



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ECONOMÍA**

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO:  
UN ANÁLISIS DESDE LA REGULACIÓN ECONÓMICA

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**LICENCIADO EN ECONOMÍA**  
P R E S E N T A :  
**ELIZABETH GRANDE RIVERA**

ASESOR: LIC. ALBERTO VELÁZQUEZ GARCÍA



MÉXICO, D.F.

2004



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA

*A mis padres:*

*Gracias por estar siempre conmigo, por la confianza que me brindan, por todo lo que día con día me ofrecen, por darme tanta dicha y felicidad a mi vida y por ser un ejemplo a seguir, pero sobre todo por creer fielmente en mí. Los Amo.*

*A mi hermana:*

*Por brindarme todo su apoyo y confianza. Gracias*

*A Alberto Velázquez:*

*Por la ayuda y orientación invaluable para la elaboración del presente trabajo ya que sin él éste no sería lo que es. Por su sencillez que inspira confianza y seguridad y por brindarme su amistad de manera incondicional. Mil gracias.*

*A Raül:*

*Por ayudarme, apoyarme y por estar conmigo tanto en los buenos momentos como en los malos.*

*A Ricardo:*

*Muchas gracias por el apoyo que me brindaste ya que sin ti este proyecto no se hubiera podido realizar.*

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Elizabeth Grande Rivera

FECHA: 05/11/04

FIRMA: Grande R.

## **La industria del gas natural en México: un análisis desde la regulación económica**

### **Índice**

<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo I. Antecedentes</b>	
1.1. Los inicios de la industria del gas natural	6
1.2. Definición del gas natural	8
1.3. Principales ventajas y desventajas de este energético	13
1.4. El gas natural y sus aplicaciones	14
1.5. Evolución del consumo del gas natural en México	15
1.6. Consumo del gas natural en Norteamérica, Europa y América Latina	25
1.7. Conclusiones	36
<b>Capítulo II. La regulación económica de la industria del gas natural</b>	
2.1. Cómo surge la regulación económica	37
2.1.1. La teoría de regulación	38
2.1.2. Descripción de la teoría	40
2.2. El caso del monopolio natural	42
2.3. Los instrumentos de regulación	47
2.3.1. El control de precios	
2.3.2. El control de cantidad	48
2.3.3. El control de entrada y salida	
2.3.4. El control de otras variables	
2.4. Regulación del gas natural	49
2.4.1. Ventas de primera mano	51
2.5. Conclusiones	52
<b>Capítulo III. El marco regulatorio del gas natural en México</b>	
3.1. El marco regulatorio en México	54
3.2. Las reformas al artículo 27 constitucional	56
3.3. La creación de la Comisión Reguladora de Energía	59
3.3.1. Las Directivas	60
3.4. Fijación del precio de gas natural en México bajo un esquema de regulación	70
3.4.1. Precio de referencia	71
3.4.2. Precio al público	72
3.5. Evolución reciente del precio del gas natural	76
3.6. Conclusiones	82

<b>Capítulo IV. Estructura y organización de la industria del gas natural en México</b>	
4.1. La organización de la industria del gas natural en México	84
4.2. La extracción, producción, distribución y almacenamiento del gas	87
4.2.1. La extracción	
4.2.2. La producción	89
4.2.3. La distribución	90
4.2.4. Situación actual de la distribución del gas natural	92
4.2.5. La participación del sector privado en la distribución del gas natural	95
4.2.6. Almacenamiento	96
4.2.7. Nuevas zonas geográficas	97
4.3. La oferta del gas natural	100
4.4. El consumo el gas natural	101
4.5. La participación del sector privado en la industria	110
4.5.1. Vinculación con el sector eléctrico	111
4.6. Perspectivas del mercado	112
4.7. Contratos de Servicios Múltiples (CSM)	115
4.8. Conclusiones	118
	121
<b>Conclusiones</b>	
<b>Anexos</b>	125
<b>Glosario</b>	133
<b>Bibliografía</b>	140

## Introducción

En los primeros años de la década de los noventa se llevaron a cabo importantes reformas en nuestro país. Uno de los sectores en los que el gobierno realizó importantes cambios fue en el de energía. Específicamente se realizaron cambios importantes en lo relativo a tres sectores: la petroquímica, la industria del gas natural y en menor medida, el sector eléctrico. El presente trabajo se abocará a analizar lo ocurrido en la industria del gas natural.

En tal sentido, esta investigación centrará su análisis en la idea de que la apertura a la distribución y comercialización del gas natural al sector privado y los consecuentes procesos de regulación en esta industria contribuyeron no solo a incrementar en años recientes el consumo de este energético sino que también significó un cambio en los patrones de consumo del gas natural. Esta hipótesis implica analizar las características del proceso de apertura en el sector del gas natural, enfocando el análisis a los cambios que en materia regulatoria se realizaron a mediados de los años noventa.

Es importante señalar que el presente trabajo no pretende presentar un análisis teórico riguroso de la regulación económica al sector de la industria del gas natural algo que, con toda honestidad se debe decir, rebasa mis conocimientos teóricos. No obstante, me entusiasmó la idea de abordar lo que ha sucedido en este sector adoptando esta visión que nos brinda la teoría de la regulación económica para entender un poco mejor las reformas llevadas a cabo por el gobierno federal en la década pasada, por lo que tratando de seguir un mínimo rigor metodológico se retoman en esta investigación los elementos mínimos de la teoría de la regulación económica que nos permitan desarrollar el análisis de lo acontecido en los últimos años en la industria del gas natural en México.

Por otro lado es importante mencionar que a pesar de la riqueza energética de nuestro país existe un contraste en cuanto a la existencia de estudios en torno a esta temática. El panorama es bastante desolador, pues existe una cantidad mínima de estudios e investigaciones en materia energética. Salvo la existencia de una serie de trabajos que se realizó en los años ochenta gracias al programa de energéticos de el Colegio de México coordinado por Miguel Wionczek<sup>1</sup> a mediados de los años ochenta, no encontramos una serie de estudios sistemáticos que analicen los diferentes sectores que integran la industria petrolera. Recientemente el Dr. Ángel de la Vega ha venido realizando importantes trabajos en el tema de la industria petrolera.<sup>2</sup> En el caso del gas natural es más dramático pues casi no existen estudios que analicen el caso de México. Lo cual obedece a dos razones, la primera responde a este abandono al tema energético en nuestro país, y la segunda y quizás más importante, es de que la industria del gas natural, como lo veremos en la presente investigación, hasta antes de los años noventa era irrelevante.

---

<sup>1</sup> De hecho prácticamente el programa termina al fallecer dicho investigador.

<sup>2</sup> Véase: *La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México, México, UNAM, Programa Universitario de Energía, 1999*. Cabe señalar que a raíz del surgimiento de la Comisión Reguladora de Energía a mediados de los años noventa han surgido algunos estudios sobre el sector del gas natural.

Podemos definir al gas natural como un combustible alternativo a la gasolina, al diesel y al gas licuado del petróleo (Gas LP). Tiene una aplicación extensa en la industria, pero su uso doméstico es limitado, en nuestro país solo algunas ciudades lo utilizan por medio de redes que también son muy limitadas, cuando su uso se encuentra generalizado en países como Estados Unidos y Canadá, quienes cuentan con infraestructura especializada para su compresión y almacenamiento.

El conocimiento de la existencia del gas natural es remota en la historia de la humanidad. A través del primer descubrimiento de yacimientos de gas natural en Irán hacia los años 2000 antes de Cristo se da su primer uso al alimentar el fuego eterno de los adoradores de éste en la antigua Persa. Ya en épocas modernas, es hacia el siglo XVII cuando en Europa se conoce la existencia del gas natural. Hacia 1821 en Norteamérica a través de un pozo localizado en Fredonia estado de Nueva York se realizó la primera utilización del gas natural en la cocina e iluminación.

A lo largo del siglo XIX el uso del gas natural no se realizó en forma masiva, pues fue desplazado por el carbón y el petróleo ya que no se contaba con la tecnología para su transporte. A fines de la segunda década del siglo XX se llevó a cabo un avance tecnológico importante con la construcción de ductos en los Estados Unidos. Mas tarde, en los años sesenta del siglo XX se construye en Rusia el ducto de gas más largo con 5,470 kilómetros de longitud, este ducto fue creado a través de ríos, montes y une a la Europa Oriental con los campos de gas de Siberia del oeste en el círculo Ártico.

Cabe mencionar que en el curso de la presente década el gas natural ha incrementado su penetración en los países industrializados, lo cual ha sido un proceso lento pero constante, ya que han crecido sus reservas y se ha expandido tanto su producción como su consumo a nivel mundial. Recientemente en América Latina también ha crecido su importancia en países productores de petróleo quienes han comenzado a crear incentivos para su mayor utilización en los diversos sectores de la economía.

El cambio en la evolución reciente del consumo del gas natural como energético se debe en parte a que posee un poder calorífico, limpieza en su combustión así como una relativa facilidad en su transportación a los grandes centros de desarrollo industrial.

Cabe mencionar que el gas natural representa más ventajas que el petróleo por lo cual es denominado "*el príncipe de las energías*" caracterizado intrínsecamente en su producción y utilización sin un mínimo deterioro ambiental, ya que su composición es una mezcla de hidrocarburos de bajo peso molecular compuesto aproximadamente por un 85 por ciento de metano siendo el resto propano, butano y nitrógeno, teniendo como principal uso el doméstico, y de manera reciente su uso como combustible industrial en la generación de energía eléctrica.

En la industria petroquímica el empleo del gas natural es importante a partir de los derivados del metano como el uso de la síntesis del amoníaco formaldehído fuente de gas de síntesis y metanol. Actualmente se tratan invariablemente los gases húmedos para restablecer los líquidos constituidos que incluyen los hidrocarburos de parafina de butano así como de octano.

Siendo el gas natural un recurso valioso abastecedor de energía con destino a la producción de electricidad con fines comerciales, industriales y residenciales, así como materia prima para las industrias fertilizantes y de otros productos petroquímicos, su participación en el balance energético de los países desarrollados y en vías de desarrollo cada vez es más importante.

En el caso de nuestro país no es sino hasta inicios de los años setenta cuando el gas natural es considerado como una fuente energética importante dejando de ser considerada subproducto de la industria petrolera. Desde mediados de los años cuarenta, el gas natural desempeñaba un papel secundario con base en los balances energéticos del país tanto por su escasa disponibilidad como por el hecho de que al igual que sucede en otros países en desarrollo que son grandes productores de hidrocarburos, la mayor parte del gas natural asociado al crudo era enviado a la atmósfera.

Y es que hay que tener presente que la producción y uso del gas natural surgen originalmente como resultado de la explotación del crudo. En sus orígenes el gas natural fue un subproducto no deseado de la explotación de los yacimientos petroleros toda vez que el gas se encontraba asociado al crudo extraído, lo que algunas veces generaba peligrosas condiciones para las actividades perforatorias y de producción. De hecho, tuvieron que pasar algunas décadas para que la industria petrolera, tomase conciencia de que la existencia del gas natural y la presión que éste ejercía en los yacimientos posibilitaba la recuperación del petróleo, lo que más tarde permitiría el desarrollo de la industria petrolera.

Por otra parte cabe señalar que el desarrollo del mercado del gas adquiere importancia en los años sesenta gracias a significativos e importantes descubrimientos de reservas. Su mayor disponibilidad, así como la reducción en términos relativos de los costos para su producción, aprovechamiento y transporte, y el desarrollo de las tecnologías ligadas a dichas actividades, proporcionarían una fortificante atracción a la emanante industria del gas en muchos países. El crecimiento y expansión en el uso de gas natural ya no sólo como fuente de energía, sino también como materia prima o insumo en la industria, fue seguido de un incremento del comercio internacional y del transporte a largas distancias, teniendo como primordial fin el complementar las producciones nacionales haciendo frente a las crecientes necesidades internas.

En México las principales actividades vinculadas a los hidrocarburos las realiza el Estado, a través de la empresa pública Petróleos Mexicanos, la cual opera con una estructura integrada por un Corporativo y sus organismos: Pemex Exploración y Producción, Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Refinación, y Pemex Petroquímica, así como sus empresas Filiales.

Vale la pena recordar que la mayoría de los recursos naturales en este país son considerados como patrimonio nacional, incluido el gas natural, el cual tiene sus orígenes prácticamente desde la época colonial. La realidad concreta relacionada con la tradición legal en México en materia de hidrocarburos, en los últimos tiempos necesariamente se remite a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. El artículo 25 indica que *“el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva las áreas estratégicas*

que señala el artículo 28, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los Organismos que en su caso se establezcan” y el artículo 28 Constitucional señala como estratégicos al petróleo, carburos de hidrogeno sólido, líquidos y gaseosos entre otros. El artículo 27 cuenta además con una Ley Reglamentaria, que entre su articulado principal establece lo siguiente:

*1. Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentre en el territorio nacional incluida la plataforma continental en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él; 2. Sólo la Nación podrá llevar acabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera en los términos siguientes: a) la exploración, explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación. b) La exploración, la explotación, la elaboración y ventas de primera mano de gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensable y necesario para interconectar su explotación y elaboración, y c) la elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, tales como: etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenido de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.*

Con las reformas realizadas a la Constitución en los años de 1992 y 1995, se un da un giro importante en materia de gas natural. Una industria que estaba reservada exclusivamente al Estado se abre a la participación del sector privado. Si bien el Estado se reserva todavía el derecho de la exploración y producción del gas natural, se permite ahora que empresas privadas participen en la distribución y comercialización del gas natural.

Para ello se tuvo que modificar el marco jurídico que englobaba a la industria del gas natural. En lo que respecta, de manera particular, al marco regulador del gas natural en México, actualmente se integra de la siguiente manera: en un primer nivel el Artículo 27 Constitucional, seguido de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, inmediatamente después la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; el siguiente nivel lo representa el Reglamento de Gas Natural y finalmente, en el último nivel estarían las Directivas entre las que se pueden citar las siguientes: 1) para determinación de precios y tarifas, 2) de contabilidad, 3) determinación de zonas geográficas y 4) venta de primera mano.

Este nuevo marco jurídico que ordena y regula las actividades desarrolladas por los agentes involucrados en la industria del gas natural, constituyen lo que la teoría económica llama regulación económica. Esta regulación aplicada a esta industria nace de las características que presenta dicho sector. Como veremos a lo largo del trabajo, la industria del gas natural presenta una estructura de monopolio natural, que impide que los agentes económicos,

cuando son privados, actúen de manera competitiva, por lo que el Estado interviene estableciendo un conjunto de normas que regulen las actividades en dicho sector.

Esta regulación actual permite la participación de los particulares en las actividades siguientes: transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Por su parte las actividades reservadas para Pemex son: la exploración, la producción y las ventas de primera mano.

Por ello, hoy en día podemos ver que el escenario del mercado del gas natural en México es completamente distinto al que existía hace apenas una década. No sólo el consumo se ha incrementado de manera significativa, sino que los patrones de consumo también, y de que el principal agente en la comercialización y distribución del gas natural ha dejado de ser el Estado.

La estructura del trabajo es la siguiente. En el primer capítulo se presenta la historia del gas natural haciendo un análisis de su surgimiento, utilización, principales características, además de sus principales ventajas, sus aplicaciones, evolución del consumo en nuestro país, así como un enfoque del mismo tanto a nivel nacional como mundial.

El segundo capítulo aborda la regulación económica en la que se basa la industria del gas natural, la cual está estrechamente ligada con el monopolio natural, ya que este para lograr ser eficiente debe estar regulado, además se hace un análisis tanto de sus principales instrumentos así como de la regulación de precios bajo la cual se rige la misma.

El marco regulatorio e institucional del gas natural en México es analizado en el capítulo tres. El cual se basa en las principales reformas realizadas a este sector, así como la creación de la Comisión Reguladora de Energía y las principales normas y directivas que esta estableció para lograr que la industria se desarrolle de manera eficaz. Además se analiza la fijación del precio del gas natural en nuestro país bajo un esquema de regulación y por otra parte se realiza un análisis de la evolución de precios que ha presentado hasta nuestros días éste energético.

En el capítulo cuarto se desarrolla la estructura y organización de la industria del gas natural en México, además se realiza un análisis sobre cómo se encuentra organizada, sus principales procesos como son: extracción, producción, distribución y almacenamiento, asimismo se analiza tanto la situación actual de la distribución del gas natural así como la participación del sector privado en la misma, el consumo y la oferta que ha tenido este energético, así como la vinculación del mismo con el sector eléctrico, el cual es el más importante ya que ha impulsado al desarrollo del gas natural y por último se realizan algunas estimaciones del mercado del gas natural.

Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo en las cuales se revisan las perspectivas que tiene el gas natural en nuestro país como un energético sustituto del Gas L.P. tanto por sus ventajas económicas como ecológicas, además de que poco a poco éste ha pasado a ser más representativo para nuestra economía.

## Capítulo 1. Antecedentes

### 1.1. Inicios de la industria del gas natural

Los primeros descubrimientos de yacimientos de gas natural fueron hechos en Irán entre los años 6000 y 2000 A.C. Estos yacimientos de gas, probablemente encendidos por primera vez mediante algún relámpago, sirvieron para alimentar los "fuegos eternos" de los adoradores del fuego de la antigua Persia.

También se menciona el uso del gas natural en China hacia el 900 A.C. Precisamente en China se reporta la perforación del primer pozo conocido de gas natural de 150 metros de profundidad en el 211 A.C. Los chinos perforaban sus pozos con varas de bambú y primitivas brocas de percusión, con el propósito expreso de buscar gas en yacimientos de caliza. Quemaban el gas para secar las rocas de sal que encontraban entre las capas de caliza.<sup>1</sup>

El gas natural era desconocido en Europa hasta su descubrimiento en Inglaterra en 1659, e incluso entonces, no se masificó su utilización. La primera utilización de gas natural en Norteamérica se realizó desde un pozo poco profundo en la localidad de Fredonia, estado de Nueva York, en 1821. El gas era distribuido a los consumidores a través de una cañería de plomo de diámetro pequeño, servía tanto para cocinar y como método de iluminación.

A lo largo del siglo XIX, el uso del gas natural fue muy reducido porque no había forma de transportar grandes cantidades de gas a través de largas distancias, razón por la que el gas natural se mantuvo desplazado del desarrollo industrial por el carbón y el petróleo tal y como lo podemos ver en la siguiente cita:

*“Un importante avance en la tecnología del transporte del gas ocurrió en 1890, con la invención de las uniones a prueba de filtraciones. Sin embargo, como los materiales y técnicas de construcción permanecían difíciles de manejar, no se podía llegar con gas natural más allá de 160 kilómetros de su fuente. Por tal razón, la mayor parte del gas asociado se quemaba en antorchas y el gas no asociado se dejaba en la tierra.”<sup>2</sup>*

El transporte de gas por largas distancias se hizo practicable a fines de la segunda década del siglo 20 por un mayor avance de la tecnología de ductos. Así por ejemplo, en Estados Unidos entre 1927 y 1931 se construyeron más de 10 grandes sistemas de transmisión de gas. Cada uno de estos sistemas se construyó con cañerías de unos 51 centímetros de diámetro y en distancias de más de 320 kilómetros. Después de la Segunda Guerra Mundial se construyeron más sistemas de mayores longitudes y diámetros y fue posible la construcción de ductos de 142 centímetros de diámetro.

---

<sup>1</sup> <http://www.innergy.com>

<sup>2</sup> <http://www.innergy.com>

A principios de la séptima década del siglo veinte tuvo su origen en Rusia el ducto de gas más largo. La red de Northern Lights, de 5,470 kilómetros de longitud, cruza los Montes Urales y unos 700 ríos y arroyos, uniendo la Europa Oriental con los campos de gas de Siberia del Oeste en el círculo Ártico. Otra red de gas, más corta, pero de gran dificultad de ingeniería, es la que se extiende desde Argelia, a través del Mar Mediterráneo hasta Sicilia. El mar tiene más de 600 metros de profundidad en algunos tramos de la ruta.

El gas natural es una de las fuentes de energía primaria cuyo uso se ha acrecentado en el curso de la presente década. Su mayor penetración en los diferentes balances energéticos de los países industrializados ha sido lenta pero constante, han crecido las reservas y se ha expandido tanto su producción como su consumo a nivel mundial. A pesar de que en los países desarrollados este fenómeno se ha observado con mayor claridad, en América Latina también ha crecido su importancia y en diversos países productores se han comenzado a desarrollar métodos que incentivan su mayor utilización en los diferentes sectores de la economía.

Uno de los países de América Latina donde este fenómeno ha tenido un mayor impacto es, precisamente Brasil, país que siendo un importador neto de petróleo posee importantes reservas de gas natural. Como lo menciona Vázquez Enrique: (...) *En la mayoría de los países productores de petróleo el gas natural, siempre fue considerado como un subproducto de la explotación petrolera, y fue subvaluado, por los gobiernos de los países productores, y por las empresas petroleras internacionales. Los primeros, preocupados por extraer el máximo de crudo de los yacimientos y exportar, no implementaban políticas de aprovechamiento y la mayor parte de gas era enviado a la atmósfera, es decir, quemado; las segundas, concentraban sus inversiones para la exploración y explotación petrolera que no requería inversiones adicionales en transporte y distribución.*<sup>3</sup>

Por el contrario el gas natural requiere de cuantiosas inversiones fijas y, además por ser un energético de servicio público para el sector industrial, está sometido a una serie de reglamentaciones gubernamentales (impuestos, precios y tarifas, subsidios, etc.) por lo que no había resultado atractivo, hasta ahora, para los inversionistas extranjeros. De hecho estos han sido los factores que en general han dificultado el desarrollo y la explotación del gas natural.

Actualmente, la situación de alguna manera es distinta ya que se ha podido estimar un cambio lento pero muy importante en favor de este recurso energético. El gas natural ha comenzado a ser un energético que compite con el petróleo y con algunos de sus principales derivados, su poder calorífico, limpieza y, facilidad de transporte a grandes centros de desarrollo industrial, lo confirman. Lo que podemos establecer es que el gas natural, presenta más ventajas que el petróleo, lo que ha hecho que muchas veces se le haya denominado el «*príncipe de las energías*», debido a las ventajas que algunas de sus

---

<sup>3</sup> Vázquez Enriquez, Gonzalo Enrique. *Las crisis energéticas en Brasil*. El gas natural una fuente alternativa viable, año 1989, página. 16.

características intrínsecas le dan sobre el resto de los combustibles alternativos, sobre todo porque puede ser producido y utilizado con un deterioro mínimo del medio ambiente.<sup>4</sup>

## 1.2. Definición del gas natural

### ¿Qué es el gas natural?

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos de bajo peso molecular obtenidos de regiones que contienen petróleo en todo el mundo. Su composición es de aproximadamente 85 por ciento metano, siendo el resto propano, butano y nitrógeno. Las enormes presiones implicadas presentan grandes problemas de ingeniería. Algunas características básicas: a) propiedades: gas o líquido inflamable, incoloro casi inodoro; la temperatura de auto ignición es de 482 a 593,3° C; el índice de calor es de 8,89 cal/cm<sup>3</sup>, b) peligros: inflamable, peligroso riesgo de incendio y explotación; límites explosivos en el aire 3, 8 – 17 por ciento; de hecho se añade un olor más fuerte al gas combustible doméstico para precaución de seguridad.<sup>5</sup>

El principal uso del gas natural es de uso doméstico y de manera reciente se ha incrementado su uso como combustible industrial para la generación de energía. Es importante también el empleo del gas natural en la industria petroquímica a partir de los derivados que se obtienen del metano como son los casos de la síntesis de amoníaco, formaldehído y otras materias primas petroquímicas, fuente de gas de síntesis y metanol. Actualmente se tratan ahora invariablemente los gases húmedos tratando de restablecer los líquidos constituidos, que incluyen los hidrocarburos de parafina de butano así como octano. El líquido obtenido se obtiene despojando al gas natural húmedo y es conocido como gasolina de gas natural y es una fuente importante de los que constituyen la volatilidad por mezclar con la gasolina y obtenido por la destilación de petróleo del crudo.<sup>6</sup>

El gas natural es un recurso valioso que proporciona energía con destino a la producción de electricidad para fines comerciales, industriales y residenciales, así como materia prima para las industrias fertilizantes y de otros productos petroquímicos. De hecho, aunque tanto en los Estados Unidos como en el Canadá, países pioneros en el empleo del gas natural en grandes cantidades, el precio ha sido un factor importante en la progresión de las ventas, éste no ha sido el único. La comodidad del gas natural, cuya combustión se produce sin dejar humo o cenizas y que puede encenderse o apagarse en forma tan sencilla como la electricidad, unido a sus cualidades intrínsecas que lo hacen preferible a cualquier otro tipo de combustible en determinadas industrias, son factores que también han jugado a su favor.<sup>7</sup> De hecho, en los años recientes su caracterización de combustible limpio ha incrementado su uso de manera considerable en el mundo, pues como ya se ha mencionado, el gas natural tiende a quemarse de manera más limpia que el carbón o el petróleo que lleva

<sup>4</sup> Centeno, Roberto, *El petróleo y la crisis mundial. Génesis, evolución y consecuencias del nuevo orden petrolero internacional*, Alianza editorial, S.A., Madrid, año 1982, página 403.

<sup>5</sup> Hawley, *Diccionario de química y de productos químicos*, Ediciones Omega, 1993, página 499.

<sup>6</sup> Ellis, Carleton, *The Chemistry of petroleum derivatives*, The chemical catalog Co. Inc. U.S.A, 1934, página 15.

<sup>7</sup> Centeno, Roberto, *op.cit.*, página 405.

a que por la unidad de energía producida, las emisiones del gas natural de CO<sub>2</sub> son más pequeñas que aquéllas producidas por el aceite.<sup>8</sup>

En este sentido, la participación del gas natural en el balance energético de los países desarrollados y en vías de desarrollo es cada vez más importante. Ha aumentado la producción comercial y el consumo mundial de este recurso energético, los países productores y las empresas internacionales que están en la industria del gas han mostrado un gran interés por el desarrollo del gas natural e incrementar su participación en los balances nacionales de energía.

Por otra parte muchos países en vías de desarrollo han manifestado su gran preocupación de que importantes cantidades de gas estén siendo quemadas en la atmósfera en las operaciones de explotación de petróleo; que los yacimientos de gas no asociados descubiertos no se estén explotando, y que no se lleven a cabo exploraciones adecuadas en las distintas zonas gasíferas.

Por otro lado, actualmente es económicamente factible transportar el gas natural del medio oriente a los centros consumidores de Alemania, Italia, Francia e Inglaterra. Sin embargo, los gasoductos tendrían que atravesar un gran número de países, cuyas relaciones políticas no siempre son amistosas y dado que los gasoductos son susceptibles al sabotaje, es muy probable que en cualquier país por los que atraviesen pueden con facilidad cerrar una válvula y detener toda la industria que se abastezca con estas líneas.

---

<sup>8</sup> Graedel, T.E., Allenby, B.R., *Industrial Ecology*, Prentice Hall a Simon & Shuster Company Englewood Cliffs, New Jersey, 1995, página 28.

### Cuadro Núm. 1

El gas natural, por definición, es una mezcla de hidrocarburos y materiales incombustibles, en estado gaseoso, consistiendo esencialmente en metano. Sin embargo, la cantidad de cada uno de los componentes en la corriente del gas puede afectar de manera significativa la medición, de la eficiencia operacional de la tubería, pero encima de todo, a los clientes. Por consiguiente, una especificación aceptable de calidad se asigna en las transacciones de gas natural. Una especificación típica de calidad de gas se señala a continuación:

1. Oxígeno: El oxígeno no deberá exceder su contenido del 0.1 por ciento de volumen, y las partes tendrán que hacer un esfuerzo razonable para mantener el gas libre de oxígeno.
2. Sulfuro de hidrógeno: El sulfuro de hidrógeno no deberá exceder su contenido de 0.25 granos por 100 ft<sup>3</sup> de gas.
3. Mercaptans: El gas no deberá contener más de 0.25 granos (de mercaptans) por 100 ft<sup>3</sup> de gas.
4. Total de azufre: El total del contenido de azufre, incluyendo mercaptans y el sulfuro de hidrógeno, no deberá exceder de 2 granos por 100 ft<sup>3</sup> de gas.
5. Dióxido de carbono: El dióxido de carbono contenido no deberá exceder del 2 por ciento del volumen.
6. Líquidos: El gas tendrá que ser libre de agua y de otros líquidos objeccionables a la presión de la temperatura que el gas este liberado, y el gas no tendrá que contener algunos hidrocarburos que pudieran condensar libremente líquidos en la tubería bajo las condiciones normales de la misma y no tendrá que contener en ningún momento vapor de agua en exceso de 7 lb por 1,000,000 ft<sup>3</sup>.
7. Polvo, goma y materia sólida: El gas será comercialmente libre de polvo, gomas, formación de goma constituida, y otra materia sólida.
8. Valor de calefacción: El gas liberado contendrá diariamente, mensualmente o un promedio anual el contenido de calefacción no menor de 975 y no mayor a 1175 Btu/ft<sup>3</sup> sobre una base seca.
9. Temperatura: El gas no deberá de contener una temperatura menor a 40°F, ni mayor a 120°F.
10. Nitrógeno: El nitrógeno contenido no deberá exceder el 3 por ciento del volumen.
11. Hidrógeno: El gas no deberá contener monóxido de carbón, halógenos o hidrocarburos insaturados, y no deberá contener más de 400 ppm de hidrógeno.
12. Isopentano: El gas no tendrá que contener más de 0.20 gal isopentano o ser más pesado que los hidrocarburos por miles de pies cúbicos.

**Fuente:** Datta Loti – Barua, Ph.d, *Natural Gas Measurement and Control. A Guide for operators and Engineers*, McGraw – Hill, 1992. páginas 137 – 138.

El gas natural puede encontrarse de dos formas en el subsuelo, ya sea acompañado de petróleo crudo o bien sin presencia de éste. De tal forma que se puede clasificar de la siguiente manera:

**Gas asociado:** Es el gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento.

**Gas no asociado:** Es el gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen petróleo crudo.

En lo que se refiere a su composición puede ser gas húmedo dulce, gas húmedo amargo y gas seco:

**Gas húmedo dulce:** Es el gas natural al cual le fueron eliminadas las impurezas y que contiene productos licuables como gasolinas o gas LP.

**Gas húmedo amargo:** Es aquel que está compuesto de la misma forma que el gas húmedo dulce y adicionalmente contiene compuestos corrosivos de azufre.

**Gas seco:** Es un compuesto formado esencialmente por metano, y que contiene escasas cantidades de productos licuables.

Estos tres tipos de gas natural se encuentran directamente en los yacimientos. El gas natural asociado se encuentra generalmente como gas húmedo amargo. El gas no asociado puede encontrarse como húmedo amargo, húmedo dulce o seco. El gas seco y húmedo dulce pueden también obtenerse a partir del gas húmedo amargo. Este último puede ser procesado en plantas para quitarle los compuestos de azufre y transformarlo así en gas húmedo dulce. Éste a su vez puede ser transformado en gas seco si se le extraen los productos licuables.

Como combustible, tiene una aplicación extensa en la industria, pero su uso doméstico es limitado. En algunas ciudades como Monterrey, Distrito Federal, Guadalajara y otras del norte del país, se utiliza por medio de redes.

Su uso está más generalizado en países como Estados Unidos y Canadá, donde se cuenta con infraestructura especializada para su compresión y almacenamiento.

En México, el gas natural tiene un uso limitado como combustible primario en la industria y el transporte, por ejemplo, en los dos casos señalados, del total de combustible gaseoso utilizado un 95 por ciento corresponde al gas LP mientras que sólo un 5 por ciento corresponde al gas natural.

En años recientes el uso de gas natural se ha ido incrementado de manera significativa a nivel internacional. El gas natural es un combustible de elevada eficiencia térmica y bajo impacto ambiental, por lo que se ha convertido en un insumo con gran demanda para el sector industrial, comercial y esencialmente para el doméstico.

El desarrollo de la tecnología de ciclo combinado a base de gas natural para la generación de energía eléctrica, explica en gran parte el comportamiento dinámico de la demanda por este combustible. Esta tecnología ha permitido reducir sustancialmente el costo de generar electricidad en todo el mundo y así la utilización de plantas de menor tamaño que pueden instalarse cerca de los centros de consumo.

### 1.3. Principales ventajas y desventajas de este energético

**Cuadro Núm. 2**  
**Ventajas y desventajas del gas natural**

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
1. El gas natural está disponible inmediatamente	1. No se puede almacenar fácilmente
2. No requiere preparación previa a su utilización	
3. Los equipos y quemadores de gas natural son fáciles de limpiar y conservar	2. Es inoloro
4. La combustión del gas puede cesar instantáneamente tan pronto como cese la demanda de calor de los aparatos que lo utilizan	3. Es necesario ser muy estricto en cuanto a su manejo para evitar al máximo fugas
5. La regulación automática es sencilla y de gran precisión	
6. El rendimiento de combustión para sus múltiples aplicaciones es superior al de otros combustibles	4. Poder calorífico menor en comparación con el gas LP
7. Emisiones bajas de combustión con base a otros combustibles	
8. Representa un menor costo con respecto al gas LP	5. Alto costo de instalación en la infraestructura del sistema de distribución y transporte
9. Seguro en su manejo debido a sus características de peso específico y menor punto de inflamación, además de no ser tóxico	
10. Más estable en su manejo	
11. Representa menores costos de operación para el usuario	
12. Reducción en la emisión de residuos contaminantes	
13. Disminuye el nivel de emisiones contaminantes en la atmósfera	
14. Grandes beneficios económicos	
15. No requiere de procesos de manufactura, sólo se transporta	
16. No produce desechos sólidos	
17. Es más limpio ya que su combustión es perfecta	
18. Es más liviano que el aire, por lo que se diluye fácilmente en la atmósfera	
19. Es más cómodo, ya que la materia prima es más barata, pues no se fabrica	
20. No requiere de estanques, lo que incrementa la seguridad de los hogares, empresas e industrias.	

Fuente: Elaboración propia.

#### 1.4. El gas natural y sus aplicaciones

El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros. Ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia.

