Natural en México*; p.p. 5

Cabe mencionar que la CRE en la RES/158/2000 con la cual se autorizan los Términos y Condiciones de las Ventas de Primera Mano, establece que la política de precios del gas natural deberá publicarse en el Catálogo de Precios mismo que Pemex-Gas tendrá que presentar a la Comisión para su aprobación. Posteriormente se realizarán las actualizaciones correspondientes en función de las condiciones de mercado, éstas también serán supervisadas por la CRE antes de su publicación.³⁷

³⁷ Ver apéndice I, Resolución 158-2000



Una segunda metodología relacionada con la fijación de precios es la determinante del precio máximo, con ella se pretende proteger a los usuarios cautivos de las compañías distribuidoras que surgirán como consecuencia de los periodos de exclusividad referidos anteriormente. La metodología establecerá un límite máximo al costo que puede trasladar un distribuidor a sus usuarios con motivo de la adquisición del gas.

Figura 5. Precio Máximo de Adquisición.

$$PA_t = (G_t + T_t + A_t) / V_t$$

Donde:

PA_t = Precio máximo de adquisición en el mes t ;

G_t = Costo máximo del gas que podrá ser trasladado en el mes t ;

T_t = Costo total del servicio de transporte en el mes t ;

A_t = Costo total del servicio de almacenamiento en el mes t ;

V_t = Energía contenida en el volumen de gas vendido en el mes t .

Fuente: *Ibid.*

Por otra parte, la CRE ha establecido también una metodología para fijar tarifas máximas a la prestación de servicios de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural. Cabe resaltar que en el caso de esta última actividad, la Comisión decidió utilizar una metodología de regulación por incentivos y no una de costo por servicio, con dicha metodología se regulará el ingreso promedio por unidad de gas distribuida o transportada de modo que en lugar de ejercer un control directo sobre las tarifas éste se ejerce sobre su promedio (de las tarifas).

**Figura 6. Fórmula para determinar el Ingreso Máximo Promedio.**

$$IM_t = [\pi + (\bar{\pi} - X) / 100] P_{t-1} + Y_t + K_t$$

Donde:

$\bar{\pi}$ = Factores de inflación. Este índice de inflación busca reflejar variaciones en los costos de las compañías de transporte y distribución, además, incorpora los cambios ponderados en el Índice de Precios al Consumidor de México y Estados Unidos, así como las variaciones en el tipo de cambio

X = Factor de eficiencia, con el que se promoverá la eficiencia tanto distributiva como productiva al asegurar que exista una distribución justa de las rentas monopólicas entre la empresa y los consumidores. Durante los primeros cinco años éste será igual a cero a fin de incentivar el desarrollo inicial de los proyectos, posteriormente se determinará en base a las mejoras esperadas en la eficiencia operativa de las empresas tomando en cuenta estándares nacionales e internacionales de eficiencia y productividad.

Y_t = Traslado de costos. Este factor permitirá transferir a los usuarios costos relacionados con impuestos y balanceo del sistema.

K_t = Factor de corrección que asegurará el cumplimiento de la fórmula de ingreso máximo y sólo se aplicará cuando el ingreso obtenido exceda al ingreso máximo.

Durante los primeros 5 años, este factor se aplicará también cuando el ingreso obtenido sea menor al ingreso máximo con el fin de favorecer la creación de nuevos proyectos.

Fuente: *Ibid.*

Por lo tanto, las diferencias relativas entre las tarifas de distintos servicios pueden variar siempre que no se viole la restricción sobre el ingreso máximo cuya finalidad es proporcionar incentivos a los operadores eficientes al permitirles obtener beneficios justos, reflejar en las tarifas los costos y la rentabilidad esperada y establecer una regulación flexible que permita el desarrollo de nuevos proyectos.³⁸ La regulación del ingreso promedio no implica un límite para los ingresos anuales ni para las tasas de rendimiento en tanto no se rebase el tope sobre el límite máximo.

³⁸ La metodología de ingreso promedio máximo resulta más ventajosa que la de canasta de tarifas para el desarrollo de los nuevos proyectos de transporte y distribución en México ya que esta última ofrece menor libertad en el rebalanceo de tarifas



Independientemente de las metodologías citadas, se publicaron dos más con el objeto de asegurar que los precios reflejaran adecuadamente los costos:

- Metodología de tarifas en dos partes, que como su nombre lo indica, obliga a los permisionarios a dividir sus tarifas en una parte fija que constituirá el cargo por capacidad y una parte variable que representa el cargo por uso. De este modo, los transportistas deberán trasladar los costos fijos al cargo por capacidad y los costos variables al cargo por uso; en tanto, los distribuidores deberán asignar cincuenta por ciento de sus costos totales al primero y el resto al segundo. Las tarifas en dos partes motivarán el desarrollo de los sistemas de distribución y consumo de gas en dichos sistemas.
- Metodologías para incluir los cargos por capacidad, mismos que se determinarán tomando en cuenta la capacidad reservada en el pico del sistema. Estos cargos para distintas regiones deberán reflejar las diferencias relativas en los costos marginales.

Los precios y tarifas se ajustarán periódicamente con el fin de tomar en cuenta los efectos inflacionarios, este ajuste se realizará en base a la metodología que determine la Comisión y cada 5 años ésta y el permisionario llevarán a cabo una revisión global de las tarifas con el objeto de renovarlas. Para el caso de las tarifas de transporte, almacenamiento y distribución, cada cinco años se realizará un ejercicio de costo del servicio para determinar las tarifas y el ingreso máximo inicial que registrará durante el siguiente periodo quinquenal.

Cabe señalar que los permisionarios están obligados a dar la información correspondiente a precios y tarifas a la Comisión con la finalidad de que ésta pueda publicar la misma y así los usuarios cuenten con datos reales que les permitan tomar decisiones óptimas.

debido a que ciertas ponderaciones fijas deben respetarse. Rosellón Juan. Regulación de Precios y Tarifas para la Industria del



Por otro lado, aunque el Reglamento es el cimiento del nuevo marco regulatorio en lo que se refiere a gas natural, éste se ve reforzado por normas oficiales mexicanas, directivas y resoluciones que detallan los requerimientos técnicos, operacionales, ambientales, etc. que los permisionarios tendrán que tomar en cuenta para poder ofrecer un determinado servicio. Un ejemplo, es la Norma 085 (NOM-085-ECOL-1994) la cual establece los estándares máximos de emisión a la atmósfera de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas suspendidas totales y humos por parte de fuentes fijas. La NOM-001- SECRE-1997 que hace referencia a la Calidad del gas natural; la NOM-002-SECRE-1997 sobre instalaciones para el aprovechamiento de gas natural; la NOM-003-SECRE-1997 sobre distribución de gas natural; etc. Entre las directivas más importantes se encuentran, la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas cuyo objetivo es establecer las metodologías que deberán utilizar las empresas para generar los precios y tarifas del gas natural;³⁹ la Directiva de Contabilidad que define los criterios contables para las empresas gaseras; la Directiva de Zonas Geográficas que como su nombre lo indica, determina los elementos y procedimientos que la CRE aplica para el diseño y delimitación de las zonas geográficas para fines de distribución de gas natural; etc.⁴⁰

3.4 La Industria y el Mercado de Gas Natural en México después de la apertura a la Iniciativa privada.

Aún cuando los resultados más importantes del cambio regulatorio se observarán en el largo plazo, a continuación se describe el desempeño que la industria muestra una vez que la reforma ha tomado rumbo comenzando a rendir los primeros frutos.

Gas Natural en México; p.p. 6

³⁹ *El diseño de los sistemas de distribución y de transporte deberán observar las Normas Oficiales Mexicanas y a falta de ellas, se emplearán normas internacionales usadas en la industria del gas natural.*

⁴⁰ *Ver apéndice 1, todo lo relacionado con normas, directivas y reglamentos.*



3.4.1 Desempeño de Industria y el Mercado de Gas Natural en México después del Cambio Regulatorio.

La oferta de energía en nuestro país ha mostrado un importante crecimiento desde hace dos décadas, teniendo el petróleo la participación más importante dentro de ésta (50%), seguido del gas natural que casi alcanzó el 30%, a consecuencia del mayor empleo de éste combustible lo que a su vez conllevó a que entre 1994 y 1999, la producción de gas natural creciera a una tasa promedio de 7.2% anual, siendo la región sur la más productiva al contribuir en promedio con un porcentaje igual a 54.77% en estos años.⁴¹ En la región Norte, la producción ha mostrado un crecimiento notable impulsado en gran parte por la Cuenca Burgos en Reynosa en donde ésta se ha elevado a más de 1000 millones de pies cúbicos diarios por lo que ya está en marcha un proyecto para la ampliación de la capacidad de proceso en esa región.⁴²

Sin embargo, aún cuando la producción total a partir de 1995 ha sido superior a la obtenida en el sexenio inmediato anterior; desde 1997 la tasa de crecimiento anual de la misma ha ido en decremento con relación a la registrada en 1996 (11.62%). Cabe que en 1999 hubo una caída de 20,982,755 millones de pies cúbicos en 1998 a 20,980,565 en el año en cuestión.⁴³

Por otro lado, las reservas del combustible en México a finales de los 90 cayeron fuertemente con relación a las existentes en 1994, esto sobretodo por la limitada incorporación de nuevos recursos (reservas) y el aumento en la extracción de gas natural en los campos existentes, principalmente en las regiones marina y norte dada la mayor demanda de gas registrada en los últimos años, de 1998 a 1999 el incremento en la extracción a nivel nacional equivalió a 74.36%; propiciando que México ocupe el lugar

⁴¹ Ver Apéndice 3. Cuadro No. 1 y 3

⁴² Pemex: *La Industria del Gas Natural y los Compromisos Ambientales de Pemex con Tabasco*: p.p.4



21 a nivel mundial en cuanto a reservas probadas de gas natural, las cuales alcanzan los 30 billones de pies cúbicos.⁴⁴

Dado lo anterior, los trabajos de exploración continúan, se ha descubierto un nuevo pozo al sur de la República concretamente en Cantarell, abriéndose nuevas perspectivas de explotación al ser un campo de gigantes dimensiones que permite ampliar las reservas existentes ya que cuenta con cuatro formaciones subyacentes con importantes acumulaciones de hidrocarburos. Cabe señalar que para la explotación de este yacimiento, Pemex podrá aprovechar la infraestructura existente reduciéndose con ello el costo de desarrollo.⁴⁵

Los Resultados Operativos de Pemex señalan que las ventas internas como externas de gas natural tuvieron una tasa de crecimiento positiva (9.6%) luego del revés que mostraron en 1998 al caer en 2,360 millones de pies cúbicos respecto a 1997.

Las ventas externas se elevaron considerablemente en 1999 alcanzando los 260 millones de pies cúbicos, al tiempo que las internas mostraron una tasa de crecimiento superior al 6% en el mismo año. Pemex-Gas ha construido varias plantas procesadoras de gas gracias a un mayor flujo de inversión, entre ellas, está la localizada en Ciudad Pemex que ha elevado la capacidad productiva de la paraestatal, al tiempo que mejora su desempeño ambiental en Tabasco. Dicha planta se localiza cerca de las regiones marinas de Campeche con el objeto de aprovechar los ductos que surten al centro y al norte del país así como el que próximamente surtirá la península de Yucatán y transportar así los 515 millones de pies cúbicos diarios de gas seco que se producirán en la procesadora.⁴⁶

⁴³ Ver Apéndice 1. Cuadro No. 8, Gráficas No. 6 y 7

⁴⁴ Ver Apéndice 3. Cuadro No. 2, Gráfica No. 2

⁴⁵ OLEA, Héctor, Et. Al.; *Versión estenográfica de la Conferencia de Prensa sobre la Situación Actual del Gas Natural*; p.p. 2

⁴⁶ Este proyecto incorpora innovaciones tecnológicas que ofrecen ventajas competitivas significativas. Sus turbinas de gas son más eficientes y permiten la cogeneración; los recuperadores de calor instalados disminuyen la emisión de contaminantes a la atmósfera y ahorran energía; los rehervidores laterales utilizan menos agua de enfriamiento y también disminuyen el consumo de



Es importante mencionar, que desde 1996 Pemex ha destinado una mayor cantidad de capital a la innovación tecnológica y por ende a la realización de nuevos proyectos que conlleven al aumento de la productividad dentro de las actividades de exploración y producción de gas natural, de modo que de 1997 a 1999 se concluyeron nueve proyectos, entre los que se encuentra la reconstrucción de tres plantas criogénicas y la modernización de las existentes, así como la construcción de dos endulzadoras, etc. Dichos proyectos han contribuido al mejor aprovechamiento de las reservas gaseras del país al incrementar la capacidad de proceso criogénico de gas de Pemex (4,600mpcd), en tanto que la capacidad instalada de endulzamiento de gas es en 1999 6% superior a la registrada en julio de 1996, de modo que la mejora en eficiencia operativa de los complejos procesadores de gas es significativa y ha desembocado en mejores resultados económicos y financieros para Pemex-Gas. Además, este fortalecimiento en la capacidad de proceso de la empresa permitirá a la misma elevar la oferta de gas natural a corto y mediano plazo.⁴⁷

Hoy en día, Pemex-Gas cuenta con 8 complejos procesadores de gas natural, en donde se realizan labores de endulzamiento, recuperación y fraccionamiento de líquidos y compresión; además de 620 estaciones de medición en los distintos puntos de entrega.⁴⁸

Por otro lado, las actividades de transporte y distribución que por muchos años permanecieron estancadas, comenzaron desde 1992 a mostrar una situación diferente ante el mejor aprovechamiento de las redes urbanas de distribución de gas natural aunado a la construcción de nuevas troncales de transporte.

energía; las cajas frías permiten una transferencia de calor más eficiente, lo que reduce costos operativos; y, un diseño más compacto y sencillo facilita su operación y mantenimiento. La avanzada tecnología de la planta criogénica y sus servicios auxiliares ubican a este centro procesador entre lo más eficientes del mundo. Pemex; La Industria del Gas Natural y los Compromisos Ambientales de Pemex con Tabasco; p.p. 1

⁴⁷ *En las plantas criogénicas se llevan a cabo proyectos de congelamiento del gas natural a fin de volverlo líquido y transportarse también de esa manera. Aunque cabe señalar que el transporte de gas por ductos es mucho más seguro y competitivo. Sin embargo dado el nivel de desarrollo del sistema, el transporte de gas líquido ayudará a satisfacer la demanda.*

⁴⁸ *OLEA, Héctor, Et. Al.; Versión estenográfica de la Conferencia de Prensa sobre la Situación Actual del Gas Natural. p.p. 1 y 2.*



La capacidad disponible en los gasoductos mexicanos ha facilitado la interconexión de nuevas redes sin necesidad de ampliar la existente, contribuyendo así, a reducir los costos fijos para las compañías distribuidoras que ya se encuentran en el mercado. De este modo las troncales recién construidas, se han dirigido principalmente hacia el oeste y el sur de México. Actualmente existen veintiún distribuidoras autorizadas para prestar sus servicios y los permisos expedidos abarcan incluso algunos estados del norte. Dentro de la Zona Metropolitana del D.F., la CRE ha autorizado a dos distribuidoras, Distribuidora de Gas Natural del Estado de México y Consorcio Mexi-Gas, la provisión del servicio con el objeto de garantizar un ambiente de competencia así como la comparabilidad entre los servicios ofrecidos por ambas compañías, la primera ofrece el combustible al Distrito Federal mientras que la segunda lo distribuye en el área conurbada.⁴⁹ Por otra parte, el Gobierno mexicano decidió desincorporar las empresas distribuidoras propiedad de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y de la Comisión Federal de electricidad (CFE), así como los ductos de distribución, propiedad de PGPB localizados en las zonas geográficas de distribución. De las licitaciones realizadas para lo que se entregaron permisos definitivos a SGNM-CFE en Monterrey, Diganamex en Ciudad de México y Digagro en Querétaro.⁵⁰

La red nacional de gasoductos abarcaba hasta el año 2000 18 estados, iniciándose al sur de la República en Chiapas, Veracruz y Tabasco, para pasar por el centro del país a través de 3 líneas que abarcan Puebla, Tlaxcala, Aguascalientes, México, Querétaro, Guanajuato, Jalisco, Michoacán y San Luis Potosí; y culmina al norte en el Estado de Tamaulipas. Las ramificaciones que tiene dicha red permiten también cubrir a Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua. En total el sistema de gasoductos tenía una

⁴⁹ Ver apéndice 1, Permisos de Distribución.