En el cuadro siguiente se muestran algunas de las más comunes aplicaciones del gas natural:

**Cuadro Núm.3**  
**Principales aplicaciones del gas natural**

Sector	Aplicaciones / procesos
Industrial	Generación de vapor Industria de alimentos Secado Cocción de productos cerámicos Fundición de metales Tratamientos térmicos Temple y recocido de metales Generación eléctrica Producción de petroquímicos Sistema de calefacción Hornos de fusión
Comercio y servicios	Calefacción central Aire acondicionado Cocción /preparación de alimentos Agua caliente
Energía	Cogeneración eléctrica Centrales térmicas
Residencial	Cocina Calefacción Agua caliente Aire acondicionado
Transporte de pasajeros	Taxis Autobuses

Fuente: Tomado de <http://www.innenergy.com>

Adicionalmente, el gas natural es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes. Debido a que el gas natural puede ser utilizado con grandes beneficios en un

amplio número de aplicaciones, puede sustituir a los energéticos alternativos que se señalan a continuación:

**Cuadro Núm. 4**  
**Energéticos que pueden ser sustituidos por gas natural**

Sector	Energía y/o combustible que se puede sustituir
Industrial	Carbón Electricidad  Diesel Combustóleo Gas licuado Gasolina Kerosene Leña
Generación eléctrica	Carbón Combustóleo
Comercio	Carbón Electricidad Combustóleo Gas licuado Kerosene Leña
Residencial	Electricidad Gas de ciudad Gas licuado Kerosene Leña
Transporte de pasajeros	Gasolina Diesel

Fuente: Tomado de <http://www.innergy.com>

Uno de los usos del gas natural que ha tomado mayor importancia en el último tiempo en nuestro país, dada la disminución en el recurso hídrico, es en la generación eléctrica.

### 1.5. Evolución del consumo del gas natural en México

En el caso de nuestro país no es sino hasta inicios de los años setenta cuando el gas natural es considerado como una importante fuente energética dejando de ser considerada subproducto de la industria petrolera. Desde mediados de los años cuarenta, el gas natural desempeñaba un papel secundario con base en los balances energéticos del país tanto por su escasa disponibilidad como por el hecho de que al igual que sucede en otros países en desarrollo que son grandes productores de hidrocarburos, la mayor parte del gas natural

asociado al crudo era enviado a la atmósfera. Sin embargo, dada la magnitud de la infraestructura petrolera podemos pensar en un desarrollo incipiente de la industria antes de los años setenta tal y como lo menciona Miguel Márquez:

*“La explotación, aprovechamiento y utilización del gas natural a niveles significativos, incluso desde antes de los setenta – ya sea por la cuantía de recursos que estas actividades han involucrado, por los niveles de producción o incluso comparado con otros países de América Latina -, permite que pueda hablarse del establecimiento de una verdadera industria del gas natural en el país.”<sup>9</sup>*

El gas natural es un energético primario, mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, cuyo principal componente es el metano del cual puede representar hasta 99 por ciento en algunos tipos de gas natural, mientras que en otros puede ser de 80 por ciento menos. Contiene además otros componentes de hidrocarburos, como etano, propano y butano, presentes en concentraciones decrecientes. Pueden encontrarse también otros gases no hidrocarburos como dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno. Por otra parte a un gas natural que contiene compuestos de azufre y óxido de carbono (CO) se le denomina gas amargo en contraposición al gas dulce, el cuál no posee tales compuestos. Cuando el gas natural contiene cantidades apreciables de hidrocarburos, fácilmente condensables (tales como etano, propano y butano), se llama húmedo, mientras que si éstos están presentes en cantidades pequeñas se llama seco.

**Cuadro Núm. 5**  
**Principales características del gas natural**

<b>Gas</b>	<b>Características</b>
<b>Gas seco</b>	Posee pequeñas cantidades de etano, propano y butano, no contiene hidrocarburos que se licuan a temperatura y presión ambiente. Gas que no contiene vapor de agua, o sea gas "sin agua".
<b>Gas húmedo</b>	Contiene apreciables cantidades de etano, propano y butano, así como hidrocarburos licuables a temperatura y presión ambiente. Además contiene vapor de agua.
<b>Gas amargo</b>	Posee compuestos de azufre y óxido de carbono, contiene cantidades significativas de ácido sulfhídrico y se trata usualmente con trietanolamina para remover los elementos indeseables.
<b>Gas dulce</b>	Contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

Fuente: Elaboración propia.

<sup>9</sup> Márquez, Miguel. "La industria del gas natural en México 1970 – 1985". El Colegio de México. página 9.

La producción y uso del gas natural surgen originalmente como resultado de la explotación del crudo. En sus orígenes el gas natural fue un subproducto no deseado de la explotación de los yacimientos petroleros toda vez que el gas se encontraba asociado al crudo extraído, lo que algunas veces generaba peligrosas condiciones para las actividades perforatorias y de producción. De hecho, tuvieron que pasar algunas décadas para que la industria petrolera, tomase conciencia de que la existencia del gas natural y la presión que éste ejercía en los yacimientos posibilitaba la recuperación del petróleo, lo que más tarde permitiría el desarrollo de la industria petrolera.

Nos plantea Márquez que (...) *Hasta hace relativamente pocos años una parte del gas natural asociado era quemado o enviado a la atmósfera y la mayor parte era reinyectado al yacimiento y/o utilizado para la extracción de petróleo en la llamada operación de bombeo neumático, también conocido como gas lift. Los niveles de utilización de aprovechamiento del gas natural en el mundo no eran ni son iguales para los distintos países o regiones poseedoras de yacimientos gasíferos. Éste ha dependido de varios factores que van desde la magnitud o riqueza de los yacimientos descubiertos hasta el grado o nivel de desarrollo alcanzado por los usos otorgados al gas en el sector eléctrico y particularmente en el industrial.*<sup>10</sup>

Por otra parte cabe señalar que el desarrollo del mercado del gas adquiere importancia en los años sesenta gracias a significativos e importantes descubrimientos de reservas. Su mayor disponibilidad, así como la reducción en términos relativos de los costos para su producción, aprovechamiento y transporte, y el desarrollo de las tecnologías ligadas a dichas actividades, proporcionarían una fortificante atracción a la emanante industria del gas en muchos países. El crecimiento y expansión en el uso de gas natural ya no sólo como fuente de energía, sino también como materia prima o insumo en la industria, fue seguido de un incremento del comercio internacional y del transporte a largas distancias, teniendo como primordial fin el complementar las producciones nacionales haciendo frente a las crecientes necesidades internas.

Como consecuencia de que el petróleo y el gas natural se encuentran juntos, la tecnología utilizada para la exploración, producción y procesamiento es similar para ambos productos, y a pesar de esto el grado de integración vertical en la industria del gas natural es limitado con respecto a la industria petrolera. Las razones importantes que explican tal diferencia surgen de los aspectos económicos relativos al transporte y tratamiento del gas natural, debido a la tenacidad que representa la producción y comercialización del gas natural con respecto a la del petróleo y finalmente por el papel directo que desempeñan los principales estados con respecto a las ventas finales de gas natural.

En el trabajo de Márquez se plantea que (...) *“los costos de producción varían por razones técnicas (diferencias climáticas, dificultades que presenta el terreno en el cual se opera, rendimiento por pozo, etc.) y, en forma mucho más importante, por el hecho de que parte del gas (asociado) es obtenido como un subproducto o derivado de la producción de crudo. Pero con frecuencia, el mayor peso en los costos está representado por su transporte al*

---

<sup>10</sup> Márquez, Miguel, op.cit., pág. 14.

*mercado. En efecto, debido a la baja densidad del gas natural, los gasoductos resultan más caros que los oleoductos, y más caro aún es su transporte marítimo, ya que se requieren instalaciones portuarias y sofisticados medios para su licuefacción y regasificación.*<sup>11</sup>

El trascendente aumento de los precios registrado entre 1972 y 1982 modifica la situación económica relativa del uso del gas volviendo atractiva y justificada su explotación y uso en situaciones que antes no lo eran. Por tal motivo desde mediados de los setenta, el gas natural se vuelve una alternativa importante con respecto al petróleo, aunado a esto la limpieza que implica a diferencia de otros combustibles fósiles, así como las diversas ventajas que ofrece en varias de sus aplicaciones, ya que posee la capacidad de ser fácilmente regulado para quemar con alta eficiencia. Por otro lado cabe señalar que otra parte fundamental se constituye por los elevados montos de inversión que exigen las actividades de transporte y distribución, sobre todo a largas distancias, así como el incremento en los costos reales para encontrar y desarrollar las reservas de gas natural en el mundo, debido a que representa altos costos de producción en campos marinos, y el incremento de los mismos encaminarían perforaciones a profundidades mayores en la tierra.

Desde principios del siglo pasado, tanto en Guadalajara como en la capital se elaboró gas de hulla también denominado como carbón de piedra, el cual puede ser definido como aquella radiación solar enterrada, que es el fósil de enormes helechos arborescentes que absorbieron dicha radiación solar derramada sobre el mundo prehistórico, y que ahora nos devuelve dicha radiación en forma de fuego; pero esto no es bastante. El carbón de piedra no tiene una composición química fija. Es una roca compuesta, principalmente, de carbono y formada a expensas de materia vegetal, capaz de quemarse como combustible, y que al arder produce calor y luz en diferentes proporciones. La variada composición del carbón de piedra depende parcialmente del material de que ha sido formado, esto es, de la clase de vegetal de que procede y, parcialmente, de, dónde y cómo se ha formado, o sea, en qué condiciones de lugar, tiempo y presión se ha producido, así como de las influencias del calor y de los cambios químicos a que ha estado sometido, (el cuál esta integrado por una combinación de gases combustibles, los cuáles son obtenidos mediante un proceso de destilación seca de la hulla mediante gasógenos de gas); las redes de distribución de este gas elaborado que fueron olvidadas por pugnas entre intereses particulares de las ciudades de México y Guadalajara, fueron aprovechadas por la Ciudad de Monterrey para sustituir el gas natural de Texas, gracias a que, la “Compañía de Gas de Hulla” trabajaba en el consorcio con la de “Energía Eléctrica”, siendo en aquella época el gerente de la “Compañía Mexicana de Gas, S.A.” el Sr. Jack Shaw, quién desde 1930 introdujo el flujo de gas natural texano.<sup>12</sup> Sin embargo, ya gran parte se abastecía del gas producido en Tamaulipas por la “Ohio México Oil Corporation”, asociada al “Control de Administración del Petróleo Nacional”. Para 1950 era Petróleos Mexicanos (Pemex) el que gracias a los enormes yacimientos descubiertos, abastecía la zona.

Los volúmenes de gas producidos, en su mayor parte quemados en la atmósfera (sobre todo en el período de 1918-1924), fueron enormes; solo una pequeña parte de la producción se

<sup>11</sup> Márquez, Miguel, *op.cit.*, pág. 15.

<sup>12</sup> Centeno, Roberto, *op.cit.*, página 405

utilizó como combustible a los comienzos de la industria y en las propias instalaciones de la misma, sin ser motivo alguno de comercio. Esta política fue seguida por Petróleos Mexicanos (Pemex) durante mucho tiempo, hasta que las condiciones financieras le permitieron llevar a cabo una explotación más eficaz del recurso, así como también de los componentes licuables que hasta antes de 1938 solamente se producían a volúmenes no mayores de 1,000 barriles por día.

No fue sino hasta la época del presidente Alemán cuando quedó definitivamente asentada la industria. Por lo que el año de 1947 marcó un cambio estructural en la industria petrolera mexicana. Se tomaron medidas de conservación, y se intensificó el estudio con miras al mejor aprovechamiento económico de los recursos.

En México la nacionalización de la industria tuvo efectos favorables para la conservación de este recurso. Se mantuvo en estrecha vigilancia la relación gas-aceite, que es la que indica qué volumen de gas tiene que extraerse del yacimiento por cada barril de petróleo producido. Se tuvo especial consideración para los trabajos de recuperación secundaria, ya que a la vez que proporcionan una fuente más de obtención de gasolinas, representan una mayor seguridad en cuanto a la posición de las reservas probadas actuales, y se cuidó la política de mantener la energía impulsora de los yacimientos, mediante el mantenimiento del gas en el subsuelo.

Nos dice Márquez que hacia ... *“1945, el descubrimiento del yacimiento Misión en el norte del país da inicio de cierta manera a la historia del gas natural en México. De hecho, las actividades ligadas al aprovechamiento de este hidrocarburo son iniciadas en años posteriores, al realizarse las obras de reinyección al yacimiento Poza Rica y particularmente con las construcciones de los gasoductos entre la planta de absorción allí ubicada y el Distrito Federal, y desde Reynosa a Monterrey, al desarrollarse los campos productores de gas al noroeste de Tamaulipas. Desde aquel entonces, las dificultades que afrontó Pemex para desarrollar las actividades ligadas al aprovechamiento del gas son las que normalmente se encuentran en este tipo de industria incipiente, a saber: la construcción de sistemas de transportes y el establecimiento de mercados. En este sentido, los problemas a los cuales tiene que enfrentarse la empresa son más de índole económico y de inversión que de orden técnico para descubrir y producir gas natural. Este tipo de problemas se debieron, en buena parte, a que la producción de gas natural adquiere en México una importancia relativamente tardía como fuente de suministro energético, tomando en cuenta el auge temprano de la explotación petrolera.”*<sup>13</sup>

Por otra parte, hasta que los gasoductos se abrieron paso e hicieron accesible el producto a los grandes mercados, el procesamiento del gas natural resultaba improductivo. A finales de los años cuarenta aún no se comercializaba el gas natural. Las líneas de conducción de longitud, eran menos de 100 Km. y de reducido diámetro (menos de 12 pulgadas) y sólo se utilizaban para abastecer de combustible a las instalaciones de Pemex. A pesar de esto existían gasoductos de propiedad privada cuya extensión era aproximadamente 300 Km Y unía el sur de los Estados Unidos con la ciudad de Monterrey.

<sup>13</sup> Márquez, Miguel, op.cit., pág. 21.

Por otra parte en lo concerniente a la red de gasoductos, ésta aumentó en forma considerable no sólo en términos de kilómetros, sino también en cuanto al diámetro de las tuberías. A fines de los sesenta, se contaba con más de 4,000 kilómetros de líneas de conducción, proviniendo el fluido en más de 70 por ciento de los campos asociados al crudo y con tuberías que alcanzaron hasta 24 pulgadas de diámetro.

El desarrollo y consolidación de esta naciente industria se encontró con considerables apremios en los grados relativos de desarrollo industrial logrados a partir de los años cuarenta, pero en especial, con el desarrollo y crecimiento de la industria petroquímica desde principios de los años sesenta, al tornarse ésta un importante consumidor de gas natural tanto como materia prima y como energético.

En base al aumento en el consumo del gas natural, los descubrimientos de nuevos yacimientos y la utilización limitada de los líquidos, así como las fuentes suplementarias de aprovisionamiento de hidrocarburos en esos tiempos, evidenciaron ampliamente las inversiones realizadas con el fin de aprovechar el gas natural permitiéndose así realizarse de manera más paulatina, el acceder a una verdadera industria gasera. Por ejemplo para (...) 1970, la participación relativa de gas natural en la producción nacional de energía fue 32.6 por ciento. La producción de gas natural fue de 1822.0 Millones de pies cúbicos diarios (MMPCD). Las reservas probadas totales de hidrocarburos, al 31 de diciembre del mismo año, fueron establecidas en 5,568 Millones de barriles (MMB) de las cuales 40.9 por ciento del total estaban constituidas por gas natural. La producción neta de gas natural (cuyo concepto se asimila al de disponible) para dicho año fue de 1,254. 3 millones de pies cúbicos diarios. La diferencia entre esta última y la producción (567.7 millones de pies cúbicos diarios) se debió al encogimiento por procesamiento (92. 2 millones de pies cúbicos diarios) y fundamentalmente a los elevados volúmenes enviados a la atmósfera (475. 5 millones de pies cúbicos diarios), que representaban 26 por ciento del total de gas producido y alrededor de 60 por ciento del total de gas asociado (...)<sup>14</sup>

Es importante señalar que el problema del desaprovechamiento en México, subsiste desde antes de los años treinta. Con la construcción del complejo petroquímico de Poza Rica y la instalación de las primeras plantas endulzadoras y de absorción, en 1946, se dan los primeros pasos para recuperar los licuables de gas natural, iniciar la recuperación secundaria de crudo y comercializar el gas mediante un gasoducto para su transporte desde ese centro productor a la Ciudad de México.

“En años venideros, la capacidad de tratamiento de gas natural se vería incrementada por la instalación de nuevas plantas y ampliaciones. De éstas destacan:

- Las ampliaciones realizadas en Poza Rica a las plantas de tratamiento de gas, en 1950, permite hacer pasar la capacidad de 75 a 120 millones de pies cúbicos diarios; una segunda ampliación, en 1955, pretendía una planta purificadora de gas (con capacidad de 150 millones de pies cúbicos diarios); una absorción (75 millones de pies cúbicos diarios); una segunda deshidratadora (100 millones de pies cúbicos diarios), y una endulzadora y desetanizadora de propano puente;

<sup>14</sup> Márquez, Miguel, op.cit., pág. 26.

- en Reynosa, una planta que fue construida en 1955 (con capacidad de 300 millones de pies cúbicos diarios);
- en ciudad Pemex, las instalaciones comprendían al sistema de recolección de gas, la planta absorción (con capacidad de 300 millones de pies cúbicos diarios) y el sistema de reinyección de gas yacimiento. Esta planta hizo posible iniciar el aprovechamiento de gas proveniente de Macuspana. A principios de 1947, la capacidad de absorción era de 75 millones de pies cúbicos diarios y a fines de los cincuenta ascendía a 840 millones de pies cúbicos diarios.<sup>15</sup>

El aumento en la producción de gas provocó que su uso se comenzara hacer en mayor escala. De conformidad con los incrementos en las capacidades de tratamiento y proceso, se vio la necesidad de iniciar la instalación de 152 compresoras, las cuales se distribuían de la siguiente forma: zona sur 74; Poza Rica 52, y al Distrito Frontera Noreste 26. En 1969, se encontraban 119 compresoras en operación y en 1970, se instalaron las restantes.

Sin embargo, la quema de gas continuó siendo bastante significativa ya que en 1970, los volúmenes de gas quemados o enviados a la atmósfera, fueron de 476 (MMPCD), lo cual representaba el 26 por ciento de la producción total, 35 por ciento del gas utilizado y un poco más de 60 por ciento de los volúmenes destinados a ventas internas.

La producción de gas natural en 1970 estaba compuesta casi en 65 por ciento por gas natural no asociado proveniente de las zonas norte y sureste, esencialmente de los distritos noreste y Ciudad Pemex, y el 35 por ciento restante por gas asociado, el cual provenía en su mayor parte de las zonas centro y sur.

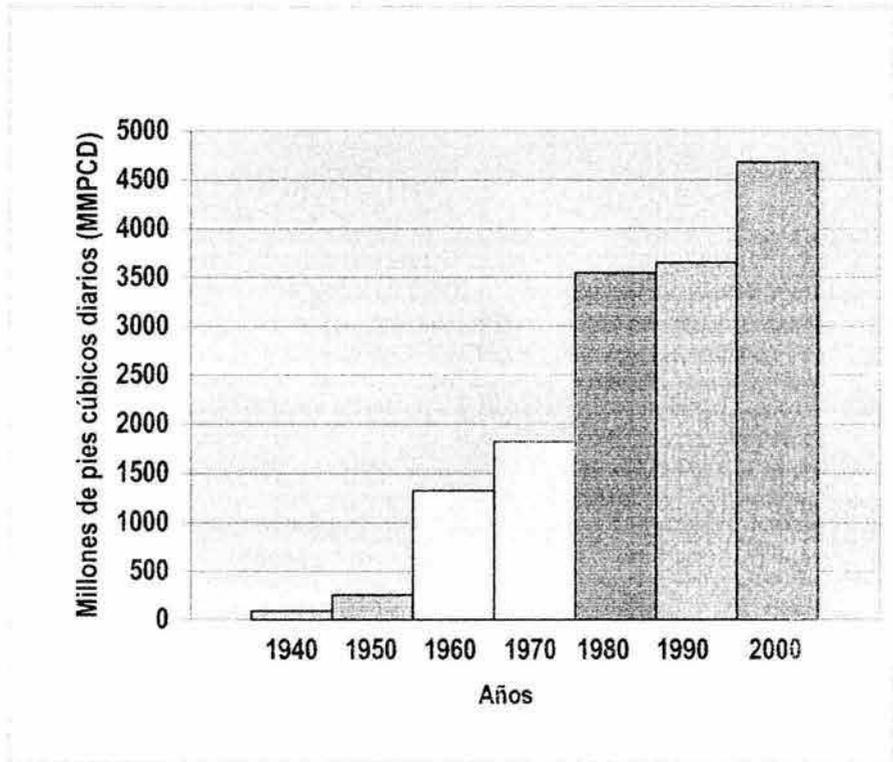
A principios del sexenio de Luis Echeverría surgieron graves problemas con respecto a la industria del gas natural ya que había un lento crecimiento de la producción y las reservas sufrían cierta decadencia, además existía una demanda insatisfecha provocada por el aumento sostenido del consumo, así como la falta de aprovechamiento de gas natural asociado que era producido, y por último la escasez de recursos financieros.

A continuación se hace una gráfica de la producción de gas natural en el periodo 1940 – 2000, en ella se puede observar como éste energético a lo largo del tiempo ha obtenido un importante crecimiento a nivel productivo.

---

<sup>15</sup> Márquez, Miguel, op.cit., pág. 48.

**Gráfica Núm. 1**  
**Producción de gas natural**



**Fuente:** Elaboración propia con base a Pemex, Anuario estadístico, varios años

Los altos volúmenes de gas quemado eran el resultado de la inevitable tarea de incrementar la producción de crudo, exigencia impuesta por el ritmo de crecimiento experimentado por la demanda que había involucrado crecientes importaciones de productos petrolíferos.

Efectivamente, entre 1970 y 1976, el leve aumento registrado en la producción de gas natural, asociado al aumento un poco más que proporcional de la quema de gas asociado, trajo como consecuencia que los volúmenes disponibles, aunque mayores, resultasen insuficientes para cubrir la creciente demanda interna. La demanda insatisfecha en aquel período fue en gran medida cubierta por su sustituto el combustóleo.

En 1982, el encadenamiento de una serie de acontecimientos llevó al país a una crisis. Los problemas de origen interno se vieron agudizados por la persistente crisis económica mundial, las crecientes tasas de interés en los mercados financieros internacionales, su impacto sobre el servicio de la acrecentada deuda externa, la cual había sido contraída en el sexenio de López Portillo, y finalmente, la baja acelerada de los precios en el mercado mundial del crudo.

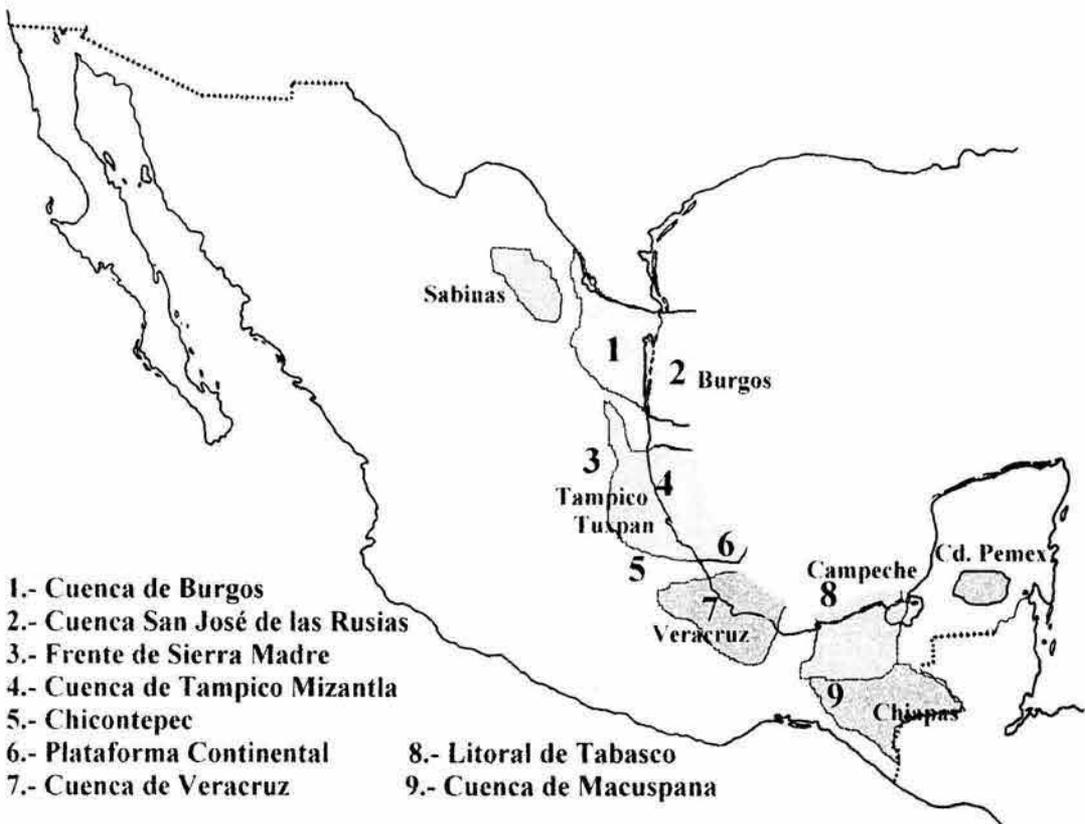
Las directrices de las políticas económica y social adoptadas y los lineamientos estratégicos para el sector energético, contenidos en el plan nacional de desarrollo, determinaron los tres grandes ejes de la política energética para el sexenio, 1982-1988: aumento de la productividad, ahorro energético y diversificación de las fuentes.

En lo que respecta al gas natural, en la administración de Miguel de la Madrid involucraba un mejor aprovechamiento de la capacidad productiva de infraestructura disponible; la solución a los problemas ligados a la quema de gas asociado; el mejoramiento en el uso de las instalaciones y la eliminación de insuficiencias operativas.

Después de la desaparición del auge petrolero, se solicitó que la participación del gas natural, como fuente de energía primaria, se acrecentara significativamente, e igual evolución debía enfrentarse a su utilización como materia prima, particularmente para la elaboración de fertilizantes petroquímicos y acero. No obstante, la producción de gas natural había iniciado un lento pero sostenido descenso ya que disminuyó de 4.5 por ciento en 1983 (con respecto a 1982); a 7.4 en 1984, y a 4 por ciento en 1985. De tal manera que la producción de gas natural pasó de 4,246.3 (MMPCD) obtenidos en 1982, a 3,603.7 en 1985.

La disminución en la producción de gas natural, en este período, se debió al abatimiento de la presión en yacimientos de gas no asociado; al número insuficiente de nuevos campos de gas, y a la disminución de la relación gas / aceite en los campos de gas asociado. Efectivamente, la producción de gas no asociado pasó de 945.1 (MMPCD), en 1982, a sólo 588.7, obtenidos en 1985, como resultado de la disminución de los volúmenes extraídos en todos los distritos, destacando el Distrito Frontera Noreste (-26 por ciento) y Ciudad Pemex (-15).

Mapa Núm. 1  
Principales zonas productoras de gas natural



Fuente: Elaboración propia con base en datos anuales de Pemex.

### **1.6. Consumo del gas natural en Norteamérica, Europa y América Latina**

El gas natural, es la fuente de energía primaria de más rápido crecimiento en los años recientes, con 4.7 trillones de m<sup>3</sup> en 1997 y su proyección, se estima en más del doble para el período 1997 - 2020. En cuanto a su participación en el total de consumo de energía, se estima crecerá desde un 22 por ciento en 1997 a un 29 por ciento en 2020.<sup>16</sup>

Su mayor incremento ha sido en la generación de electricidad. Las turbinas de gas de ciclo combinado en las plantas de generación, ofrecen algunas de las más altas eficiencias económicas disponibles y además el gas natural es ambientalmente atractivo pues emite menos dióxido de sulfuro, dióxido de carbono que el petróleo y el carbón. En los países industrializados dadas estas ventajas económicas y ambientales la proyección de crecimiento en su consumo, es la más alta entre los combustibles tradicionales. Para los países en desarrollo se espera que el gas natural, se utilice para la generación eléctrica y otros usos tales como combustible de uso doméstico y para la industria.

Por otro lado, como ya se ha mencionado el gas natural exhibe muchas similitudes con el petróleo ya que se encuentra en la naturaleza en yacimientos parecidos a los petrolíferos y en ocasiones asociado con él. Debido a esto, su exploración y su extracción se efectúa muchas veces ligada a la del petróleo, ya que las técnicas y los sistemas son similares, por lo cual no existe seguridad alguna de si se encontrará gas o petróleo. Efectivamente la producción de petróleo está siempre ineludiblemente ligada a la extracción de una cantidad mayor o menor de gas, debido a las condiciones de presión y temperatura que existen en los yacimientos, el gas natural se encuentra disuelto en el petróleo. Por todo lo anteriormente señalado podemos decir que la industria del gas natural se encuentra considerablemente ligada a la petrolera, al menos en sus primeras fases, ya que en la distribución suelen ser sociedades diferentes a las productoras quienes llevan el gas al consumidor final.

#### **Norteamérica**

El empleo del gas natural como materia prima energética es un hecho relativamente nuevo; hasta la década de los años 20 en la que fueron puestas a punto técnicas para construir y soldar tuberías capaces de resistir altas presiones, y por tanto de transportar el gas a grandes distancias, su comercialización en gran escala era imposible. El país que más ha comercializado el gas natural ha sido Estados Unidos. El gas empezó a ser utilizado por las industrias y el sector doméstico inicialmente en el área de los Apalaches y en el Sudoeste, las cuales se encontraban situadas en la proximidad de los campos de gas. Más tarde durante la década de los años 30, el gas procedente de los campos de Texas comenzó a transportarse cada vez a mayores distancias, hasta alcanzar los grandes mercados del Este y del Oeste, y como se trataba de una producción «fatal» asociada al petróleo, cuya única alternativa era quemarlo en la antorcha en los propios campos, sus bajos precios hicieron

---

<sup>16</sup> <http://www.cipres.com>

crecer su demanda con rapidez, de tal manera que en 1945, al finalizar la guerra el gas natural representaba el 13 por ciento del consumo de energía primaria del país. No obstante, el verdadero auge del gas natural comenzó después del conflicto bélico, debido a que su demanda crecía con gran rapidez, superando a la del petróleo, así que en 1971, año en que alcanzó su máximo desarrollo, el gas natural llegó a contribuir con el 34.0 por ciento del consumo total de energía primaria. Desde esa fecha, y como consecuencia del rápido descenso en las reservas probadas, su participación ha caído hasta representar un 27 por ciento del consumo energético total en 1981.

En Canadá el gas natural ha sido de gran importancia desde 1947 cuando se descubrieron importantes yacimientos en Alberta, en el oeste de ese país, además de ser considerado como el segundo país del mundo en desarrollar esta fuente de energía en gran escala. Para Estados Unidos y Canadá, se estima un crecimiento en el consumo de gas natural de 1.6 por ciento anual entre 1997 y 2020 y un 2.4 por ciento para México. Lo anterior debido principalmente a su uso para generar electricidad. En Estados Unidos, cerca del 90 por ciento de la nueva capacidad para la generación, entre 1997 y el 2020 será por ciclo combinado y/o combustión de gas natural en turbinas.<sup>17</sup>

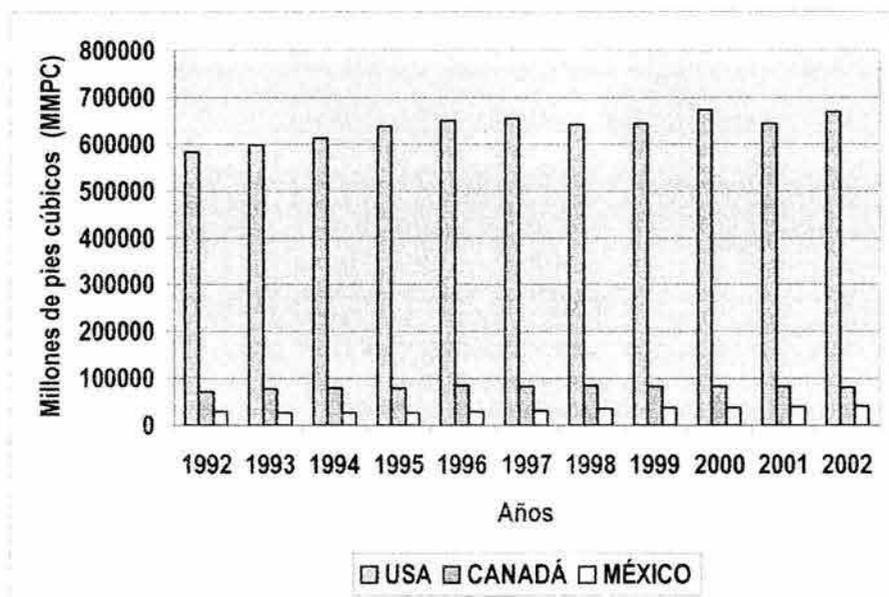
Cabe señalar que en 1998, aproximadamente, el 55 por ciento de la producción canadiense fue exportada a Estados Unidos. Se están haciendo importantes inversiones en infraestructuras, entre los dos países para satisfacer la demanda estadounidense.

Para México, se estima un aumento en la demanda del 9.2 por ciento anual entre 1998 y 2007, estando el mayor porcentaje en la demanda para generación eléctrica, pero también se espera un crecimiento en el uso de gas natural en la manufactura y las plantas de ensamblado localizadas cerca de la frontera con Estados Unidos.

---

<sup>17</sup> <http://www.cipres.cec.uchile.com>

**Gráfica Núm. 2**  
**Consumo de gas natural 1992 – 2002**



Fuente: Elaboración propia con base a BP statistical review of world energy 2001

## Europa

Antes de desaparecer la Unión Soviética, existían en dichas zonas geográficas las mayores reservas conocidas de gas natural en el mundo y la enorme amplitud de sus cuencas sedimentarias ofrecían un potencial aún mayor, el consumo de gas natural crecía también con una rapidez considerable, representando en 1981 el 27 por ciento del consumo total de energía primaria, año en que superó también al carbón por primera vez.

Las reservas de gas europeas están principalmente en Holanda, Noruega y el Reino Unido. La producción en esos países corrientemente sobrepasa la producción de otras regiones, con reservas más grandes como el Oriente Medio. Pero cerca de un tercio de la demanda de gas europea es satisfecha por gasoductos desde la ex Unión Soviética y Algeria.