⁵⁰ El propósito de las licitaciones era hacer coincidir la expedición del nuevo permiso con la venta de las distribuidoras y los activos de distribución propiedad del Estado. Cabe mencionar, que el precio de venta de las distribuidoras propiedad de Pemex y la CFE, fue fijado por un valuador independiente con el objeto de evitar la subasta de los activos que a fin de cuentas elevaría las tarifas de los usuarios finales pues en ellos recaería el costo de la misma. Para elegir al ganador se utilizaron los criterios descritos en el apartado 3.1, es decir primero se evaluaron los requisitos técnicos, económicos y profesionales del licitante para después tomar en cuenta la tarifa promedio ponderada más baja ofrecida.



longitud de 11,915 kilómetros de los cuales 10,287 Km. correspondían al transporte y conectando las áreas de producción de la región del Golfo con las áreas metropolitanas de la Ciudad de México, Monterrey y otras ciudades del norte del país, donde los sectores eléctrico e industrial son los principales demandantes; en tanto los 1,628 Km restantes forman parte de la red de distribución.

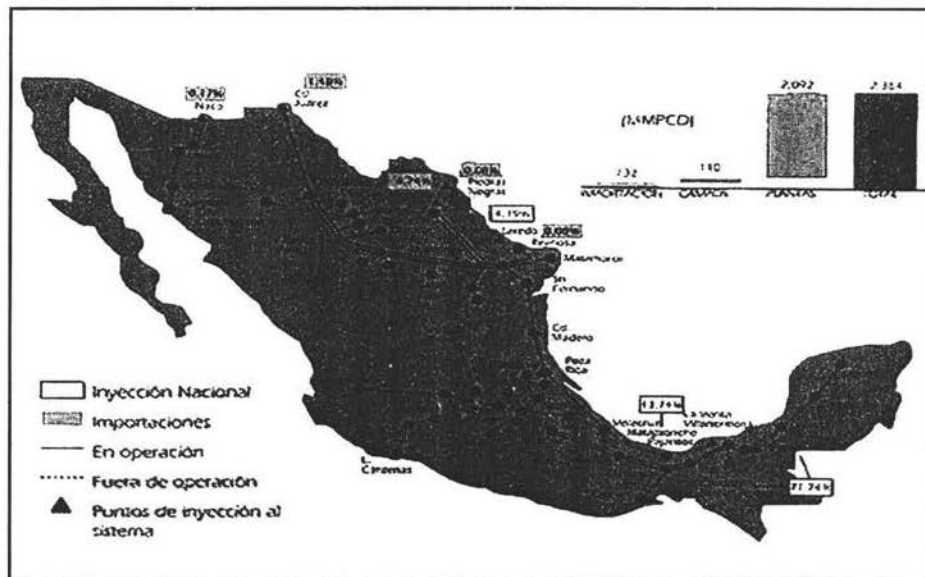
Así, la red total de gasoductos creció casi 2000 kilómetros en relación a 1994 y se concentrándose sobre todo en la región noroeste y noreste del territorio nacional quienes cuentan con más del 40% de la red total de transporte, mientras que a las regiones centro y occidente les corresponde el 26% y al sur del país se encuentra el 33% de la red. En cuanto al sistema de distribución, son las regiones occidente y centro las que cuentan con el mayor porcentaje de la misma al localizarse el 89.6% de los ductos de distribución.⁵¹

La nueva regulación permite tanto a Pemex como al sector privado construir, operar y mantener sistemas de transporte. Pemex, a través de su filial PGPB, participa en la industria del gas natural como un permisionario transportista más, quedando a su cargo la operación del sistema nacional de ductos.

Pemex Gas y Petroquímica Básica ha asignado importantes recursos al mejoramiento de sus servicios para garantizar el suministro de gas natural, por ejemplo, se está instalando un sistema de control automático que permitirá medir el flujo de gas en el sistema en tiempo real. La modernización de la filial ha redundado en una operación más confiable, flexible y eficiente del sistema nacional de ductos.

⁵¹ Secretaría de Energía; *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*; p.p. 14.

Figura 5. Red Nacional de Gasoductos



Fuente: CRE; *La Regulación del Gas Natural en México*; www.cre.gob.mx

En cuanto a permisos de transporte, la Comisión Reguladora de energía ha otorgado un total de 16 permisos para el desarrollo de esta actividad, asegurándose el suministro de gas natural a nuevas zonas de consumo.⁵² Cabe señalar que gran parte de las extensiones al sistema actual de ductos están ligadas a las necesidades de abastecimiento de las plantas de generación de la CFE quien en las últimas convocatorias para la construcción de nuevas plantas eléctricas, ha requerido que los proyectos aseguren la construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte para suministrar gas natural a las plantas de generación eléctrica. Por parte del sector privado, se encuentra en construcción un gasoducto a través del cual se conducirá gas natural del sur de E.U.A. a la central Termoeléctrica de Rosarito en Baja California. Además, Pemex y la iniciativa privada participan en dos proyectos que permitirán transportar aproximadamente 600 millones de pies cúbicos diarios por la frontera en Reynosa aunque en un futuro próximo la

⁵² Ver apéndice 1, Permisos de Transporte.



ampliación de la red de transporte de gas natural será realizada únicamente por particulares, mientras que Pemex sólo se dedicará al mantenimiento de los ductos troncales de su propiedad y a labores de exploración y producción como ya se mencionó.

Por otro lado, se están desarrollando nuevos puntos de interconexión con los Estados Unidos, hasta 1999 existían 6 interconexiones con dicho país por las cuales se transportaba un total de 35.54 millones de metros cúbicos de gas diarios.⁵³

Para el transporte destinado a usos propios se han expedido más de 50 permisos. En principio los ductos para este fin serán ramales de interconexión construidos por industriales con los ductos de algún transportista. Con ello los grandes usuarios finales dentro de una zona geográfica podrán evitar al distribuidor lo que significa un elemento de competencia. Esta actividad ha alcanzado un notable desarrollo después de la apertura, pues la capacidad total de los ductos de transporte de usos propios a finales del 99 era superior a los 400 millones de metros cúbicos por día.⁵⁴

Sin embargo no todas las actividades relacionadas con la explotación del gas natural muestran un desarrollo previo como en el caso del transporte o la distribución. El almacenamiento, por ejemplo, es un área que no cuenta con el sistema adecuado para su desempeño pues, la poca demanda del combustible a nivel nacional no exigió la construcción de uno además, este tipo de proyectos encuentran su justificación económica en las diferencias entre la cantidad contratada de gas en un inicio y la cantidad real consumida al final, de modo que el almacenista puede ofrecer sus servicios a quien(es) sobre el combustible y al mismo tiempo vender ese excedente a quien lo necesite, cobrando tanto por el almacenaje como por la comercialización; por ende, dado el nulo fomento del gas natural en nuestro país hizo que la demanda por éste fuera muy baja

⁵³ ESTRADA, Javier; *La Apertura del gas Natural en México*; p.p. 4 Ver apéndice 1. Puntos de Interconexión entre E.U.A y México



inhibiendo el desarrollo del almacenamiento. Actualmente, la iniciativa privada ha manifestado su interés por construir y operar infraestructura para llevar a cabo esta actividad, sin embargo hasta 1999 nadie había presentado ningún proyecto en específico.

Por otra parte, en cuanto a la estructura de la demanda, no ha cambiado mucho en relación a 1994, es decir, como se dijo en el capítulo anterior ésta se compone de cuatro sectores: el eléctrico (plantas de generación eléctrica propiedad de la CFE y de Luz y Fuerza del Centro); el petrolero (Pemex y sus organismos subsidiarios); el industrial (integrado por empresas manufactureras y extractivas como la minería, siderurgia, química, etc.) y el residencial y comercial (hogares y empresas comerciales). La distribución del mismo tampoco se ha modificado substancialmente, de modo que Pemex continúa siendo el mayor consumidor de gas incluso, su participación dentro del total nacional se había incrementado en un ocho por ciento hasta 1999.⁵⁵

Pemex Exploración y Producción es el mayor demandante del gas a fin de utilizarlo como combustible, cabe señalar que de 1997 a 1999 este órgano absorbió más del 40% del consumo total de Pemex. El segundo organismo en importancia dentro de la demanda es, Pemex Petroquímica cuyo consumo excede los 18, 000 millones de pies cúbicos diarios, representando un 35% del total consumido por la empresa.

El consumo de la paraestatal se elevó en un 25 % de 1995 a 1999, registrando el mayor crecimiento en 1996. Entre 1997 y 1998 éste fue menos acelerado y para 1999 el consumo cayó de 607.85 millones de metros cúbicos a 549.3 millones.

En tanto, el consumo industrial redujo su participación dentro del total nacional en aproximadamente un 5% con respecto a 1994. Esto a consecuencia del incremento en los

⁵⁴ Ver apéndice 1. Transporte para Usos Propios.

⁵⁵ Ver Apéndice 3. cuadros No. 6 y 7, Gráficas No. 3 y 4



precios del combustible que ha provocado una baja en la demanda de este sector a partir de 1999. Sin embargo, la tendencia mostrada en años anteriores revela el mayor uso de gas dentro de la industria y el comercio provocado por la tecnificación y modernización de los procesos productivos y por los requerimientos de la normatividad ambiental que se han puesto en marcha en estados como Nuevo León, México, Jalisco y el D.F. entre otros.

El consumo de gas en el sector eléctrico muestra una tasa de crecimiento promedio anual superior al 5% de 1995 a 1999 y aún cuando el consumo se redujo en este último año, se espera que vuelva a recuperarse como consecuencia del mayor empleo de tecnologías de ciclo combinado en la generación de energía eléctrica para las cuales se destina casi el 50% del gas consumido por el sector.

En cuanto al consumo a nivel residencial, debe decirse que continúa siendo muy bajo, de modo que su participación en el total no se ha movido desde 1994, es decir, sigue representado sólo el 3% de éste. Sin embargo, en términos absolutos ha pasado de menos de 29 millones de metros cúbicos en ese año a 32.96 millones en 1999. Así, el consumo del hidrocarburo en este sector presenta una tasa de crecimiento anual del 3.19% de 1995 a este último año, gracias a la sustitución de combustibles como la gasolina y el gas LP por gas natural debida al incremento en el precio de las primeras y al mayor precio relativo del segundo con respecto al gas natural ya que 1,000 pies cúbicos de este combustible equivalen a 19.12 pesos en tanto que la misma cantidad de gas LP tiene un costo de \$60.37.⁵⁶

Cabe mencionar, que a excepción de Pemex quien tuvo un crecimiento menos acelerado que en años anteriores, el resto de los sectores registraron un importante aumento en su consumo de gas durante 1998 y aunque en 1999 el consumo nacional cayó en 117.10

⁵⁶ Gobierno de la Ciudad de México; *Estadísticas del Medio Ambiente del Distrito Federal y Zona Metropolitana 1999: Combustibles Alternos*; p.p. 1. Ver Apéndice 3. Gráfica No. 8



millones de metros cúbicos con respecto a 1998, la demanda por este combustible se ha incrementado de manera considerable en relación al periodo comprendido entre 1988 y 1994. Ante lo anterior, el aumento de las importaciones para cubrir la demanda interna ha sido considerable, de modo que éstas han crecido a un ritmo superior al 11% anual de 1995 a 1999. Obviamente, el mayor crecimiento se observó en 1998 cuando se importó un total de 121 millones 749 mil 20 dólares.⁵⁷

Por otro lado, las exportaciones de gas natural también mostraron una tendencia positiva de 1995 a 1999, siendo este último año el de mayor crecimiento al alcanzar los 114 millones 251 mil 900 dólares, no obstante, la mayor demanda nacional provocará un decremento bastante significativo en estas por lo que se estima que alcancen niveles ligeramente superiores a 23000 millones de dólares en los próximos años. Es importante mencionar que el comercio exterior de gas natural sólo se lleva a cabo con Estados Unidos debido a los altos costos que implica el transporte de gas a grandes distancias.

3.4.1.1 Precios

Primeramente es necesario mencionar que a diferencia del petróleo, para el caso del gas natural, no existe un mercado mundial que determine el precio. Esto debido a las distancias geográficas y por ende a los elevados costos de transporte que hacen que los mercados de gas estén regionalizados.

En México, dado que Pemex mantiene el control sobre las ventas de primera mano, los precios se establecen en base a referencias internacionales y se ajustan de acuerdo con los costos de transporte, siendo el punto de arbitraje la región de los Ramones, en Monterrey N.L..