En Europa Occidental, por el contrario, la llegada del gas natural es mucho más reciente, ya que a partir de 1960 su consumo comenzó a extenderse. No obstante, la utilización de gases combustibles en Europa se remonta a principios del siglo XIX: al principio se trataba únicamente de gas de hulla<sup>18</sup> producido en fábricas de gas, al cual se unieron

<sup>18</sup> El gas de hulla o gas de agua está integrado por una combinación de gases combustibles, los cuales son obtenidos a través de un proceso de destilación seca de la hulla mediante gasógenos de gas, su poder calorífico es bajo, del orden de las 4,200 Keal / Nm<sup>3</sup>, lo cual obliga a que las redes de distribución tengan diámetros mayores que los que

progresivamente el gas de coquería<sup>19</sup> y el gas de hornos altos<sup>20</sup>, al desarrollarse la industria siderúrgica, y finalmente, los gases de refinerías<sup>21</sup> y los gases fabricados a partir de productos petrolíferos. Dichos gases, que en 1962 representaban aún el 75 por ciento del consumo de gas en Europa, fueron gradualmente eliminados o relegados a usos muy específicos, por el gas natural; pese a esto, en las regiones donde eran empleados abundantemente permitieron un desarrollo rápido de este último, dado que en las mismas existía ya una experiencia de las ventajas ofrecidas por la utilización de los gases combustibles, sólo existía un limitante que era el precio.

Los primeros descubrimientos importantes de gas natural en Europa occidental tuvieron lugar en Austria, donde durante el período de ocupación los soviéticos realizaron intensos trabajos de exploración, que dieron lugar al descubrimiento de gas en yacimientos relativamente importantes de petróleo en la región de Viena. Cuando terminó la ocupación en 1955, el gas cubría ya alrededor del 10 por ciento de las necesidades de energía primaria del país, cifra que se mantuvo hasta fechas relativamente recientes, en las que Austria comenzó a realizar grandes compras de gas ruso para reemplazar a la producción declinante de estos yacimientos y para incrementar la participación del gas en su balance energético, que en 1981 fue del 14 por ciento.

Los recientes incrementos en la demanda reflejan el aumento del uso del gas natural para la generación eléctrica y para el sector industrial. Las inversiones europeas en infraestructura en 1998 incluyen la construcción de cuatro nuevos gasoductos para transportar el gas natural desde el norte de África.

En Europa del Este el consumo de gas natural ha tenido una continua declinación. La Federación Rusa continúa dominando el comercio mundial de gas natural exportando 0.1 trillones de m<sup>3</sup> al resto de Europa.

En Italia, país prácticamente carente de recursos energéticos propios, el descubrimiento de gas en cantidades importantes en 1949, en el valle del Po, supuso un impulso considerable para la industrialización de todo el norte del país. Además, y aunque los yacimientos, hoy ya en claro declive, no fueron tan grandes como se pensó en un principio, su puesta en explotación permitió a Enrico Mattei la creación de una gran empresa de nivel internacional, que tanto ha supuesto en el desarrollo energético de Italia. En la actualidad, Italia importa gas de Holanda, Libia, Unión Soviética y Argelia, lo que junto con la producción interna, hace del gas una fuente energética importante, que en 1981 representaba el 15 por ciento del consumo total de energía primaria del país.

---

se precisan para otros gases que cuentan con un mayor poder calorífico para una misma cantidad de energía distribuida. Actualmente el gas doméstico se obtiene por «cracking» de naftas, los cuales han desplazado casi totalmente a la hulla como materia prima para la obtención del mismo.

<sup>19</sup> El gas de coquerías es un subproducto de la fabricación del coque, con características similares a las del gas de hulla. Ha tenido gran importancia en algunas zonas de Europa, tal como el Ruhr.

<sup>20</sup> El gas de altos hornos es un subproducto de la fabricación de arrabio, tiene un poder calorífico bajo de 800 Kcal / Nm<sup>3</sup> lo cual lo hace inutilizable fuera de la zona donde es producido.

<sup>21</sup> Los gases de refinería son aquellos gases que no son condensables, los cuales son obtenidos a través de procesos de refinamiento: metano, etano e hidrógeno, principalmente.

En Francia el primer descubrimiento de gas natural tuvo lugar en 1939, en la localidad de Saint Marcet, en el sudoeste del país dicho yacimiento aunque de pequeñas dimensiones fue muy desarrollado durante la guerra, y las exploraciones subsiguientes a que dio lugar tuvieron como consecuencia el descubrimiento del yacimiento de Laca en 1950. Dicho yacimiento contribuyó en forma importante a la recuperación industrial de Francia durante la postguerra, además de favorecer a la creación de una importante red gasista en todo el país, siendo en la actualidad la contribución del gas natural al balance energético de 10 por ciento.

Holanda es con una gran diferencia el país de Europa occidental que posee las mayores reservas. A pesar de que ya se habían realizado numerosos sondeos en busca de gas y petróleo, los pobres resultados obtenidos descartaron prácticamente la posibilidad de encontrar algo importante. A pesar de eso, en 1959, durante la perforación de un sondeo en el norte del país, al atravesar unas formaciones apareció imprevistamente una gran cantidad de gas. Aunque la compañía descubridora, N.A.M., no divulgó la importancia real del hallazgo durante años, hasta llegar a un acuerdo con el gobierno para la comercialización del gas, este descubrimiento revolucionó el futuro de su abastecimiento de energía, y condujo a la exploración intensiva del Mar del Norte. El yacimiento de Groninga, el mayor de toda Europa occidental, comenzó a producir en 1960, situándose así su nivel de extracción en los 83,000 millones de metros cúbicos, lo que en equivalente calorífico es una cifra algo superior a las necesidades energéticas totales de Holanda. Sin embargo de este total, se exporta más del 50 por ciento. Respecto al consumo interior del gas natural llegó a cubrir actualmente el 41 por ciento de las necesidades de energía primaria de Holanda.

En Alemania, dónde a mediados de los años 60 se descubrieron reservas de cierta consideración, cerca del yacimiento holandés de Groninga, el gas natural pasó a cubrir una parte significativa de las necesidades energéticas del país con un 17 por ciento en 1981.

En el Reino Unido, donde hasta mediados de los años 60 la utilización del gas natural se limitaba al enriquecimiento del gas manufacturado, los descubrimientos efectuados en el Mar del Norte produjeron un gran crecimiento del consumo que habría de doblarse entre 1971 y en 1974, llegando a cubrir en 1981 el 22 por ciento de las necesidades energéticas del país, frente a un 12 por ciento en 1973 al iniciarse la crisis petrolera. Globalmente, la producción de los países de Europa occidental se ha desarrollado rápidamente gracias a los descubrimientos en Holanda, Mar del Norte y más recientemente en Noruega, 180,000 millones de metros cúbicos en 1981 frente a 76 000 millones en 1970. El consumo, teniendo en cuenta las aportaciones (Argelia, Libia y URSS) es algo superior a la producción 220,000 millones de metros cúbicos en 1981.<sup>22</sup>

Como consecuencia de este desarrollo, el gas es ahora más importante que el carbón en la mayor parte de los países europeos. En los Estados Unidos, la Unión Soviética y Holanda, el gas natural es una fuente energética considerable, aunque en otros países resulta insignificante. Esta extrema variabilidad en la participación del gas (tanto natural como manufacturado), de menos del 2 por ciento en España y Suecia a más del 40 por ciento en

---

<sup>22</sup> Centeno, Roberto, op, cit; pág.407.

Holanda, sugiere que el gas es una fuente de energía extremadamente versátil y capaz de sustituir a otros combustibles, sin más limitaciones que su precio y sus disponibilidades.

### **Sudamérica y América Central**

Los mercados en América Central y América del Sur, son pequeños en términos de los volúmenes totales manejados, pero continúan mostrando crecimiento; entre los años 1990 y 1997, el consumo de gas de la región creció un promedio de más de un 5 por ciento anual. Las reservas estimadas, en la región, son menos del 5 por ciento de las reservas mundiales de gas, pero aún existen grandes porcentajes de territorio sin explorar, existiendo prometedores avances en los descubrimientos y tecnologías de explotación.

La producción y consumo de gas natural en la región fueron alrededor de 80,000 millones de m<sup>3</sup> en 1998. En 1999, el comercio de gas natural se extendió fuera de la región con la exportación desde Trinidad y Tobago. Hasta ese año el único gaseoducto internacional en la región, operaba desde Bolivia a Argentina y desde Argentina a Chile.

Según estimaciones el uso de gas en la región, promovido por la construcción de nuevos gaseoductos, crecerá a 400,000 millones de m<sup>3</sup> para el 2020, con un promedio anual de crecimiento del 5.7 por ciento.<sup>23</sup>

En Sur América el más importante mercado para el gas natural es Brasil, con un estimado crecimiento en su demanda de 6,000 millones de m<sup>3</sup> en 1997 a 70,000 millones de m<sup>3</sup> en el 2020. Por otro lado se han producido importantes descubrimientos en Bolivia, pero problemas económicos y políticos han retrasado su explotación.

El gaseoducto GasAtacama comenzó a operar a mediados de 1999, enviando gas desde Argentina a Chile. Este fue construido por CMS Energy y Endesa para la generación de electricidad.

### **Asia**

Para los países industrializados del continente, se espera que el consumo de gas natural crezca de 90,000 millones de m<sup>3</sup> en 1997 a 140,000 millones de m<sup>3</sup> en el 2020. Según las estimaciones el principal consumidor seguirá siendo Japón, sobre todo después que en septiembre de 1999 ocurrió un grave accidente relacionado con la energía nuclear, para la generación de electricidad, donde el principal competidor es el gas natural.

Geográficamente cercano está Australia, que es un importante exportador de gas para la zona, desde el norte del país. Se espera que su consumo interno crezca en los próximos años.

---

<sup>23</sup> <http://www.cipres.ccc/pagina 5>.

Para los países en desarrollo, existen grandes expectativas de lo que ocurrirá con los dos más grandes países de la región; China e India, los que actualmente tienen muy bajos porcentajes de uso del gas. En países como Singapur, se han hecho importantes inversiones en infraestructura para transportar el gas desde Indonesia.

### **Medio Oriente**

Considerada como una región el Medio Oriente tiene la segunda mayor reserva de gas natural después de la ex Unión Soviética, las que están estimadas en 49, 500,000 millones de m<sup>3</sup>. Así la región es un fuerte productor y exportador, pues su consumo interno es bastante bajo, esperándose un aumento desde 160,000 millones de m<sup>3</sup> a 320,000 millones de m<sup>3</sup> entre los años 1997 y 2020.

### **África**

Por lo que se refiere al África Occidental, las mayores reservas conocidas se sitúan en Nigeria a la que pueden añadirse en el futuro reservas significativas en el Camerún y la Costa de Marfil.

La otra gran zona con reservas probadas considerables, el Oriente Medio, puede acabar convirtiéndose en un suministrador significativo de Europa. En el momento actual, los únicos países que están exportando gas natural, o donde existen planes para la exportación son Irán, Abu Dhabi y Qatar, pero las perspectivas a corto plazo no parecen muy brillantes debido a la situación política en el área. Otra razón, es que los países de altas rentas petroleras, como la Arabia Saudita y Kuwait, no tienen un incentivo demasiado grande para estimular las exportaciones de gas, ya que la construcción de la infraestructura necesaria para ello, tiene unos gastos difícilmente justificables, y menos en un momento en que los excedentes monetarios comienzan a ser escasos. Las reservas en el continente equivalen a un 8 por ciento del stock mundial. Actualmente más del 80 por ciento de su producción es en Argelia y Egipto, lugares donde también se concentra el mayor consumo. El bajo crecimiento en éste refleja la falta de crecimiento económico como resultado de la inestabilidad política de la región.

Se estima que el crecimiento en el consumo será muy lento, desde 50,000 millones de m<sup>3</sup> a 80,000 millones de m<sup>3</sup> entre 1997 y 2020. Los planes para exportar gas desde Nigeria a Ghana, han tenido progresos, aunque lentos.<sup>24</sup>

Con respecto a sus reservas mundiales de gas natural han aumentado en más del doble en los últimos 20 años (por descubrimientos geográficos y desarrollos tecnológicos), sobrepasando el crecimiento del 62 por ciento en las reservas de petróleo, en el mismo periodo. Según *Oil & Gas Journal*, al 1 de enero del 2000, las reservas mundiales de gas natural eran de 145.7 trillones de m<sup>3</sup>. En estos 20 años, las reservas estimadas han crecido rápidamente en la Ex Unión Soviética, y en los países en desarrollo del Medio Oriente, América Central y América del Sur, y en el área pacífica de Asia. En 1999, las reservas

---

<sup>24</sup> <http://www.cipres.uchile>

crecieron en 1,050,000 millones de m<sup>3</sup>, debido a descubrimientos en la región Pacífica de Asia, y en África, especialmente en Algeria y Egipto.

En términos regionales, las reservas mundiales de gas están más ampliamente distribuidas que las reservas de petróleo. El Medio Oriente, que tiene cerca del 65 por ciento de las reservas mundiales de petróleo, cuenta con sólo el 34 por ciento de las reservas de gas. Así, algunas regiones con reservas limitadas de crudo cuentan con grandes reservas de gas.

La ex Unión Soviética, en particular, cuenta con alrededor del 6 por ciento de las reservas mundiales de petróleo, pero tiene alrededor del 40 por ciento de las reservas probadas de gas, estando la mayor parte (33 por ciento), en la Federación Rusa. Las reservas rusas son las más grandes en el mundo, más del doble, del que la sigue, Irán. Incluso dentro del Medio Oriente las reservas de gas están más ampliamente distribuidas que las de petróleo, donde Katar, Iraq, Arabia Saudita y Los Emiratos Árabes Unidos, cuentan con volúmenes importantes de gas.

Finalmente, es importante señalar que las tasas **Reserva/Producción (R/P)**, exceden los 100 años en el Medio Oriente y África. Para la ex Unión Soviética la tasa es de 83.4 años, y para Centro y Sud América de 71.5 años. Norte América y Europa tienen tasas más bajas, con 11.4 años y 18.3 años respectivamente. La tasa **R/P** del gas natural en el mundo es de 63.4 años, superior a la del petróleo de 41 años.<sup>25</sup>

---

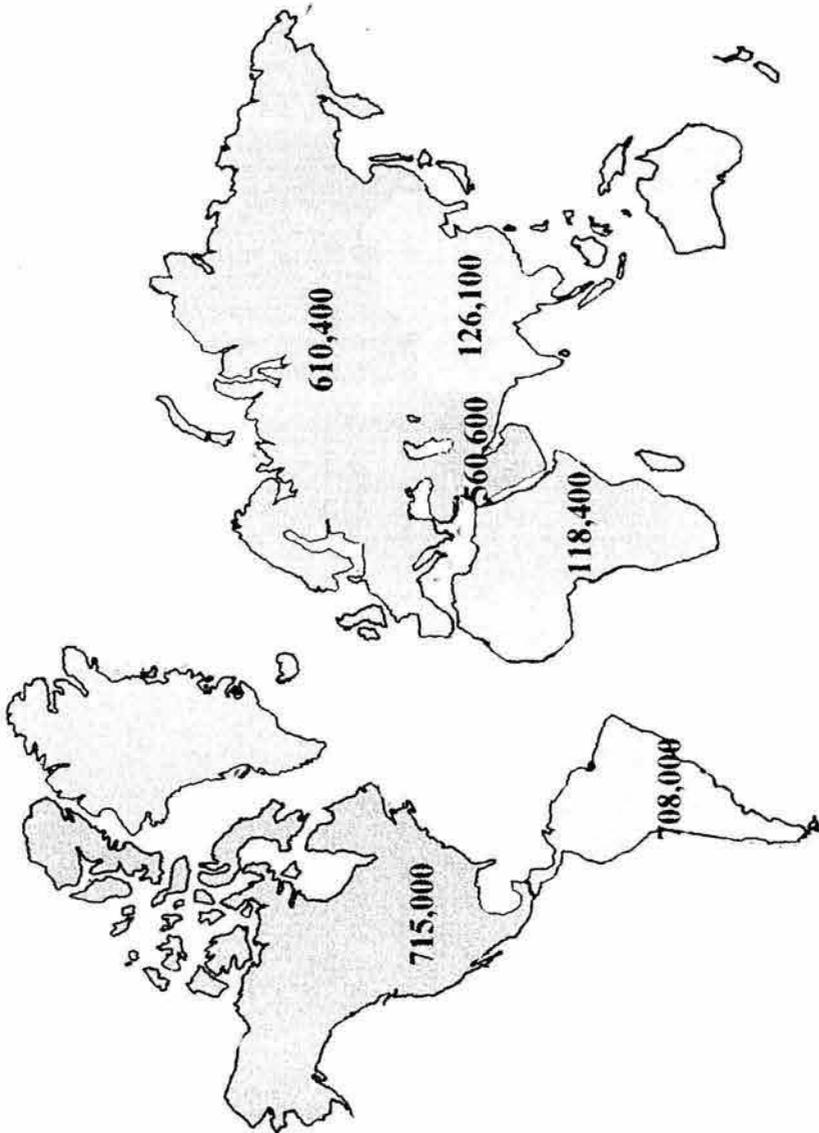
<sup>25</sup> <http://www.cipres.cec>

**Cuadro Núm. 6**  
**Reservas mundiales de gas natural por país al 1 de Enero de 2000**

País	Reservas (Trillones de m <sup>3</sup> )	Porcentaje mundial
Mundial	145.7	100.0
Países con reservas mayores	129.5	88.8
Federación Rusa	48.1	33.0
Irán	22.9	15.8
Katar	8.5	5.8
Emiratos Árabes Unidos	6.0	4.1
Arabia Saudita	5.8	4.0
Estados Unidos	4.6	3.2
Algeria	4.5	3.1
Venezuela	4.0	2.8
Nigeria	3.5	2.4
Iraq	3.1	2.1
Turkmenistán	2.8	2.0
Malasia	2.3	1.6
Indonesia	2.0	1.4
Uzbekistán	1.9	1.3
Kazakhstan	1.8	1.3
Canadá	1.7	1.2
Holanda	1.7	1.2
Kuwait	1.5	1.0
China	1.4	0.9
México	0.85	1.6
Resto del mundo	16.3	11.0

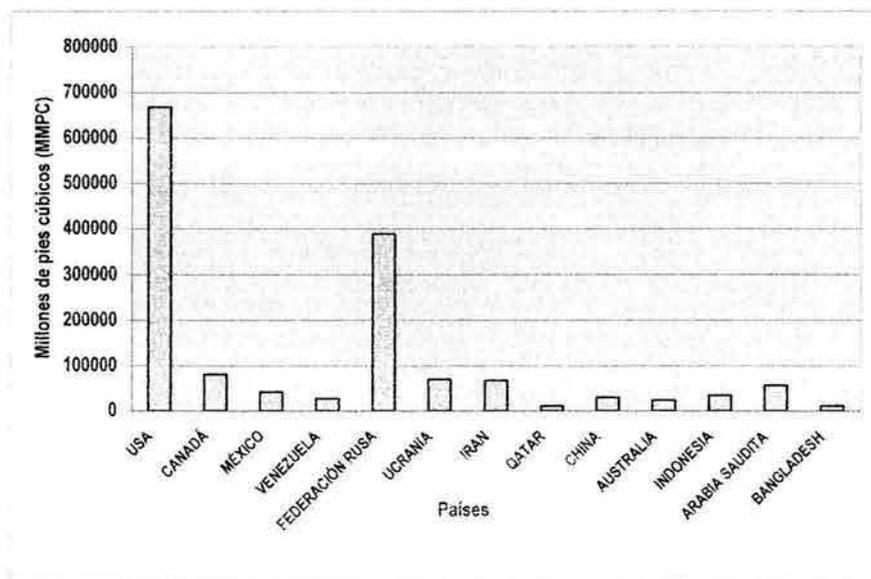
Fuente: Tomado de Oil & Gas journal, vol.97, No.51.

**Mapa Núm. 2**  
**Reservas de gas natural a nivel mundial**



Fuente: Elaboración propia con base a BP statistical review of world energy 2001

**Gráfica Núm. 3**  
**Principales productores de gas en el mundo en el 2002**



Fuente: Elaboración propia con base a BP statistical review of world energy 2001

## 1.7. Conclusiones

- El gas natural es un energético primario, una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos de bajo peso molecular, cuyo principal componente es el metano del cual puede llegar a representar hasta 99 por ciento en algunos tipos de gas natural, mientras que en otros puede ser de 80 por ciento menos. Además contiene otros componentes de hidrocarburos tales como el etano, propano y butano, los cuales se presentan en concentraciones decreciente. También pueden encontrarse otros gases no hidrocarburos como lo son el dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrógeno y de nitrógeno.
- Por otro lado debemos hacer hincapié de que el gas natural puede encontrarse en dos formas en el subsuelo, ya sea que éste sea acompañado de petróleo crudo o bien sin presencia de éste, por lo cuál podemos señalar que estos pueden clasificarse de la siguiente manera: Gas asociado, no asociado, húmedo dulce, húmedo amargo y gas seco.
- El gas natural se ha convertido en uno de los energéticos más importantes conteniendo así con el petróleo y con algunos de sus principales derivados debido a su poder calorífico, limpieza y facilidad de transporte a grandes centros de desarrollo industrial. Este energético presenta mayores ventajas que el petróleo debido a sus características fundamentales con base al resto de los combustibles alternativos ya que puede ser producido y utilizado con un deterioro mínimo del medio ambiente.
- Cuando surgió este energético no era considerado como importante por lo cual era quemado o enviado a la atmósfera.
- La industria del gas natural se encuentra ampliamente ligada a la industria petrolera en sus primeras fases ya que en lo que concierne al proceso de distribución frecuentemente son sociedades diferentes a las productoras quienes llevan el gas al consumidor final.
- En el caso de nuestro país la existencia del gas natural como fuente energética fue considerada hasta los años setenta dejando así de ser considerado un subproducto de la industria petrolera.
- El gas natural requiere cuantiosas inversiones fijas y está sometido a una serie de reglamentaciones gubernamentales por lo que no había resultado atractivo, hasta ahora para los inversionistas extranjeros.
- El uso del gas natural en nuestro país se ha ido desarrollando en el curso de la presente década. Su mayor penetración en los diferentes balances energéticos de los países industrializados se ha dado de manera lenta pero constante, han crecido las reservas y se ha expandido tanto su producción como su consumo a nivel mundial.
- En América Latina también ha crecido su importancia y en diversos países productores se han comenzado a desarrollar métodos que incentivan su mayor utilización en los diferentes sectores de la economía.

## Capítulo 2. La regulación económica de la industria del gas natural

Hacia mediados de los años noventa nuestro país realizó algunas reformas que permitieron la incursión del capital privado en la industria del gas natural y junto con ello la existencia de la regulación en este mercado. ¿A qué nos referimos cuando hablamos de que un mercado está regulado? Cuando en una economía se encuentra algún sector o mercado bajo reglas, lineamientos, directivas o cualquier normatividad emitidas por el Estado, podemos decir que existe una regulación. Las secciones siguientes tratarán de dar una idea acerca del concepto de la regulación, y más propiamente de la regulación económica, con la finalidad de tener los elementos conceptuales básicos que permitan analizar el cambio sufrido en la industria del gas natural en nuestro país, tema central de esta tesis. Cabe señalar que el interés por analizar este tema desde la perspectiva de la regulación económica surge de la inquietud de analizar los mercados con el sustento teórico aprendido en esta facultad en los diferentes cursos de economía industrial y de la economía de la empresa que, desde una interpretación personal, parece ser la más conveniente para tratar de entender el proceso de reformas que en los años noventa vive el sector del gas natural en nuestro país. Se reconoce sin embargo que abordar el tema de la regulación económica requiere una rigurosidad teórica; al respecto se debe admitir de manera humilde que aún falta mucho por formalizar en lo concerniente al desarrollo teórico de este capítulo, pero sin duda lo aquí expuesto nos dará mayores elementos para comprender este sector.

Como se verá más adelante el tema de la regulación económica es un tema complicado que requiere un conocimiento bastante grande de la teoría económica. No pretendemos en este capítulo agotar el estudio de la regulación, sino presentar solamente un acercamiento a los conceptos principales, en especial aquéllos que se derivan de la existencia del monopolio natural que, en el caso de la industria del gas natural se presenta. La finalidad es contar con elementos que nos permitan entender la evolución del mercado nacional del gas natural en los años recientes. Ya en el capítulo anterior se presentaron algunos conceptos básicos del gas natural, los cuales al analizarlos desde la óptica de la regulación, podremos dilucidar entre otras ideas, la razón por la cual existe una entidad gubernamental que no sólo establece tarifas para el gas, sino que determina la conformación de un mercado a partir de los agentes económicos que participan en una región determinada como abastecedores del combustible.

### 2.1. ¿Cómo surge la regulación económica?

Como se mencionó al inicio del capítulo, podemos primeramente pensar en la regulación como el establecimiento de normas, reglas, lineamientos, directivas, o cualquier ordenamiento jurídico por parte del Estado sobre alguna actividad económica en particular. Como tal, podemos decir que la regulación existe desde el establecimiento de los primeros ordenamientos establecidos por el Estado. La regulación se puede definir como la situación cuando (...) *un Estado impone limitaciones en la discreción que puede ejercerse por individuos u organizaciones que se apoyan por la amenaza de sanción.*<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Zorrilla Arena, Santiago, Silvestre Méndez, José. Diccionario de economía. Ed. UNAM CCH, página 149.

Como se ha mencionado por largo tiempo el recurso más importante del Estado es el poder que tiene para limitar. La regulación es el uso de este poder con el propósito de restringir las decisiones de los agentes económicos. Por ejemplo el impuesto al ingreso no restringe las opciones de individuos (aunque afecta su bienestar), o el salario mínimo que es una regulación pues con ello restringen la capacidad de las empresas para fijar el pago a sus obreros.

Si bien en la práctica existen muchos ejemplos de intervención gubernamental desde hace siglos, la teoría de la regulación no es tan vieja como la existencia del Estado en la sociedad. La teoría de la regulación económica, tal y como la conocemos hoy, se deriva de la teoría de los fallos del mercado desarrollada en el siglo pasado. Surge precisamente como una forma de la intervención del Estado para subsanar las situaciones originadas por el mercado que impiden que los recursos de una sociedad se asignen de manera eficiente.

Visto de manera sencilla, la regulación económica se refiere propiamente a las restricciones que el Estado impone sobre las decisiones de los agentes económicos sobre los precios, la cantidad, y la entrada y salida en el mercado por parte de las empresas, principalmente. De tal forma que cuando una industria es regulada, el desarrollo industrial en términos de asignación y eficacia productiva es codeterminada por las fuerzas del mercado y los procesos administrativos establecidos por el Estado. Es importante señalar que la esfera de la actuación del Estado se ve limitada. Ahora bien, un gobierno no puede regular cada decisión ya que es físicamente imposible el estar monitoreando tanto a cada empresa como a cada consumidor. Como resultado, las fuerzas del mercado juegan un papel significativo sin tener en cuenta el grado de intervención del gobierno. Por otro lado, por ejemplo, puede que haya un estricto control de precios por parte del gobierno en una empresa cualquiera pero puede existir un grave problema tal como lo es la baja calidad de su servicio, lo cual ha provocado que las empresas se preocupen más por ofrecerle al consumidor una mejor calidad en el servicio que éstas ofrezcan.

### **2.1.1. La teoría de regulación**

Uno de los objetivos de la teoría de regulación es contestar la pregunta del ¿por qué el gobierno escoge poner las restricciones en las decisiones de agentes? tal teoría debe hacer predicciones que involucran a quién se beneficia de la regulación, qué industrias serán las que más probablemente serán reguladas, y qué forma de regulación tomará. Una dirección apropiada de estos problemas debe permitirnos entender bien los efectos de regulación.

La teoría de la regulación económica surge de la idea de que en los mercados suelen existir ciertas situaciones de asignación ineficiente de los recursos en donde el mercado no puede solucionarlas. La existencia de externalidades, de bienes públicos, de poder de mercado, de economías de escala (rendimientos crecientes de escala), de información incompleta y/o asimétrica constituyen algunos ejemplos de lo que se ha dado en llamar fallos del mercado. Cada uno de ellos requiere una forma específica de intervención del Estado, el único agente capaz de solucionar estos problemas que se presentan en los mercados.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Sin embargo es importante resaltar que la teoría de la regulación económica se ve fortalecida con el enfoque desarrollado por Stigler en los años setenta del siglo pasado, una teoría que parte de fundamentos no vinculados necesariamente a la teoría de los fallos del mercado.

En tal sentido, Viscusi et. al., se plantean la pregunta de (...) *¿Por qué hay regulación?* Para estos autores, (...) *Ha habido tres fases en esta evolución. La primera hipótesis desarrollada originalmente era que esa regulación ocurre en industrias plagadas con los fallos del mercado. Originalmente llamada la teoría del interés público, más recientemente ha sido llamado el análisis normativo como una teoría positiva (ANP). Principalmente debido a evidencia empírica que era inconsistente con la ANP, economistas y político científicos desarrollaron la teoría de la captura (TC). Básicamente, la TC supone que la agencia gubernamental que se supone regula una industria es capturada por esa industria. La implicación en esa regulación promueve una ganancia en la industria en lugar del beneficio social. Por razones descritas después, la ANP y la TC no son actualmente teorías sino hipótesis o declaraciones sobre las regularidades empíricas. Esto será contrastado con la tercera fase de esta evolución del pensamiento que es la teoría económica de la regulación (TER). Ésta es en sí en el sentido apropiado una teoría en la que se generan hipótesis probables como las implicaciones lógicas de un juego que se asume. Aunque la TER es un avance importante y explica algunas observaciones de la actividad reguladora en los Estados Unidos cerca de los últimos cien años, mucha evidencia se encuentra aún inconsistente en esta teoría.*<sup>3</sup>

En el mismo sentido, el profesor Ayala nos dice que (...) *la regulación consiste en un conjunto de acciones gubernamentales para controlar precios, ventas y decisiones de producción de las empresas, como un esfuerzo para prevenir que las empresas privadas tomen decisiones que podrían afectar el bienestar de los consumidores y del interés público.*<sup>4</sup> En tal sentido nos dice Ayala que la regulación restringe y vigila las actividades privadas con respecto a una regla prescrita en el interés público. Al respecto, los instrumentos regulatorios que este autor considera son: a) Directos: control de precios, prohibiciones y restricciones, empresas públicas; b) Indirectos: instrumentos legales y reglas administrativas, licencias y permisos, concesiones, subsidios, transferencias e impuestos.<sup>5</sup>

En sus inicios la regulación era un proceso esencialmente legal, es decir, las agencias creadas para llevar a cabo la regulación estaban revestidas de instrumentos jurídicos, que de acuerdo con el marco constitucional vigente permitían que el Estado garantizara o condicionara el derecho a los particulares de proveer un bien o servicio.

Como veremos un poco más adelante, las industrias nacionalizadas y la creación de monopolios públicos en ramas como los transportes, la energía y las comunicaciones introdujeron formas peculiares de regulación, es decir, el Estado tiene la capacidad legal de

---

<sup>3</sup> Kip Viscusi, W; M. Vernon, John; E. Harrington Jr., Joseph. "Economics of regulation and antitrust". Ed. The MIT Press Cambridge, Massachusetts. London England, segunda edición, página 322.

<sup>4</sup> Véase Ayala Espino, José Luis. Economía del sector público mexicano. Ed. UNAM, Facultad de Economía. México, 1999, página 635.

<sup>5</sup> Ayala, José Luis, op.cit., pág 15.

regular precios y tarifas por que es el principal o único proveedor de estos bienes o servicios.<sup>6</sup>

### 2.1.2. Descripción de la teoría

Cuando en la regulación ocurra un análisis normativo, éste deberá ser contrastado con una teoría positiva que explique cuando la regulación debe ocurrir. El análisis normativo como una teoría positiva (ANP) usa el análisis normativo para generar una teoría positiva diciendo que la regulación se proporciona en la contestación a la demanda del público para la corrección de un fallo del mercado o para la corrección de prácticas muy injustas (por ejemplo, discriminación del precio, o la suerte inesperada de la recepción de empresas que ganan debido a algún cambio en las condiciones de la industria). De acuerdo con esta teoría, si un mercado es un monopolio natural, entonces el público exigirá a la industria que sea regulada porque la solución óptima de Pareto no es lograda en la ausencia de regulación. La competición acertada producirá en cualquiera o muchas empresas produciendo y/o excediendo precios del nivel socialmente óptimo. Por regular la industria, el bienestar neto tiene como resultado el ganar y es este potencial de ganancias del bienestar que generan la demanda del público para la regulación. De esta manera, la teoría del interés público usa el análisis normativo (¿cuándo la regulación debe ocurrir?) para producir una teoría positiva (¿cuándo la regulación ocurre?).<sup>7</sup>

En tal sentido Viscusi y compañía, plantean que hay dos problemas mayores por lo menos con la ANP. Primero, es lo mejor de una teoría incompleta. La ANP coloca por delante la hipótesis de que la regulación ocurre cuando debe ocurrir porque el potencial para una ganancia de bienestar social neta genera la demanda pública para la regulación. Faltando en este análisis una descripción del mecanismo. La regulación ocurre a través de la acción legislativa y la conducta de la agencia reguladora. La ANP no se dirige al punto de cómo el potencial para el bienestar social neto gane el inducir a legisladores para aprobar la legislación reguladora y reguladores para seguir las acciones apropiadas. ANP no genera una predicción probable de que la regulación ocurre para corregir un fracaso del mercado, sino lo asume.

Por ello, Viscusi y compañía establecen que la segunda crítica mayor de la ANP, y la razón más importante es la gran cantidad de evidencia que la refuta. Se han regulado muchas industrias que son monopolios naturales no plagados por externalidades; por ejemplo, el precio y la regulación de la entrada en el transporte, taxi, e industrias de seguridad. En 1974, Richard Posner concluyó, (...) *Unos quince años de investigación teórica y empírica, dirigido principalmente por economistas, han demostrado que esa regulación no está*

---

<sup>6</sup> Para Ayala existen algunos argumentos a favor de la regulación: combatir el poder de los monopolios; distribuir los costos de las externalidades negativas debidas a los costos sociales asociados con la producción de ciertos bienes. El mercado no genera la información adecuada. Otras razones para justificar la regulaciones que los consumidores individuales no tienen capacidad para conocer las características de millares de bienes y servicios que a su vez producen millares de empresas. En este caso lo más importante es proteger el interés público, lo cual se manifiesta como una prioridad en la regulación económica. Véase: Ayala, Op.Cit., pág.637.

<sup>7</sup> Ideas tomadas de Viscusi, et. al., op. cit., página 326.

*positivamente correlacionada con la presencia de economías externas o diseconomías o con la "estructura del mercado monopolístico"*<sup>8</sup>.

Si en un mercado que es un monopolio natural pero hay varias empresas activas, la competición puede manejar el precio tendencia debajo del costo promedio con el que las empresas están incurriendo en las pérdidas. La regulación permitiría uno de ellos por lo menos obtener las ganancias normales. Es improbable, sin embargo, que las empresas puedan apoyar la regulación si todos pueden generar ganancias normales. Una explicación más creíble es que esa regulación se prevé para proporcionar un nivel estable de ganancias normales que serán ganadas, y esto es porque una industria puede estar a favor de su regulación.