⁵⁷ Ver Apéndice 1. Cuadro No. 6 y Apéndice 3. Cuadro No. 4, Gráfica No. 4



Así y de acuerdo a lo establecido por la directiva de precios y tarifas, el mercado del Sur de Texas constituye la base de referencia para establecer los precios ya que éste, es el mayor productor de gas en Estados Unidos y por otra parte es el de menor precio en ese país. Por otro lado, el Sistema Nacional de Gasoductos se encuentra interconectado con varios sistemas localizados en ese estado norteamericano lo que es el punto de partida del gas hacia los distintos centros de consumo en el noreste y el medio oeste de los Estados Unidos. Lo anterior, convierte a Texas un destino alternativo para el gas producido en México y una fuente de oferta para satisfacer la demanda nacional en caso necesario. Dado lo anterior, las cotizaciones del gas natural en el mercado en cuestión constituyen el mejor indicador del costo de oportunidad del gas mexicano en un mercado abierto.

El motivo principal de fijar un mercado de referencia para establecer los precios nacionales del gas, era eliminar el poder discrecional con el que contaba Pemex para fijar precios, obligando a este a otorgar términos y condiciones contractuales similares a las prevalecientes en los principales mercados de Norteamérica.

Cabe mencionar que, “la selección de la referencia que dentro de la región del Sur de Texas refleje en forma más adecuada el costo de oportunidad depende de la evolución de los mercados. Desde 1995 y hasta 1999 la fórmula para calcular los precios del gas mexicano utiliza como referencia el promedio de las cotizaciones publicadas para los gasoductos de Texas Eastern Transmission Company y Pacific Gas and Electric, pues dicha referencia ha reflejado las condiciones de mercado, es decir, el destino de las exportaciones, las fuentes de gas importado, los costos de transporte y precios; bajo las que se han llevado a cabo las operaciones de comercio exterior de gas natural.”⁵⁸

Así pues, para los consumidores finales del gas natural producido internamente, el precio a pagar se calcula regionalmente a partir de los precios de referencia más la tarifa de

⁵⁸ Comisión Reguladora de Energía; *Implicaciones en el Costo del Gas*; p.p. 2



almacenamiento, transporte y distribución aplicable para cada sector, el costo de servicio y el impuesto al valor agregado; tal como se explicó en el capítulo primero en la sección de precios. Por otra parte, para aquellos agentes que consumen gas importado, el procedimiento es similar con la diferencia de que el precio de referencia es aquél relevante en la frontera, de acuerdo con la ubicación geográfica y además, se agregan los gastos de importación. Es importante aclarar que el gas natural vendido en México únicamente se encuentra gravado por el IVA de hecho, en 1999 se eliminaron totalmente los aranceles a la importación de este producto de modo que no existe ningún otro impuesto fuera del anterior que repercuta sobre las ventas de gas natural en nuestro país.⁵⁹

A partir del 1º de marzo del 2001, es decir, una vez concluido el periodo de transición, las tarifas de transporte que se aplicarán serán las aprobadas en las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte por lo que los precios del servicio en firme incluirán la tarifa de reservación de capacidad, la tarifa de uso y el cargo por combustible para cada destino del gas.⁶⁰ En cuanto al transporte interrumpible, las tarifas continuarán siendo las aplicadas hasta ahora, lo que significa que estarán formadas por los componentes descritos en la sección referente al marco regulatorio, es decir, el cargo por conexión, el cargo por capacidad y el cargo por uso.

Los mecanismos antes mencionados para la fijación de los precios del gas han arrojado sus primeros frutos ya que estos últimos son capaces de reflejar los costos de llevar el gas a sus distintos destinos, además, se han corregido ya algunas ineficiencias como es el hecho de que hasta inicio de los noventas los precios del combustible a nivel residencial fueran menores.

⁵⁹ Secretaría de Energía; *Versión Estenográfica de la Conferencia de Prensa sobre la Situación Actual del Gas Natural*; p.p. 1

⁶⁰ El transporte en firme implica que la capacidad reservada se pague de acuerdo a una cantidad de energía determinada y constante para un periodo, la afectación en costo por concepto del transporte dependerá de la diferencia entre la capacidad reservada y los consumos reales del gas, de este modo, a mayor diferencia entre ambos valores, mayor el costo de transporte por unidad de energía consumida. CRE; *Implicaciones en el costo del gas*; p.p. 1 y 2



Sin embargo, a partir de 1999 el aumento en los precios del gas ha afectado de manera importante a los consumidores finales sobre todo de tipo industrial, para quienes la tasa de crecimiento de dichos precios entre 1998 y 1999 fue de 23%, en tanto que los precios del combustible para los consumidores residenciales mostraron un incremento del 8% durante el mismo periodo. En el 2000 tales tasas mostraron un crecimiento aún más fuerte al ser del 95.7 y 13 por ciento respectivamente.⁶¹ Entre los clientes industriales más afectados están aquéllas compañías siderúrgicas, acereras, químicas, fertilizantes, etc., para las que el gas no sólo es combustible sino también materia prima, de modo que el costo del producto llega a representar hasta un 25% de los costos totales; en cambio, para las empresas en donde el gas natural es sólo utilizado como combustible, el porcentaje de los costos de producción que corresponde al gas oscila entre el 10% y 14%.⁶²

Cabe señalar, que este aumento en los precios no ha sido exclusivo de nuestro país, esta tendencia se ha dejado sentir en todo el mundo y tiene causas tanto coyunturales como estructurales, entre estas últimas está la mayor demanda por gas natural a nivel mundial ante la creciente preocupación por el deterioro del medio ambiente y la búsqueda de alternativas para detenerlo. El incremento más importante, proviene del sector eléctrico en donde el uso de tecnologías de Ciclo Combinado para la generación de electricidad, con gas natural como combustible es cada vez mayor.

Otros aspectos de índole estructural que han afectado directamente a los precios del gas son: el mayor crecimiento económico tanto en Europa como en los países del Sudeste Asiático quienes, se encuentran en proceso de recuperación después de la crisis de que fueron sujetos por 2 años y que conllevó a una contracción de la economía internacional y por ende a una reducción en el consumo internacional de todos los energéticos que inhibió

⁶¹ Ver apéndice 3. Gráfica 8.

⁶² CRE; *Versión Estenográfica de la Conferencia de Prensa sobre la Situación Actual del Gas Natural*; p.p. 7



la inversión en materia de exploración y extracción en todo el mundo. Por su parte, Estados Unidos había presentado un crecimiento sostenido que a su vez influyó a otros países como México en donde el desempeño económico mostrado hasta 1999 fue superior al esperado, impactando positivamente los precios del petróleo, y aunque el mercado de este combustible y el del gas natural están separados, el nerviosismo del primero se ha extendido al último.⁶³

Dado que, como se dijo antes, el precio de referencia del gas natural en México se fija en torno al mercado del Sur de Texas, el incremento en los precios en dicho mercado significa también un aumento en los precios del combustible en nuestro país. En el mercado texano el crecimiento en los precios fue del 106% al 119 por ciento lo que provocó un incremento superior al 99% en el precio del gas mexicano entre enero y septiembre del presente año ya que las cotizaciones de referencia del gas natural han pasado de 2.23 dólares por millón de BTU en el mes de enero a 4.45 MBTU en septiembre del 2000.⁶⁴ Es importante decir, que el precio del gas en los centros de procesamiento (que es el precio que se fija en base a los resultados arrojados por el mercado del sur de Texas) representa el 60% aproximadamente del precio final al consumidor mientras que el resto es conformado por los costos de transporte y distribución⁶⁵

Por otro lado los factores coyunturales que han influido en el aumento de los precios del gas se encuentran: las altas temperaturas registradas en E.U.A. que dieron lugar a una mayor demanda de equipos de enfriamiento; las tormentas y huracanes en la región del Golfo de México, que reducen la disponibilidad de gas de un momento a otro; y por

⁶³ Ver Apéndice 3. Cuadro No. 9 y Gráfica No. 3

⁶⁴ BTU= British Thermal Unities, medida internacional de energía, en donde una BTU es igual a 1055.1 joules o bien 4.183 kilocalorías por joule. SE; *Se Otorgan Incentivos para Promover el Uso de Coberturas en Precios de Gas Natural*; p.p. 1

⁶⁵ En la Cd. De México el incremento registrado en el último año es equivalente al 87% en tanto que en Monterrey es del 81%. El incremento en los precios en las distintas zonas del país tiene que ver también con las condiciones de cada distribuidor. CRE; *Versión Estenográfica de la Conferencia de Prensa sobre la Situación Actual del gas Natural*; p.p. 2



último, los bajos niveles de almacenamiento de gas natural en nuestro país, los cuales se han reducido en más del 15% a consecuencia del crecimiento en la demanda del mismo

Como se verá más adelante, los pronósticos para el descenso de los precios son desfavorables pues los factores estructurales continuarán influyendo los mismos en el mediano y largo plazo, por ello, la comisión Reguladora de Energía en conjunto con la SE y la Secretaría de Comercio han puesto en marcha un programa de promoción de coberturas de riesgos, cuyo objeto es fomentar la cultura de la protección a través del uso de seguros que permitan estabilizar los precios del gas natural en el corto y mediano plazos. Así, el 2 de agosto de 1999 se publicó la Resolución correspondiente al uso de coberturas. Dicha resolución ofrece tanto a usuarios industriales como residenciales y comerciales que contrataran a más tardar el 31 de agosto instrumentos de cobertura por al menos el periodo que iba de septiembre del 2000 a febrero del 2001; un descuento equivalente al 25% del precio de referencia internacional utilizado en la metodología vigente para establecer el precio de las ventas de primera mano del gas natural. Esto permitió a los usuarios de los instrumentos tener un precio de referencia de 2.7788 dólares/millón de unidades térmicas británicas, precio 25 por ciento menor al precio de referencia utilizado en la metodología vigente que era igual a 3.705 dólares/MBTU.⁶⁶

Existen tres tipos de coberturas a fin de que puedan ajustarse a las necesidades de cada cliente, 1) Precio Fijo, en donde el precio del gas se establece previamente y por ende es el que se pagará durante el periodo de duración de la cobertura independientemente del precio de mercado que prevalezca; 2) Precio Techo, bajo la cual, las compañías realizan cálculos sobre el porcentaje de incidencia del gas natural en los costos de producción. Este instrumento resulta bastante útil para aquellas empresas que sólo utilizan el gas como

⁶⁶ CRE: *Se Otorgan Incentivos para Promover el Uso de Coberturas en Precios de Gas Natural*: p.p. 1



combustible; y 3) Precio Túnel en la que, los interesados fijan un piso y un techo de acuerdo al comportamiento que han mantenido los precios al momento de la contratación del instrumento de riesgo.

Sin embargo, de acuerdo a datos proporcionados por Pemex-Gas, a pesar del fomento al uso de coberturas, de 1998 a 1999 el volumen cubierto pasó de 44% a sólo el 26%. Esto se debió, a que en 1998 los precios del gas para la industria presentaron una tasa de crecimiento negativa (-1.26%) con respecto a 1997 lo que propició que las compañías consideraran absurdo el protegerse mediante las coberturas y ya no las contrataron para el siguiente año, lo anterior dio lugar a fuertes pérdidas provocadas por el incremento observado en los precios durante 1999. Debido a esta situación, las autoridades incentivaron a las distintas empresas a tomar una cobertura para el invierno del 2000 logrando que 354 de 768 consumidores industriales quedarán protegidos mediante dicho instrumento. En este grupo, se encuentran sobre todo industrias dedicadas a la minería, manufactura, acero, cemento, vidrio, automotriz y de papel; quienes consumen el 84% del volumen total adquirido por el sector industrial.⁶⁷

Además de lo anterior, actualmente Pemex se encuentra autorizado para otorgar un financiamiento a través de los distribuidores de este país, a fin de que los usuarios residenciales y las empresas (generalmente micro, pequeñas y medianas) no cubiertas, tuvieran acceso a un financiamiento de su factura de gas natural, siendo ésta pagadera en un año comenzado a contar a partir de agosto de 2000.

⁶⁷ CRE: *Versión Estenográfica de la Conferencia de Prensa sobre la Situación Actual del gas Natural*; p.p. 7 y 8



3.4.2 Escenarios a Mediano y Largo Plazo

En la siguiente sección, se exponen algunas de las proyecciones más importantes realizadas por diferentes organismos en torno al comportamiento esperado a 20 años en torno al gas natural en México y el mundo.

Las expectativas en materia de gas natural son bastante alentadoras, de hecho, el Departamento de Estado de los Estados Unidos (DOE) estima que dicho combustible será una de las fuentes de energía primaria que registrarán elevados y rápidos crecimientos en todo el mundo durante los próximos 20 años básicamente por los cambios en materia ambiental que comienzan a gestarse y que propiciarán un mayor empleo de gas natural a nivel mundial, lo que a su vez hará que la explotación de dicho producto cobre una importancia mayor en los próximos años. Las perspectivas relacionadas con la producción mundial del gas expuestas por la Energy Information Administration, señalan que ésta presentará una tasa media de crecimiento anual del 2.8% entre 1995 y el año 2020 pues se espera un aumento substancial de la infraestructura para explotación del gas en las economías emergentes tal como sucede ya en Centro y Sudamérica en donde se han puesto en marcha proyectos para desarrollar la infraestructura necesaria para ofrecer el producto a los distintos consumidores y que se espera continúen en los próximos años. En ambas regiones, la demanda de gas natural crecerá a una tasa del 6.5% anual siendo Brasil, el país con el crecimiento más dinámico.

Las expectativas sobre el incremento promedio anual en el consumo mundial de gas natural se ubican entre el 1.6 y 3.2% de aquí al 2020. De este modo, dicho consumo equivaldrá a 13.3 miles de millones de metros cúbicos diarios (mmmm³/d) aproximadamente. Este se verá impulsado principalmente por un mayor uso del mismo en el sector eléctrico, aunque también en los sectores industrial, residencial y comercial, se espera un aumento del consumo.