La tercera crítica caracterizada por ser la línea más débil de evidencia en el conflicto con la ANP es que la regulación de incluso un monopolio natural no siempre reprime realmente a la empresa bajo una conducta de precios. Nos dice Viscusi que en un estudio muy conocido, George Stigler y Friedland examinaron el efecto de regulación en los precios de las compañías eléctricas cerca de 1912-1937. Encontrando así que esa regulación era irrelevante, ya que tenía tendencia a la baja, y efecto en los precios. Por ejemplo, la ANP predice que esa regulación tendrá un efecto fuerte descendente porque le obliga a un monopolista a fijar un precio al costo promedio en lugar de un nivel máximo de ganancia.<sup>9</sup>

En resumen, se encuentra que la regulación no está en principio asociada fuertemente con la existencia de fallas de mercado (en el conflicto con la ANP) y no es exclusivamente pro-productor (en el conflicto con la CT). Dependiendo de la industria regulada, el bienestar de intereses de distintos grupos es mejorado por la regulación.

Se comentó en páginas anteriores acerca del enfoque desarrollado por Joseph Stigler, el cual contribuyó de manera significativa al desarrollo de la nueva teoría de la regulación. De acuerdo con Viscusi, et al., el valor de esta contribución no era tanto en las predicciones que generó (produjo las predicciones básicamente a lo largo de las líneas del CT), pero en el camino surgió la pregunta, ¿Por qué esta ahí la regulación? por ejemplo con la ANP y la CT Stigler puso un juego de suposiciones y generó predicciones sobre que industrias deberían ser reguladas y qué forma de regulación deberían tomar como lógicas implicaciones de estas suposiciones.<sup>10</sup>

La premisa inicial del análisis de Stigler es que el recurso básico del Estado es el poder para restringir. Un grupo de interés que puede convencer al Estado para usar su poder de restricción al beneficio de ese grupo de interés puede mejorar su bienestar. La próxima premisa es que agentes son racionales en el sentido de escoger acciones que son maximizadoras de utilidad. Estas dos suposiciones producen la hipótesis de que la regulación se proporciona en la contestación a las demandas de grupos de interés que actúan para aumentar al máximo su ingreso. La regulación es una avenida por la que un grupo ve solamente por su interés, mediante el cual puede aumentar su ingreso teniendo un

<sup>8</sup> Ideas tomadas de Viscusi, et. al., op. cit., página 326.

<sup>9</sup> Ideas tomadas de Viscusi, et. al., op. cit., página. 327

<sup>10</sup> Viscusi, Et. Al., Op. cit., página. 329

estado redistribuidor de la riqueza de otras partes de la sociedad hacia ese grupo de interés.<sup>11</sup>

## 2.2. El caso del monopolio natural

Esta sección se corresponde con la naturaleza de la tesis presente y en particular por lo que se comentó en el capítulo primero acerca de las características físicas que presenta el gas natural, que como veremos, determinan la existencia de un monopolio natural. Recordemos que el gas natural es un energético que presenta mayores ventajas que el petróleo debido a sus características fundamentales con base a otros combustibles alternos ya que puede ser producido y utilizado con un deterioro mínimo del medio ambiente, además de representar grandes beneficios económicos, ser más seguro en su manejo y de no requerir procesos de manufactura ya que solo se transporta.

De tal forma que a partir de sus características sería inviable realizar explotaciones pequeñas de mantos de gas natural así como realizar su transportación a zonas de consumo a través de tanques o recipientes. Realizar trabajos de exploración y de explotación de yacimientos de gas natural requiere de fuertes inversiones en infraestructura para el tratamiento y almacenamiento del combustible. Posteriormente su desplazamiento de las zonas productoras a las zonas de consumo, generalmente centros urbanos, requiere de la construcción de grandes extensiones de ductos que involucran fuertes inversiones en infraestructura que conducen a que los costos marginales en el caso de la distribución sean demasiados pequeños. Estos elementos que encontraremos en la industria del gas natural definen una estructura de monopolio natural para este sector.<sup>12</sup>

Ahora bien, podemos entender un monopolio natural como aquella industria en la que las economías de escala son tan grandes que el nivel eficiente de producción de una empresa satisface la totalidad de la demanda del mercado, es decir, una empresa tiene unos costes fijos grandes y unos costos marginales pequeños.<sup>13</sup>

Un mercado es un monopolio natural si, a la cantidad socialmente óptima, se le minimiza el costo de industria teniendo sólo un producto en la empresa. Para el caso del único producto, si la curva del costo medio está declinando para todas las cantidades, entonces el costo de producir cualquier cantidad industrial se minimiza teniendo una empresa produciéndolo. En

---

<sup>11</sup> Existe una continuación en la discusión teórica que puede encontrarse en el modelo de Stigler/Peltzman. Según este modelo, existen tres elementos cruciales, primero, la legislación reguladora redistribuye la riqueza. Puede hacer otras cosas, pero implícitamente Stigler y Peltzman defienden la determinación primaria de la forma de regulación, la cual es el camino en que la riqueza se transfiere entre los miembros de una sociedad. Segundo, la conducta de legisladores es manejada por su deseo de permanecer en una oficina que implica que la legislación sea diseñada para maximizar el apoyo político. Tercero, los grupos de interés compiten ofreciendo el apoyo político a cambio de apoyo político. El resultado general que sigue esa regulación es probablemente perjudicado sobre los beneficios a intereses de grupos que están mejor organizados (para que ellos sean más eficaces en entregar el apoyo político) y ganen más de una legislación favorable (para que ellos estén deseosos de invertir los recursos adquiriendo el apoyo político).

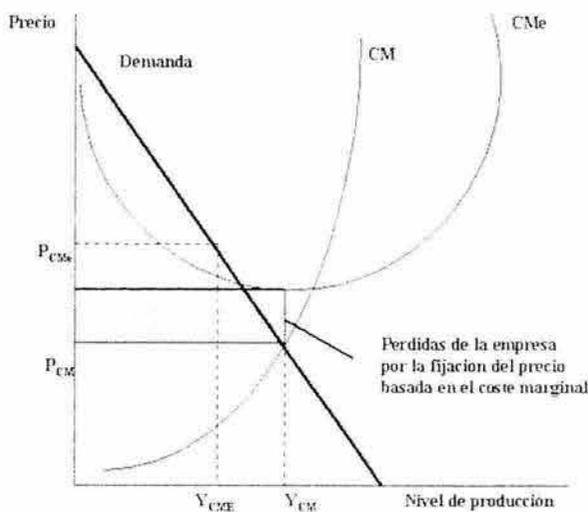
<sup>12</sup> En los capítulos siguiente se abordará con más detenimiento la etapas en la producción del gas natural que refuerzan esta idea.

<sup>13</sup> Pindyck, Robert S., y Rubinfeld, Daniel L. "Microeconomía", Ed. Limusa. 1996. pags. 392-397.

ese caso, el mercado es un monopolio natural sin tener en cuenta la demanda del mercado. Es probable que los monopolios naturales existan cuando hay un componente del costo fijo grande para costear. Por ejemplo compañías, como la distribución local de electricidad y el teléfono local, son monopolios naturales. En esos casos, los costos fijos (en particular, el costo de las conexiones a las casas y negocios del sistema de distribución) son bastante elevados provocando que a lo largo de un segmento importante de la producción los costos sean extremadamente bajos o incluso cero.<sup>14</sup>

De acuerdo con Varian una estructura clásica de costos de un monopolio natural vendría dado por la siguiente gráfica:

**Gráfica Núm. 1**  
**Monopolio natural**



**Fuente:** Tomado de Varian Hal. R. "Microeconomía intermedia: un enfoque moderno"

El monopolio natural. Si un monopolio natural produce en el nivel en el que el precio es igual al coste marginal, produce una cantidad eficiente,  $Y_{CM}$  pero no puede cubrir sus

<sup>14</sup> Como sería el caso de los transportes públicos por ejemplo.

costes. Si debe producir en el nivel en el que el precio es igual al coste medio,  $Y_{CMe}$  cubre sus costes, pero produce demasiado poco en relación con lo que sería eficiente.

Como vemos pues, el problema con un monopolio natural es que hay un conflicto fundamental entre la eficacia asignada y la eficacia productiva. La eficacia productiva requiere que sólo una empresa produzca, porque sólo entonces es el valor de recursos proporcionado en el mercado minimizado. Sin embargo, una sola empresa productora se inclinará para poner el precio sobre el costo en su objetivo de aumentar al máximo la ganancia. Pero entonces la eficacia asignada no es lograda. Para generar la eficacia asignada, necesitamos suficientes empresas que manejen costos abajo del costo marginal. Pero entonces hay ineficacia productiva porque hay demasiadas empresas que producen en el mercado. Esto nos da un pretexto para la intervención gubernamental cuando un mercado es un monopolio natural.<sup>15</sup>

La mayoría de los monopolios naturales son regulados -empresas privadas reguladas por el mismo Estado- o gestionados por el Estado -empresas públicas. Muchas veces, la gestión estatal consiste en fijar un precio igual al coste marginal y subvencionar a la empresa para que continúe funcionando en niveles de producción eficientes en términos de Pareto.<sup>16</sup>

### **¿Cómo podemos saber si en una industria existe un monopolio natural de forma más específica?**

El monopolio natural está estrechamente ligado con las economías de escala, las cuales pueden ser definidas como aquel aumento en el tamaño de la planta, de la empresa o del sector, que proporciona mayores ganancias y ahorros en el costo de producción. Las economías de escala pueden ser tanto internas como externas; las internas ocurren cuando: a) aumenta el tamaño de la planta; b) existe ahorro de factores productivos debido al tamaño de la planta; c) disminuye el número de empresas en el mercado; d) presupone un avance tecnológico que permite aumentar la producción y la productividad. Las externas ocurren cuando: a) existe ahorro de factores productivos debido a causas ajenas a la empresa, b) mejoran los beneficios para la empresa; c) el ahorro de factores y el incremento de beneficios se debe a más y mejores servicios públicos, mano de obra calificada, cercanía con las fuentes de materias primas y mercados, etc.

Por lo anteriormente mencionado se puede señalar que las economías de escala pueden hacer que resulte demasiado costoso que más de una empresa provea a la totalidad del mercado y en algunos casos pueden llegar a ser tan grande que es más eficiente que una sola empresa (monopolio natural) abastezca el mercado total como lo es en el caso del gas natural.

<sup>15</sup> Kip Viscusi, W; M. Vernon, John; E. Harrington Jr, Joseph. "Economics of regulation and antitrust". Ed. The MIT Press Cambridge, Massachusetts. London England. Second edition. Página: 323 – 324.

<sup>16</sup> Vale la pena destacar la diferencia entre el monopolio y el monopolio natural. En el caso del monopolio -a secas, su formación se basa esencialmente en la posibilidad de control sobre la producción o distribución de una mercancía o grupo de mercancías, por parte de una empresa, es decir una situación asociada con la existencia de un poder de mercado absoluto. La existencia del monopolio involucra una preocupación la cual estriba en la pérdida de la eficiencia, resultante de un nivel de producción menor, en comparación al de competencia perfecta.

Al respecto José Ayala nos dice que (...) *El monopolio natural es definido como aquella industria con significativas economías de escala en el largo plazo, por ello resulta más eficiente que el mercado lo atienda una sola empresa, y no varias. Las economías de escala significativas resultan de las características tecnológicas de la producción. Con el tiempo esta definición presentó problemas, dado el surgimiento de la regulación en este tipo de monopolios, consecuencia del surgimiento de nuevas tecnologías que permitían la competencia por parte de empresas privadas, lo que llevó a la búsqueda de formas alternativas para medir los costos del monopolio. La solución fue el concepto de subaditividad*”.<sup>17</sup>

### **El concepto de las economías de escala**

Una de las formas más claras para definir una industria como monopolio natural es a partir de la noción de las economías de escala. De una forma simple podemos decir que lo que dicho concepto plantea es que a mayor escala de producción los beneficios son mayores y viceversa. Es decir, cuando se tienen tecnologías que presentan economías de escala será difícil que una empresa produzca en niveles bajos pues seguramente operará con pérdidas, las cuales irán disminuyendo a medida que incrementa el nivel de la producción hasta llegar a un punto en el cual logre una escala de producción eficiente que por ende maximice sus beneficios.<sup>18</sup>

¿Por qué se presenta dicha situación? La respuesta tiene que ver con las características que presenta la tecnología de producción, componente esencial del proceso económico de una empresa.<sup>19</sup> Comencemos por recordar que uno de los supuestos que considera la teoría clásica para caracterizar a los mercados competitivos es la existencia de funciones de producción que exhiben rendimientos constantes de escala, es decir, si por ejemplo duplicamos la cantidad empleada de insumos utilizada en el proceso productivo, entonces obtendremos que la producción también se duplicará. Cuando este supuesto de los rendimientos constantes no se cumple, y más concretamente, cuando la función de producción exhibe rendimientos crecientes de escala, se generan lo que conocemos como economías de escala.<sup>20</sup>

Entonces tenemos que la tecnología se vuelve un factor relevante en la determinación de estructuras de mercado, en especial cuando se presentan economías de escala, situación que por eso para efectos de sencillez identificábamos en el párrafo anterior como una situación de que a mayor escala de producción los beneficios de la empresa serán mayores.<sup>21</sup>

<sup>17</sup> Ayala Espino José, Diccionario, 2000, op. cit., pag. 257.

<sup>18</sup> Claro está, se tiene que considerar el límite que impone el mercado a través de las funciones demanda, es decir el nivel de producción vendría finalmente acotado por la disposición a consumir del mercado.

<sup>19</sup> Es un problema adicional a la posible utilización del poder de mercado que subyace a las estructuras de mercado monopólicas.

<sup>20</sup> Basado en apuntes de la materia Economía Industrial del Maestro Alberto Velázquez, Facultad de Economía.

<sup>21</sup> Cabral Luis, *Economía Industrial*, Mc Graw Hill, Madrid España, 1997.

En la teoría económica moderna es convencional que para el análisis de los rendimientos de escala se utilicen ampliamente funciones de producción homogéneas. Por ejemplo, en los libros de texto de microeconomía (o de cualquier libro de análisis matemático o de regulación económica) se encontrará que la definición matemática de rendimientos constantes de escala de una función de producción es:

$$f(\delta x_1, \dots, \delta x_n) = \delta^r f(x_1, \dots, x_n)$$

La definición anterior es un caso especial de la noción matemática general de las funciones homogéneas. Se dice que una función  $f(x_1, \dots, x_n)$  es homogénea de grado  $r$  si y sólo si:

$$f(\delta x_1, \dots, \delta x_n) = \delta^r f(x_1, \dots, x_n)$$

Es decir, variando todos los componentes de la función por la misma proporción  $\square$  resultará en una variación en el valor de la función por una cantidad  $\square r$ . Esta definición matemática convencional y de amplio uso en la teoría económica simplemente nos lleva a que si el valor de  $r = 1$ , tenemos una función homogénea de grado uno, lo cual a su vez define a los rendimientos constantes de escala; cuando los valores de  $r$  sean mayores que la unidad, matemáticamente tendremos funciones homogéneas que la teoría económica identifica como rendimientos crecientes de escala. Cabe señalar que la utilización de este tipo de funciones son componentes estructurales de muchos modelos económicos importantes, especialmente en la teoría de la producción.

Si bien ya con los conceptos de economías de escala se tiene una muy buena aproximación a la identificación plena del monopolio natural, es con los trabajos de William Baumol<sup>22</sup> sobre el concepto de la subaditividad de costos cuando se logra de manera concreta y específica tener una definición del monopolio natural. Baumol plantea que la subaditividad de costos es condición necesaria y suficiente para que un sector sea considerado un monopolio natural. Y la relación entre la subaditividad de costos y las economías de escala es que esta última es condición necesaria aunque no suficiente para que la función de costos sea subaditiva, lo que conduce, tal y como lo plantea Baumol, a que la existencia de economías de escala sea una condición necesaria y suficiente para que la estructura del

---

<sup>22</sup> William J. Baumol, On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry, American Economic Review, Vol. 67, Núm 5, 1977, páginas 809- 822.

monopolio sea la forma de organización productiva del mercado más barata (que suele ser un enfoque no tan preciso para definir un monopolio natural).<sup>23</sup>

Ahora bien, una vez que una industria presenta las características de monopolio natural es procedente plantear una solución al problema señalado en la gráfica número 1 ( la del monopolio natural). Como se ha mencionado son dos las opciones: operar el monopolio a través de una empresa pública, como lo fue el caso de prácticamente todas las industrias que eran monopolios naturales en México; la otra opción es ceder la operación a empresas privadas pero introduciendo una regulación económica al sector como lo fue el caso de nuestro país desde inicios de la década de los años noventa del siglo pasado.

### 2.3. Los instrumentos de la regulación

Aunque la regulación económica puede abarcar las restricciones en una amplia serie de decisiones tomadas por las empresas, existen tres variables de decisión importantes controladas por la regulación como lo son: el precio, la cantidad y el número de empresas, las cuales se analizarán a continuación.

#### 2.3.1 El control de precios

La regulación del precio puede especificar un precio particular que las empresas deben cobrar o pueden restringir las empresas en cambio a poner el precio dentro de algún rango. Si la preocupación del gobierno es un monopolio regulado que pone el precio demasiado alto, la regulación está inclinada a especificar un precio máximo que puede cobrarse.<sup>24</sup>

En la práctica, la regulación de los precios puede traer como resultado que las agencias reguladoras logren como último objetivo limitar la ganancia de la industria. Una agencia reguladora pone los precios que hacen que una empresa regulada gane una tasa de retorno normal. Esta es la práctica normal en la regulación de utilidades públicas y se ha usado en otras industrias reguladas como la de aerolíneas antes de que ésta fuera desregulada. Porque la ganancia de las empresas es determinada por una variedad de factores (en el que el precio es uno de ellos), una agencia reguladora puede tener un tiempo difícil en lograr sus metas de una tasa de retorno normal. El retraso regulador en el precio cambiante en respuesta al nuevo costo y condiciones de la demanda pueden traer como resultado en la empresa regulada ganancias muy altas o también una tasa de retorno pequeña. Alternativamente, una empresa regulada que experimenta una innovación tecnológica de su producción encontrará

<sup>23</sup> Otro autor, Luis Cabral define las economías de escala a partir de la utilización de una función de producción,  $f$  homogénea de grado  $\theta$  como  $q = f(\lambda x) = \lambda^\theta f(x)$

Donde:

$q$  = cantidad a producir

$x$  = cantidad de factor productivo.

$\lambda$  = factor multiplicativo cualquiera, donde  $\lambda > 0$ .

$\theta$  = valor que se denomina grado de economías de escala.

<sup>24</sup> Kip Viscusi, W; M. Vernon, Jonh; E. Harrington Jr, Joseph. "Economics of regulation and antitrust". Ed. The MIT Press Cambridge, Massachusetts. London England, segunda edición, página 308.

las ganancias arriba de lo normal hasta que la agencia reguladora comprenda que la función del costo ha disminuido y ha respondido bajando el precio.

### **2.3.2. El control de cantidad**

Las restricciones en la cantidad de un producto o servicio que se venden o pueden usarse con o sin la regulación del precio.

*Desde los años 30's hasta alrededor de 1970, muchos estados de los E.U. productores de aceite, entre ellos Texas y Oklahoma, estuvieron en su límite de producción máxima como productoras de aceite crudo. Sin embargo la cantidad se controló por el Estado, el precio era nacional o globalmente determinado (aunque obviamente éstos controles de cantidad influyeron en el precio del mercado).<sup>25</sup>*

Alternativamente, un formulario común de regulación de cantidad que se impone a menudo en un portador común es que se "encuentra toda la demanda al precio" regulado. Este requisito se usa regulando las compañías eléctricas. Finalmente, la regulación puede poner las restricciones en los precios que las empresas pusieron mientras abandonaron sus decisiones de no regular la cantidad. Por ejemplo, no habían restricciones de cantidad impuestas cuando los precios del gas natural eran regulados. Porque estos precios regulados eran impuestos abajo del mercado aclarando los niveles y empresas que no requerían enfrentar toda la demanda, la implicación obvia era el exceso de demanda y escasez.

### **2.3.3. El control de entrada y salida.**

La entrada puede regularse en varios niveles. Primero, la entrada de nuevas empresas puede ser controlada, como se hace típicamente en la regulación de compañías públicas.

Además de controlar la entrada de las nuevas empresas, una agencia reguladora puede controlar la entrada a través de las empresas reguladas existentes. Estos mercados pueden servirse por otras empresas reguladas o tal vez por mercados no regulados.

Una base para la regulación de la salida es que la regulación se esfuerce por tener servicios que proporcionen a una amplia gama de consumidores que sea posible en un mercado libre. Esto puede traer consigo empresas reguladas que sirven a los mercados improductivos y, de la necesidad, de regulaciones que prohíben a una empresa regulada abandonar un mercado sin una regulación aprobada.

### **2.3.4. El control de otras variables**

La esencia de la regulación económica es la limitación de conducta de la empresa con respecto al precio, cantidad, y la entrada y salida fuera de mercados. Obviamente, las empresas escogen muchas otras variables de decisión. Una de éstas es la calidad del producto o servicio que ellos producen. Una agencia reguladora puede especificar las normas mínimas para la confiabilidad de un servicio. Si una utilidad eléctrica tiene cortes

---

<sup>25</sup> Kip Viscusi, W; M. Vernon, Jonh; E. Harrington Jr, Joseph. "Economics of regulation and antitrust". Ed. The MIT Press Cambridge, Massachusetts. London England. Segunda edición, página:309.

de corriente regulares, es probable que la agencia reguladora intervenga y requiera un aumento en la capacidad para mejorar la confiabilidad de servicio. También la calidad del producto puede ser controlada a través de aspectos como la seguridad del producto.

Sin embargo, como lo plantean Viscusi et. al:

*Una razón para el uso mínimo de regulación de calidad es el costo de llevarlo a cabo. Para controlar cualquier variable, los agentes económicos pertinentes tienen que poder estar de acuerdo en lo que la variable es y qué restricciones son impuestas en él. En el caso de precio y cantidad, esto no es difícil. El precio es la cantidad pagada por el consumidor por el bien que es relativamente fácil de observar. Además, las restricciones toman el formulario simple de números: un precio máximo y un precio mínimo.*<sup>26</sup>

Semejantemente, las medidas de cantidad permiten al agente regulador especificar las restricciones en él. Sin embargo, la calidad no es típicamente tan bien definida ni tan fácilmente de notar. Por ejemplo, la calidad de servicio de la aerolínea abarca una serie de variables, mientras incluyendo desempeño a tiempo, seguridad, servicios a bordo, anchura del asiento, y manejo del equipaje.

En principio, un agente regulador podría intentar controlar cada una de estas variables y así la calidad del mando, pero sería muy costo hacer eso. En el caso de regulación de la aerolínea, estas variables no se controlaron salvo las normas mínimas en la seguridad. Como resultado, las aerolíneas compitieron vigorosamente por lo que se refiere a la calidad. Generalmente, la regulación económica no ha puesto las restricciones severas en la calidad de productos o servicios que las empresas ofrecen con la excepción notable de seguridad del producto.

#### **2.4. Regulación del precio del gas natural<sup>27</sup>**

Para el caso de nuestro país la estructura de los precios del gas natural considera, entre otros factores; las regiones en donde se realiza el consumo, el volumen de compra, y el tipo de consumidores finales (comercial, doméstico e industrial), razón por la cual los precios pueden variar ínter e intra-regionalmente.

En abril de 1991, se creó el Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Productos Petroquímicos. Su objetivo fue instrumentar en cuanto a gas natural, una política de precios que reflejará su costo de oportunidad y las fluctuaciones del mercado internacional. Hoy en día, el Comité lo integran representantes de Secretaría de Hacienda y Crédito Público; Secretaría de Energía; Secretaría de Economía; la Comisión Reguladora de Energía (CRE), Petróleos Mexicanos (Pemex), y sus Subsidiarias.

---

<sup>26</sup> Kip Viscusi, W; M. Vernon, Jonh; E. Harrington Jr, Joseph. "Economics of regulation and antitrust". Ed. The MIT Press Cambridge, Massachusetts. London England. Second edition. Página:310.

<sup>27</sup> En el capítulo 4 se detalla más a fondo la regulación del sector en nuestro país.

Actualmente, los precios del gas natural seco son equiparados con los existentes en el mercado del sur de Texas, dada la posibilidad de acceso al mismo, adicionándoles los costos de transporte, los de servicio y el impuesto al valor agregado.

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

El precio más alto que Petróleos Mexicanos (Pemex) podrá cobrar por el gas entregado a la salida de las plantas de proceso; se expresará en dólares de los Estados Unidos por unidad (volumen de gas que contiene la energía equivalente a 1,000 millones de calorías, a un kg/cm<sup>2</sup> de presión absoluta y una temperatura de 20°C) y se calculará diariamente tomando como base el precio de las ventas de primera mano al primero de marzo de 1996, ajustándolo de acuerdo a las variaciones en el precio del gas en Houston Ship Channel, como ajuste por transporte en México las tarifas máximas autorizadas a Petróleos Mexicanos (Pemex), a fin de reproducir las condiciones de un mercado competitivo.

Con el objetivo de favorecer el desarrollo del mercado promoviendo la eficiencia y productividad de los permisionarios, la CRE regulará el ingreso anual promedio por unidad para la prestación de los servicios de transporte y distribución.

Conforme a la directiva de gas (DIR-GAS-001-1996), publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 20 de marzo de 1996, la CRE establece el precio máximo de adquisición, el cual tiene el propósito de evitar que los usuarios finales paguen a los distribuidores una cantidad mayor a la suma del precio máximo de venta de primera mano, más las tarifas autorizadas para transporte y almacenamiento y será expresado en dólares por unidad.

El precio máximo de las ventas de primera mano se determinará con base en la metodología que expida la Comisión. Ésta tomará en consideración las cuentas del mercado internacional, el lugar en donde se realice la venta y las alternativas de suministro de los usuarios.

Pemex deberá ofrecer dos cotizaciones a los compradores que lo soliciten: la primera a la salida de las plantas de proceso y la otra en el punto de entrega que determine el comprador. La segunda cotización deberá desagregar el precio del gas natural y las tarifas de transporte.

La regulación del precio máximo de las ventas de primera mano estará vigente siempre que la Comisión Federal de Competencia no determine que existen condiciones de competencia efectiva en el mercado relevante. Este precio máximo se establece para limitar el poder de mercado de Pemex como único productor nacional de gas.

El Reglamento del Gas Natural permite que cualquier persona realice actividades de comercio exterior, en los términos de la Ley de Comercio Exterior. Las importaciones y exportaciones de gas natural podrán ser efectuadas sin necesidad de permiso previo. El

comercio exterior tiene como finalidad: el permitir tanto el desarrollo como el uso eficiente de las redes de transporte y distribución, el introducir una alternativa de suministro que induzca en Pemex un comportamiento competitivo en las ventas de primera mano.

Por otro lado debemos señalar que en lo concerniente a las importaciones de gas natural, éstas no estarán sujetas a la regulación de precio máximo ya que provienen de un mercado competitivo.

#### **2.4.1. Ventas de primera mano**

La regulación establece la metodología para determinar el Precio Máximo de las ventas de primera mano (VPM) en planta de proceso o en un punto del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG). Cuando existan condiciones de competencia no aplicará la regulación. Es la primera enajenación de gas de origen nacional que realice Pemex a un tercero para su entrega en territorio nacional.

##### Regulación de las Ventas de primera mano

- La Directiva de ventas de primera mano establece criterios y lineamientos para las ventas del gas natural a fin de:
  - a) Reproducir condiciones de un mercado competitivo
  - b) Asegurar el suministro eficiente
- Los Términos y Condiciones de ventas de primera mano regulan la contratación, enajenación y entrega del gas
- Regulación de ventas de primera mano en fase transitoria
- El 14 de agosto del 2000, la CRE aprobó mediante la resolución RES/158/2000 el documento de Términos y Condiciones de Ventas de Primera Mano, que establece las bases de la comercialización de las VPM. La aprobación de este instrumento representa el inicio del proceso de apertura del mercado de Gas Natural, ya que conjuntamente con las Condiciones de Transporte de Pemex Gas, aprobadas en junio de 1999, se definen nuevas condiciones de participación en el mercado y con esto una nueva forma de contratación de Gas Natural.<sup>28</sup>

En base a la resolución anteriormente señalada se determino que en materia de comercialización los adquirentes podrán elegir entre comprar el gas natural ya sea a la salida de las plantas de proceso de Pemex, contratando por separado el servicio de transporte, o continuar como hasta ahora contratando la compra del gas entregado en el punto de destino.

---

<sup>28</sup> [http:// www.pemex.com](http://www.pemex.com)

Además cabe destacar que dentro de la organización de Pemex Gas existen dos tipos de participantes en el mercado, el transportista y el comercializador. El transporte de gas es responsabilidad de la línea de negocios manejada por la Subdirección de Ductos, mientras que la compraventa del gas, ya sea con entregas en las plantas de proceso o en los puntos de destino del adquirente, se manejan a través de la Subdirección de Gas Natural.

En base a la prestación del servicio de transporte, el cargo por el servicio de transporte, se compondrá de dos elementos: uno fijo denominado cargo por reservación, el cual será pagado independientemente de que se consuma el gas o no, y el otro variable o cargo por uso, cuyo monto será proporcional a la cantidad de gas natural que sea transportado a través del sistema de gasoductos.

Todo esto tendrá como fin primordial el permitir al usuario elegir o contratar libremente la capacidad disponible que utilizará para satisfacer los requerimientos de entrega de gas en la medida que los adquirentes: (a) reserven directamente la capacidad para realizar contrataciones separadas de gas y transporte o (b) firmen un contrato de venta de primera mano en forma agregada (para entrega en el punto designado por el Adquirente) con la Subdirección de gas natural. En este caso, el adquirente no necesita realizar una reservación directa de capacidad de transporte con la Subdirección de Ductos. Será la Subdirección de gas natural, como comercializador, quien gestione lo necesario para satisfacer los pedidos de estos Adquirentes.<sup>29</sup>

- El adquirente podrá satisfacer sus requerimientos de gas natural con la Subdirección de gas natural a través de los nuevos esquemas de contratación previstos en los Términos y Condiciones de las Ventas de Primera Mano, a elección del adquirente a través de una contratación ya sea desagregada o agregada.

## 2.5. Conclusiones

- A mediados de los años noventa nuestro país estableció algunas reformas, permitiendo así la incursión del capital privado a la industria del gas natural, y aunado a ello la existencia de la regulación de este mercado.

- Podemos definir a la distribución del gas natural como un servicio público, el cual en el presente trabajo es analizado desde una perspectiva de monopolio natural ya que es necesario tener cuantiosas inversiones fijas por el tipo de instalaciones que requiere, debido a que no es tan práctico ni mucho menos económico colocar las instalaciones en las calles de las ciudades, por lo cual resulta más benéfico que una sola empresa lo distribuya.

- La regulación debe fomentar el desarrollo equitativo de la industria del gas natural ya que ésta incluye disposiciones orientadas a favorecer el desarrollo de la industria y disposiciones orientadas a proteger a los usuarios de los sistemas y a limitar el poder de mercado de los participantes.

---

<sup>29</sup> <http://www.pemex.com>

- En la teoría de la regulación económica surge la idea de que en los mercados suelen existir ciertas situaciones de asignación ineficiente de los recursos en donde el mercado no puede solucionarlas. Cada uno de ellos requiere una forma específica de intervención del Estado, el único agente capaz de solucionar estos problemas que se presentan en los mercados.
- De acuerdo con las teorías tanto del profesor Ayala como de Viscusi la regulación tiene un carácter de bienestar el cual garantiza a los particulares un bien o servicio y este carácter regulatorio viene a tratar de corregir un fallo en el mercado por diversas prácticas injustas debido a que una solución óptima de Pareto no es lograda si existe la ausencia de una regulación, la cuál tratará de generar la existencia de una o varias empresas productoras o excederá el precio del nivel socialmente óptimo.
- Las características físicas que presenta el gas natural determinan la existencia de un monopolio natural, de tal forma que a partir de éstas sería inviable realizar explotaciones pequeñas de mantos de gas natural así como realizar su transportación a zonas de consumo a través de tanques o recipientes, ya que el realizar procesos de exploración y explotación de yacimientos de gas requiere de grandes inversiones de infraestructura para llevar a cabo el tratamiento y almacenamiento del combustible, además su desplazamiento de las zonas productoras a las zonas de consumo requiere de la construcción de grandes extensiones de ductos, los cuales implican fuertes inversiones en infraestructura que conducen a que los costos marginales en el caso de la distribución sean demasiado pequeños.
- Cuando una industria presenta características de monopolio natural es importante encontrar la solución al problema, y esta solución se da a través de dos opciones: la primera, es operar el monopolio a través de una empresa pública; la segunda, implica ceder la operación a empresas privadas pero introduciendo una regulación económica al sector.
- La nueva metodología aplicada para determinar el precio del gas natural se establece a través del precio máximo de venta de primera mano, las tarifas de transporte y distribución, los cargos por uso, servicio y conexión, cuya finalidad es establecer tarifas flexibles que permitan obtener una rentabilidad apropiada sobre los activos del gas, con el propósito primordial de favorecer el desarrollo del mercado.

## Capítulo 3. El marco regulatorio del gas natural en México

### 3.1 El marco regulatorio en México

A inicios de la década de los años noventa, las actividades de comercialización del gas natural en nuestro país se encontraban poco desarrolladas. Pemex era el único agente con facultades para vender, importar y exportar gas natural. Una situación que es importante resaltar es de que las restricciones presupuestales de Pemex desde finales de la década de los años ochenta limitaron la construcción de ductos. Esta falta de infraestructura ocasionó una baja utilización de gas natural en los procesos industriales y un escaso consumo comercial y residencial.

El anterior fue uno de los argumentos centrales utilizados por el gobierno para impulsar las reformas en el sector del gas natural. El objetivo era permitir la participación de la inversión privada y diseñar un marco regulador que fomentara el desarrollo balanceado de la industria. La regulación incluye disposiciones orientadas a favorecer el desarrollo de la industria y disposiciones orientadas a proteger a los usuarios de los sistemas y a limitar el poder de mercado de los participantes.

La regulación prevé cinco principales participantes:

**Pemex:** sería el encargado de las ventas de primera mano y de la operación de su red de transporte. Podrá realizar actividades de comercialización.

**Transportistas:** construyen, operan y tienen la propiedad de nuevos ductos de transporte. En su caso, los transportistas también realizan actividades de comercialización.

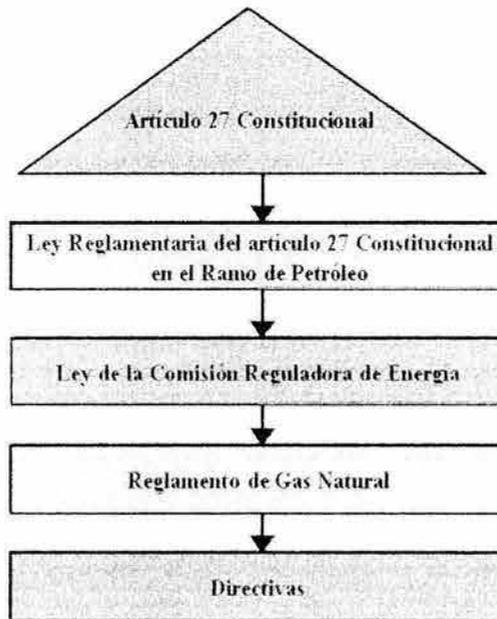
**Almacenistas:** desarrollan sistemas de almacenamiento y, en su caso, realizan actividades de comercialización.

**Distribuidores:** suministran gas en una zona geográfica permitida y comercializan gas dentro de su zona. Los distribuidores pueden desarrollar actividades adicionales de comercialización.

**Comercializadores:** realizan actividades de compra venta de gas y de intermediación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución. Esta actividad no está regulada y puede ser desempeñada por cualquier persona.

En lo que respecta al marco regulador del gas natural en México, el mismo se integra de la siguiente manera: en un primer nivel el Artículo 27 Constitucional, seguido de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, inmediatamente después la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, posteriormente hacia abajo el Reglamento de Gas Natural y en último nivel las Directivas entre las que se pueden citar las siguientes: 1) para determinación de precios y tarifas, 2) de contabilidad, 3) determinación de zonas geográficas y 4) venta de primera mano.

**Gráfica Núm.1**  
**Marco regulador del gas natural**

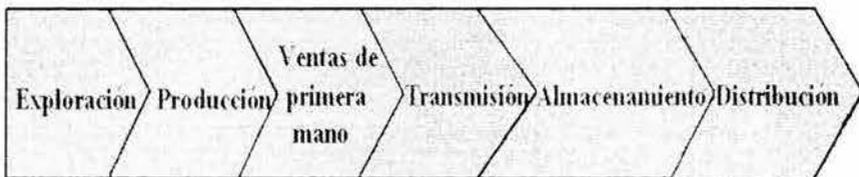


**Fuente:** Tomado de <http://www.cre.gob.mx>

La regulación actual permite la participación de particulares en las actividades siguientes: transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Por su parte, las actividades reservadas para Pemex son: la exploración, la explotación y las ventas de primera mano.

Por último cabe agregar que en 1998 se establecieron diversas normas ecológicas, las cuales propiciaron la sustitución de combustóleo por gas natural en los procesos industriales e impulsar el desarrollo de los sistemas de conducción de gas natural.

**Gráfica Núm. 2**  
**Nuevo entorno regulatorio**



<p><b>ACTIVIDADES RESERVADAS AL ESTADO</b></p>	<p><b>ACTIVIDADES ABIERTAS A LA PARTICIPACIÓN PRIVADA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Construcción, operación y propiedad de sistemas.</li> <li>- Comercialización, exportación e Importación.</li> <li>- Acceso abierto al sistema de ductos.</li> </ul>
------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**Fuente:** Tomado de <http://www.energía.gob.mx>

### 3.2 Las reformas al artículo 27 constitucional

En mayo de 1995 se reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en lo concerniente al ramo del petróleo permitiendo con ello el acceso directo al mercado del gas natural a los inversionistas privados nacionales y/o extranjeros. Posteriormente, en noviembre de 1995 fue publicado en el Diario Oficial el Reglamento de Gas Natural, para que a través del mismo se regularan las ventas de gas que son producidas por Pemex y así

mismo regir las actividades tanto del sector público como del privado con base en el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización.<sup>1</sup>

Recordemos que en el artículo 27 señalado en el párrafo anterior señalaba lo siguiente:

*“Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o substancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formadas directamente por las aguas marinas; los productos derivados de la descomposición de las rocas cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los yacimientos minerales u orgánicos de materias susceptibles de ser utilizadas como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos; y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el derecho internacional.”*

Con las reformas de 1995 se establecen de manera clara las condiciones que permiten ahora la participación del sector privado en la distribución y comercialización del gas natural. Para ello, las modificaciones realizadas a la Ley reglamentaria del Artículo 27 por parte del Estado eran necesarias toda vez que el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares, o por las sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrán realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el ejecutivo federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes. Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos no se otorgarán concesiones ni contratos ni subsistirán los que, en su caso, se hayan otorgado y la nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.

Con las reformas, el artículo cuarto de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo señala actualmente que:

*“Salvo lo dispuesto en el Artículo 38, el transporte, almacenamiento y distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privados quienes podrán operar, construir y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan”.*

Con la publicación del Reglamento de Gas Natural (el Reglamento), la finalidad era favorecer tanto el desarrollo de la industria, como la protección a los usuarios, inversionistas o permisionarios del sistema bajo un esquema de regulación económica. Esta

---

<sup>1</sup> El antecedente más reciente son las reformas de 1992 cuando entre otras leyes, fue publicada la nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos.

regulación precisa tres tipos de actividades, las cuales estarían sujetas a permiso, que son: el transporte, el almacenamiento y la distribución.

Con respecto de los permisos de transporte el Reglamento establece que serán otorgados de acuerdo con la capacidad y trayecto, sin que haya concesiones de exclusividad. Por otro lado con relación a los permisos de distribución debemos señalar que éstos serán otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) con base en los términos del Reglamento, y contarán con una vigencia de treinta años y podrán ser renovables. La exclusividad si llegará a darse será de doce años sobre la construcción del sistema de distribución y la recepción, conducción y entrega de gas dentro de la zona geográfica siempre y cuando el permiso se haya adquirido a través de una subasta o licitación. Para el otorgamiento de quién solicite el permiso se adquirirán derechos sobre la prestación del servicio y entrega del gas natural dentro de una determinada zona geográfica por un plazo no mayor de cinco años a partir de que se le otorgo dicho permiso.

Es importante señalar que cada permiso de distribución es otorgado para una zona geográfica, la cuál será determinada considerando 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.

La Comisión determina las zonas geográficas tomando en cuenta la opinión de las autoridades federales y locales involucradas. El primer permiso de distribución para una zona geográfica será otorgado mediante licitación pública en los términos del Reglamento (sección sexta del capítulo III) y conferirá una exclusividad de doce años sobre la construcción del sistema de distribución y la recepción, conducción y entrega de gas dentro de la zona geográfica.

La misma reglamentación establece que los permisos de distribución no conferirán exclusividad en la comercialización de gas en la zona geográfica de que se trate. Por lo cual los usuarios ubicados en una zona geográfica podrán contratar el suministro de gas con personas distintas al distribuidor, en cuyo caso el distribuidor deberá permitir el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a su sistema, mediante el pago de la tarifa correspondiente.

Asimismo la Comisión determina las zonas geográficas para la distribución de gas natural en la República Mexicana que corresponden a diferentes centros de población y están basados en el Programa Nacional de Desarrollo, para lo cual se determinan algunos criterios como lo son la urbanización no menor al 85 por ciento; políticas de impulso con prioridad industrial; ciudades con una población superior a 100,000 habitantes; tener potencialidad de desarrollo existiendo interés de inversionistas y de autoridades; y contar con una fuente potencial de suministro de gas nacional o importado.

Entre otros puntos principales que establece la regulación en materia del gas natural podemos mencionar:

1. La importación y exportación son libres de acuerdo a los términos de la Ley de Comercio Exterior.

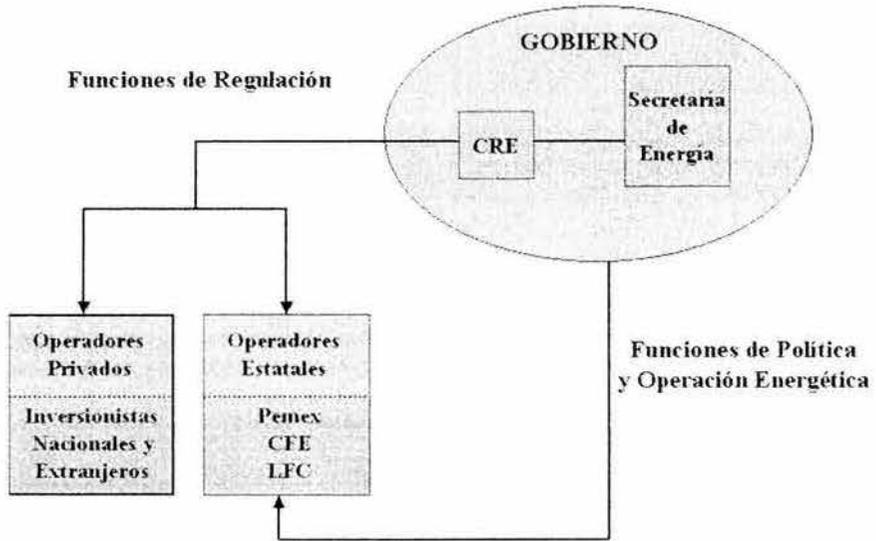
2. El transporte, almacenamiento y distribución requieren de un permiso, pero la comercialización es libre.
3. Una misma persona puede ser titular de permisos de transporte, almacenamiento y distribución.
4. La integración vertical (transporte-distribución) está prohibida, pero se prevén excepciones.
5. Existe posibilidad de *by-pass* físico y comercial.
6. La duración de los permisos es de 30 años y podrán renovarse una o más veces por un período de 15 años.
7. La exclusividad sólo se aplica en la distribución y se extiende por un período de 12 años.
8. Acceso abierto a los sistemas.
9. Las ventas del gas natural estarán reguladas hasta que existan condiciones de competencia efectiva.
10. El precio de venta del gas de importación es libre.
11. Las tarifas de los servicios estarán reguladas hasta que no se declare que existen condiciones de competencia, a juicio de la Comisión Federal de Competencia (CFC).
12. La metodología para calcular las tarifas deberá permitir obtener una ganancia razonable después de impuestos, pero no garantiza ingresos, costos o la rentabilidad esperada por el permisionario.

Esta primera regulación económica en materia de gas natural sería aplicada por una entidad gubernamental también nueva: La Comisión Reguladora de Energía.

### **3.3 La creación de la Comisión Reguladora de Energía**

La Comisión Reguladora de Energía es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa creada el 28 de diciembre de 1994 en los términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, misma que le otorga las facultades para expedir disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las personas que realicen actividades reguladas. Y para tales motivos expide las diversas *Directivas* con el fin primordial de servir como un instrumento, el cuál es indispensable para que las personas que realicen actividades reguladas en materia de gas natural cuenten con los criterios y lineamientos en base a la venta de primera mano del gas natural, a la determinación de las zonas geográficas para la distribución del mismo, así como para llevar a cabo la contabilidad y a través de esta poder determinar los distintos precios y tarifas con respecto a la regulación del gas natural.

**Gráfica Núm. 3**  
**Marco Institucional**



**Fuente:** Tomado de <http://www.energia.gob.mx>

### 3.3.1. Las Directivas

Las Directivas son un instrumento complementario de la regulación, y en las cuales se establecen lineamientos específicos de regulación (precios y tarifas, contabilidad, zonas geográficas y ventas de primera mano). A continuación se presentan las Directivas más importantes emitidas por la Comisión.

#### **A. Directiva para la determinación de las zonas geográficas para fines de distribución del gas natural. DIR-GAS-003-96. (27/09/96)**

Esta Directiva tiene por objeto establecer los criterios y lineamientos que serán utilizados por la Comisión al determinar las zonas geográficas para fines de distribución y hacerlos del conocimiento de los interesados en desarrollar proyectos de distribución de gas natural en el país.

De acuerdo con la Comisión, en la elaboración de los criterios y lineamientos se analizaron las experiencias en zonificación de los servicios de distribución de gas natural, en otros países, así como las de otros servicios similares. Asimismo, estos criterios y lineamientos

son resultado de una revisión exhaustiva de los diferentes tipos de centros de población que conforman el territorio nacional, de los objetivos y estrategias del Programa Nacional de Desarrollo Urbano, del Sistema Urbano Nacional y de los programas de desarrollo urbano específicos para diversos centros de población.

Los objetivos que la Comisión estableció para cumplir con esta Directiva fueron los siguientes:<sup>2</sup>

- Dar transparencia al proceso de definición de las zonas geográficas.
- Contar con elementos que permitan a la Comisión, evaluar las zonas propuestas en las manifestaciones de interés y solicitudes a que hacen referencia los artículos 39 y octavo transitorio del Reglamento.
- Permitir a la Comisión evaluar y resolver sobre las propuestas de modificación de zonas geográficas que reciba conforme al artículo 27 del Reglamento.
- Proveer a los interesados en desarrollar actividades de distribución de gas natural con instrumentos que les permitan definir y proponer la zona geográfica que incluyan en la manifestación de interés o solicitud respectiva y en las propuestas de modificación de una zona geográfica previamente establecida.
- Integrar, en la definición de la zona geográfica, información de fácil acceso y a disposición del público.
- Considerar en la determinación de las zonas geográficas las prioridades nacionales en materia ambiental y regional.
- Promover el desarrollo eficiente y rentable del servicio de distribución de gas natural.
- Complementar y no inhibir el desenvolvimiento y crecimiento de los sistemas de transporte de gas natural.

Ahora bien, de acuerdo con los criterios de la Comisión, para definir una zona geográfica se deberá corresponder a uno o varios centros de población con características acordes a las de aquellos que integran el Programa de 100 Ciudades y el Programa de Consolidación de Zonas Metropolitanas establecidos en el Programa Nacional de Desarrollo Urbano. Si no se cumple con lo establecido, la Comisión deberá confirmar que las condiciones socioeconómicas que prevalezcan en la zona sean suficientes para justificar y permitir el desarrollo de un sistema de distribución.

En dicho esquema la dimensión es importante toda vez que las zonas geográficas de distribución deberán tener una escala o tamaño mínimo de mercado que, a juicio de la Comisión, permita desarrollar y operar un sistema de distribución en forma rentable y eficiente. Cuando no existan condiciones para la viabilidad del sistema de distribución, en términos de rentabilidad económica y eficiencia técnica, la Comisión podrá determinar una zona geográfica, siempre y cuando exista la intención de otorgar un subsidio de alguna autoridad competente.

---

<sup>2</sup> Información tomada de <http://www.crc.gob.mx>

Los parámetros que utiliza la Comisión para determinar una escala o tamaño mínimo (o máximo) de mercado son los siguientes:

- A. Densidad de población.
- B. Grado de urbanización y cobertura de los servicios públicos.
- C. Nivel de consumo de combustibles.
- D. Concentración y valor de la actividad económica.
- E. Desarrollo industrial, comercial y de servicios.

De manera complementaria, la misma Comisión establece que en la medida en que lo permitan las características de la zona, ésta deberá integrar distintos tipos de consumidores: industriales, residenciales, comerciales y de otros servicios.

En lo que concierne a las zonas geográficas la Comisión ha considerado definir las siguientes:

(...)

1. *Zona única. La cuál corresponde a un centro de población cuya extensión territorial y magnitud de mercado tiene los elementos y la escala adecuada para desarrollar un solo sistema de distribución en forma rentable y eficiente. A cada zona de este tipo corresponderá un permiso de distribución.*
2. *Zonas múltiples. Estas corresponden a un centro de población o centros conurbanos o en proceso de conurbación donde pueden operar, en forma rentable y eficiente, dos o más sistemas de distribución y cada uno de los cuales justifica una zona geográfica. A cada una de las zonas corresponde un permiso de distribución. La Comisión determinará este tipo de zonas considerando: la extensión territorial y la magnitud del mercado, los beneficios resultantes en calidad, eficiencia y seguridad del servicio, el mayor y más rápido desarrollo de los sistemas, y la cobertura equilibrada entre los distintos segmentos de mercado.*
3. *Zona integrada. Corresponde a dos o más centros de población conurbados o en proceso de conurbación, donde el establecimiento de un sólo sistema de distribución es viable y representa beneficios en términos de rentabilidad, eficiencia y economías de escala. A cada zona de este tipo corresponderá un permiso de distribución.*
4. *Zona discontinua. Corresponde a dos o más centros de población no conurbados que pertenecen a una misma área de influencia económica. A estos centros de población les corresponde un solo permiso de distribución. La Comisión determinará este tipo de zona considerando las siguientes características: los centros de población deberán tener interacción económica, la delimitación de la zona no deberá inhibir el desarrollo de los sistemas de transporte que las conecten o las pudieran conectar, ni propiciar subsidios cruzados en el interior de la zona, el desarrollo del sistema de distribución en cada centro de población sea mas*

*rentable y eficiente como parte integral de un proyecto, y que represente beneficios en la construcción y cobertura del mismo, en economías de escala, en seguridad y en eficiencia operativa y administrativa del sistema de distribución en su conjunto.*<sup>3</sup>

Ahora bien, para la determinación de estas zonas geográficas la Comisión realizará un proceso de evaluación de un centro de población y, en su caso, determinar la zona geográfica correspondiente como respuesta a una manifestación de interés presentada ante la Comisión por parte del sector social o privado o, de alguna autoridad federal o local. Siguiendo con la normatividad, la Comisión comunicará a las autoridades federales y locales la determinación de establecer una zona geográfica para distribución de gas en determinado centro de población o territorio.

#### **B. Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia del gas natural. DIR-GAS-001-96. (20/03/96)**

Una de la partes más importantes de la regulación en materia de gas natural está referida al establecimiento de precios y tarifas vinculadas con la distribución y comercialización de dicho hidrocarburo. Con la **DIR-GAS-001-96**, se establecen las metodologías que conforme al Reglamento, deberán utilizar las empresas reguladas para determinar los precios y las tarifas en la industria del gas natural.

Las ventas de primera mano y la prestación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución del gas natural son las actividades que son reguladas por esta Directiva. Los objetivos que la Comisión plantea se cumplan con esta Directiva son los siguientes:

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

<sup>3</sup> Tomado de <http://www.cre.gob.mx>, op.cit.

En lo que se refiere a las actividades que son sujetas de regulación a través de la **DIR-GAS-001-96** son las siguientes:

- a. Las ventas de primera mano.
- b. El servicio de transporte.
- c. El servicio de almacenamiento.
- d. El servicio de distribución.
- e. La adquisición, el transporte y el almacenamiento de gas contratados por el distribuidor para prestar el servicio de distribución con comercialización.
- f. La conexión de los usuarios a los sistemas de transporte.

Veamos ahora los principales componentes de la **DIR-GAS-001-96**:

**Precio máximo de venta de primera mano.** Es uno de los componentes esenciales de la Directiva, y se refiere al precio más alto que Petróleos Mexicanos podrá cobrar por el gas entregado a la salida de las plantas de proceso o en el punto o puntos de entrega que sean determinados por la persona que los adquiere. Este precio se compondrá de tres elementos:

1. El precio base, que refleja las condiciones de las ventas de primera mano existentes a la entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano.
2. Los cambios en los precios del Houston Ship Channel, que reflejan la evolución internacional de los precios del gas en un mercado relevante para el gas mexicano, y que presenta condiciones apropiadas de liquidez y desarrollo de instrumentos financieros de cobertura.
3. Los cambios en las tarifas de transporte desde la frontera a Ciudad Pemex, Tabasco, que es el punto de entrega de la mayor parte del gas producido en México, a fin de reflejar la evolución de las condiciones en los mercados de transporte.

El precio máximo de las ventas de primera mano se establecerá en dólares por unidad y se calculará diariamente tomando como base el precio de ventas de primera mano al 1o. de marzo de 1996, y ajustándolo de acuerdo a los cambios en el precio del gas en el Houston Ship Channel y las tarifas de transporte autorizadas de Reynosa a Ciudad Pemex.<sup>4</sup>

Los objetivos en los que se basa la Comisión para llevar a cabo la regulación del precio máximo de ventas a primera mano son:

- *Reproducir, hasta donde sea posible, las condiciones de un mercado competitivo.*
- *Reflejar de manera transparente el impacto que tienen las tarifas de transporte en México sobre el precio del gas.*
- *Aminorar los efectos de la transición hacia el nuevo sistema de determinación de precios de ventas de primera mano.*<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Tomado de <http://www.cre.gob.mx>, op.cit.

<sup>5</sup> Tomado de <http://www.cre.gob.mx>, op.cit.

**Precio máximo de adquisición.** Éste se refiere al precio promedio máximo que los distribuidores podrán recuperar por concepto de adquisición, transporte y almacenamiento de gas para la prestación del servicio de distribución con comercialización. Este precio estará expresado en pesos por unidad y estará compuesto por el precio máximo del gas que el distribuidor podrá trasladar al usuario, y los costos de transporte y almacenamiento que son infringidos por el distribuidor.

**Tarifas de transporte y distribución.** Tanto los transportistas como los distribuidores se encontrarán regulados por un límite máximo al ingreso promedio por unidad o ingreso máximo que sea percibido por concepto de prestación de servicios, este límite será diferente para cada transportista y distribuidor. De tal forma que el ingreso máximo estará determinado de modo que los transportistas y distribuidores eficientes puedan obtener una rentabilidad apropiada sobre sus activos. Además este ingreso se ira incrementando anualmente en base en el índice de inflación, el cuál estará ajustado mediante un factor de eficiencia en el cuál se encontrarán reflejados los aumentos de la productividad en el sector. Para los primeros 5 años este factor será cero.

Además, dicha Directiva establece que la Comisión regule las tarifas de transporte y de distribución utilizando un límite máximo al ingreso promedio por unidad. El objetivo de esta medida es: ofrecer a los permisionarios la flexibilidad necesaria para participar en un mercado en desarrollo manteniendo una rentabilidad apropiada sobre sus activos, proporcionar a los transportistas y distribuidores incentivos para mejorar la eficiencia e incrementar su productividad y mantener una intervención moderada de la Comisión en las actividades reguladas.

**Tarifas de almacenamiento, tarifas mínimas y tarifas convencionales.** La Directiva establece que las tarifas de almacenamiento se encontrarán regulados por la Comisión, y las personas que soliciten un permiso de almacenamiento tendrán que proponer una metodología de regulación que tenga en cuenta las distintas características del tipo de almacenamiento autorizado. Las tarifas mínimas se refieren a que los permisionarios no podrán cobrar por sus servicios menos que la tarifas mínimas, equivalentes al cargo por uso. Con el establecimiento de tarifas mínimas se previene algún comportamiento no competitivo -competencia predatoria por ejemplo- por parte de los agentes económicos y al mismo tiempo estimulan la inversión de nuevos sistemas. Por último en las tarifas convencionales los permisionarios y usuarios podrán estipular tarifas convencionales para la prestación de los servicios distintas a los ofrecidos por los permisionarios en sus listas de tarifas.

Con respecto a la regulación del precio máximo de adquisición, se establece un límite en el cargo que el distribuidor pueda trasladar a los usuarios finales como resultado de sus costos incurridos en la adquisición del gas y la contratación de los servicios de transporte y almacenamiento. La intención es de que con ello, la Comisión prevenga que los usuarios finales que adquieren gas de los distribuidores paguen una cantidad mayor al precio máximo de venta de primera mano más las tarifas autorizadas de transporte y almacenamiento. Este precio permitirá a los distribuidores recuperar los costos en que incurran por la adquisición de gas a un precio igual o menor al promedio ponderado del precio de referencia, que normalmente será el precio máximo de las ventas de primera

mano; y por la contratación prudente del servicio de transporte a través de un trayecto apropiado y del servicio de almacenamiento incurrido, a las tarifas aprobadas por la Comisión.

En algunas situaciones la Comisión permitirá el establecimiento de precios de referencia diferentes al precio máximo de venta de primera mano siempre y cuando el distribuidor no esté conectado a una planta de proceso de gas nacional, a través del sistema de transporte o el precio máximo de venta de primera mano no sea apropiado, debido a la posición geográfica en donde se ubique el distribuidor. De presentarse tal eventualidad, los distribuidores tendrán la obligación de minimizar sus costos de adquisición, transporte y almacenamiento con respecto a las condiciones prevalecientes en el mercado.

Cabe señalar que en todo momento, la Comisión puede llegar a determinar que los costos de transporte y almacenamiento en que incurre el distribuidor son excesivos, caso en el cual el distribuidor tendrá que ajustar la diferencia, más los intereses, en el cálculo del precio máximo de adquisición del distribuidor.

#### **C. Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural. DIR-GAS-002-96. (03/06/96)**

Con base en el Reglamento y como complemento a la **DIR-GAS-001-1996**, esta Directiva tiene por objeto establecer los criterios y lineamientos contables que deberán utilizar las empresas reguladas para las actividades reguladas en materia de gas natural.

Esta Directiva tiene objetivos muy concretos que son los siguientes:<sup>6</sup>

- *Establecer criterios y lineamientos contables homogéneos para el cálculo de precios y tarifas en la industria del gas natural.*
- *Conocer la posición, el desempeño y los resultados financieros de las empresas reguladas para verificar el cumplimiento de los ordenamientos jurídicos aplicables, en particular la regulación de precios y tarifas.*
- *Verifica que no existan subsidios cruzados entre diferentes líneas de negocios, servicios o regiones.*
- *Evalúa el desempeño de las empresas reguladas.*

De acuerdo con lo señalado en esta Directiva, los solicitantes de permisos y los permisionarios presentarán su información financiera conforme a los boletines, documentos de adecuación y circulares contenidos en los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en México (PCGA), emitidos por la Comisión de Principios de Contabilidad y divulgados por el Comité Ejecutivo del Instituto Mexicano de Contadores Públicos (IMCP).

---

<sup>6</sup> Tomado de <http://www.cre.gob.mx>, op.cit.

Cabe mencionar que la Comisión dispuso que con base en la reevaluación de activos no monetarios y depreciación de activos fijos, temas en los que los PCGA no definen un método único, la Directiva precisara el método aplicable.

Entre otros temas que aborda la **DIR-GAS-002-96** se encuentran los de la contabilidad a pesos constantes; la información sobre las partes relacionadas con las empresas reguladas; el catálogo de cuentas que conforma la estructura contable básica de los solicitantes y permisionarios; la información complementaria que deberán presentar los solicitantes y las empresas reguladas.

Así también en esta Directiva la Comisión dispuso la entrega de información relevante para la integración de estadísticas de uso y consumo del gas natural, básicamente en lo referente a volúmenes de adquisición de gas, volúmenes de venta de gas, comercializado y de balanceo, por tipo de cliente y de servicio, niveles de utilización del sistema, clientes clasificados por tipo de servicio, precios unitarios de adquisición y de venta de gas, precios unitarios y volúmenes suministrados por tipo de cliente y de servicio, activos fijos pormenorizados, entre otros.

#### **D. Directiva sobre la venta de primera mano de gas natural. DIR-GAS-004-2000. (23/02/00)**

Se puede decir que el punto de partida para el establecimientos de precios y tarifas en el mercado del gas natural en México lo constituye el establecimiento de los precios de primera mano. En tal sentido esta Directiva establece los criterios y lineamientos que deberán ser observados por Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios en la venta de primera mano de gas natural.

Los objetivos que la Comisión persigue con esta Directiva son los de complementar un régimen de regulación predecible, estable y transparente, que asegure el suministro eficiente de gas natural; reproducir lo más posible las condiciones de un mercado competitivo y abastecer al cumplimiento de la regulación de las ventas de primera mano. Para ello, la Comisión tomó en cuenta dos puntos importantes: el uso comercial observado en los mercados competitivos de gas natural, y las diferentes funciones de Pemex en la industria del gas natural.

La **DIR-GAS-004-2000** establece diversas disposiciones:

*La primera enajenación de gas de origen nacional que realice Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional se sujetará a los Términos y Condiciones Generales que apruebe la Comisión. En toda venta de primera mano se tendrán por incorporados los Términos y Condiciones Generales y no habrá lugar a otras estipulaciones. Los actos relativos a la venta de primera mano se consignarán en los modelos establecidos de acuerdo a los términos y condiciones generales. La venta de primera mano comprenderá todos los actos y servicios involucrados en la contratación, enajenación y entrega del gas, la cuál podrá efectuarse en una planta de proceso o en cualquier punto de entrega de un sistema conectado, directa o*

*indirectamente, en territorio nacional, a una planta de proceso. En las ventas de primera mano, Petróleos Mexicanos deberá abstenerse de condicionar la enajenación del gas a la adquisición de otro bien o servicio distinto o distinguible, o a que el adquirente no enajene el gas a terceros; negar un trato similar a adquirentes similares en condiciones similares; inducir a los adquirentes a actuar en un sentido determinado, o insinuar o tomar represalias contra ellos; rehusarse a enajenar gas a personas determinadas, o negarse a enajenarlo en condiciones disponibles y normalmente ofrecidas a terceros y por último a realizar cualquier acto que de manera indebida limite o impida la contratación de la venta de primera mano.*

Derivado de ello, observamos que una de las partes fundamentales de la regulación a la que se enfrenta Pemex es de que éste no podrá subsidiar los servicios que preste como permisionario con los ingresos provenientes de las ventas de primera mano, ni podrá subsidiar las ventas de primera mano mediante los ingresos provenientes de los servicios que preste como permisionario o de sus actividades de comercialización. Además la Directiva establece que *deberá operar y mantener permanentemente actualizado un sistema de información accesible a través del cuál se permita a los adquirentes tener acceso a los términos y condiciones generales y a la demás información relevante sobre las ventas de primera mano que establezca esta Directiva y otras disposiciones aplicables. Asimismo este sistema de información será publicado para cada planta de proceso y en el se informará la oferta de gas que es destinada a la venta de primera mano, los volúmenes de importación de gas por punto de inyección al Sistema Nacional de Gasoductos.*<sup>8</sup>

Finalmente, en lo que respecta al precio del gas en venta de primera mano, este implicará todos los actos y servicios que se encuentren involucrados en la contratación, enajenación y entrega del gas a la salida de las plantas de proceso. El precio del gas no podrá exceder el precio máximo determinado de acuerdo con la Directiva de precios y tarifas.

Al igual que los agentes económicos privados que participen en el mercado del gas natural, Petróleos Mexicanos también deberá presentar de manera periódica diversa información a la Comisión: el registro de contratos que tengan por objeto ventas de primera mano que, de acuerdo con el formato que expida la Comisión, contendrá al menos: fecha de celebración, nombre del adquirente, punto de entrega, cantidad y periodo contratados, servicios involucrados, precio del gas, descuento aplicado y los cargos por transporte y demás servicios involucrados en la venta. Esta información deberá ser presentada dentro del mes siguiente al término de cada trimestre; el registro de contratos de comercialización que, de acuerdo con el formato que expida la Comisión, tendrá información relativa a lo siguiente: 1) ventas de gas que se realicen entre Petróleos Mexicanos y/o sus organismos subsidiarios; 2) ventas de gas que previamente haya sido objeto de venta de primera mano, ventas de gas importado; 3) los contratos para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución que celebre como usuario con otros permisionarios; 4) los servicios que no involucren una venta de primera mano o en los cuales Petróleos Mexicanos no actúe con carácter de permisionario.

<sup>7</sup> Tomado de <http://www.cre.gob.mx>, op.cit.

<sup>8</sup> Fuente: <http://www.cre.gob.mx>, op.cit.

Otra información que deberá presentar Pemex a la Comisión es un informe de actividades de comercio exterior, el cual deberá incluir: las exportaciones, en volumen y valor, por punto de interconexión fronteriza; las importaciones, en volumen y valor, por punto de interconexión fronteriza; el registro de contratos de exportación e importación que señale al menos el cliente o proveedor; la fecha de celebración y duración de los contratos, el precio y demás contraprestaciones. Así también deberá presentar un informe de precios que incluya, de acuerdo con el formato que determine la Comisión, las ventas de primera mano, los precios interorganismos y otras enajenaciones de gas.

A continuación se enlistan otros requerimientos de información que deberá cumplir Pemex:

- Balance nacional de gas natural que incluya: Origen: la producción total de gas natural, haciendo la distinción entre gas amargo y gas dulce. Destino: autoconsumo de Pemex-Exploración y Producción; Gas entregado a Pemex-Refinación; Gas entregado a Pemex-Gas y Petroquímica Básica por punto de entrega; Gas liberado a la atmósfera.
- Balance nacional de gas natural seco que distinga: Origen: producción de gas seco; directo de campos; importación. Destino: industria petrolera, por organismos; ventas de primera mano, por tipo de adquirente; exportaciones.
- Capacidad instalada y factor de utilización por planta de proceso de gas, que deberá presentarse semestralmente dentro del mes siguiente al cierre de cada periodo.
- Informe sobre la capacidad reservada y la utilización de dicha capacidad por trayecto, para efectos de las ventas de primera mano que se realicen en puntos distintos a las plantas de proceso.
- Informe sobre cada una de las reclamaciones y quejas recibidas, tramitadas y resueltas que hayan presentado los adquirentes.

Una parte complementaria a la regulación lo constituyen las normas oficiales (NOMs) que emite las autoridades competentes en la materia, en las que se establecen especificaciones técnicas y de seguridad. Las normas en Materia de Gas Natural aprobadas son las siguientes:

- Calidad del Gas
- Instalaciones de aprovechamiento
- Distribución
- Gas natural licuado. Instalaciones vehiculares
- Gas natural licuado. Estaciones de servicio
- Transporte de Gas natural
- Gas natural comprimido para uso vehicular
- GNC para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.

Así mismo, la Secretaría de Energía a través de la Comisión ha expedido en materia de gas natural las siguientes Normas Oficiales Mexicanas (NOMs) siguientes:

- La NOM-001-SECRE-1997 sobre la Calidad del gas natural
- La NOM-002-SECRE-1997 sobre Instalaciones para el aprovechamiento del gas natural, y
- La NOM-003-SECRE-1997 sobre Distribución de gas natural.

Las NOMs establecen la regulación técnica de observancia obligatoria para todos los permisionarios. El diseño de los sistemas de distribución y de transporte deberán observar las NOMs y a falta de ellas, se emplearán normas internacionales usadas en la industria del gas natural. Las Directivas emitidas por la Comisión, así como las NOMs en materia de gas natural han permitido que los participantes de la industria del gas natural conozcan con precisión las reglas aplicables, las tarifas máximas para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución y los términos y condiciones para la prestación del servicio.

### **3.4. Fijación del precio del gas natural en México bajo un esquema de regulación**

Como se ha señalado una de las partes esenciales de la actual regulación en México de la industria del gas natural tiene que ver con el otorgamiento de las concesiones y con el establecimiento de precios y tarifas del gas natural. En esta sección se presenta el esquema que se sigue para determinar el precio de este energético.