En Estados Unidos y Canadá el incremento esperado en la demanda del combustible alcanzará el 1.8% anual dado que el consumo aumentará en 47% y 41.9% respectivamente. Mientras tanto en nuestro país, el crecimiento en el consumo del producto será mayor al 150% respecto a las cifras actuales sobre todo por la conversión de las plantas de generación de energía eléctrica existentes por otras que utilicen gas natural pero también, por el mayor consumo en el resto de los sectores como consecuencia de la rigidez en los estándares ambientales.⁶⁸

Por otra parte, de acuerdo a los datos obtenidos por el DOE, los países en desarrollo como un todo presentarán un incremento promedio más rápido en la demanda de gas natural (5.3% anual) que los países industrializados y la Ex URSS, en donde el crecimiento será del 2.4% y 2.3% respectivamente. De acuerdo a la expectativas, Europa del Este arrojará las tasas de crecimiento más aceleradas en el consumo de gas natural entre los países del primer mundo al pasar de 1.1 a 2.5 mmmm³/d gracias al apoyo gubernamental para desarrollar la infraestructura de gas natural como alternativa para reducir la emisión de contaminantes y a la creciente entrada de inversión privada en el sector de la energía.⁶⁹

Tomando en cuenta las estimaciones de consumo a nivel mundial, se ha calculado que las reservas gaseras actuales cubrirán el mismo por lo menos 70 años más. Pero, dado que los descubrimientos de campos gasíferos son siempre superiores a la producción, se espera que las reservas aumenten constantemente en los próximos años haciendo posible ampliar la relación reservas/producción.

En cuanto a las tendencias que seguirá el mercado de gas natural en el mundo, cabe decir, que aunque hoy un mercado mundial como tal no existe pues más bien pueden observarse

⁶⁸ Ver Apéndice 3, Gráfica No. 4

⁶⁹ Energy Information Administration; *Annual Energy Outlook 2000 with Projections to 2020*; <http://www.eia.doe.gov>



varios mercados regionales debido a los altos costos que implica el transporte del combustible; ⁷⁰ a largo plazo la concentración de las reservas en los países de la ExURSS y Medio Oriente obligarán al desarrollo de nuevas cadenas de transporte a larga distancia. Además, el mayor consumo de gas inducido por el incremento que se espera en los precios de otras fuentes de energía, podría fomentar la interconexión de distintos polos de producción/consumo. Esto a su vez fomentará la reducción en los costos del transporte de tal modo que el crecimiento de los intercambios es desde ahora un desafío de primer orden para avanzar en el ámbito de los costos de transporte; las expectativas en este sentido también son optimistas pues los costos de transporte marítimo del gas natural licuado, particularmente, van a reducirse con toda seguridad entre un 15% y un 20% en un futuro próximo.⁷¹

Por otro lado, los pronósticos relacionados con el crecimiento de la industria y el mercado de gas natural nacional son bastante favorables dado el incremento del consumo total el cual, se espera rebase los 1,600 millones de metros cúbicos considerando un crecimiento del PIB semejante al actual (3.5% anual).

Cabe mencionar, que la mayor presión de consumo provendrá del sector eléctrico en donde cada vez habrá un mayor empleo de tecnologías de ciclo combinado que requerirán de aproximadamente 3,400 millones de metros cúbicos. La realización de proyectos como el Mérida III, Samalayuca y Rosarito entre otros; a realizarse por particulares conllevan la exigencia por parte de la CFE de desarrollar sistemas de transporte de gas natural con el fin de asegurar el suministro de dicho combustible a las plantas de generación eléctrica, esto contribuirá por tanto al incremento de la demanda del sector eléctrico en los próximos años. De este modo, se espera que la demanda del sector en cuestión mantenga

⁷⁰ "Transportar durante 5,000 Km. , distancia en la que pueden considerarse similares los costos del transporte por gasoducto o en forma de gas natural licuado, tendrá un precio de hasta el equivalente a 10 dólares/barril pero si se tratara de petróleo, sería menos de 1 dólar/barril. Con tales condiciones, resulta difícil transportar gas a más de 5,000 o 7,000 Km." Pierre Gadonneix; *Suministro y Demanda de Gas Natural: Desafío del Siglo XXI*; p.p. 2

⁷¹ SE; *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*; p.p. 8



durante los próximos 10 años una tasa de crecimiento anual mayor al 5% lo que significa que su consumo total de gas natural alcanzará los trescientos treinta y cuatro millones, trescientos cincuenta mil metros cúbicos de gas natural aproximadamente.

Por su parte, el crecimiento esperado en el consumo industrial, constituirá una segunda fuente de presión para el consumo mundial aún cuando en términos porcentuales el consumo de gas por parte del sector residencial (48%) en el 2010 habrá aumentado más que el de la industria (11%) con respecto a 1999, esto se debe a que en términos absolutos el consumo del primero es menor al del segundo.

Sin embargo, es importante aclarar que la demanda esperada del sector industrial presentará una tasa de crecimiento promedio anual cercana al 1% debido a que los precios del gas natural continuarán con su tendencia a la alta en el corto y mediano plazos pues aunque analistas y consultores internacionales como es el caso de Paira, Sira, etc. prevén que puedan sortearse los elementos coyunturales que han influido en el crecimiento de los precios, desde el punto de vista de los factores estructurales, será casi imposible darles cauce por lo que en los siguientes años los precios se elevarán hasta 3.60 pesos por metro cúbico.⁷²

En cuanto al consumo de gas en el sector residencial, se calcula que éste, registrará una tasa de crecimiento promedio del 4% durante los próximos años. De este modo se plantea que dicho consumo llegue a más de 50 millones de metros cúbicos en el 2010.

Pemex, también incrementará su consumo de gas a esa fecha, llegando a ser de más de 850 millones de metros cúbicos de gas al año aproximadamente, pero el crecimiento del

⁷² Ver Apéndice 3. Gráfica No. 8.



mismo será menor al registrado hasta 1998 (6.9%), es decir, la tasa de crecimiento promedio para el consumo de la paraestatal se ubica entre el 3.5% y el 4% para este año.⁷³

Para cubrir el incremento en la demanda de gas natural nacional, se requerirá de una inversión aproximada de 5 mil millones de dólares anuales. Esto con el fin de desarrollar los campos de Gas y extraer el combustible necesario en el mediano y largo plazo. Dadas las condiciones actuales de oferta y el hecho de que no se modificarán en el corto plazo, el crecimiento de las importaciones de gas natural será inevitable de modo que, para el 2003 se estarán importando alrededor de 900 millones de pies cúbicos diarios de gas por lo que puede decirse que México será por algún tiempo un importador neto de este producto. Esta situación, se irá revirtiendo a medida que el Programa Estratégico de Gas anunciado por el ex-presidente Ernesto Zedillo en el año 2000 comience a rendir los frutos esperados, entre ellos, un incremento en la oferta nacional de gas de hasta 9 mil millones de pies cúbicos diarios en el 2008 con una inversión total de 12 mmd.

Así, se calcula que la producción de gas presente una tasa de crecimiento del 3% anual, alcanzando en el 2010 un total anual de 26,000,000 millones de pies cúbicos de los cuales, el 26% corresponderá a gas no asociado. De esta forma, la demanda interna podrá cubrirse perfectamente con la producción nacional y además se comenzará a exportar el excedente de la misma aprovechando las facilidades de comercialización del producto que, brinda el marco regulatorio actual.

En cuanto a las reservas del combustible, estimaciones de Pemex señalan que entre probables y probadas, éstas alcanzan hoy en día los 78 billones de pies cúbicos, lo que daría una relación reserva/producción igual a 45 años. En este contexto, las expectativas de extracción de gas natural para los siguientes 10 años, indican que para el 2010 se podrán extraer casi 500 millones de metros cúbicos diarios, cabe señalar que, se plantea

⁷³ Ver Apéndice 3. Gráfica No. 4



que de aquí al 2003 el volumen de extracción aumente en 147,200 millones de metros cúbicos diarios con respecto a 1999 permitiendo a Pemex realizar entregas externas del combustible a una tasa de crecimiento promedio anual del 8%, en tanto que las ventas internas mantendrán una tendencia también favorable aunque con un crecimiento, en términos relativos, menor a las primeras.⁷⁴ Los cálculos realizados por la paraestatal señalan que las zonas de extracción más importantes serán la Cuenca Burgos, la Sonda de Campeche, Tabasco y Chiapas.

Una vez expuesto lo anterior, es necesario subrayar que la primera etapa de la reforma a la industria gasera se ha cumplido con éxito, es decir, se ha logrado atraer un importante número de empresas distribuidoras y transportistas que cuentan con suficiente experiencia en su rama y que se han comprometido a invertir fuertes cantidades de capital en nuestro país, tal como se observa en el cuadro correspondiente, pero aún faltan por desarrollar zonas importantes de distribución entre las que se encuentran Veracruz, Mérida, Pachuca, San Luis Potosí, Aguascalientes y Cuernavaca; quienes cuentan con un amplio potencial para el desempeño de dicha actividad pero que para ello requieren de la ampliación de la infraestructura de transporte. De este modo, será necesaria una fuerte inversión por parte de particulares tanto para la construcción como la operación de redes de transporte y distribución. Así pues, se espera que la inversión dentro de la industria gasera mexicana se incremente de manera importante en los próximos años ya que, las oportunidades para ello se encuentran sobre la mesa, si se toman en cuenta las expectativas de mayor demanda y la expansión gradual de la capacidad de interconexión con los sistemas de transporte de E.U.A. como resultado de una mejor integración con el mercado gasero de ese país. En cuanto al almacenamiento, se espera que en los próximos años la demanda se incremente considerablemente lo que a su vez, propiciará un mayor número de proveedores y comercializadoras de gas que requerirán de este servicio constantemente.

⁷⁴ Ver Apéndice 3. Gráfica No. 7



Una segunda etapa de la reforma ha comenzado y se espera se traduzca en un periodo de crecimiento y multiplicación de oportunidades de negocio en donde, aparezcan nuevas empresas abastecedoras de bienes y servicios para la industria. Los agentes participantes en la misma se diversificarán, por ejemplo, se plantea el surgimiento de distribuidores de gas comprimido para vehículos.

El término de la nueva etapa se calcula para el 2002, fecha en que concluirán los primeros cinco años de operación de la mayoría de las empresas relacionadas con el transporte y la distribución de gas natural; será entonces cuando se proceda a evaluar los beneficios y costos que resulten de la nueva política a fin de corregir lo que sea necesario.

CONCLUSIONES

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo principal, analizar el impacto de las reformas regulatorias sobre la industria del gas natural en nuestro país. En lo particular, se planteó la hipótesis de que la introducción de la estrategia de acceso abierto a la misma permite generar un ambiente de competencia que a su vez promovería el desarrollo eficiente de la industria y el mercado gasero en México dando lugar a un incremento en el bienestar de todos los agentes participantes.

Pero antes de hablar sobre los beneficios económicos que dicha estrategia significa, considero conveniente reflexionar un poco sobre si vale o no la pena el fomento que hoy en día recibe el gas natural a fin de dársele un uso más común. La respuesta desde mi punto de vista es afirmativa, principalmente porque como se vio a lo largo de los capítulos previos, este producto tiene ventajas notorias con respecto a otros combustibles no solo con respecto al precio sino también en materia ambiental. En la actualidad el daño a nuestro entorno por los altos índices de contaminación es irreversible en el corto y mediano plazos, por ende es necesario detener tal destrucción y la única manera de hacerlo es reduciendo al mínimo las fuentes de emisión de contaminantes, siendo una de las más importantes las industrias, pero también los hogares en donde el gas LP, carbón, leña, etc. podrían sustituirse por otros productos como el gas natural cuyo proceso de combustión es más limpio.



Por otra parte, la promoción del combustible permitiría aprovechar los más de 30 billones de pies cúbicos de gas natural que se encuentran en territorio mexicano y que hasta hoy se encuentran subutilizados. Una explotación adecuada de estos recursos redundaría en ingresos considerables pues el incremento en la demanda de este bien no es solo un fenómeno nacional sino mundial.

Por otro lado, una vez que se tomó como base la teoría neoclásica de la Maximización de los Beneficios con la finalidad de mostrar que un mercado competitivo genera mejores resultados en materia de bienestar y eficiencia que uno con características monopólicas; y la evidencia empírica que han arrojado industrias de otros países como la norteamericana al enfrentar procesos de desregulación y apertura, ha sido posible llegar a una serie de conclusiones con las cuales la hipótesis antes citada se comprueba.

Así pues, tanto en E.U.A. como en México la industria gasera experimenta en algún momento de su historia una excesiva intervención del Estado dando lugar a rigideces del mercado que inhibieron la competencia en ambas industrias. Sin embargo, la experiencia norteamericana ha demostrado que una vez que se flexibilizó el marco regulatorio y se puso en marcha la estrategia de open access, la industria del gas natural en este país comenzó a consolidarse como una de las más importantes y competitivas a nivel mundial. La estrategia en cuestión permitió tanto a las compañías distribuidoras locales como a los usuarios finales realizar transacciones de compra y venta directamente y además limitó el uso de contratos de largo plazo fomentando así la existencia de un ambiente competitivo que crecía conforme entraban empresas al mercado.

Tomando en cuenta lo anterior así como el hecho de que la Comisión Reguladora de Energía se ha propuesto poner en marcha dicho mecanismo dentro de la industria nacional a fin de permitir la libre entrada de empresas de manera no discriminatoria a los ductos y al mercado secundario de capacidad, en un periodo no muy largo de la entrada en vigor de



las reformas podrán comenzarse a observar beneficios semejantes a los experimentados por la industria estadounidense ya que un gran número de permisionarios tendrán el derecho de utilizar la red de gasoductos, promoviéndose con ello no solo la realización de transacciones directas sino también el uso total de la capacidad instalada.

Como se estableció en el capítulo I, un mercado competitivo arroja un mayor nivel de bienestar y esto comienza a reflejarse en la industria del gas natural de nuestro país, entre otras cosas, con la formación de un mercado físico de gas y uno financiero, lo que ha redundado en ventajas significativas para el mercado de este producto en los Estados Unidos. En México, empiezan a surgir no solo contratos eficientes y seguros entre oferentes y demandantes sino también instrumentos financieros útiles en la protección de usuarios finales como son las coberturas cambiarias; sin embargo, es necesario que tales instrumentos alcancen un grado de aceptación y uso mucho mayores a los actuales, es decir, al tiempo que se incentiva un mercado físico eficiente debe promoverse también el buen desempeño de uno financiero que alcance una diversificación tal que sea capaz de cubrir el riesgo que varía de usuario a usuario de acuerdo a sus características personales. Pero, cabe señalar que no es suficiente con garantizar instrumentos de cobertura de riesgo eficientes, es decir no basta con que estos existan pues para que realmente se desarrollen debe haber también una demanda de los mismos por lo que en nuestro país es vital el impulso de una cultura de riesgo a fin de que la población se proteja contra el mismo en todo momento aún cuando las condiciones de mercado sean estables; solo así se podrán minimizar los costos de situaciones inesperadas como es una alza en los precios de gas o bien un cambio repentino en la demanda, etc.