A partir de 1991 el precio del gas natural en México se obtenía a través de diversas fórmulas que utilizaban como referencia los precios del mercado del sur de Texas, este último es en donde se encuentra el costo de oportunidad del gas natural. Además debemos señalar que este estado es la región que produce más gas en los Estados Unidos y la cual ha sido considerada como un indicador adecuado del costo de oportunidad en un ambiente de mercado abierto.<sup>9</sup>

La referencia de precio en la frontera que se ha utilizado para el gas de origen nacional es la canasta compuesta por el promedio de los índices para el sur de Texas de los gasoductos de Texas Eastern Transmission (TETCO) y El Paso Gas Transmission (EPGT Texas Pipeline, L.P.). Estos precios de referencia son utilizados en fórmulas que determinan el precio final de venta del gas natural.

Cabe señalar que hasta antes de 1995, el precio era fijado exclusivamente por Pemex toda vez que era Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) el único proveedor de gas y aplicaba un precio volumétrico al consumidor; este precio comprendía tanto el costo del gas como el de transporte y distribución, todos éstos eran considerados un solo concepto. Este precio era determinado por Pemex a través de un “Comité de Precios” integrado por representantes de varias Secretarías de Estado. Actualmente el mismo “Comité de Precios”

---

<sup>9</sup> Constituyen los precios de referencia en un mecanismo de fijación de precios bajo un esquema de competencia abierta.

determina el precio de primera venta sin embargo los precios finales del gas natural al público están determinados de manera conjunta con la Comisión.

Hoy en día el precio del gas natural en México está determinado con base en el costo de oportunidad del gas mexicano en un mercado abierto, es decir, se utiliza el mismo criterio en el que Pemex sustenta su política general de precios tanto de otros energéticos como de los productos petrolíferos que produce.

La existencia de una política general formulada a nivel del Gobierno Federal, elimina la discrecionalidad que Pemex podría tener como productor único, teniendo presente que con una regulación específica se establecen principios y reglas que refuerzan la transparencia y los límites a los que debe sujetarse la política de precios.<sup>10</sup>

Veamos en seguida los principales componentes en la fijación actual del precio del gas natural:

**3.4.1. Precio de referencia.** Es el costo de la molécula de gas. En México está indexado al precio del gas natural norteamericano, puesto que la Comisión reconoce el costo de oportunidad del mercado competitivo. El mercado de referencia sigue siendo pues el de la región del Sur de Texas con lo que el costo de oportunidad está sujeto a la evolución que tengan los mercados, la utilización de los gasoductos y las alternativas de suministro para Pemex.

En este momento la fórmula de precios del gas mexicano emplea como referencia el promedio de las cotizaciones que se publican para los gasoductos de Texas Eastern Transmission Corp. (TETCO) y El Paso Gas Transmission (EPGT Texas Pipeline, L.P.); estas referencias fueron establecidas en julio de 1995 y a partir de entonces son empleadas como referentes de las condiciones de mercado tales como el destino de las exportaciones, fuentes de gas importado, costos de transporte, precios, etc., bajo las cuáles se llevan a cabo las operaciones de comercio exterior de gas natural.

Los precios de referencia para el gas natural en México se establecen en cuatro puntos fronterizos principales que se interconectan tales como: Reynosa, Tamaulipas; Cd. Juárez, Chihuahua; Naco, Sonora, y Piedras Negras, Coahuila, basados en los índices de precios de las principales cuencas productoras de gas natural como Permian y San Juan, e índices de ductos americanos como PG&E y Tetco, localizados en el sur de Estados Unidos. El precio de referencia en Cd. Pemex, Tabasco, se calcula mediante el mecanismo de NetBack, es decir, el método para determinar el precio del gas natural en el punto de entrada al mercado, ya sea en la frontera por donde se importa o en la región productora. El precio se calcula partiendo del precio final al consumidor, menos el descuento de los costos de transporte y distribución,<sup>11</sup> permitiéndose así reflejar el costo de oportunidad del gas seco respecto del mercado del sur de Texas.

<sup>10</sup> <http://www.gas.pemex.com.>, op.cit.

<sup>11</sup> <http://energía.gob.mx>. Secretaría de Energía. "Prospectiva del mercado de gas natural 2000 – 2009".

Es importante destacar que será este precio de referencia lo que constituye la esencia de la determinación del precio al público.

**3.4.2. Precio al público.** El precio al público del gas natural se calcula mensualmente para cada uno de los sectores de precios. Los conceptos que lo integran son: el precio de referencia; la tarifa de transporte del sector de precios donde se ubica el cliente; el costo del servicio de acuerdo al tipo de contrato firmado con Pemex gas, y el impuesto al valor agregado (IVA) del 15 por ciento, o del 10 por ciento si se trata de la franja fronteriza.

**Precio al público** = Precio de referencia (materia prima) + costo transporte  
+ costo servicio + tarifa de distribución + IVA.

a) Costo de transporte. Está regulado por la Comisión en el permiso de transporte otorgado a Pemex para su Sistema Nacional de Ductos. Hoy en día el cobro del servicio de transporte en el Sistema Nacional de Gasoductos se realiza de forma volumétrica, se paga de acuerdo con la cantidad de gas efectivamente recibida por el adquirente, utilizando para ello las tarifas máximas interrumpibles definidas en el permiso de transporte.

Las condiciones en la prestación del servicio de transporte se establecen mediante las siguientes características: en caso de que se trate del transporte en firme se usarán los componentes de la tarifa de reservación de capacidad, tarifa de uso y el cargo por combustible correspondiente para cada punto de destino. Dado, que la capacidad reservada se paga de acuerdo con 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, por lo que a mayor diferencia entre estos dos valores, mayor será el costo del transporte por unidad de energía consumida.

Con respecto al transporte interrumpible las tarifas que se aplicarán serán las mismas que actualmente se usan y se aplicarán de acuerdo al consumo de energía observado, pese a, que éstas están sujetas a la disponibilidad de este servicio de transporte.

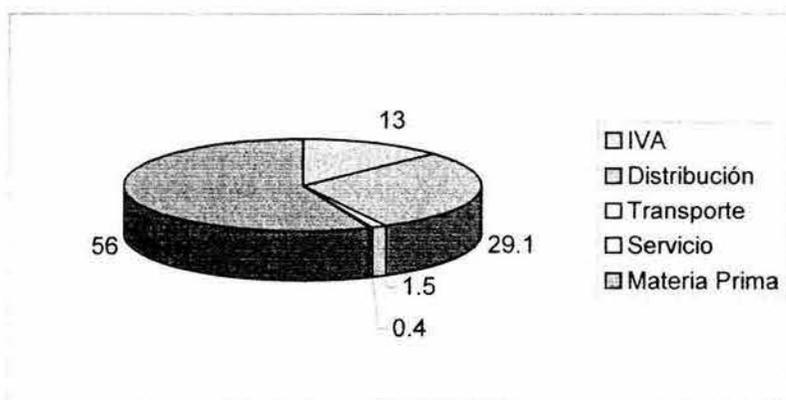
b) Costo de servicio. Corresponde a la remuneración a Pemex por la gestión y administración de las nominaciones (peticiones mensuales de suministro de gas). En este tema podemos mencionar que exclusivamente las modalidades de entrega en puntos diferentes a las plantas de proceso de Pemex gas incorporarán costos de servicio. Tales costos de servicio serán diferentes a los que se aplican en los contratos actualmente vigentes. Debido a que en el nuevo régimen regulatorio los costos de servicio dan cuenta directamente de los costos que el comercializador incida por concepto de la administración del transporte que contrate para dar el servicio de entrega a sus clientes, es decir, la administración de la capacidad reservada y los desbalances, ya que el comercializador agrega los consumos de una amplia cartera de clientes, su función y principal aportación de valor a los adquirentes que contratan el gas natural en su punto de consumo, radica en optimizar su uso de la capacidad de transporte para ofrecer una propuesta económica más

competitiva que la alternativa que cada cliente tiene de contratar la compra de gas y el transporte en forma desagregada.<sup>12</sup>

El costo de cada uno de los servicios está directamente relacionado con la flexibilidad operativa que brindan. Si los consumos promedio del cliente corresponden a un contrato de servicios diferenciados, el cliente puede nominar las cantidades de gas en las distintas clases de servicio o consumir gas sin previo aviso. Si los consumos promedio del cliente corresponden a un contrato de servicio único, el cliente está exento de nominar las cantidades de gas que consumirá, y pagará un costo fijo de 0.20 dólares / miles de pies cúbicos.

c) Tarifas de distribución. Se aprueban de manera independiente para las distintas zonas geográficas en que está dividida la distribución de gas natural en la República Mexicana. Dichas tarifas son aprobadas y ajustadas por inflación bajo la regulación de la Comisión. En el caso de clientes de PGPB que están dentro de zonas de distribución, se aplica la tarifa de distribución que Pemex Gas paga al distribuidor de la zona. En cada zona geográfica de distribución, las compañías distribuidoras aplican bajo criterios particulares, con base en la autorización de la Comisión, cargos específicos por distribución, por tipo de cliente, servicio y rango de consumos. En términos generales, los cargos autorizados se clasifican entre otros, en cargos por capacidad, cargos por uso y cargos por servicio fijo.<sup>13</sup>

**Gráfica Núm. 4**  
**Componentes del precio al público del gas natural**



**Fuente:** Elaboración propia con base a datos proporcionados por el Grupo Gas Natural México

<sup>12</sup> <http://www.gas.pemex.com., op.cit>

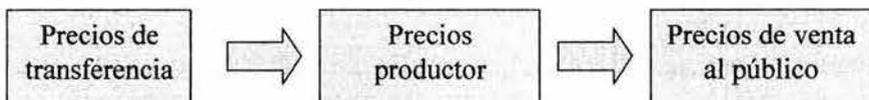
<sup>13</sup> <http://www.gas.pemex.com., op.cit>

d) Tarifa de transporte. Es el costo incurrido por el traslado del gas natural desde el punto de origen "zonas de inyección localizadas a la salida de las plantas de proceso de Pemex Gas, o puntos de interconexión de ductos en la frontera norte", al punto de destino en la caseta de medición en la planta del cliente, está dado de acuerdo con el sector donde se ubica el cliente.

En México se aplican dos tasas de impuesto (IVA) para el precio del gas natural:

1. Para zonas fronterizas, específicamente en ciudad Juárez, Naco, Piedras Negras y Reynosa aplica una tasa de IVA del 10 por ciento
2. Mientras que en el resto del país se aplica una tasa impositiva del 15 por ciento en el precio al público.

**Gráfica Núm. 5**  
**Sistema de precios en la industria petrolera**



Determinan el ingreso de las unidades de negocio

- Precios de transferencia oportunos, sencillos y precisos, orientados a decisiones operativas de las unidades de negocio
- Basados en costos de oportunidad internacionales
- Utilizados en la toma de decisiones de corto plazo de las unidades de negocio

Determinan el ingreso neto de la empresa

Reflejan el valor netback propio de la compañía

Envían señales económicas a los consumidores

Incluyen impuestos indirectos, fletes y comisiones

**Fuente:** Tomado de <http://www.unam.mx/pue/IV> CONGRESO PONENCIAS. Precios de Hidrocarburos. Junio 2001.

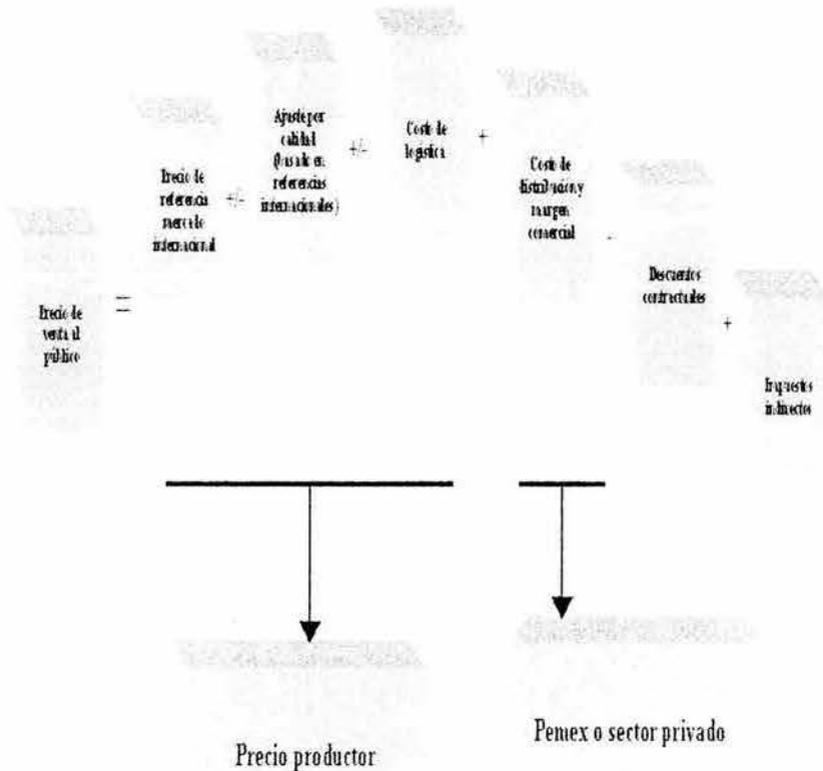
e) Ajuste por logística. La finalidad de este componente es el de ligar precios internacionales con los precios internos. Es un elemento necesario para establecer el costo de oportunidad de los productos de Pemex en el mercado internacional. Se tienen los siguientes signos del ajuste:

(+)Desplazamiento de importaciones (balance deficitario)

(-) Exportaciones netas (balance superavitario)

En este componente se toman consideraciones sobre la comercialización, el balance del producto y los costos de suministro. Cabe señalar que los ajustes por logística se obtienen generalmente al resolver modelos de transporte de programación lineal.

**Gráfica Núm. 6**  
**Mecanismo general de precios para ventas internas**



**Fuente:** Tomado de [http://www.unam.mx/pue/IV CONGRESO PONENCIAS.op.cit](http://www.unam.mx/pue/IV%20CONGRESO%20PONENCIAS.op.cit).

**Cuadro Núm. 1**  
**Precios y tarifas de combustibles con referente internacional**

Tipo de combustible	Referente internacional	Impuesto	Precio al público
Combustóleo	Houston	IVA	1.77
Turbosina	Houston	IVA	2.18
Gas natural	Sur de Texas	IVA y tarifas de transporte y servicios reguladas por la CRE	1.70
Gas LP	Mont Belvieu, Texas	IVA	2.68

**Nota:** El precio al público expresa los pesos por litro al mes de julio del 2000, y este precio incluye costos de transporte a los centros de consumo. Y en lo concerniente al gas natural es el precio a pesos por metro cúbico.

**Fuente:** Tomado de Secretaría de Energía.

**Cuadro Núm. 2**  
**Evolución de los precios del gas natural**

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Oct.	Nov.	Dic.
Año												
1994							1.868	1.68	1.4	1.315	1.58	1.595
1995	1.49	1.29	1.315	1.425	1.54	1.575	1.385	1.275	1.455	1.53	1.65	2.03
1996	2.07	1.775	1.92	2.2	2.09	2.21	2.455	2.18	1.715	1.72	2.545	3.615
1997	3.78	2.685	1.61	1.72	1.995	2.19	2.05	2.085	2.41	2.99	3.155	2.32
1998	2.12	1.9	2.13	2.195	2.18	1.94	2.265	1.845	1.525	1.91	1.885	1.99
1999	1.665	1.685	1.545	1.775	2.24	2.11	2.16	2.49	2.775	2.415	2.895	1.995
2000	2.23	2.47	2.48	2.75	2.94	4.21	4.215	3.705	4.45	5.105	4.31	5.775
2001	9.565											

**Fuente:** Tomado de Grupo Gas Natural México.

Como podemos ver estos cuadros nos muestran el comportamiento que han ido desarrollando los precios del gas natural desde la implementación de la Ley Reglamentaria del mismo, impulsando de manera importante al desarrollo de la industria del gas natural en nuestro país.

### 3.5. Evolución reciente del precio del gas natural

Durante los años 2000 y 2001 los mercados de gas natural sufrieron importantes distorsiones que elevaron de manera importantes los precios de referencia. Las causas primordiales que originaron esta tendencia alcista de precios fue resultado de una temporada fuerte de huracanes, que indujo la suspensión de actividades basadas con la producción de gas, asimismo la situación del carácter estacional propio por el que transitaba el mercado del gas en los Estados Unidos, así como el nerviosismo en el Medio Oriente, principalmente el conflicto con Irak, lo cual provocó la fijación de mayores precios.

Durante el presente año, las cotizaciones del gas natural han observado incrementos importantes. La referencia del Sur de Texas aumentó de 2.23 dólares por MMBTU en enero a 4.45 en septiembre, lo que representa un incremento del 99.5 por ciento.<sup>14</sup>

El comportamiento que han tenido los precios de gas natural en México es un reflejo directo de la evolución del mercado norteamericano, en la medida que las fórmulas de precio utilizadas para calcular el precio del gas nacional tienen como referencia las cotizaciones del Sur de Texas. Recordemos que para mitigar el efecto de la variabilidad de precios de este energético, las autoridades instrumentaron un mecanismo de descuento para el año de 2001, amparado en una resolución de la Comisión cuyo objetivo fue incentivar el uso de coberturas de precios.<sup>15</sup>

El principal problema al que se enfrenta el mercado mexicano de gas cuando se adopta un benchmark es que también se incorporan al mercado nacional los cambios aleatorios de demanda en los EU, básicamente en periodos de invierno donde las temperaturas alcanzan niveles muy bajos. Alternativas al problema de la volatilidad de precios: la Comisión decidió en consenso con los distribuidores que era necesario adquirir instrumentos de cobertura para protegerse de los cambios en el precio, en febrero de este año se acordó un precio de 4 USD como medida de prevención durante 3 años.<sup>16</sup>

El precio del gas natural producido en EEUU es alto con referencia al petróleo producido, de ahí que las importaciones de gas natural han subido significativamente, sobre todo los procedentes del Canadá, de ahí que muchas veces el costo de los mil pies cúbicos alcanzó a 4.0 dólares. Conclusión: en el caso hipotético de que se realizará la venta del gas natural a EEUU, Bolivia debería exigir que se fije entre 1.30 y 1.60 USA los 1.000 pies cúbicos en boca de pozo, igual a lo que está estipulado con el Brasil. La evolución mensual de los precios del gas desde el 1 de enero del 2000 al 1 de enero del 2003, ha tenido una media del orden de 3.93 USA los 1.000 pies cúbicos. Los precios del gas natural en el norte, centro y sur aumentaron en forma espectacular en el último año: en enero del 2000, el millar de pies cúbicos se cotizaba en 2.0 dólares, un año más tarde, en el 2001 alcanzó a 10 USA. En Baja California, que importa gas natural, el precio alcanzó a 16 USA.<sup>17</sup>

A continuación se muestran algunos cuadros con base en las variaciones que se han dado en el ámbito industrial con respecto al uso del gas natural en el periodo 2000 – 2003.

---

<sup>14</sup> Pemex Gas y Petroquímica Básica. Evolución de precios del Gas Natural.

<sup>15</sup> Pemex Gas y Petroquímica Básica. "Evolución de precios de gas natural".

<sup>16</sup> Morales Sánchez, Patricia. "La regulación del precio del gas natural: una metodología alternativa". Junio 2002.

<sup>17</sup> <http://www.eldiario.net/noticias>

**Cuadro Núm. 3**  
**Precio del gas natural uso industrial para diciembre del 2000**  
**(Pesos por Gigacaloría)**

Sector	Base Firme Anual	Base Firme Mensual	Base Variable	Adicional Notificado	Adicional No Notificado	Guadalajara Menor	No Contractual
Chihuahua Importación	251.83	252.23	253.41			254.2	258.95
Chihuahua Norte	265.21	265.61	266.79	257.58	272.33	267.58	272.33
Chihuahua Sur	233.57	273.97	235.15	235.94	240.69	235.94	240.69
Anáhuac	267.12	267.52	268.7	269.49	274.24	269.49	274.24
Samalayuca-Hueco	259.64	260.04	261.22	262.01	266.76	262.01	266.76
Torreón	229.17	229.57	230.75	231.59	236.29	231.54	236.29
Monterrey	222.32	222.72	223.9	224.69	229.44	224.69	229.44
Monclova	225.19	225.59	226.77	227.56	232.31	227.56	232.31
Reynosa	220.59	220.99	222.17	222.96	327.71	222.96	227.71
Madero	215.25	215.65	216.83	217.62	222.37	217.62	222.37
Guadalajara	227.94	228.37	229.55	230.34	235.09	230.34	235.09
Salamanca	222.95	223.35	224.53	225.32	230.07	225.32	230.07
Lázaro Cárdenas	231.58	231.98	233.16	233.95	238.7	233.95	238.7
Centro	219.18	219.58	220.76	221.55	226.3	221.55	226.3
Poza Rica	213.73	214.13	215.31	216.1	220.85	216.1	220.85
Veracruz	210.5	210.9	212.08	212.87	217.62	212.87	217.62
Mendoza	212.99	213.39	214.57	215.36	220.11	215.36	220.11
Minatitlán	208.37	208.77	209.95	210.74	215.49	210.74	215.49
Cárdenas	205.89	206.29	207.47	208.26	213.01	208.26	213.01
Piedras Negras	225.8	226.2	227.38	228.17	232.92	228.17	232.92
ZONAS URBANAS							
ZU Cd. Juárez	252.26	252.66	253.84			254.63	259.38
ZU Guadalajara-el Salto	229.61	230.01	231.19	231.98	236.73	231.98	236.73
ZU Orizaba-Cd. Mendoza	214.03	214.43	215.61	216.4	221.15	216.4	221.15
ZU Monclova	225.23	225.63	226.81	227.6	232.35	227.6	232.35
ZU Veracruz	211.4	211.8	212.98	213.77	318.52	213.77	218.52

Nota: Para los precios en la zona fronteriza deberá aplicarse IVA del 10%, mientras que para el Resto del País 15%.

Tipo de Cambio Referencia y Costo de Servicio 9.4742

Tipo de Cambio Netback y Transporte 9.3973

Fuente: Tomado de <http://www.pemex.com>

**Cuadro Núm. 4**  
**Precio del gas natural uso industrial para diciembre del 2001**  
**(Pesos por Gigacaloría)**

Sector	Base Firme Anual	Base Firme Mensual	Base Variable	Adicional Notificado	Adicional No Notificado	Contractual Menor	No Contractual
Chihuahua Importación	95.07	95.45	96.61			97.38	101.99
Chihuahua Norte	108.1	108.48	109.64	110.41	115.02	110.41	115.02
Chihuahua Sur	93.02	93.4	94.56	95.33	99.94	95.33	99.94
Anáhuac	109.98	110.36	111.52	112.29	116.9	112.29	116.9
Samalayuca-Huaco	102.59	102.97	104.13	104.9	109.51	104.9	109.51
Torreón	88.68	89.06	90.22	90.99	95.6	90.99	95.6
Monterrey	81.92	82.3	83.46	84.23	88.84	84.23	88.89
Monclova	84.75	85.13	86.24	87.06	91.67	87.06	91.67
Reynosa	80.2	80.58	81.74	82.51	87.12	82.51	87.12
Madero	74.93	75.31	76.47	77.24	81.85	77.24	81.85
Guadalajara	87.5	87.88	89.04	89.81	94.42	89.81	94.42
Salamanca	82.53	82.91	84.07	84.84	89.45	84.84	89.45
Lázaro Cárdenas	91.06	91.44	92.6	93.37	97.98	93.37	97.98
Centro	78.81	79.19	80.35	81.12	85.73	81.12	85.73
Poza Rica	73.43	73.81	74.97	75.74	80.35	75.74	80.35
Veracruz	70.24	70.62	71.78	72.55	77.16	72.55	77.16
Mendoza	72.7	73.08	74.24	75.01	79.62	75.01	79.62
Minatitlán	68.14	68.52	69.68	70.45	75.06	70.45	75.06
Cárdenas	65.68	66.06	67.22	67.99	72.6	67.99	72.6
ZONAS URBANAS							
ZU Orizaba-Cd. Mendoza	73.73	74.11	75.27	76.04	80.65	76.04	80.65
ZU Monclova	84.79	85.17	86.33	87.1	91.71	87.1	91.71
ZU Veracruz	71.13	71.51	72.67	73.44	78.05	73.44	78.05

Nota: Para los precios en la zona fronteriza deberá aplicarse IVA del 10%, mientras que para el Resto del País 15%.

Tipo de Cambio Referencia y Costo de Servicio 9.2144

Tipo de Cambio Netback y Transporte 9.2815

Fuente: Tomado de <http://www.pemex.com>

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA

**Cuadro Núm. 5**  
**Precio del gas natural uso industrial para diciembre del 2001**  
**(Pesos por Gigacaloría)**

Sector	Base Firme Anual	Base Firme Mensual	Base Variable	Adicional Notificado	Adicional No Notificado	Contractual Menor
Chihuahua Importación	171.03	171.46	172.74			173.59
Chihuahua Norte	186.01	186.61	187.89	188.74	193.85	188.74
Chihuahua Sur	182.14	182.57	183.85	184.7	189.81	184.74
Anahuác	188.51	188.94	190.22	191.07	196.18	191.07
Samalayuca - Hueco	179.36	179.79	181.07	181.92	187.03	181.92
Torreón	176.77	177.2	178.48	179.33	184.44	179.33
Monterrey	168.4	168.83	170.11	170.96	176.07	170.96
Monclova	171.9	172.33	173.61	174.46	179.57	174.46
Reynosa	166.27	166.7	167.98	168.83	173.94	168.83
Madero	159.75	160.18	161.46	162.31	167.42	162.31
Guadalajara	175.3	175.73	177.01	177.86	182.97	177.86
Salamanca	169.16	169.59	170.87	171.72	176.83	171.72
Lázaro Cárdenas	179.72	180.15	181.43	182.28	187.39	182.28
Centro	164.56	164.99	166.27	167.12	172.23	167.12
Poza Rica	157.89	158.32	159.6	160.45	165.56	160.45
Veracruz	153.95	154.38	155.66	156.51	161.62	156.51
Mendoza	156.99	157.42	158.7	159.55	164.66	159.55
Minatitlán	151.35	151.78	153.06	153.91	159.02	153.91
Cárdenas	148.31	148.74	150.02	150.87	155.98	150.87
ZONAS URBANAS						
ZU Orizaba-Cd. Mendoza	158.26	158.69	159.97	160.82	165.93	160.82
ZU Monclova	171.95	172.38	173.66	174.51	179.62	174.51
ZU Veracruz	155.05	155.48	156.76	157.61	162.72	157.61

Nota: Para los precios en la zona fronteriza deberá aplicarse IVA del 10%, mientras que para el Resto del País 15%.

Tipo de Cambio Referencia y Costo de Servicio 10.2028

Tipo de Cambio Netback y Transporte 10.1193

Fuente: Tomado de <http://www.pemex.com>

**Cuadro Núm. 6**  
**Precio del gas natural uso industrial para agosto del 2003**  
**(Pesos por Gigacaloría)**

Sector	Base Firme Anual	Base Firme Mensual	Base Variable	Adicional Notificado	Adicional No Notificado	Contractual Menor	No Contractual
Chihuahua Importación	198.19	198.63	199.94			200.81	206.04
Chihuahua Norte	213.78	214.22	215.53	216.4	221.63	216.4	221.63
Chihuahua Sur	207.65	208.09	209.4	210.27	215.5	210.27	215.5
Anáhuac	216.21	216.65	217.96	218.83	224.06	218.83	224.06
Samalayuca-Hueco	206.69	207.13	208.44	209.31	214.54	209.31	214.59
Torreón	202.07	200.51	203.82	204.69	209.92	204.69	209.92
Monterrey	193.36	193.8	195.11	195.98	201.21	195.98	201.21
Monclova	197	197.44	198.75	199.62	204.85	199.62	204.85
Reynosa	191.15	191.59	192.9	193.77	199	193.77	199
Madero	184.37	184.81	186.12	186.99	192.22	186.99	192.22
Guadalajara	200.54	200.98	202.29	203.16	200.39	203.16	208.39
Salamanca	194.15	194.59	195.9	196.77	202	196.77	202
Lázaro Cárdenas	205.13	205.57	206.88	207.75	212.98	207.75	212.98
Centro	189.37	189.81	191.12	191.99	197.22	191.99	197.22
Poza Rica	182.43	182.87	184.18	185.05	190.28	185.05	190.28
Veracruz	178.33	178.77	180.08	180.95	186.18	180.95	186.18
Mendoza	181.5	181.94	183.25	184.12	189.35	184.12	189.35
Minatitlán	175.63	176.07	177.38	178.25	183.48	178.25	183.48
Cárdenas	172.47	172.91	174.22	175.09	180.32	175.09	180.32
ZONAS URBANAS							
ZU Orizaba-Cd. Mendoza	182.02	183.26	184.57	185.44	190.67	185.44	190.67
ZU Monclova	197.06	197.5	199.68	199.68	204.91	199.68	204.91
ZU Veracruz	179.48	179.92	182.1	182.1	187.33	182.1	187.33

Nota: Para los precios en la zona fronteriza deberá aplicarse IVA del 10%, mientras que para el Resto del País 15%.

Tipo de Cambio Referencia y Costo de Servicio 10.4421

Tipo de Cambio Netback y Transporte 10.5243

Fuente: Tomado de <http://www.pemex.com>

### 3.6. Conclusiones

✦ A inicios de la década de los años noventa, las actividades de comercialización del gas natural en nuestro país se encontraban poco desarrolladas. Pemex era el único agente con facultades para vender, importar y exportar gas natural, limitando así la construcción de ductos. Esta falta de infraestructura ocasionó una baja utilización de gas natural en los procesos industriales y un escaso consumo comercial y residencial. Debido a esto el gobierno impulsó diversas reformas con respecto al sector del gas natural. El objetivo era permitir participación de la inversión privada y diseñar un marco regulador que fomentara el desarrollo balanceado de la industria.

✦ La regulación actual permite la participación de particulares en las actividades siguientes: transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Por su parte, las actividades reservadas para Pemex son: la exploración, la explotación y las ventas de primera mano.

✦ Por otra parte cabe destacar la creación de la Comisión Reguladora de Energía, la cual es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa creada el 28 de diciembre de 1994 en los términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, misma que le otorga las facultades para expedir disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las personas que realicen actividades reguladas. Y para tales motivos expide las diversas *Directivas* cuyo propósito principal es el de servir como un instrumento, el cuál es indispensable para que las personas que realicen actividades reguladas en materia de gas natural cuenten con los criterios y lineamientos en base a la venta de primera mano del gas natural, a la determinación de las zonas geográficas para la distribución del mismo, así como para llevar a cabo la contabilidad y a través de esta poder determinar los distintos precios y tarifas con respecto a la regulación del gas natural.

✦ Como principales objetivos de las políticas de precios podemos señalar que éstas generan las indicaciones económicas adecuadas a través de las cuales se reflejan los costos de oportunidad del productor en una economía abierta, además de precios competitivos relacionados con mercados internacionales relevantes, dar transparencia, ser flexible cuyo fin primordial es reaccionar oportunamente a los cambios en el mercado, asimismo permite eliminar gradualmente los subsidios de algunos productos, garantizar la relación de los esquemas de precios de transferencia, precios productor y precios al público cuyo objetivo principal sea el generar estados de resultados consistentes entre las subsidiarias de una misma compañía.

✦ Durante los años 2000 y 2001 los mercados de gas natural sufrieron importantes tergiversaciones, las cuales provocaron aumentos importantes de los precios de referencia. Las causas primordiales que originaron esta tendencia alcista de precios fue consecuencia de una fuerte temporada de huracanes, la cuál influyó de manera importante a la suspensión de actividades basadas con la producción de gas, asimismo la situación del carácter estacional propio por el que transitaba el mercado del gas en los Estados Unidos, así como el nerviosismo en el Medio Oriente, principalmente el conflicto con Irak, lo cual provocó la fijación de mayores precios.

\* El comportamiento que han presentado los precios de gas natural en México es un reflejo directo de la evolución del mercado norteamericano, en la medida que las fórmulas de precio utilizadas para calcular el precio del gas nacional tienen como referencia las cotizaciones del Sur de Texas. Recordemos que para mitigar el efecto de la variabilidad de precios de este energético, las autoridades instrumentaron un mecanismo de descuento para el año de 2001, amparado en una resolución de la Comisión cuyo objetivo fue incentivar el uso de coberturas de precios.

## Capítulo IV. Estructura y organización de la industria del gas natural en México después de las reformas

### 4.1. La organización de la industria del gas natural en México

Antes de las reformas de 1995 Pemex era el único agente autorizado para construir, operar y tener en propiedad ductos. Asimismo no contaba con las obligaciones de acceso abierto, por lo que a través de disminuir los consumos en sus plantas era capaz de balancear el sistema de transporte. La inversión privada en sistemas de distribución de gas natural estaba restringida.

Previo a la reformas, en el año de 1992 es publicada la nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos la que establece, dentro de sus disposiciones generales, lo siguiente:

- *El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en las áreas estratégicas del petróleo, demás hidrocarburos y petroquímica básica, por conducto de Petróleos Mexicanos y de los Organismos descentralizados subsidiarios en los términos que esta Ley establece, y de acuerdo con la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo y sus reglamentos.*
- *Petróleos Mexicanos, creado por decreto del 7 de junio de 1938, es un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, tiene por objeto, conforme a lo dispuesto en esta Ley, ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.<sup>1</sup>*

Para tal efecto se crearon los siguientes Organismos Descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con responsabilidad jurídica y patrimonio propio, los mismos que tendrán los siguientes objetos:

1. *Pemex – Exploración y Producción:* exploración y producción de petróleo y gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;
2. *Pemex – Refinación:* procesos industriales de la refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados;
3. *Pemex – Gas y Petroquímica Básica:* procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización

---

<sup>1</sup> Promulgación de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. 16 de julio de 1992.

de estos hidrocarburos, así como derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, y

4. *Pemex – Petroquímica*: procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización toda clase de actos, convenios, contratos y suscribir títulos de crédito, manteniendo en exclusiva la propiedad y el control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos, con sujeción a las disposiciones legales aplicables.

Después de la nueva conformación de Pemex en empresas subsidiarias, en el año de 1995 se realizan importantes reformas en el sector energético.

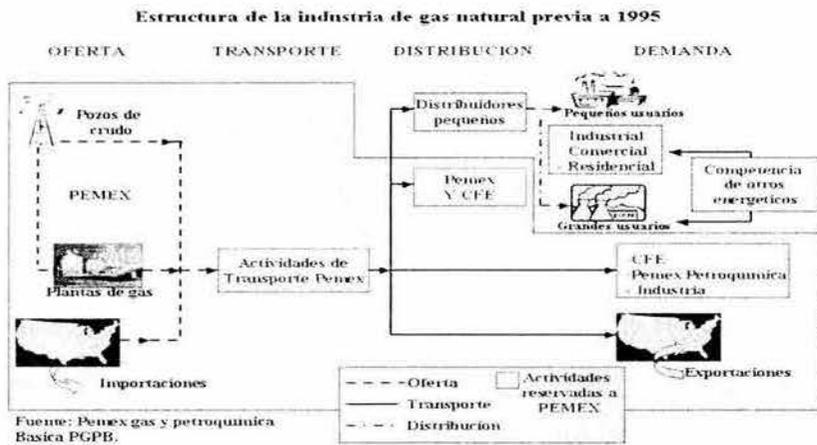
La estructura de la industria del gas natural antes de las modificaciones de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional eran principalmente que ésta era operada por empresas del Estado, Pemex era el único transportista y la inversión privada era restringida en base a la distribución. Posteriormente de ser aprobadas estas modificaciones la industria quedó así: Pemex y empresas privadas participan en el mercado. La producción de gas natural sigue siendo un monopolio estatal a cargo de Pemex, es decir, en lo que concierne a la exploración y explotación del gas natural. Sin embargo, se produjeron importantes modificaciones en el transporte y la comercialización del gas natural. Además cabe señalar con respecto a estas tres últimas actividades, que podrán ser llevadas a cabo—previa aprobación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)— por los sectores social y privado, que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan. Esta medida fue complementada con la asignación de nuevas funciones y atribuciones a la Comisión Reguladora de Energía y con la expedición del Reglamento de Gas Natural, en noviembre de 1995.

Sin embargo, las empresas privadas pueden construir y poseer nuevos gasoductos como complemento de la red troncal de Pemex. Las empresas privadas tendrán libre acceso a la red de Pemex, así como ésta lo tendrá a los ductos de las empresas privadas.

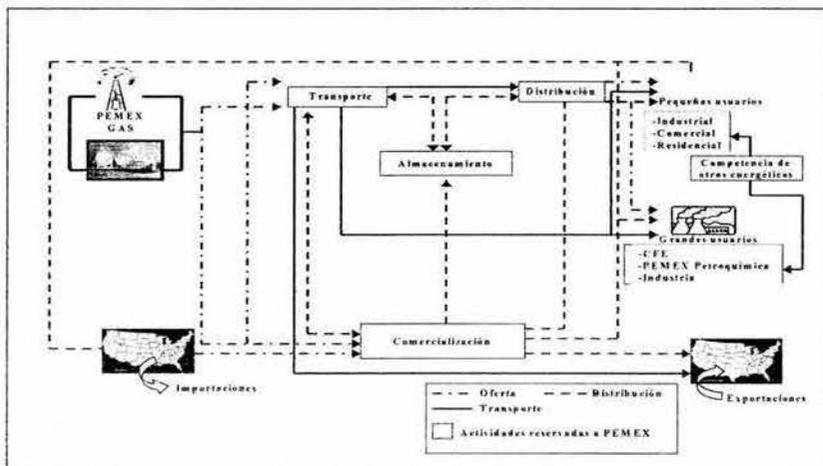
A partir de entonces, tanto Pemex como las empresas privadas participan conjuntamente en este mercado. Si bien el resultado principal en los años subsecuentes, como le veremos más adelante, fue la expansión tanto de los sistemas de transporte como los de distribución, es decir, la creación de nuevas zonas geográficas y nuevos ductos de transporte, es importante señalar que estos sistemas de distribución son aún limitados y principalmente orientados al suministro de gas a clientes industriales.

Por otra parte, es importante señalar que Pemex no desarrolló un sistema de almacenamiento puesto que, por su integración, la empresa podía ajustar los patrones de consumo de gas natural a los patrones de producción y transporte.

## Esquema Núm. 1



## Esquema Núm. 2 Visión de la industria del gas natural actual



Fuente: Tomado de Pemex Gas y Petroquímica Básica PGPB.

## **4.2. La extracción, producción, distribución y almacenamiento del gas natural**

La organización de la industria del gas natural en México está determinada por un lado por factores tecnológicos derivados de la existencia de una estructura de monopolio natural, y por la otra por factores inherentes a la naturaleza jurídica que establece la Constitución en torno de los recursos del subsuelo. De las diferentes etapas que podemos establecer en el ciclo de la industria del gas natural son dos las que nos interesan desde la perspectiva de la regulación: la distribución y almacenamiento del gas natural vinculadas con su comercialización. Pasaremos pues a analizar la estructura de esta industria.

### **4.2.1. La extracción**

Cómo ya se mencionó en el capítulo 1, el gas natural es encontrado en la naturaleza en dos clases de yacimientos:

- Los que sólo producen gas
- Los que sólo producen gas acompañados de petróleo

A su vez, existen dos formas de extracción de gas:

- Terrestre
- Marítima

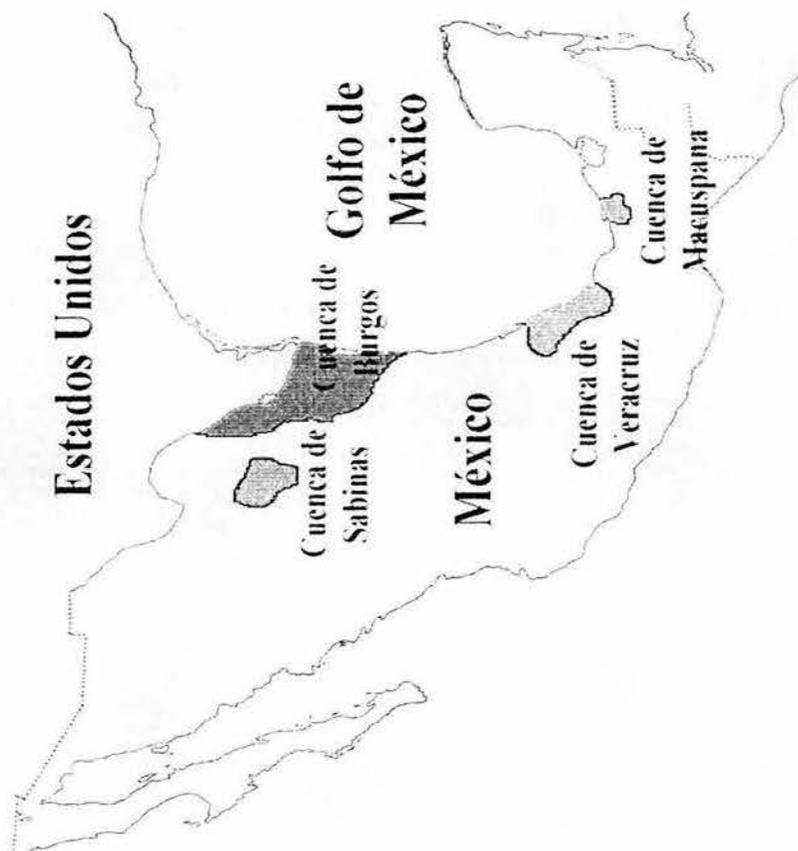
De forma que el gas natural se extrae de pozos subterráneos o submarinos, proceso de extracción muy similar al del petróleo. Para la extracción del gas natural normalmente se utilizan estructuras en forma de torre, las cuáles permiten la instalación de sondas que perforan las distintas capas que envuelven los yacimientos de gas, para posteriormente poner el pozo en explotación. Más tarde, se le extrae el exceso de agua, así como también sus impurezas.

La búsqueda de gas natural se inicia con exploraciones, que consisten básicamente en realizar perforaciones en zonas donde existen indicios de la existencia de gas. Una vez que algún yacimiento de gas natural es encontrado, el próximo paso es analizarlo de tal forma que se pueda determinar tanto la cantidad como la calidad del gas natural contenido en ese yacimiento, calculándose así la duración de ese yacimiento de acuerdo a la cantidad de gas que tenga y a una estimación del consumo. Una vez que estos análisis son efectuados, el gas natural de ese yacimiento pasa a ser una “reserva probada” de gas natural. Pero, dado el alto costo que este proceso implica, no todos los yacimientos son analizados. Lo que si se realiza constantemente son perforaciones para localizar yacimientos, de modo que en el momento que se necesiten probar las reservas, estas se encuentren ubicadas y lo único que se necesite realizar sea un análisis en el cual se determine la calidad y la duración del gas natural.

México es uno de los países con mayores reservas probadas de gas natural, las cuales se calculan en 30.4 billones de pies cúbicos (equivalentes a 6,080 millones de barriles de

petróleo crudo) que al ritmo de producción actual son suficientes para satisfacer la demanda de gas natural del país durante los próximos 30 años.<sup>2</sup>

**Mapa Núm. 1**  
**Principales fuentes de extracción del gas natural**



Fuente: <http://www.energia.gob.mx>

<sup>2</sup> <http://www.gas.pemex.com>

#### 4.2.2. La producción

Típicamente el gas natural comercial está compuesto en un 95 por ciento o más de metano y el 5 por ciento restante de una mezcla de etano, propano y otros componentes más pesados. Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorizante al gas natural para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final.<sup>3</sup>

El gas natural que es extraído del subsuelo es enviado a los complejos procesadores de gas (CPG) para producir gas natural de calidad y líquidos del gas. La producción de gas natural proviene de tres regiones principales del país:

- a) **Región norte.** Comprende la frontera e incluye a Poza Rica, Veracruz y la Cuenca del Papaloapan.
- b) **Región sur.** Integrada por Villahermosa, Comacalco y Ciudad Pemex Tabasco, Agua Dulce y el Plan Veracruz y Nanchital en Chiapas.
- c) **Región Marina.** Se localiza en el Golfo de México frente a Campeche.

Es importante mencionar que la regionalización permite observar los cambios en la participación dentro del volumen total producido de petróleo y gas natural, y la concentración geográfica de la producción lo que obliga a considerar los efectos económicos del costo del transporte y distribución de gas natural desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo industrial y de servicios.

El fluido se colecta en las regiones productoras y se envía a las plantas de tratamiento localizadas en Nuevo Pemex; Cactus; La Cangrejera; La Venta; Pajaritos; Matapióche; Poza Rica y Reynosa. Petróleos Mexicanos dispone de un sistema troncal de gasoductos que mediante ramales abastece al norte del país; el Bajío; Guadalajara, Jalisco; Lázaro Cárdenas, Michoacán; Salina Cruz, Oaxaca; Puebla, Puebla; Veracruz, Veracruz; el Distrito Federal y Mérida, Yucatán.

**Cuadro 1**  
**Producción de Gas Natural**

Año	Total	Por tipo		Por región		
		Asociado	No Asociado	Regiones marinas	Región Sur	Región Norte
1995	3,759	3,154	605	1,379	1,832	548
1996	4,196	3,479	717	1,563	1,990	643
1997	4,466	3,630	836	1,648	2,046	773
1998	4,791	3,704	1,087	1,686	2,067	1,037
1999	4,790	3,526	1,264	1,570	1,996	1,224
2000	4,754	3,461	1,293	1,581	1,918	1,255

**Fuente:** Tomado de Secretaría de energía. "El sector energía en México. Análisis y prospectiva". Datos a mayo del 2000.

<sup>3</sup> En su estado natural el gas natural es completamente inodoro.

#### 4.2.3. La distribución

Podemos definir a la distribución como aquella actividad que se encarga de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar. El gas natural se transporta y distribuye hasta los usuarios finales por medio de ductos de acero de diámetros variables o bien mediante los llamados buques metaneros.<sup>4</sup> Los gasoductos pueden ser de gran longitud, circulando el gas a presiones elevadas (36 a 70 bar) y para ello precisa disponer de estaciones de compresión en los puntos intermedios del trazado. Las estaciones de compresión proveen la energía necesaria para hacer llegar el gas natural a través del territorio nacional.

Las tuberías empleadas en la construcción de gasoductos son de acero de diámetros que oscilan entre 20 y 100 centímetros, en ocasiones alcanzan hasta los 2.5 metros siendo su espesor función de su diámetro y de la presión del gas.

Reciben el nombre genérico de redes las tuberías que conducen el gas desde los puntos de producción o almacenamiento hasta los puntos de consumo.

La red de transporte está diseñada para conducir grandes caudales de gas a grandes distancias. De diferentes puntos de la red parten arterias que conducen el gas a las estaciones reguladoras de presión que abastecen zonas industriales y comerciales.

A diferencia de una red de transporte, las redes de distribución son las que distribuyen el gas a cada usuario dentro de la ciudad y son alimentadas por las redes de transporte a través de las cámaras de regulación. Para distribuir el gas natural se utilizan redes de polietileno, material de alta resistencia y durabilidad que es ampliamente utilizado en zonas sísmicas como son las ciudades de Tokio y San Francisco entre otras. Las redes de distribución de gas natural cuentan con un mantenimiento constante realizado por personal especializado, por todo esto llega con toda seguridad ante millones de hogares en el mundo.

Las redes se proyectan con el objetivo de atender al consumo de gas previsto a medio y largo plazo, basados en el análisis de las emisiones anuales, diarias y horarias.

La cantidad de gas que puede circular por una tubería, es función entre otras magnitudes del diámetro de la pérdida de carga entre dos puntos de la red para atender a la creciente demanda de gas, se puede conseguir bien manteniendo la presión e incrementando el diámetro de las tuberías, o bien incrementando la presión.<sup>5</sup>

Las redes de transporte y distribución de gas están constituidas por los siguientes elementos:

1. **Canalizaciones.** Es el conjunto de tuberías y accesorios unidos entre sí, que formando una red ofrecen la posibilidad de disponer de gas en todos aquellos lugares considerados. La red puede ser de acero o polietileno y se protege a través

---

<sup>4</sup> <http://www.gas.pemex.com>

<sup>5</sup> Documento proporcionado por el Grupo Gas Natural México.

de distintos métodos, dependiendo del material que sea utilizado. Las profundidades varían para alta presión que son arriba de un metro y para baja presión es de 60 cm. Ambas son altamente seguras, pues en caso de que se provocara una fuga por algún agente externo como maquinaria o algún coche, el gas por su composición más ligero que el aire tendería a dispersarse en la atmósfera.

Las canalizaciones pueden ser de acero y de polietileno; las primeras es debido a que presentan gran tenacidad, elasticidad y la posibilidad de unión del metal mediante soldadura, estos son hechos con la finalidad de crear una enorme gama de dimensiones para cubrir todas y cada una de las necesidades que llegarán a presentarse con base a la distribución de gas en alta presión; las segundas, como el polietileno es una materia plástica que abarca varios productos similares en composición permite ser de gran utilidad para redes de distribución de gas ya que radica en sus propiedades físicas y físico – químicas, como lo es la flexibilidad y soldabilidad. El módulo de elasticidad, mucho menor en otros materiales, permite disponer de tubos en rollos y bobinas, e instalación en tramos no rectilíneos y posibilita las técnicas de entubamiento y de interrupción del flujo sujetado, además de todo esto, si llegase a ocurrir un sismo o terremoto, la posibilidad de rompimiento de la tubería sería muy remota, ya que por sus características de estiramiento lo hace que sea muy seguro. Además presenta una gran resistencia química a agentes habituales. Es inerte al agua, bases, ácidos inorgánicos no oxidantes, soluciones salinas y frente a la corrosión externa por suelos agresivos.

2. **Acometidas.** Son los elementos que conectan las canalizaciones con la instalación receptora de los clientes, estos elementos son:

- Toma de acometida. Es el punto de conexión de la acometida con la red de distribución.
- Tubo de acometida o ramal. Es el que permite conducir el gas, desde la canalización hasta la instalación receptora de los clientes.
- Llave o válvula de acometida. Es el dispositivo de corte situado en el límite de la propiedad, accesible desde el exterior, permite interrumpir el paso del gas a la instalación receptora.

Existen dos clases de acometidas: corta y larga; la primera es la que tiene menos de 3 metros desde la tubería principal hasta el servicio del cliente; y la segunda, es la que tiene más de 3 metros desde la tubería principal hasta el servicio del cliente.

En lo que se refiere a la segunda modalidad de transporte del gas natural, los denominados buques metaneros, son utilizados para transportar el gas a lugares donde no existe este energético y que además no cuentan con sistemas de ductos. Para poder ser almacenado dentro del buque y posteriormente ser transportado, es necesario utilizar técnicas de licuefacción, que consisten en comprimir el gas, se refrigera a temperatura ambiente y posteriormente se expande bruscamente, mediante lo cuál su temperatura desciende, repitiéndose varias veces este proceso hasta llegar a una temperatura de  $-160^{\circ}\text{C}$ , a esta temperatura el gas natural pasa a estado líquido a presión atmosférica. En estas condiciones

el volumen se ha reducido 600 veces, lo que permite su transporte en los buques metaneros que son especialmente diseñados para ello. Cuando ha llegado a su destino es preciso su regasificación en plantas instaladas junto a los muelles de descarga de los buques metaneros, donde por un proceso de calentamiento vuelve a su estado primitivo.

#### **4.2.4. Situación actual de la distribución del gas natural**

En el caso de nuestro país, con las reformas realizadas por el Congreso en mayo de 1995 en el sector de gas natural, se intentaba atraer inversiones privadas, las cuales deberían encargarse de complementar los esfuerzos del gobierno en materia de construcción y operación de infraestructura gasífera. Con estas reformas, algunas de las actividades estratégicas reservadas al Estado como lo eran la exploración, explotación, producción y ventas de primera mano, se deslindarían de aquéllas que se abrirían a la participación del sector privado, como lo eran: la construcción, la operación y la propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural.<sup>6</sup> Todas estas actividades requerirían de un permiso previo, el cuál es otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión).<sup>7</sup>

Para transportar el gas natural a los lugares donde se va a distribuir y/o consumir, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB)<sup>8</sup> cuenta con una serie de gasoductos que se originan en las plantas de proceso del gas y que, al interconectarse para conducir el producto a su destino, forma lo que se denomina el Sistema Nacional de Ductos de Transporte (SNDT).<sup>9</sup>

El SNDT pasa por 18 estados de la República. Inicia en Chiapas y pasa por Veracruz y Tabasco hasta Tamaulipas con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro; consecutivamente se prolonga por los estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con líneas de 24 y 36 pulgadas de diámetro. Por otra parte cabe mencionar que existen tres líneas importantes de 18, 24 y 36 pulgadas que recorren el centro del país pasando por los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Jalisco. En Naco, Sonora, se inicia un ducto de 327 kilómetros de longitud para la importación de gas natural, de los Estados Unidos de América a Hermosillo.

La extensión total del SNDT es de 9,031 km. y cuenta con 8 estaciones de compresión; 3 en el sur del sistema en el área de Cárdenas y Minatitlán, una en Valtierra, Guanajuato, y 4 en la parte norte en los estados de Tamaulipas y Nuevo León.<sup>10</sup>

---

<sup>6</sup> Todas estas actividades son generalmente englobadas en la etapa de la distribución y conforman la parte final de la industria del gas natural.

<sup>7</sup> Mediante decreto publicado en el Diario Oficial de fecha de octubre de 1995 se crea la Comisión Reguladora de Energía, la cual se constituyó como autoridad reguladora en la materia e inició un proceso de definición, organización y desarrollo institucional acorde a las funciones, atribuciones y responsabilidades otorgadas por el Congreso. La ley fortaleció el marco institucional, dio operatividad a los cambios legales, y claridad, transparencia y estabilidad al marco regulador de la industria eléctrica y del gas natural.

<sup>8</sup> Mediante la Ley Orgánica de Pemex se crea PGPB en 1992.

<sup>9</sup> <http://www.energia.gob.mx>

<sup>10</sup> <http://www.gas.pemex.com>, op.cit.

El SNTD cuenta con puntos de inyección de gas natural de origen nacional y puntos de conexión internacional, a través de estos últimos se pueden realizar operaciones de importación o exportación con los Estados Unidos.

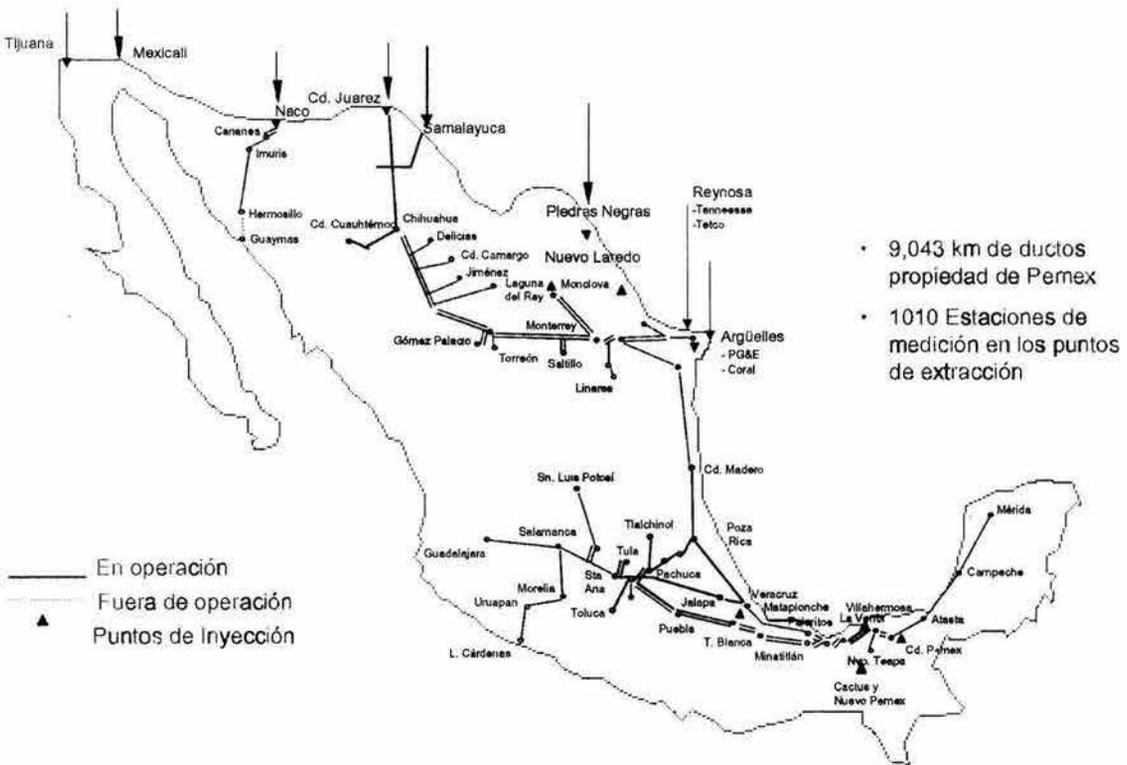
La infraestructura de transporte de gas natural del país conecta las áreas de producción de la región del Golfo con las áreas metropolitanas de la Ciudad de México, Monterrey y otras ciudades del norte del país, en donde los sectores eléctrico e industrial son los principales consumidores. Esta infraestructura de transporte está constituida principalmente por los gasoductos de PGPB, que cuenta con dos sistemas, el sistema nacional de gasoductos y el sistema Naco-Hermosillo.

Los principales gasoductos que integran el SNTD son los siguientes:

- Cactus-San Fernando-Los Ramones
- Reynosa-Chihuahua; y
- Cosoleacaque-Venta de Carpio.

No obstante la significativa extensión del sistema de ductos, resulta aún insuficiente para las necesidades de nuestro país. A partir de la creación de la industria petrolera, Pemex había sido el único ente autorizado para construir, operar, mantener y ser dueño del sistema nacional de ductos, de tal forma que en lo que concierne al gas natural, ha mantenido la administración y el control en la industria de los hidrocarburos en México. Además de incluir la producción, recolección, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del producto. Por lo cual podemos señalar que la situación actual del transporte del gas natural se ha caracterizado por un ambiente en el cual las regiones que cuentan con la instalación de sistemas de transporte perciben graves problemas de abastecimiento, debido a la limitada capacidad que hay en los gasoductos, en tanto en otras zonas no existe aún este tipo de infraestructura, por lo cual existe una notable reducción de la elasticidad con que se opera esta industria dando como resultado la paralización de la misma. De este punto se desprende el hecho de que un particular solo puede operar los ductos para realizar actividades de ventas de segunda mano.

Mapa Num. 2  
Infraestructura del gas natural



Fuente: Tomado de Estrada, Javier. "Mercado de Gas Natural" Comisionado de la Comisión Reguladora de Energía, 30 de Noviembre de 2001 México, D. F.

#### **4.2.5. La participación del sector privado en la distribución del gas natural**

Como se ha mencionado anteriormente en lo que respecta al transporte de gas natural, además de Pemex, quién a través de su dependencia PGPB se encarga y encargará de participar en la industria del gas natural como permisionario transportista sujeto a regulación, además de operar y mantener el sistema nacional de ductos, también podrán tener acceso a esta industria las empresas privadas, las cuáles a través de un permiso podrán construir, operar y mantener dichos sistemas de transporte.

La infraestructura de transporte se incrementó debido a la incorporación de los gasoductos construidos por la iniciativa privada. Con base en las reformas que se realizaron a la ley en 1995, la Comisión ha otorgado 16 permisos, 8 para el transporte de servicio público, de éstos 44 por ciento está en operación, 25 por ciento está en construcción y 31 por ciento se encuentra por iniciar obras. De ellos sobresale el gasoducto Ciudad Pemex-Mérida-Valladolid para abastecer de gas natural a la región Sureste y en particular a las plantas generadoras de electricidad de Lerma, Mérida, Nachicom y Valladolid. Diversas de estas prolongaciones han sido ligadas con las necesidades de suministro de gas natural que existen en las plantas de generación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

De los 51 permisos de transporte para usos propios 51 por ciento está operando, 14 por ciento está en construcción y 35 por ciento aún no han iniciado obras. En lo referente a la red de gasoductos de distribución, 21 zonas geográficas ya se encuentran licitadas; quedando pendiente las zonas de Cancún, Cuernavaca, Mérida, Pachuca, Tijuana y Veracruz.

El permiso de transporte de Pemex permitirá instituir las tarifas de transporte para los trayectos del sistema nacional de ductos además de fijar los términos y condiciones bajo las cuáles se prestará este tipo de servicio. En este servicio se establece que los ductos serán de acceso abierto y no habrá diferenciación alguna, asimismo se prevé la implantación de un mercado secundario de capacidad.

Por otro lado PGPB se ha encargado de asignar importantes recursos con el fin de mejorar sus servicios para garantizar el suministro de gas natural.

En lo que se refiere a interconexión con países vecinos se tiene que el sistema nacional de ductos cuenta con 6 interconexiones con Estados Unidos con una capacidad de 35.54 millones de metros cúbicos diarios. El desarrollo de nuevos puntos de interconexión con Estados Unidos permitirá incrementar la capacidad de exportación e importación de gas natural. En este propósito actualmente Pemex participa con la iniciativa privada en dos proyectos que permitirán transportar cerca de 600 MPCD por la frontera en Reynosa. Otro importante proyecto de interconexión que desarrollará una empresa privada, corresponde al gasoducto que transportará gas del sur de Estados Unidos a la Central Termoeléctrica de Rosarito. El sistema nacional de ductos propiedad de PGPB cuenta con una amplia capacidad excedentaria para suministrar gas a nuevas zonas geográficas de distribución, la cual se verá fortalecida por los nuevos permisos de transporte de participación privada.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> Estrada, Javier. "Apertura de la industria del gas natural en México". Comisión Reguladora de Energía.

De tal manera se puede predecir que el crecimiento de la red de transporte público de gas natural en México será realizada por la iniciativa privada, en cambio Pemex se seguirá encargando tanto de la exploración como de la producción de gas en el proceso de la obtención de gas seco, así como de llevar a cabo el mantenimiento y la operación de los ductos procedentes de su propiedad.

Cabe señalar que para que un consumidor tenga acceso al gas natural es necesario que interconecte sus instalaciones al sistema de transporte existente, o a una red de distribución cercana. Los permisos de distribución se otorgan para una zona geográfica específica, determinada por la Comisión con base en los objetivos y estrategias del Programa Nacional de Desarrollo Urbano. En este sentido, la Comisión ha otorgado 21 títulos de permiso<sup>12</sup> que abarcan en su totalidad a las cuatro grandes zonas metropolitanas del país (Valle de México, Guadalajara, Monterrey y Puebla) y casi la tercera parte de los centros de población incluidos en el Programa de 100 Ciudades.

En el caso del valle de México el gas natural que se consume proviene principalmente de la región sur y sureste del país, a través de una red de 987 kilómetros de gasoductos y 10 estaciones de compresión que se originan en Cd. Pemex, Tabasco, pasando por Nuevo Teapa y Cosoleacaque, Veracruz, hasta llegar a Venta de Carpio en el Estado de México. Además, en éste lugar se recibe gas natural que proviene de Poza Rica, Veracruz, mediante un gasoducto de 206 Km. de longitud y 4 pulgadas de diámetro.

A través de Venta de Carpio se abastecen las ciudades de Tlaxcala, Toluca, Tula, San Juan del Río, San Luis Potosí, Celaya, Salamanca, Guadalajara, y todo el Valle de México.

#### **4.2.6. Almacenamiento**

Si bien la iniciativa privada ha manifestado su interés por construir y operar infraestructura para el almacenamiento de gas natural en México. En general este tipo de proyectos tiene su justificación económica en las diferencias entre lo que los consumidores han previamente contratado con sus proveedores de gas natural, y su demanda real al último momento. El almacenista puede ofrecer su "almacén" a quienes le sobre gas pero también puede ofrecer ese mismo gas a quien unos días después le haga falta; de esa forma puede cobrar tanto por el almacenaje como por la comercialización del gas.<sup>13</sup> De tal forma que de continuar así el mercado de gas natural en México estas situaciones seguirán siendo inusitadas pero debemos esperar que a medida que haya un incremento en la demanda y asimismo aumente el número de proveedores y comercializadoras de gas, de igual forma se generará una demanda importante por los servicios de almacenamiento.

Cada permiso de almacenamiento es otorgado para una localización específica y una capacidad determinada. Por otra parte, la comercialización es una actividad no regulada, y tanto los transportistas como los distribuidores pueden realizar dicha actividad. Así mismo, la exclusividad de los permisos de distribución no confiere exclusividad en la comercialización de gas dentro de la zona geográfica que se trate.

---

<sup>12</sup> <http://www.crc.gob.mx>

<sup>13</sup> Estrada, Javier. op.cit.

Los transportistas y distribuidores que realicen la actividad de comercialización deberán separar la contabilidad relacionada con el transporte y comercialización o distribución y comercialización, según sea el caso. La apertura en la comercialización permitirá que los transportistas y distribuidores tengan nuevas alternativas de suministro de gas natural.

Además debemos tener presente qué tan importante es la participación de los comercializadores privados ya que esto se convierte en un estado útil, el cual permite a los usuarios finales el tomar la elección que crean conveniente con base en la provisión de este combustible ya sea con base en la adquisición, transporte, almacenamiento y de acuerdo con el sector de consumo, es decir el impulsar la participación del sector privado en realizar actividades de comercialización permitirá el ofrecerle a los usuarios los elementos apropiados para afrontar los desabastos o la inconstancia de los precios, ya que estos podrán acceder a diversas opciones contractuales de suministro.<sup>14</sup>

#### **4.2.7. Nuevas zonas geográficas**

Con el propósito de incentivar el impulso de la distribución de gas natural en el país, la Comisión determinó la creación de nuevas zonas geográficas de distribución. Una larga cadena de licitaciones de permisos de distribución de gas natural se inició en junio de 1996 con la Licitación Pública Internacional para otorgar el primer permiso de distribución en la zona geográfica de Mexicali. En esa fecha se licitaron siete permisos de distribución correspondientes a las zonas geográficas de Chihuahua-Cauhtémoc-Anáhuac- Delicias, Hermosillo-Guaymas-Empalme, Toluca, Río Pánuco, Norte de Tamaulipas y el Bajío.

De acuerdo con lo establecido en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, la distribución no es una actividad prioritaria del Estado, por lo cual el Gobierno decidió separar a las empresas distribuidoras propiedad de PGPB y de Cfe, así como los ductos de distribución propiedad de PGPB localizados en las zonas geográficas de distribución. Por tal motivo también se realizaron licitaciones públicas para la entrega de los permisos definitivos que corresponderían a SGNM-CFE en Monterrey, Diganamex en Ciudad de México y Digaqro en Querétaro, el propósito de esas licitaciones fue hacer concordar la expedición del nuevo permiso con la venta de las distribuidoras y de los activos de distribución propiedad del Estado. El precio de venta fue fijado por un valuador independiente con el propósito de evitar que una venta de esos activos inflara las tarifas de quienes finalmente pagarían la cuenta, es decir, los consumidores. En lo restante el ganador se determinó por un criterio constituido en dos etapas, como siempre se hace en estas licitaciones. En la primera etapa se evaluó que los licitantes cumplieran con los requisitos técnicos, económicos y profesionales necesarios para poder hacerse cargo de un sistema de distribución de gas natural en clara expansión. En la segunda se determinó ganador al licitante que ofreciera la tarifa promedio ponderada más baja durante un período de cinco años.

El 19 de noviembre de 1997, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó en el Diario Oficial de la Federación la convocatoria para participar en la Licitación Pública

<sup>14</sup> <http://www.energía.gob.mx>. Prospectiva del mercado del gas natural 2001 – 2010.

Internacional LIC-GAS-009-97. En dicha convocatoria se establece que la licitación comprende: el permiso de distribución de gas natural en la zona geográfica del Valle Cuautitlán Texcoco, así como activos relacionados con la distribución de Petróleos Mexicanos/ Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y de la empresa Distribuidora de Gas Natural del Estado de México, S.A. de C.V. (Diganamex).<sup>15</sup>

Es importante destacar la resolución RES/064/97 publicada por la Comisión en el Diario Oficial de la Federación el 2 de julio de 1997, toda vez que involucra a lo que constituirá uno de los mercados más grandes del país para el abastecimiento de gas natural, el cual corresponde a la zona metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM) la cual quedó segmentada en dos zonas geográficas: una denominada "Zona Geográfica del Valle Cuautitlán-Texcoco" y otra "Zona Geográfica del Distrito Federal." El permiso de distribución de gas natural para la zona geográfica del Valle Cuautitlán Texcoco (VCT) abarca los municipios de: Acolman, Atenco, Atizapán de Zaragoza, Coacalco, Cuautitlán, Cuautitlán-Izcalli, Chalco, Chicoloapan, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, Jaltenco, La Paz, Melchor Ocampo, Naucalpan, Nextlalpan, Nezahualcóyotl, Nicolás Romero, Tecámac, Teoloyucan, Tepotzotlán, Texcoco, Tlalnepantla de Baz, Tultepec, Tultitlán, Valle de Chalco-Solidaridad y Zumpango. En el D.F. las delegaciones Gustavo A. Madero, Iztacalco, Iztapalapa, Magdalena Contreras, Miguel Hidalgo, Milpa Alta, Tláhuac, Tlalpan, Venustiano Carranza y Xochimilco. Y en Toluca comprende los siguientes municipios: Lerma, Metepec, Ocoyoacac, San Mateo Atenco, Toluca, Xonacatlán, Zinacantepec.