Además de lo anterior, considero que la intermediación constituye un factor sin duda muy importante para un desempeño ágil y con bajo riesgo del mercado gasero. En E.U.A., se ha demostrado que ésta (la intermediación) va de la mano con la mayor complejidad que el mercado presenta al aumentar el número de empresas en el mismo, por lo que si todo



marcha acorde con lo esperado pronto surgirán los primeros intermediarios dentro del ramo del gas natural en México. Sin duda, mientras más rápido aparezcan mejor tanto para oferentes como demandantes, pues las ventajas que los agentes de intermediación ofrecen son innegables, sobre todo en lo que se refiere a reducir el riesgo de una escasez del combustible y aminorar la volatilidad en los precios de éste.

Otro elemento clave para el buen desempeño de la industria y el mercado de gas, es obviamente la existencia de contratos justos y eficientes que se adapten a las necesidades de compradores y vendedores tal como ocurre en Estados Unidos, en donde, la propagación de los contratos spot o de corto plazo han llevado a un desarrollo positivo de su mercado al permitir aprovechar los precios que determinan la oferta y la demanda de gas. Así pues, es necesario impulsar el florecimiento de un mercado similar capaz de arrojar precios sobre los cuales se realicen acuerdos contractuales eficientes tanto a corto como a mediano y largo plazos; una manera de lograr lo anterior es incentivando el surgimiento de centros de consumo similares a los hubs estadounidenses a fin de que los consumidores adquieran el gas en distintas fuentes. Un avance importante en este sentido, es la delimitación de zonas geográficas pues con ello se facilitará el transporte del combustible al dirigirse hacia destinos específicos y esto a su vez reducirá la necesidad de contratar capacidad en los ductos para transportarlo. Cabe mencionar, que a medida que aumente el número de zonas geográficas, los transportistas lograrán diversificar mayormente sus riesgos de oferta pues al igual que sucede con los hubs, el gas podrá trasladarse de un lugar a otro en el momento en que se requiera.

La existencia de un mercado spot de gas natural en México evitaría el tener que depender de mercados externos para establecer el precio nacional del producto; aunque vale decir que tal vez esto no sea suficiente, es decir, estoy convencida que para lograr un ambiente de competencia en toda su extensión, es primordial el fijar el precio de producción del gas en función de la oferta y la demanda nacionales y la única manera de hacerlo es



permitiendo gradualmente la entrada de inversión privada también en las actividades exploratorias y de producción de gas natural, esto eliminaría la necesidad de tomar como referencia el Houston Ship Channel y por ende los precios finales que el usuario pagaría serían más bajos que los actuales si consideramos que en Estados Unidos, la oferta de gas es menor que la de México. Sin embargo, mientras esto sucede, el establecer los precios de las ventas de primera mano en base a un mercado de referencia como es el texano ha contribuido de cualquier manera a ofrecer a los consumidores precios más justos por el gas, de hecho aún cuando el comportamiento internacional de estos ha mantenido una fuerte tendencia a la alza, en los últimos tiempos algunas ineficiencias, como era el que los precios enfrentados por consumidores industriales fueran mayores que los que se daban a nivel residencial; se han revertido lo que significa que los precios comienzan a reflejar los costos de producción.¹ Cabe señalar además, que aún cuando las actividades exploratorias y de producción continúen bajo la tutela de Pemex Gas, el haber deslindado a la paraestatal de las actividades de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural, liberará recursos que podrán y de hecho deberán ser destinados a la mayor explotación del mismo, aprovechando así los yacimientos ubicados en zonas como la central y la del norte del Golfo en donde existen importantes campos de gas no asociado sin explotar. Tendrá que invertirse por supuesto, en tecnología de punta que permita aprovechar al máximo las reservas de zonas de difícil acceso como la Cuenca de Chicontepec en donde los niveles de agua no han podido eliminarse y por tanto estos recursos se encuentran inutilizados. Sin embargo, es necesario recordar que Pemex ya se encuentra realizando importantes esfuerzos en cuestiones de inversión que han redundado en la modernización de algunas de las instalaciones existentes así como en nuevas plantas procesadoras y criogénicas, etc. Esto hace suponer, que si los recursos económicos son aprovechados adecuadamente será posible que la infraestructura para la exploración y producción del gas sea cada vez mayor. Esto, sumado al impulso que el almacenamiento de gas está cobrando en nuestro país conllevará a incrementar la oferta nacional del

¹ Ver Apéndice 3. Cuadro No. 8



combustible puesto que ya no será necesario solo producir una pequeña cantidad del mismo como se hacía anteriormente. Al tiempo que el almacenamiento vaya alcanzando una mayor presencia en el país, la brecha entre la oferta y la demanda interna de gas se irá reduciendo puesto que mejorará la productividad de los ductos al ser usados a toda su capacidad de manera constante, además se facilitará el traslado del gas a donde se requiera. Dado lo anterior más el hecho de que los almacenistas contribuyen a incrementar la eficiencia de la industria al ser buenos árbitros locales en la fijación de precios; el desarrollo de dicha actividad es otra condición básica para que en México se lleguen a tomar como base los precios determinados por su propio mercado. Por ende, la inversión privada es totalmente justificada en la misma ya que Pemex no cuenta con el capital suficiente para construir la infraestructura que ésta requiere. Cabe señalar, que el desarrollo del almacenamiento de gas, dependerá directamente del impulso que se le de a la construcción de depósitos así como a la expansión del mallado y las ramificaciones de la red de ductos a nivel nacional.

Es importante mencionar también, que la existencia de precios de equilibrio depende indirectamente del nivel de información con la que se cuente pues la elaboración de contratos eficientes se encuentra íntimamente relacionada con este, por consiguiente, mientras más completa sea mejores serán los acuerdos firmados. La Comisión Reguladora de Energía tendrá entonces como una de sus principales obligaciones, la de asegurar la publicación de información clara, precisa y oportuna en materia de precios, cantidades, costos, etc. que facilite la firma de acuerdos efectivos y convenientes para cada parte.

Por otro lado, creo que es necesario hacer notar que aún cuando la industria y el mercado de gas natural en E.U.A. se han convertido en ejemplo a seguir para todo el mundo por el grado de competencia y eficiencia que hoy en día presenta gracias a una regulación menos estricta, nuestras autoridades están obligadas a aprender no solo de los aciertos sino también de los errores que las instituciones de ese país cometieron, por ejemplo el hecho



de que existan ciertos segmentos de mercado como el residencial y el comercial para quienes los beneficios de lo anterior han sido menos perceptibles. Es decir, en México tendrán que asegurarse condiciones competitivas en cualquiera de los ámbitos de la industria gasera como son las ventas de primera mano y las realizadas posteriormente por distribuidores y transportistas a usuarios finales pues en esta última etapa se corre el riesgo de que surjan elementos que propicien el nacimiento de monopolios regionales, tal como ocurrió en E.U.A., debido a que existen consumidores principalmente residenciales y comerciales cuyo consumo no resulta óptimo para el desarrollo del open access ocasionando por un lado la disminución de los precios sea mucho menor que para los grandes consumidores del combustible y por otro se obstaculiza la entrada de los usuarios comerciales y residenciales al mercado de transporte de gas. Esto ya se está corrigiendo en ese país, pero sin lugar a dudas más vale evitar que ocurra pues el solucionarlo implica también gastos y por ende costos innecesarios que pueden evitarse si la CRE lleva a cabo una difusión uniforme de las nuevas políticas y se asegura de emitir disposiciones que promuevan el bienestar de todos los agentes.

Así pues, habiéndose manifestado todo lo anterior, es posible concluir que el fomento al uso del gas natural así como al desarrollo de la infraestructura para explotarlo son totalmente justificables tanto social como económicamente. Además, queda totalmente corroborado que un mayor número de empresas dedicadas al almacenamiento, transporte, distribución y comercialización del gas facilitarán definitivamente el desempeño competitivo de la industria. Sin embargo, esto no es suficiente por lo que para alcanzar al cien por ciento los objetivos planteados con la reforma será primordial dar seguimiento a la misma y por supuesto continuar asegurando una regulación flexible pero precisa y estricta. Ya se ha demostrado que esto es posible y un ejemplo es la legislación en materia de precios máximos, con la cual se establecen las metodologías para determinar un límite superior en las tarifas permitiendo a las partes pactar otras distintas a este precio siempre que éstas reflejen los costos de producción. Por tanto, la reforma debe mantenerse en este



camino sin olvidar que únicamente se ha concluido la primera etapa de la misma y si bien, las metas planteadas para ella han sido alcanzadas plenamente, la segunda etapa apenas se encuentra en marcha y es aquí donde las autoridades correspondientes deberán demostrar su capacidad para hacer cumplir cada uno de los estatutos relacionados con las distintas actividades de la industria pues es posible que durante esta etapa se presenten conflictos entre permisionarios, usuarios y la CRE que deberán resolverse con procedimientos administrativos y legales previsibles y justos. Por ende el marco regulatorio deberá contar con cierto dinamismo para adaptarse a las necesidades y retos de la industria del gas natural en el futuro, de lo contrario, los frutos que la desregulación ofrece no podrán observarse en su totalidad.

APENDICE I

DISPOSICIONES GENERALES SOBRE EL GAS NATURAL EN MEXICO



REGULACION SOBRE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN MEXICO

LEY	ARTICULO	ASUNTO
Ley de la Comisión Reguladora de Energía	1,4,5,6,7	De la organización y funcionamiento de la Comisión Reguladora de Energía (CRE)
Ley de la Comisión Reguladora de Energía	2,3	De las facultades de la CRE y sus atribuciones
Ley de la Comisión Reguladora de Energía	10	Permisos para la prestación de servicios de transporte y distribución de gas natural
Directivos 1996 de la CRE	DIR-GAS-001-96	Sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural, publicada el 20/03/96
Directivos 1996 de la CRE	DIR-GAS-003-96	Sobre la determinación de zonas geográficas para la distribución de gas; publicada el 27/05/96
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-SECRE-001-97	Sobre la calidad del gas natural
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-SECRE-002-97	Sobre instalaciones para el aprovechamiento del gas natural
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-SECRE-003-97	Sobre construcción y mantenimiento de sistemas de distribución de gas natural
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-SECRE-004-97	Sobre gas natural licuado e instalaciones vehiculares
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-SECRE-005-97	Sobre gas natural licuado y estaciones de servicio
Ley de la Comisión Reguladora de Energía	Guía para solicitar permisos de transporte de gas natural	Sobre los pasos a seguir para obtener el permiso para transportar gas natural
Reglamento de Gas Natural	3	Comercio exterior de gas natural
Reglamento de Gas Natural	4	Sobre acuerdos para la construcción, operación y mantenimiento de sistemas y la aplicación de medidas de
Reglamento de Gas Natural	5,30,79-80	Sobre protección al consumidor
Reglamento de Gas Natural	6,63-68,108-109	Acerca de los mecanismos regulatorios
Reglamento de Gas Natural	8,9,10,11,12,13	Sobre lo que se refiere a Ventas de Primera Mano
Reglamento de Gas Natural	14,16,18,19,20,22,29,37,40-58	Régimen de Permisos para las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural
Reglamento de Gas Natural	15,17,38,39,107	Sobre lo que compete exclusivamente a los permisos de distribución y transporte
Reglamento de Gas Natural	23,24,31	Disposiciones específicas para Transporte
Reglamento de Gas Natural	25	Disposiciones específicas para Almacenamiento
Reglamento de Gas Natural	26,27,28	Disposiciones específicas para Distribución
Reglamento de Gas Natural	59	De lo referente al servicio de transporte
Reglamento de Gas Natural	60	De lo referente al servicio de almacenamiento
Reglamento de Gas Natural	61	De lo referente al servicio de distribución
Reglamento de Gas Natural	62	Condiciones generales para la prestación del servicio y de almacenamiento, transporte y/o distribución
Reglamento de Gas Natural	70	Obligaciones de los permisionarios en materia de seguridad
Reglamento de Gas Natural	71,72	Obligaciones específicas para la prestación de servicios a fin de que ésta sea eficiente
Reglamento de Gas Natural	73	Sobre supresión de ligas
Reglamento de Gas Natural	75-79	Sobre suspensión del servicio
Reglamento de Gas Natural	81-89	Tarifas y subsidios
Reglamento de Gas Natural	90-93	Sobre los precios que los distribuidores cobrarán a los usuarios finales
Reglamento de Gas Natural	94	Disposiciones Generales para el almacenamiento y transporte para usos propios
Reglamento de Gas Natural	95-98	Sobre lo relacionado al transporte para usos propios
Reglamento de Gas Natural	99-100	Sobre lo relacionado con el almacenamiento para usos propios
Reglamento de Gas Natural	101-104	Sobre los permisos para Usos Propios
Reglamento de Gas Natural	105-106	Sobre sanciones al reglamento
Reglamento de Gas Natural	Transitorios: 50, 60, 70.	Obligaciones de Permisos
Reglamento de Gas Natural	Transitorios 80, 80	Sobre las personas que a la entrada en vigor del Reglamento realizarán actividades de distribución y conducción de gas natural
Reglamento de Gas Natural	Transitorios: 100.	Sobre transporte y distribución de gas licuado de petróleo en estado gaseoso por medio de ductos
Ley Orgánica de Permisos y Organismos Subordinados	Cap I art. 30.	Sobre la creación de Permisos Explotación y Producción
Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	27	En lo referente a lo relacionado con la explotación, transporte, almacenamiento y distribución del gas natural
Normas Oficiales Mexicanas	Proyecto NOM-042-ECOL-1989	Establece los límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas provenientes del escape de vehículos automotores nuevos en planta, así como de hidrocarburos evaporativos.
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-043-ECOL-1993	Establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas (Antes NOM-CCAT-006-ECOL/1993)
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-047-ECOL-1993	Establece las características del equipo y el procedimiento de medición para la verificación de los niveles de emisión de contaminantes, provenientes de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u otros
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-050-ECOL-1993	Establece los niveles máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos como combustible (Antes NOM-CCAT-01)
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-075-ECOL-1995	Establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de compuestos orgánicos volátiles provenientes del proceso de los separadores agua-aceite de las refinerías de petróleo.
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-076-ECOL-1995	Establece los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno provenientes del escape, así como de hidrocarburos evaporativos provenientes del sistema de combustible, que usan gasolina, gas l
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-086-ECOL-1994	Contaminación atmosférica. Fuentes fijas. Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establezca los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas su
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-088-ECOL-1994	Contaminación atmosférica. Especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en fuentes fijas y móviles, modificación a la NOM-086-ECOL-1994
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-EM-102-ECOL-1996	Establece los niveles máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación en el Valle de México que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural, etanol y/o metanol, así como las
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-115-ECOL-1998	Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-117-ECOL-1998	Que establece las especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vie terres!
Normas Oficiales Mexicanas	PROY-NOM-124-ECOL-1999	Que establece las especificaciones de protección ambiental para el diseño, construcción, operación, seguridad y mantenimiento de los diferentes tipos de estaciones de servicio.
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-EM-128-ECOL-1998	Que establece los límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas, provenientes del escape de automóviles y camiones nuevos en planta, así como de hidrocarburos evapora
Normas Oficiales Mexicanas	NOM-EM-132-ECOL-1998	Que establece las características del equipo y el procedimiento de medición para la verificación de los límites de emisión de contaminantes, provenientes de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u
Normas Oficiales Mexicanas	Proyecto NOM-086-ECOL-1994	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de terminales de almacenamiento y distribución del petróleo y sus derivados

Fuente: Elaboración propia con base en la legislación mexicana para regular la industria del Gas Natural hasta 2000.



Permisos expedidos para la Distribución de Gas Natural en México					
No.	Fecha	Zona Geográfica	Permisionario	Inversión (dólares)	Cobertura
1	21/07/00	Guadalajara	DGN-Jalisco	83,998,004.00	18,558
2	28/02/00	Puebla-Tlaxcala	Natgasnex	34,813,914.00	68,196
3	02/02/00	Balío Norte	Gas Natural de México	34,553,439.00	55,715
4	09/08/99	Cananea	Distribuidora de Gas de Occidente	28,458,281.00	6,684
5	18/06/99	Laguna-Durango	GDGN de la laguna Durango	35,372,203.00	50,084
6	15/01/99	Balío	Gas Natural de México	27,146,898.00	72,384
7	10/12/98	Querétaro	Distribuidora de Gas de Querétaro	47,238,179.00	50,001
8	03/09/98	Valle Cuautlán-Tepecoco	Consortio Mexi-Gas	199,723,292.00	374,698
9	03/09/98	Distrito Federal	DGN del Estado de México	123,848,322.00	439,253
10	24/04/98	Monterrey	Gas Natural México	184,057,383.00	557,052
11	20/03/98	Norte de Tamaulipas	Tamaulipas	23,694,200.00	36,447
12	19/12/97	Río Pánuco	Gas Natural del Río Pánuco	41,335,604.00	28,338
13	02/12/97	Cd. Juárez	Gas Natural de Juárez	12,739,000.00	129,045
14	17/11/97	Nuevo Laredo	Repsol México	11,220,000.00	25,029
15	19/09/97	Monterrey	Compañía Mexicana de Gas	11,255,000.00	50,079
16	03/09/97	Toluca	Repsol México	10,000,000.00	47,279
17	20/06/97	Saltillo	Repsol México	39,026,000.00	40,027
18	18/06/97	Hermosillo	Gas Natural del Noroeste	10,000,000.00	26,250
19	24/06/97	Chihuahua	DGN de Chihuahua	-	51,453
20	22/03/97	Piedras Negras Coahuila	Compañía Nacional del Gas	668,175.32	25,608
21	27/09/96	Mexicali	DGN de Mexicali	-	25,346

Fuente: Comisión Reguladora de Energía; <http://www.cre.gob.mx>

NOTA: La Inversión representa el total invertido a 5 años, a excepción del permiso No. 18 que representa el total a 10 años.

Permisos Expedidos para el Transporte de Gas Natural en México					
No.	Fecha	Permisionario	Trayecto	Capacidad de Conducción	Longitud
1	15/09/99	TGT de México	Valtierra-León-Aguascalientes	3.160	200
2	07/06/99	PGPB para el Sistema Nacional de Ductos	19 entidades federativas ^a	5107 ^c	8704
3	18/03/99	Midscoat del Bajío	Valtierra-León-Guanajuato	2.610	100.5
4	15/01/99	Transportadora de Gas Natural del Centro	Palmillas-Valtierra-Pabellón Arteaga, Ags.	2.114	228
5	16/12/98	Transportadora de Gas Natural de Baja California	Red de Gasoductos de San Diego Gas and Electric-Rosario Baja Cal.	7.640	36
6	07/10/98	TranSCANADA del Bajío	Valtierra, Gto.-Aguascalientes	2.550	203
7	15/07/98	Transportadora de Gas Zapata	Puebla-Cuernavaca	1.302	146.8
8	15/07/98	Compañía Mexicana de Gas	Apodaca-Cerralvo	0.580	71
9	19/06/98	FINSA Energéticos	Matamoros	0.164	8
10	23/01/98	Tansvenado Gas	Palmillas-Toluca	2.330	127
11	23/01/98	Tejas Gas de México	Palmillas-Toluca	2.720	123.2
12	10/10/97	Energía Mayakan	Cd. Pemex, Tab.	68297 ^d	698
13	31/07/97	Iganamex Bajío	Valladolid, Yucatán	0.359	2.55
14	04/07/97	Gasoductos de Chihuahua	Sn. Agustín Valdivia-Samalayuca	6.200	37.869
15	04/10/96	Midcon Gas Natural de México	Cd. Mier-Monterrey	7.645	148.23

a/ Las correspondientes al SNG de México

b/ En la Cd. de Rosario, existe una Central Termoeléctrica que será el sitio final del trayecto.

c/ Cifra expresada en millones de pies cúbicos diarios



Apéndices



Permisos Expedidos para el Transporte de Gas Natural para Usos Propios					
No.	Fecha	Permisionario	Ubicación	Capacidad de Conducción	Longitud
1	27/09/00	Flex-Gate México	Sn. José Iturbide, Gto.	508,713	1,300.0
2	25/08/00	Gas Industrial de Tula	Tula, Hgo.	645,709	2,480.0
3	25/08/00	Kimberly Clark de México	México, D.F.	127,680	1,762.0
4	14/07/00	Enyron Energia Industrial de México	García, Nvo. León	1,740,000	100.0
5	03/05/00	Fabricaciones Especializadas	Torreón Coahuila	50,803	110.0
6	06/04/00	Tizagas	Tizayuca, Hgo.	100,355	10,500.0
7	06/04/00	Dile-Title México	Garza García, Nvo. León	2.96 ^W	60.0
8	03/03/00	Energía Azteca VIII	El Sauz	65,709	22.0
9	28/02/00	Agro Industrial Madero	Fco. I Madero, Coahuila	4055 ^W	54.0
10	25/01/00	Autoabastecedores de Gas Natural de Durango	Durango	167899 ^W	8,300.0
11	07/01/00	Central Anáhuac	Matamoros, Tam.	5.58 ^W	21,621.0
12	08/12/99	Fueza y Energía de Hermosillo	Hermosillo, Son.	---	27,932.0
13	08/12/99	Servicios Industriales Parque Fundidores	Cd. Frontera, Coahuila	969,871	2,640.0
14	29/11/99	Gas Purepecha	Morelia, Mich.	266,693	15,000.0
15	15/11/99	Schneider Electric México	Acuamánala de Hidalgo, Tlax.	---	15.0
16	05/11/99	Celulosa de Fibras Mexicanas	Apizaco, Tlax.	---	13,000.0
17	22/10/99	Cartonajes estrella	Sn. Martín Texmelucan, Pbla.	744,000	1,900.0
18	15/10/99	Texmegas	Sn. Martín Texmelucan, Pbla.	33,984	1,900.0
19	08/10/99	Socemí	Huejotzingo, Pbla.	102,083	8,500.0
20	27/09/99	Siderúrgica del Golfo	Matamoros, Tam.	95,176	1,069.0
21	15/09/99	Autoabastecimiento de Gas Natural de Hgo.		110,408	1,726.0
22	27/08/99	Manufacturas Kaltex	Sn. Juan del Río, Gro.	179,477	3,720.0
23	16/08/99	Autoabastecimiento de Gas Natural de Tepeji del Río	Tepeji del Río, Hgo.	---	3,580.0
24	12/07/99	Vetrotex América	Tetla, Tlax.	4,365	495.0
25	02/06/99	Smurfit Cartón y Papel de México	Sn. José Iturbide, Gto.	72,000	100.0
26	14/05/99	Cordogas	Córdoba, Ver.	368,125	12,600.0
27	08/03/99	Agroindustrias Deandar de Delicias	Delicias, Chihuahua	12,547	810.2
28	08/02/99	CFE	Central de Ciclo Combinado, Chih.	2.43 ^W	100.0
29	29/01/99	Gas Regio del Bajío	Parque Industrial Vellacero, Gto.	473,561	39,661.8
30	15/01/99	Trasporte Industrial de Gas	Frontera con E.U.A. hasta el Parque Industrial en Sn. Luis Río Colorado, Son.	2 ^W	2,700.0
31	10/12/98	Consumidora Gaspiq	Querétaro, Gro.	254,885	5,950.0
32	03/12/98	Bimbo de Puebla	Autopieta México-Orizaba	13,000	1,826.0
33	03/12/98	Bimbo del Golfo	México-Veracruz	22,600	70.0
34	03/10/98	Cia. de Gas Natural de Cantarell	Sn. Luis Potosí	31,200	401.0
35	18/09/98	Oxiquímica	Sn. Martín Texmelucan, Pbla.	33,984	180.0
36	04/09/98	Motor Coils de México	Sn. Luis Potosí	31,200	401.0
37	22/07/98	CFE	Huinala, Nvo. León	3.91 ^W	649.0
38	19/06/98	CFE	Central de Turbogas de Río Bravo, Tams.	1.44 ^W	106.0
39	12/06/98	CFE	Hermosillo, Son.	1.38 ^W	106.0
40	12/06/98	CFE	El Sauz, Gro.	1.15 ^W	110.0
41	20/03/98	Mexicana de Cobre	Nacorazi, Son.	2,208,714	100,000.0
42	24/02/98	Manufacturas Denimex	Sn. Juan del Río, Gro.	150,000	---



Puntos de Inteconexión entre E.U.A. y México		
De E.U.A.	A México	Capacidad (mpc/d)
Peñitas	Matamoros	400
Mcallen Texas	Reynosa	400
Hidalgo	Reynosa	325
El Paso texas	Cd. Juárez	60
Naco Arizona	Naco Sonora	16
Eagle Pass	Piedras Negras	4

Fuente: Estrada Javier, Apertura de la Industria del Gas Natural en México; p.p 3



APENDICE II

DATOS ESTADISTICOS SOBRE EL GAS NATURAL EN E.U.A

(CUADROS Y GRAFICAS)



Cuadro No. 1

Oferta de Gas Natural y Composición de la Oferta en Estados Unidos 1980-1998 (Millones de pies cúbicos)				
Año	Total	Producción	Almacenamiento	Importaciones
1980	21,875,088	19,557,709	1,972,333	984,767
1981	21,690,560	19,356,963	1,930,092	903,949
1982	20,525,333	17,964,874	2,164,874	933,336
1983	18,711,074	16,226,355	2,269,654	918,407
1984	20,300,504	17,576,449	2,098,303	843,060
1985	19,499,174	16,580,220	2,397,359	949,715
1986	18,264,870	16,172,219	1,836,693	750,449
1987	19,176,683	16,721,963	1,905,419	992,532
1988	20,315,086	17,203,755	2,270,011	1,293,812
1989	21,435,445	17,417,390	2,854,061	1,381,520
1990	21,299,206	17,932,480	1,986,330	1,532,259
1991	24,835,760	17,810,408	2,751,818	1,773,313
1992	22,360,069	17,957,822	2,772,308	2,137,504
1993	23,254,234	18,214,459	2,799,253	2,350,115
1994	23,718,951	18,931,851	2,578,840	2,623,840
1995	24,344,563	18,708,969	3,024,548	2,841,048
1996	25,098,659	18,963,518	2,980,614	2,937,413
1997	24,954,446	19,005,487	2,893,762	2,994,173
1998	24,360,382	18,809,945	2,431,709	3,151,788

Fuente: Energy Information Administration; <http://www.eia.doe.gov>

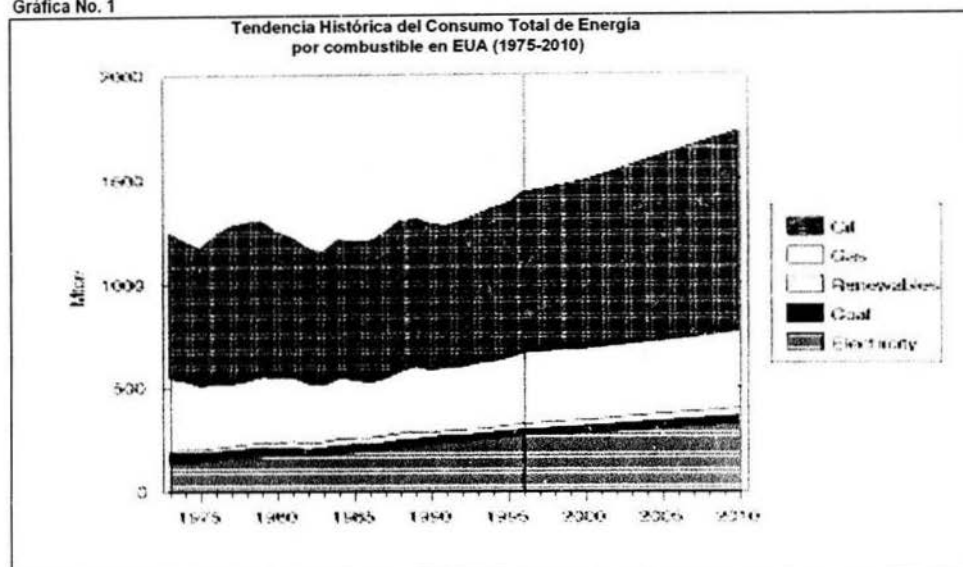
Cuadro No.2

Consumo de Gas Natural por sector Estados Unidos, 1999		
Tipo de Consumidor	Entregas (mpc)	Entregas (%)
Residenciales	4,674	24
Comerciales	3,061	15.7
Industriales	8,661	44.4
Industria Eléctrica	3,113	16
Total	19,509	100

Fuente: Energy Information Administration; <http://www.eia.doe.gov>

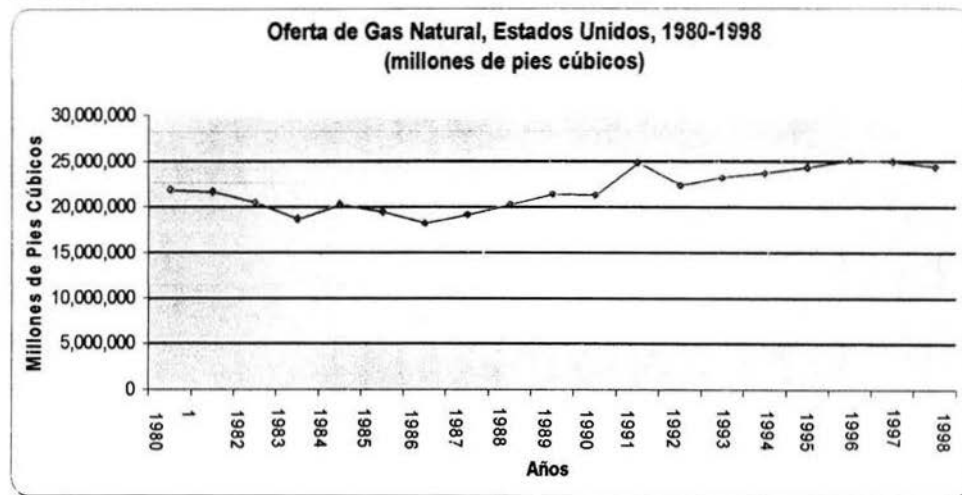


Gráfica No. 1



Fuente: Energy Policies of IEA Countries United States-1998, www.iea.org

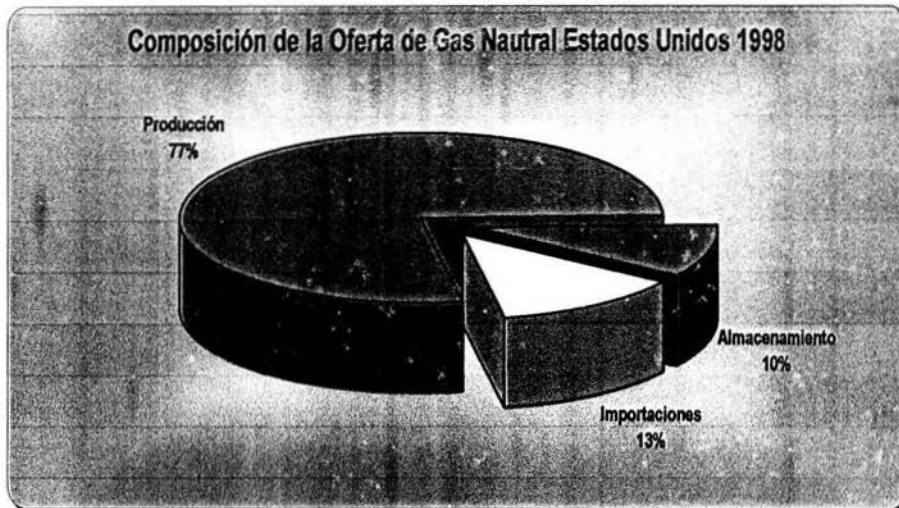
Gráfica No. 2



Fuente: Elaboración propia con base en los datos proporcionados por la Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov>



Gráfica No. 3



Fuente: Elaboración propia con base en los datos proporcionados por la Energy Information Administration; <http://www.eia.doe.gov>

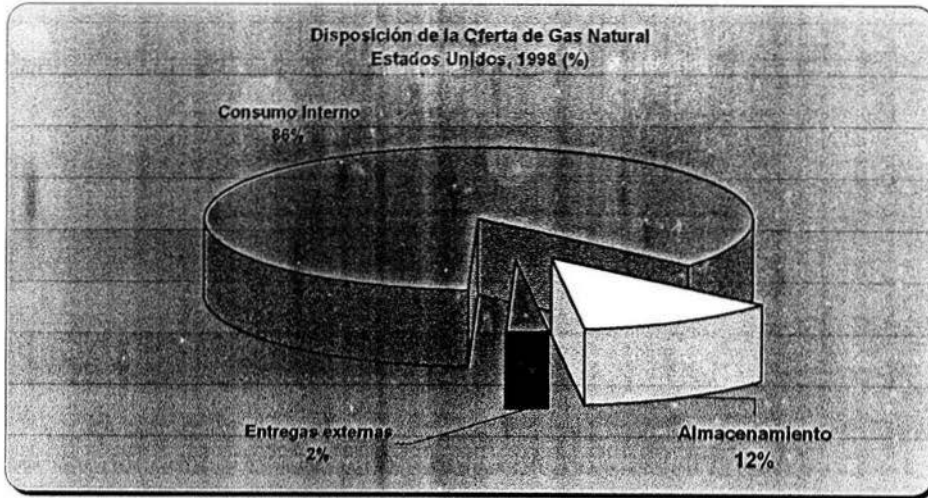
Gráfica No. 4



Fuente: Elaboración propia con base en los datos proporcionados por la Energy Information Administration <http://www.eia.doe.gov>



Gráfica No. 5



Fuente: Elaboración propia con base en los datos proporcionados por la Energy Information Administration; www.eia.doe.gov



APENDICE III

DATOS ESTADISTICOS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN

MEXICO

(CUADROS Y GRAFICAS)



Cuadro No. 1

Oferta Interna Bruta de Energía Primaria México 1978 - 1988 (Petajoules*)					
PERIODO	Total*	Petróleo Crudo	% Petróleo	Gas	% Gas
1978	3,284.26	1,843.54	56.13	844.95	25.73
1979	3,679.02	1,983.18	53.91	1,057.41	28.74
1980	4,331.58	2,425.76	56.00	1,297.97	29.97
1981	4,691.39	2,598.56	55.39	1,408.17	30.02
1982	4,912.98	2,565.69	52.22	1,636.00	33.30
1983	4,768.56	2,410.28	50.55	1,613.10	33.83
1984	4,869.48	2,570.69	52.79	1,418.90	29.14
1985	4,936.50	2,631.56	53.31	1,382.50	28.01
1986	4,714.85	2,502.37	53.07	1,336.07	28.34
1987	4,889.24	2,660.64	54.42	1,360.11	27.82
1988	4,945.33	2,664.62	53.88	1,383.09	27.97
1989	5,100.72	2,725.87	53.44	1,424.75	27.93
1990	5,122.73	2,758.32	53.84	1,431.24	27.94
1991	5,214.88	2,850.56	54.66	1,379.93	26.46
1992	5,194.80	2,822.02	54.32	1,350.66	26.00
1993	5,350.15	2,906.86	54.33	1,429.99	26.73
1994	5,382.51	2,946.91	54.75	1,476.39	27.43
1995	5,308.09	2,764.81	52.09	1,420.10	26.75
1996	5,544.33	2,756.98	49.73	1,600.82	28.87
1997	5,532.36	2,765.51	49.99	1,597.13	28.87
1998	5,674.661	2,852.233	50.26	1,677.399	29.56

* La Oferta Interna Bruta de Energía Primaria la componen: petróleo crudo, gas, hidroenergía geoenergía, nucleenergía, bagazo de caña, leña, energía eólica y carbón.

Petajoule= joulex10¹²

FUENTE: INEGI, www.inegi.gob.mx

Cuadro No .2

Reservas probadas de Gas Natural en México, 1988-1999 (billones de pies cúbicos)		
Periodo	Gas Natural	Gas Seco
1988	73	0.074
1989	73	0.073
1990	72	0.073
1991	71	0.072
1992	70	0.071
1993	70	0.070
1994	68	0.070
1995	68	0.068
1996	64	0.068
1997	63	0.064
1998	63	0.063
1999	30	0.062

FUENTE: INEGI; El Sector Energético en México; varios años

Permex; Anuario Estadístico; 1998 y 1999



Cuadro No.3

Producción de Gas Natural por Región en México 1988 - 1999 (Millones de Pies Cúbicos)			
Periodo	Región Marina	Región Sur	Región Norte
1988	366,809	754,178	152,074
1989	393,784	746,511	163,378
1990	366,809	751,530	173,340
1991	423,400	730,000	172,645
1992	429,684	712,236	170,190
1993	454,425	689,850	160,965
1994	488,735	659,555	174,835
1995	200,385	668,680	503,335
1996	235,338	728,340	572,058
1997	282,510	746,425	601,885
1998	615,390	754,455	378,870
1999	573,050	728,540	446,760

NOTA: La región sur incluye la suma de la producción del sur sureste, en tanto que la norte es el resultado de la suma de las regiones centro y norte

NOTA: La suma de la producción de las tres regiones no coincide con la producción total presentada en el cuadro siguiente debido a que en la producción por región solo se contemplan algunos campos seleccionados.

FUENTE: Pemex; Anuario Estadístico; Varios Años e INEGI; www.inegi.gob.mx

Cuadro No.4

EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN MÉXICO, 1980-1998				
PERIODO	EXPORTACIONES		IMPORTACIONES	
	(MILES DE DÓLARES)		(MILLONES DE PIES CUBICOS)	
1980	447,829.00	-	-	-
1981	526,236.00	-	-	-
1982	475,493.00	-	-	-
1983	353,914.00	7,885.30	-	-
1984	231,455.00	7,820.60	-	-
1985	-	5,787.90	-	-
1986	-	7,014.60	-	-
1987	-	6,730.70	-	-
1988	-	8,089.10	-	-
1989	-	36,371.40	-	-
1990	-	30,969.00	-	-
1991	-	106,427.60	-	59933
1992	-	175,199.00	-	91323
1993	3,391.10	77,526.40	1715.5	35259
1994	14,805.80	82,189.80	7044.5	45771
1995	12,371.00	99,127.70	7847.5	63108.5
1996	31,751.60	67,062.90	13213	30550.5
1997	36,981.50	99,538.10	15695	41975
1998	30,898.30	121,749.20	14563.5	55918
1999	114,251.90	132,246.80	50552.5	54348.5

FUENTE: Secretaría de Energía; www.energia.gob.mx e INEGI; Cuadernos de Información Oportuna; Varios Años



Cuadro No. 5

Ventas Internas de Gas Natural en México, 1988-2010 ^{a/}			
(Millones de pies cúbicos)			
PERIODO	TOTAL	VENTAS INTERNAS	VENTAS EXTERNAS
1988	1,868	1,868	0
1989	2,967	2,967	0
1990	2,890	2,890	0
1991	2,691	2,691	0
1992	3,037	3,037	0
1993	3,473	3,426	11
1994	3,528	3,478	50
1995	5,721	5,191	80
1996	10,241	9,999	242
1997	12,847	12,554	293
1998	10,487	10,132	231
1999	11,498	11,100	260
2000	12,510	12,067	290
2001	13,521	13,035	320
2002	14,532	14,002	349
2003	15,543	14,970	379
2004	16,554	15,938	409
2005	17,565	16,905	438
2006	18,576	17,873	468
2007	19,587	18,840	498
2008	20,598	19,808	527
2009	21,609	20,776	557
2010	22,620	21,743	586

a/ Datos estimados a partir de 1999

Fuente: INEGI; El Sector Energético en México; varios años

Cuadro No. 6

Consumo por sector de Gas Natural en México 1995-1999					
(millones de metros cúbicos)					
Periodo	Pemex	Industrial y Comercial	Eléctrico	Residencial	Total
1995	460.46	323.30	166.55	29.39	979.70
1996	521.40	323.27	166.85	31.28	1042.80
1997	568.34	334.32	178.30	33.43	1114.40
1998	607.85	352.55	218.83	36.47	1215.70
1999	549.30	318.59	197.75	32.96	1098.60

FUENTE: Elaboración propia con datos de la Comisión Reguladora de Energía.



Cuadro No. 7

Consumo de Gas Natural por parte del Sector Eléctrico (1988-1999)					
(Millones de Metros Cúbicos)					
Periodo	Vapor	Turbogas	Ciclo Combinado	Total	tc anual
1988	976	46	2003	3025	
1989	1084	44	2065	3193	5.553719008
1990	1784	54	2137	3975	24.49107422
1991	2593	59	2125	4777	20.17610063
1992	2159	18	1881	4058	-15.05128742
1993	2323	20	1988	4331	6.727451947
1994	2809	67	2204	5080	17.2939275
1995	2604	69	2553	5226	2.874015748
1996	2707	70	2625	5402	3.367776502
1997	3026	75	2801	5902	9.255831174
1998 ^a	3364	70	2689	6123	3.750141195
1999 ^a	3574	74	2771	6419	4.829316573

a/ Datos Estimados

FUENTE: INEGI; Cuaderno de Información Oportuna; Varios Años

Cuadro No. 8

Producción de Gas Natural por tipo (Millones de pies cúbicos)					
AÑO	ASOCIADO	NO ASOCIADO	TOTAL	% ASOCIADO	% NO ASOCIADO
1988	13,065,175.00	2,168,830.00	15,234,005.00	85.76	14.24
1989	13,269,940.00	2,371,405.00	15,641,345.00	84.84	15.16
1990	13,278,700.00	2,716,330.00	15,995,030.00	83.02	16.98
1991	13,313,010.00	2,603,545.00	15,916,555.00	83.64	16.36
1992	13,248,405.00	2,447,325.00	15,695,730.00	84.41	15.59
1993	13,546,245.00	2,119,920.00	15,666,165.00	86.47	13.53
1994	13,610,120.00	2,264,460.00	15,874,580.00	85.74	14.26
1995	13,812,330.00	2,650,630.00	16,462,960.00	83.90	16.10
1996	15,237,290.00	3,139,365.00	18,376,655.00	82.92	17.08
1997	15,900,495.00	3,661,680.00	19,562,175.00	81.28	18.72
1998	16,222,060.00	4,760,695.00	20,982,755.00	77.31	22.69
1999	15,443,150.00	5,537,415.00	20,980,565.00	73.61	26.39

Fuente: INEGI, www.inegi.gob.mx

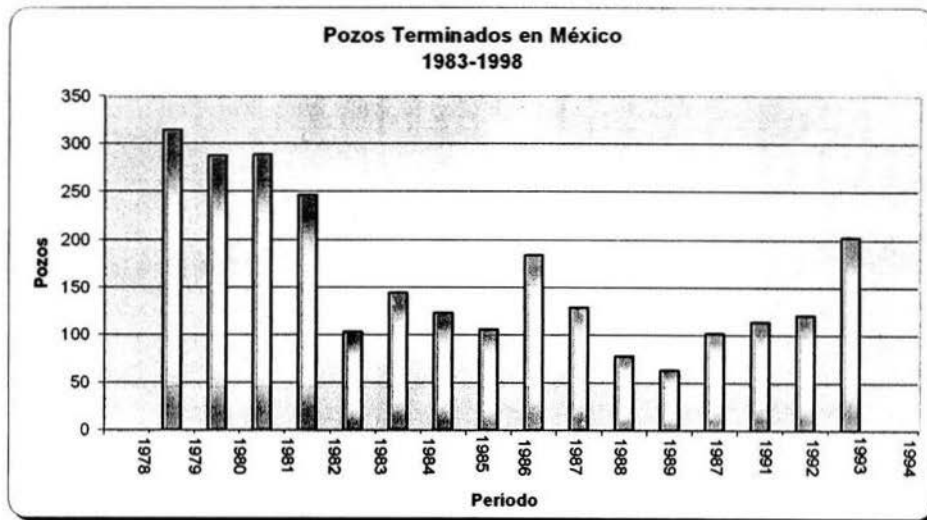
Cuadro No. 9

PRODUCTO INTERNO BRUTO 1988-1999	
a Precios de 1993	
(Miles de pesos)	
Periodo	Miles de Pesos
1988	1,042,066,104
1989	1,085,815,095
1990	1,140,847,530
1991	1,189,016,973
1992	1,232,162,341
1993	1,256,195,971
1994	1,311,661,116
1995	1,230,771,052
1996	1,294,196,562
1997	1,381,665,604
1998	1,448,134,700
1999	1,501,008,200

FUENTE: Banco de México; www.banxico.org.mx

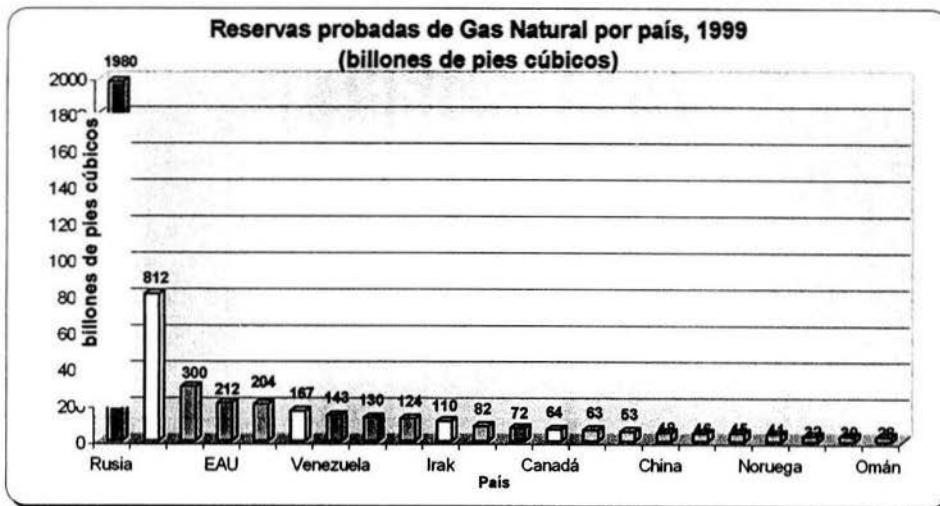


Gráfica No. 1



Fuente: OCDE: *Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector*; p. p. 30

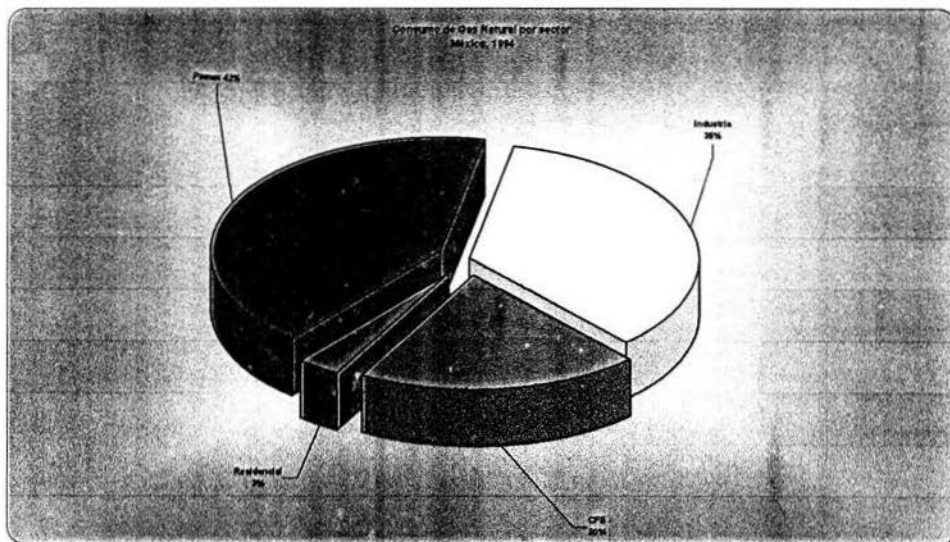
Gráfica No. 2



FUENTE: Pemex-Gas y Petroquímica Básica; <http://xenon.gas.pemex.com>

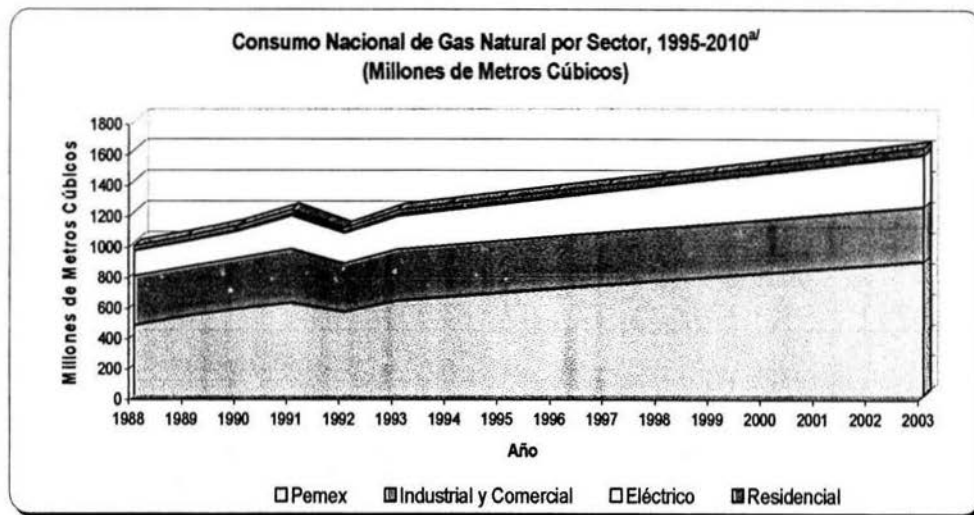


Gráfica No. 3



Fuente: OCDE: *Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector*: 49

Gráfica No. 4

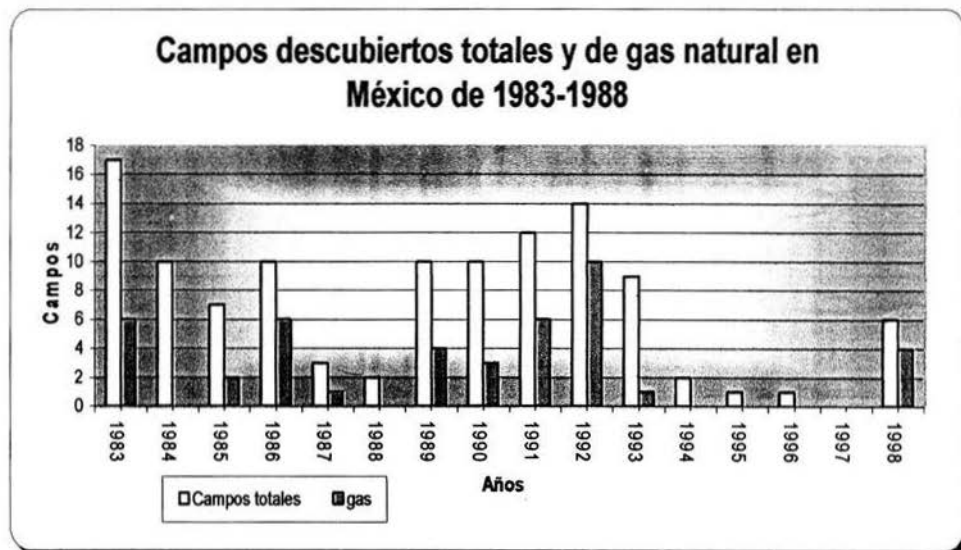


a/ Datos estimados a partir del año 2000

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

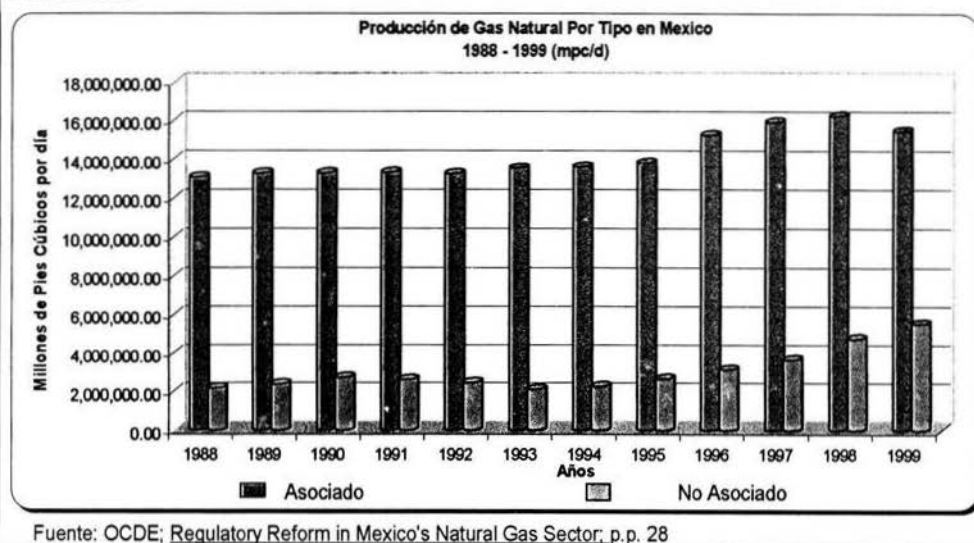


Gráfica No. 5



Fuente: OCDE; Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector, p.p. 31

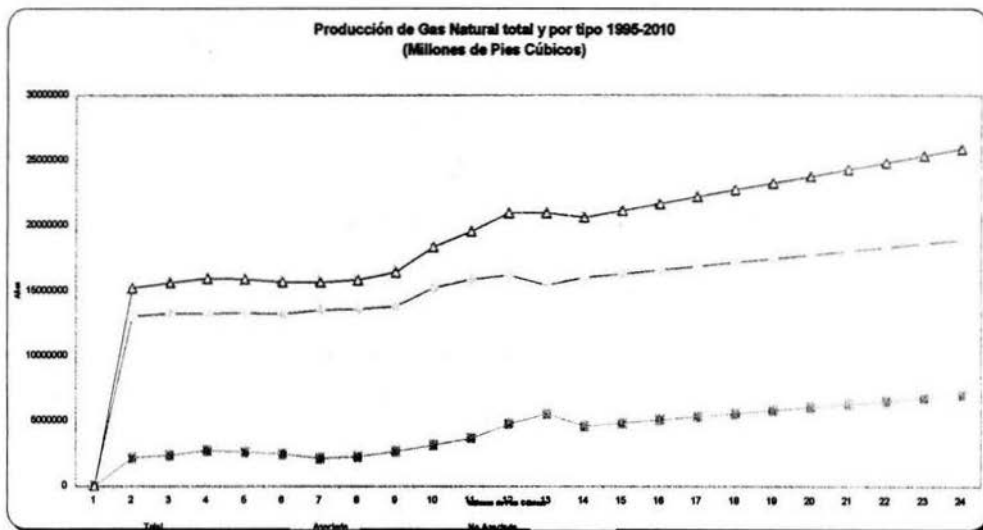
Gráfica No.6



Fuente: OCDE; Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector, p.p. 28

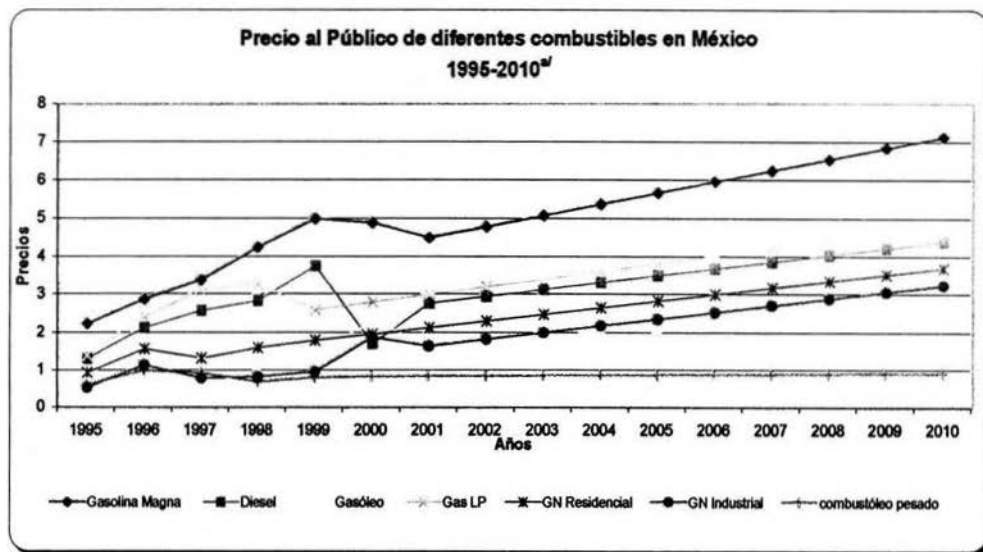


Gráfica No. 7



a/ Datos Estimados a partir del año 2000
 Elaboración Propia con base en datos del INEGI

Gráfica No. 8



NOTA: Todos los precios están en pesos/litro a excepción del gas natural que se encuentra en pesos/m³

a/ Datos estimados a partir del año

FUENTE: Elaboración propia con base en datos del Anuario Estadístico de Pemex, varios años y de la SE