Algo interesante que se señaló en las bases de licitación es de que el ganador de la licitación en la zona Valle Cuautitlán Texcoco o cualquiera de sus accionistas o socios, no podría tener participación, directa o indirecta, en el capital social del ganador de la Licitación Pública Internacional LIC-GAS-008- 1997 que tendría por objeto adquirir los derechos necesarios para prestar el servicio de distribución de gas natural en la Zona Geográfica del Distrito Federal.

La licitación implicó una operación con dos componentes:

- i) La obtención de un permiso de distribución con exclusividad de 5 años que otorgaría los derechos necesarios para prestar el servicio de distribución de gas natural en la zona geográfica del Valle Cuautitlán Texcoco;
- ii) La enajenación de los activos de distribución de Petróleos Mexicanos Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Distribuidora de Gas Natural del Estado de México, S.A. de C.V , que se encuentran ubicados en la zona geográfica del Valle Cuautitlán Texcoco.

En este mercado son importantes las restricciones normativas, pues los usuarios se restringen a contratar los servicios de distribución de gas natural con el distribuidor que obtenga el permiso para la zona geográfica de referencia. Es factible que un usuario (que se encuentra ya utilizando los servicios de un transportista o que tenga un permiso de autoabastecimiento) mantenga servicios de un transportista (mediante una forma de puente

<sup>15</sup> <http://www.cre.gob.mx>

o físico) o bien que un comercializador ofrezca el suministro de gas natural a un usuario final utilizando los ductos del transportista y del distribuidor. En ambos casos las posibilidades de competencia son relativamente menores. Así en el primer caso únicamente en circunstancias peculiares, un transportista podrá ofrecer gas a un usuario que no sea un permisionario de distribución; en cuanto al segundo caso, los comercializadores habrán de depender de la capacidad técnica de los ductos de transporte y de comercialización.

Los consumidores de gas natural acudirán con el distribuidor que tenga el permiso de distribución de gas natural durante los cinco años de exclusividad y, en forma restringida, podrán acudir a terceros que hagan algún tipo de puente físico o comercial. Se prevé que los competidores más cercanos sean otros distribuidores de gas natural que lleguen a tener acceso a la zona, en el caso particular pueden considerarse el distribuidor en Toluca y el distribuidor en el Distrito Federal.

Cabe precisar que el distribuidor adquiere el gas considerando que los precios de adquisición del gas natural así como las tarifas de transporte se encuentran sujetas a ciertos límites y metodologías de cálculo normadas conforme a la Directiva de Precios y Tarifas expedida por la Comisión. No obstante dicha regulación, el abasto fundamental en la zona geográfica determinada estará a cargo del distribuidor que tenga la exclusividad durante un periodo específico.

La empresa que actualmente abastece de gas natural al Valle de México es Gas Natural México. Esta empresa inició su actividad en 1994, en Nuevo Laredo, Tamaulipas. En 1995 adquirió la distribución de gas natural en Saltillo, Coahuila. En septiembre de 1997, Gas Natural México adquiere la concesión para la ciudad de Toluca. En Nuevo León (Monterrey, San Nicolás de los Garza, Apocada, Guadalupe, San Pedro Garza García, Santa Catarina, General Escobedo, García y Juárez) está presente desde 1998, año en el que Gas Natural México obtuvo la concesión para realizar la distribución de gas natural.<sup>16</sup> Cabe recordar que actualmente Monterrey y su área metropolitana es una de las áreas urbanas de mayor consumo de gas natural en Latinoamérica.

En diciembre de 1998, Gas Natural México gana la licitación en cinco ciudades del estado de Guanajuato (Celaya, Salamanca, Irapuato, León y Silao). Posteriormente en diciembre de 1999, Gas Natural México obtiene la concesión en Bajío Norte que comprende los siguientes estados: San Luis Potosí, Aguascalientes y Zacatecas.

En marzo del año 2000 Gas Natural México compra a TXU, la participación accionaria en Metrogas, comercializadora del gas natural en el Distrito Federal.

---

<sup>16</sup> Documento proporcionado por el Grupo Gas Natural México.

### 4.3. La oferta de gas natural

La oferta nacional de gas natural está integrada por diversos conceptos tales como son el gas que es producido en las plantas de Pemex Gas y Petroquímica Básica, el que Pemex Exploración y Producción entrega directo de campos y que no requiere proceso, el de formación de Pemex Exploración Producción que este mismo consume, el gas para recirculaciones internas, el entregado a refinación directamente por Pemex Exploración y Producción, el etano reinyectado a ductos y otras corrientes suplementarias. Por su parte, la oferta total de gas natural corresponde a la suma de la oferta nacional con la externa, integrada por importaciones de logística, de balance y las que realizan los particulares junto con Cfe para sistemas no conectados a la Red Nacional de Gasoductos.

Se estima que la oferta nacional de gas natural pasará de 4,091 millones de pies cúbicos diarios a 7,551 millones de pies cúbicos diarios en el periodo 2000- 2010, lo cual llegaría a representar un importante incremento en cuanto al volumen pues se tendría una tasa de crecimiento promedio anual de 6.3 por ciento. Mientras que en el 2000 la oferta nacional permitió satisfacer 94.5 por ciento de la demanda nacional, en el año 2010 cubrirá 80 por ciento, ya que el ritmo previsto de crecimiento de la demanda es mayor al de la oferta, lo cual traería consigo un importante aumento del gas importado. Los nuevos lineamientos para la producción de gas natural enfatizan una mayor participación de gas no asociado en la oferta total. El gas no asociado pasará de una participación actual de 28 por ciento a 50 por ciento en el 2010, dándose así mayor flexibilidad.

Para una previsión de la oferta disponible en el futuro, las referencias apropiadas son obviamente Pemex Exploración y Producción (PEP) y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). La mayor parte del gas natural producido es gas asociado a la producción de crudo, principalmente de la región marina.

El gas no asociado se produce esencialmente en el norte del país, en la cuenca de Burgos. México es el 13 ° productor de gas natural a nivel mundial y ocupa el lugar 21 en cuanto a reservas probadas. Las reservas probadas ascienden a 43'168 MMMB, las probables a 14'885 MMMB y las posibles a 20'234 MMMB, para un total de 78'287 MMMB (79 por ciento asociado y 21 por ciento no asociado). En términos del ritmo de explotación actual – en el año 2000 se produjeron 4'679 MMPCD, de los cuales el 72 por ciento fue asociado, el total de las reservas arroja una disponibilidad de 46 años. Este horizonte cambiará sustancialmente al implementarse el programa de expansión de oferta previsto en respuesta a los incrementos esperados en la demanda, que generarán fundamentalmente los planes de expansión del sector eléctrico.<sup>17</sup>

Petróleos Mexicanos prevé que la producción de gas natural no asociado al petróleo crezca a una tasa anual de 11.4 por ciento entre 2000 y 2010.<sup>18</sup>

<sup>17</sup> M.Bauer, E.Mar, A.Elizalde. Instituto Mexicano del Petróleo. "Escenarios de oferta y demanda de gas natural. Boletín abril – junio 2002.

<sup>18</sup> Gas Natural en México. octubre 2001.

Uno de los esfuerzos más importantes para incrementar la oferta doméstica de gas natural es el Programa Estratégico de Gas, con un horizonte de 15 años y en el cual se invertirán, 12 mil millones de dólares que alcanzará un máximo de 3,583 mmpcd en el año 2010.<sup>19</sup>

**Gráfica Núm. 1**  
**Oferta y Demanda de gas natural**



Fuente: Tomado de Estrada, Javier. op.cit.

#### 4.4. El consumo de gas natural

El consumo del gas natural entre 1993 y 2000 presentó una tasa promedio de crecimiento de 5.2 por ciento, comparada con el gas LP cuyo consumo creció 4.1 por ciento, del combustóleo que fue de 3.7 por ciento, o el diesel cuyo consumo apenas creció un 2.8 por ciento. Este crecimiento fue inducido principalmente por el sector eléctrico, el cual incrementó su demanda en un 10.1 por ciento promedio anual.<sup>20</sup>

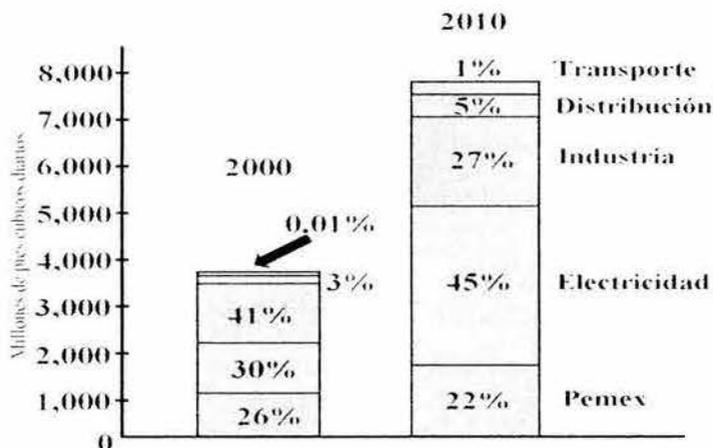
Un importante consumidor en cuanto a sus requerimientos es el sector industrial (incluyendo a Pemex Gas y Petroquímica Básica), que en conjunto tuvo un consumo promedio de 41,339 miles de metros cúbicos diarios, que representa el 41 por ciento del consumo del periodo y un crecimiento promedio anual del 1.1 por ciento. Continúa en orden de importancia el sector petrolero el cual en promedio requirió 39 por ciento del gas natural este sector mostró un crecimiento promedio anual del 6.3 por ciento en el mismo periodo; el sector eléctrico representó el 18 por ciento del consumo, y el sector residencial contribuyó con el 2 por ciento. Por otra parte la disminución del consumo de Pemex Gas y

<sup>19</sup> Secretaría de Energía. "Visión general del abasto de Gas Natural en México".

<sup>20</sup> Secretaría de Energía. op. cit.

Petroquímica Básica entre los años de 1996 y 1999 ocasionó que el crecimiento del sector industrial haya sido inferior al promedio nacional.

**Gráfica Núm. 2**  
**Consumo de gas natural**



**Fuente:** Tomado de Estrada, Javier. op cit.

Si bien es cierto que todavía el sector petrolero representa el principal consumidor de gas natural, cada vez es mayor la utilización de este energético en el sector industrial no petrolero y en la generación de electricidad. Una mejor aproximación a la composición del consumo se tiene cuando se analiza a nivel regional:

1. Región Peninsular. Esta región presentó un mayor dinamismo en el consumo durante el periodo 1993-1999 que fue representado por el 17.3 por ciento, posteriormente le sigue la Noroeste, cuyo crecimiento fue de 8.6 por ciento, y la Occidente, en la cual el consumo se incrementó en 6.6 por ciento.
2. La región Golfo, formada por los estados de Veracruz y Tabasco, es la de mayor consumo de gas, presenta una participación promedio de 40.5 por ciento del total nacional. Además en esta región el consumo del sector petrolero representó el 53 por ciento del consumo regional. El sector de mayor crecimiento es el eléctrico con una tasa de crecimiento anual del 8.8 por ciento, lo que se explica por la demanda de la planta de ciclo combinado de la Comisión Federal de Electricidad localizada en Dos Bocas, Tabasco. La participación relativa de la región Golfo en el consumo nacional durante el periodo, se redujo al 9 por ciento, al pasar de 44 por ciento en

1993 al 35 por ciento en 1999, a causa de la disminución de la actividad de la industria en donde se incluyen Pemex Gas y Petroquímica Básica e industrias relacionadas.

3. La región Noreste, conformada por los estados de Nuevo León, Coahuila, San Luis Potosí, Tamaulipas y Zacatecas, se mantuvo como la segunda consumidora de gas natural, con una participación promedio de 20.6 por ciento en el periodo. El 70 por ciento del consumo de gas del sector residencial y el 40 por ciento de los requerimientos de la industria (sin Pemex Gas y Petroquímica Básica) se concentra en esta región; el crecimiento del uso de gas en el sector industrial fue de 5.2 por ciento promedio anual durante el periodo 1993-1999. La composición del consumo de gas natural en la región Noreste durante 1999 se caracterizó de la siguiente manera: la industria contribuyó con 47 por ciento, el sector eléctrico con 32 por ciento, el petrolero con 15 por ciento y el residencial con 6 por ciento restante. En el sector eléctrico la conversión de combustóleo a gas natural en las plantas de Altamira (80%) 5 616 MW; Monterrey (50%) 232 MW y Emilio Portes Gil (50%) 187 MW y la instalación de las plantas turbogas de Río Bravo y Huinalá, contribuyeron a incrementar la demanda. Por otra parte el consumo en esta región conformada por los estados de Chihuahua, Sonora, Sinaloa y Durango creció 8.6 por ciento anual. El consumidor más importante y más dinámico fue el sector eléctrico, con la planta de Samalayuca. Durante 1999 salió de operación la planta petroquímica de Camargo, volumen de consumo que se compensó con el crecimiento de la demanda del sector eléctrico.
4. La región Centro, integrada por los estados de Puebla, Estado de México, Hidalgo, Querétaro, Morelos, Tlaxcala y Ciudad de México, ocupa el tercer lugar en requerimientos de gas natural y tuvo un crecimiento anual de 6.1 por ciento en el periodo. El sector eléctrico registró el mayor consumo con una tasa de crecimiento de 7.9 por ciento anual, debido al incremento en la generación y la adición de las turbogas del Sauz, lo que lo llevó a superar al sector industrial, que en 1993 tenía los consumos más importantes.
5. La región Peninsular Sureste, formada por los estados de Campeche, Quintana Roo y Yucatán, tiene el mayor crecimiento en el consumo de gas natural del país, con 17.3 por ciento anual. El combustible se utilizó únicamente en el sector petrolero, principalmente en recirculaciones, que aumentaron al 38 por ciento promedio anual; incrementándose así su participación de 29 por ciento en 1993 a 76 por ciento en 1999.
6. Región occidente. Los estados de Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán y Nayarit, que integran la región Occidente, muestran un crecimiento anual de 6.6 por ciento, esto representado por un incremento en la actividad industrial y eléctrica en la región. Destaca principalmente el consumo de la planta generadora de Salamanca.

7. El consumo en la región Sur se integra exclusivamente con el sector petrolero el cual disminuyó 5.4 por ciento, como resultado de la eficiencia energética obtenida por el Centro Procesador de Gas de Cactus, Chiapas.
8. Por último cabe destacar que la región Peninsular Norte, integrada por los estados de Baja California y Baja California Sur, a partir de 1997 comenzó a mostrar consumos, particularmente del sector manufacturero, como consecuencia del desarrollo de nueva infraestructura. En 1999 alcanzó un consumo de 306 miles de metros cúbicos diarios.<sup>21</sup>

Podemos observar que en términos geográficos, el consumo industrial se concentra principalmente en las regiones noreste y centro, sin embargo, el mayor consumo total se ubica en el sureste debido a la presencia de Pemex en esa región. El consumo industrial se concentra en la Cd. de México y en los estados de Coahuila, Nuevo León y Veracruz.

**Cuadro Núm. 2**  
**Consumo nacional de gas natural 1993 – 2001**  
**(millones de pies cúbicos diarios)**

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmea
Total	3,040	3,235	3,349	3,605	3,764	4,060	3,993	4,326	4,358	4.6
Petrolero	1,126	1,210	1,205	1,406	1,564	1,729	1,622	1,843	1,961	7.2
Autoconsumo	738	751	695	735	754	825	845	913	994	3.8
Recirculaciones internas	388	459	510	672	809	904	777	930	967	12.1
Demanda sin Pemex	1,914	2,026	2,144	2,198	2,201	2,331	2,370	2,484	2,397	2.9
Industrial Pemex	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,155	-2.1
Petroquímica	634	658	680	657	580	537	449	373	316	-8.3
Otras	738	748	801	868	888	966	1,023	1,020	838	1.6
Eléctrico	465	546	589	596	653	756	821	1,011	1,156	12.1
Público	385	465	494	492	538	639	705	870	986	12.5
Particulares	80	81	95	104	116	116	116	140	170	9.9
Residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	0.4
Servicios	15	15	16	17	18	17	20	20	21	4.5
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-

Fuente: <http://www.energia.gob.mx>

Además cabe recordar que las normas ecológicas que entraron en vigor en 1998 tuvieron como objetivo primordial la sustitución de combustóleo por gas natural en los procesos industriales e impulsaron el desarrollo de los sistemas de conducción de gas natural

<sup>21</sup> Tomado de <http://www.energia.gob.mx>

direccionados a zonas industriales o en las que están ubicadas las nuevas centrales eléctricas.

Durante 2001, el consumo de gas natural presentó un incremento de 0.7 por ciento, respecto al año 2000, para ubicarse en 4,358 mmpcd. Los sectores que hicieron mayor uso de este combustible fueron el eléctrico y el petrolero. No obstante, el sector industrial tuvo una caída de 17.1 por ciento, incluyendo Pemex Petroquímica, mediante lo cual este sector fue superado por primera vez por el sector eléctrico.

Durante el periodo 1993-2001, el sector eléctrico mantuvo el mayor aumento en su consumo frente a los demás sectores, alcanzando una tasa de crecimiento promedio anual de 12.1 por ciento, donde destaca el sector público. Su participación sin Pemex prácticamente se ha duplicado al pasar de 24.3 por ciento, que registró en 1993 a 48.2 por ciento en 2001.<sup>22</sup> Lo anterior se explica toda vez que el 2001 entraron en operación tres nuevos productores independientes de energía (PIE), Tuxpan II, Hermosillo y Saltillo, con lo cual, la generación de energía eléctrica privada mostró un aumento de 21.2 por ciento respecto al 2000, mismo que se observó básicamente en las regiones Sur Sureste y Noroeste.

En 2001, diversos factores provocaron la caída en el consumo de gas natural en el sector industrial. El alza en los precios, la recesión económica y la contracción de la producción de la industria manufacturera de 3.9 por ciento, ocasionaron el desplome de 17.8 por ciento, sin considerar Pemex Petroquímica, por lo cual se ubicó en 838 mmpcd. En el periodo 1993-2001, este sector tuvo un crecimiento de 1.6 por ciento anual, que resulta el más bajo con relación al resto de los sectores.<sup>23</sup>

Además la rama industrial más dañada durante el 2001 fue la de metales básicos. Conjuntamente con un mercado que presentó sobreproducción como lo fue el de hierro y de acero con una caída consecuente en los precios, ocasionando así una considerable disminución de poco más de la tercera parte en el uso de este combustible, rompiendo así con el esquema anterior de la tendencia al alza de los últimos ocho años.

---

<sup>22</sup> Secretaría de Energía. "Prospectiva del mercado de gas natural 2002 – 2011".

<sup>23</sup> Secretaría de Energía. op.cit.

**Cuadro Núm. 3**  
**Consumo nacional de gas natural del sector industrial 1993 - 2001**  
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmea
Total	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,155	-2.1
Pemex	634	658	680	657	580	537	449	373	316	-8.3
Petroquímica										
Combustible	468	468	484	472	433	400	320	274	251	-7.5
Materia prima	166	190	196	186	147	137	129	99	65	-11.0
Otras	738	748	801	868	888	966	1,023	1,020	838	1.6
Metálicas básicas	142	158	179	188	226	284	294	303	198	4.2
Química	141	128	146	157	162	149	156	161	142	0.0
Vidrio	53	50	52	55	59	58	64	69	63	2.2
Papel	33	37	45	48	46	52	59	66	48	4.8
Cemento	37	41	34	34	33	29	26	29	23	-5.8
Resto	332	333	345	392	362	394	422	392	365	1.2

Fuente: Tomado de <http://www.energía.gob.mx>

La industria petroquímica estatal se encuentra en situación crítica ya que existen diversos factores tales como niveles bajos de inversión, inadecuados esquemas de participación, caída de los precios del amoniaco y altos costos de materia prima, lo cual ha provocado una baja considerable en cuanto a la producción de productos petroquímicos y por tal motivo la disminución del uso del gas natural ubicándose así en 8.3% anual, principalmente en su uso como materia prima.

El sector petrolero ha mantenido el mayor volumen consumido de gas natural en el mercado, alcanzando una participación en 2001 de 45.0 por ciento. Pemex Exploración y Producción (PEP) hace el mayor uso de este combustible en sus procesos de extracción, como autoconsumos y recirculaciones internas. En el último año, presentaron un aumento de 14.4 por ciento y 4 por ciento respectivamente. En segundo lugar está Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), cuyo volumen en 2001 se ubicó en 258 mmpcd, con un retroceso de 2.1 por ciento en el último año. En tercer lugar, PEMEX Refinación aumentó sus consumos de 11.7 por ciento, para ubicarse en 230 mmpcd. Durante el periodo 1993-2001 los autoconsumos se incrementaron 3.8% en promedio anual, en tanto que las recirculaciones internas han aumentado 12.1%, al pasar de 388 mmpcd en 1993 a 967 mmpcd en 2001.<sup>24</sup>

<sup>24</sup> Secretaría de Energía. op.cit.

**Cuadro Núm. 4**  
**Consumo nacional de gas natural del sector petrolero 1993 - 2001**  
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Total	1,126	1,210	1,205	1,406	1,564	1,729	1,622	1,842	1,961	7.2
Autoconsumo	738	751	695	735	754	825	845	912	994	3.8
Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
Refinación	131	137	135	140	180	194	198	206	230	7.3
Gas y Petroquímica	271	272	235	230	216	256	247	264	258	-0.6
Básica										
Exploración y Producción	336	342	325	364	357	374	398	442	505	5.2
Recirculaciones internas	388	459	510	672	809	904	777	930	967	12.1

Fuente: Tomado de <http://www.energia.gob.mx>

En lo concerniente al sector residencial y de servicios podemos señalar que éste presenta entre los años de 1993 y 2001 una aparente disminución en el consumo, debido a que, en estos años hay un traslado de las redes de distribución a los particulares, con lo cual, hubo una reclasificación de sus clientes de acuerdo al sector correspondiente. Esta situación es más evidente en las regiones Centro y Noreste. La participación de este sector en el total nacional en 2001 fue de 2.7 por ciento

**Cuadro Núm. 5**  
**Consumo de gas natural de los sectores residencial y de servicios, 1993 - 2001**  
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	0.4
Servicios	15	15	16	17	18	17	20	20	21	4.5

Fuente: Tomado de <http://www.energia.gob.mx>

En lo que respecta al sector de transporte vehicular el uso de gas natural aún es muy elemental ya que se cuenta con dos estaciones de servicio en la ZMVM, por lo que el desarrollo de este sector ha sido menor al esperado, debido a que el costo de la tecnología es aún muy elevado. El consumo de GNC en este sector pasó de 0.6 mmpcd que se registró en 2000 a 1.4 mmpcd en 2001, como resultado de una mayor número de conversiones al uso de este combustible.

Por otro lado en base al consumo regional de gas natural podemos señalar que éste ha sido muy importante ya que existen diversas problemas en materia de requerimientos de

inversión y de infraestructura de transporte y compresión, los cuales son verdaderamente cuantiosos.

Existen cinco zonas regionales: Noreste, la cual concentra el 34.4 por ciento de gas natural en promedio del total sin Pemex y presentó una tasa media de crecimiento promedio de 4.7 por ciento anual. El sector eléctrico absorbe la mayor parte del gas natural dada la capacidad de las centrales de Altamira, Samalayuca y Huinalá. De esta manera, 41.3 por ciento del sector industrial y más de 80 por ciento del consumo del sector residencial y de servicios se localizan en esta región con tradición en el uso de este energético; Noroeste, en esta región el sector consumidor más destacado es el eléctrico, el cual en el 2001 tuvo un aumento considerable en el uso de gas natural, por lo que su participación ascendió a 82.5 por ciento en la región, sin considerar Pemex; Centro – Occidente, esta región presenta una tasa de crecimiento promedio anual de 5.4 por ciento y de 6.0 por ciento sin Pemex en el periodo 1993-2001. El sector de consumo más representativo es el industrial, mismo que en 2001 requirió 63.5 por ciento de la región sin el sector petrolero. Sin embargo, el uso de gas natural para la generación de electricidad se ha ido incrementando, principalmente por la planta de El Sauz. Actualmente, los requerimientos de este combustible ascienden a un poco más de la tercera parte y su tasa de crecimiento se ubica en 20.1 por ciento anual. Centro, esta región ocupa el tercer lugar en importancia del consumo nacional de gas natural, con un crecimiento en el periodo de 3.5 por ciento anual y de 3.0 por ciento sin Pemex. Los mayores requerimientos los lleva a cabo el sector eléctrico, el cual representó 55.3 por ciento en el 2001. El industrial consumió 42.5 por ciento, aunque, la baja en el último año por la industria del acero, hizo que el consumo se ubicara en un nivel similar al registrado en 1993 y 1995.

**Cuadro Núm. 6**  
**Regionalización del mercado de gas natural en México**

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

Fuente: Tomado de <http://www.energía.gob.mx>

**Mapa Núm. 3**  
**Regionalización del mercado de gas natural en México**



Fuente: Tomado de <http://www.energía.gob.mx>

**Cuadro Núm. 7**  
**Consumo regional de gas natural, 1993 – 2001**  
**(millones de pies cúbicos diarios)**

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

Fuente: Tomado de <http://www.energía.gob.mx>

#### 4.5 La participación del sector privado en la industria

Debido a la derivación de la creciente participación privada con base en el desarrollo de la infraestructura del gas natural, los permisos que han sido otorgados por parte de la Comisión constituyen compromisos de inversión de poco más de 2,300 millones de dólares de parte de empresas líderes de Bélgica, Canadá, España, Estados Unidos, Francia y México con base al desarrollo de infraestructura energética y cerca de 39 mil kilómetros de gasoductos en 24 estados de la República.

El proceso de apertura de la industria del gas natural ha permitido incrementar de manera significativa la disponibilidad del gas natural. El mayor uso del gas natural como combustible tiene impactos positivos sobre el medio ambiente, ya que al proveer un buen combustible se hace factible el desarrollo sostenible y además su uso permite que la industria cumpla con las normas ambientales. Asimismo mejora la competitividad de la industria nacional en un ámbito global, proporcionando así un combustible más eficiente para realizar sus procesos productivos.

Pero sin duda, como hemos visto en las secciones anteriores, ha sido el sector eléctrico el más beneficiado de la apertura. Particularmente, los permisos de transporte para el servicio al público otorgados por la Comisión, tanto a Pemex como a operadores privados, representan el acceso abierto para terceros a 11,000 Kilómetros de gasoductos con una capacidad de conducción de 298 millones de metros cúbicos diarios, a través de los cuales se suministrará gas natural a las 21 zonas geográficas definidas para fines de distribución.

Los permisos de transporte otorgados para usos propios, a fin de satisfacer las necesidades energéticas de los permisionarios bajo esta modalidad, representan la construcción de 650 kilómetros de gasoductos con capacidad de conducir 76 millones de pies cúbicos diarios y permiten que los industriales conduzcan el gas natural de otros sistemas de transporte a sus instalaciones de aprovechamiento.<sup>25</sup>

Por otra parte, los proyectos de distribución representan una nueva opción de combustible en más de 149 municipios de 18 estados del país y en las 16 delegaciones del Distrito Federal e incluyen, de acuerdo con cifras de la Secretaría de Energía, el compromiso de ampliar el servicio a más de dos millones de usuarios en los próximos cinco años, por lo que se beneficiarán alrededor de diez millones de habitantes en el país. En su mayoría, los permisos de distribución asignados por la Comisión se otorgaron mediante licitación pública, excepto 6 de ellos (Piedras Negras, Saltillo, Nuevo Laredo, Ciudad Juárez, Cananea y Compañía Mexicana de Gas en la zona geográfica de Monterrey) en zonas en las que ya existía un distribuidor, al cual, conforme al transitorio octavo del Reglamento del Gas Natural, se le otorgó un permiso de exclusividad de 5 años.<sup>26</sup>

De acuerdo con la visión de la secretaría de Energía y de la propia Comisión, se debe considerar que el desarrollo de nuevos proyectos de almacenamiento ayudaría de gran forma a flexibilizar la operación del mercado del gas natural ya sea desde el punto de vista

<sup>25</sup> Plan Nacional de Desarrollo. "Programa sectorial de energía 2001 – 2006".

<sup>26</sup> Plan Nacional de Desarrollo, op, cit.

del suministro como de una mejor estabilidad económica de los precios, ya que el desarrollo de almacenamiento permitirá atraer o disminuir los cambios bruscos o repentinos de los precios, los cuáles pueden derivarse de fuertes fluctuaciones en la demanda de este energético ya sean por la estacionalidad de la demanda o por eventualidades con base en la extracción del gas.

#### **4.5.1. Vinculación con el sector eléctrico**

El tener un sector eléctrico en crecimiento constante constituye un aspecto fundamental para elevar la competitividad de la planta productiva nacional y para mejorar el nivel de vida de la población; de otra manera, habría desconfianza en las metas de desarrollo y crecimiento económico. Esto es debido a que el suministro eléctrico es un insumo básico que influye en la calidad y competitividad de todos los procesos productivos del país.

Actualmente existe una capacidad instalada de la Cfe y de Lfc de 35, 667 MW en un total de 63 plantas. Aparte, el 36 por ciento de los proyectos ya autorizados de autoabastecimiento y cogeneración se encuentran en operación y contribuyen con 3,385 MW. De estos 3,385 MW, solamente 1,654 MW corresponden a proyectos particulares, los demás pertenecen a PEMEX. Esta capacidad contribuyó con el 7 por ciento del total de la generación de energía eléctrica durante el año anterior.<sup>27</sup>

A nivel mundial se ha presentado una tendencia a utilizar gas natural como energético primario. Un factor que ha impulsado esta tendencia es el desarrollo tecnológico de turbinas de gas utilizadas para generación de energía eléctrica. Otro factor muy importante es su eficiencia térmica y su bajo impacto ambiental.<sup>28</sup>

El consumo del sector eléctrico está integrado por el gas que se utiliza en la generación pública y el que se requiere en la generación de particulares. Por generación pública se considera la energía eléctrica producida en la Comisión Federal de Electricidad y en Luz y Fuerza del Centro, mientras que la de los particulares es considerada por los conceptos de autoabastecimiento y cogeneración (sin incluir la generación de Pemex) y la generación a cargo de productores independientes, que hasta 1999 no registraban consumos.

En el periodo de análisis, el ascenso en el uso del gas natural se explica básicamente por el dinámico crecimiento del sector eléctrico, el cual se incrementó 11.7 por ciento anual. La demanda de gas natural para la generación de electricidad en entidades públicas fue el segmento que más aumentó en el periodo 1993-2000, con una tasa media anual de 12.4 por ciento. En particular, en los tres últimos años se observó un dinamismo aún mayor de 16.7 por ciento, lo cual se debe a la entrada en operación de plantas de ciclo combinado. En el año 2000, se presentó un incremento de 23.4 por ciento debido a la entrada en operación de las centrales de Mérida III y Monterrey II; además, las centrales ubicadas en zonas ecológicamente críticas paulatinamente han incrementando su consumo de gas de acuerdo con los volúmenes de suministro.

<sup>27</sup> Secretaría de Energía. "El presente y el futuro del sector eléctrico Mexicano"

<sup>28</sup> Gutiérrez, Guillermo, op. cit.

En la modalidad de cogeneración se incluyen 16 empresas que actualmente cuentan con permisos que empezaron a operar a partir de 1995, y 33 bajo el concepto de autoabastecimiento, en donde se agrupan nuevos permisos, los regularizados y los que fueron otorgados antes de la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992.

Para responder al crecimiento en la generación de electricidad y del sector industrial, aprovechando racionalmente las condiciones económicas más favorables de la cogeneración y tomando en cuenta las crecientes presiones por combustiones más amigables con el medio ambiente, será necesario incrementar la oferta interna de gas natural en un promedio anual ligeramente superior al 10 por ciento en los próximos diez años. Sólo la demanda de gas para el sector eléctrico crecerá en 18 por ciento anual en esos diez años. De acuerdo con algunas estimaciones moderadas, bajo un esquema de crecimiento económico nacional del 5 por ciento anual, en los próximos diez años la oferta interna de gas natural habrá de incrementarse de 4,500 millones de pies cúbicos, a más de 12 mil millones.

#### **4.6. Perspectivas del mercado**

En los próximos 10 años, el combustible primario que tendrá un crecimiento más importante será el gas natural. La construcción de ciclos combinados de gas natural para la generación de energía eléctrica fundamentalmente por productores privados es uno de los principales factores que han acelerado el crecimiento del consumo de gas natural.

Actualmente se encuentran en proceso de construcción o programados, alrededor de 14 GW, de los cuales el 85 por ciento utilizarán gas natural como combustible. Es importante destacar que este programa de centrales de generación es impulsado por la Comisión Federal de Electricidad.

En lo que se refiere a los diferentes sectores industriales, también existe una tendencia de utilizar gas natural como combustible. Este crecimiento tan acelerado provocará que la demanda nacional de este energético presente una tasa de crecimiento del 10.2 por ciento en los próximos diez años. Sin embargo, la oferta de gas crecerá en este mismo período con una tasa de 7.1 por ciento. Debido a lo anterior, México tendrá un déficit de gas natural que será cubierto con importaciones que representarán el 23.7 por ciento de la demanda total.

Un funcionario de la Comisión nos señala como principales perspectivas del sector las siguientes:<sup>29</sup>

- Inversiones por 15 mil millones de dólares para el Programa Estratégico de Gas y aumentar la oferta interna de gas en 50 por ciento para el año 2008.

---

<sup>29</sup> Monteforte, Raúl. "Problemas y perspectivas de la regulación de Gas Natural en México". CRE. 14 de junio de 2001.

- Construir y ampliar gasoductos e interconexiones fronterizas y desarrollar sitios de almacenamiento subterráneo, *así como* plantas de Gas Natural Licuado.
- Simplificación de permisos y facilitación de los proyectos en los tres niveles de gobierno y seguridad jurídica.
- Consolidar el cambio estructural de la industria y el desarrollo del mercado: fortalecimiento (interno y externo) de la CRE, limitación del monopolio comercial de PGPB, vigilancia y sanciones, actualización y precisión de la metodología de precios.<sup>30</sup>

Por otra parte en el documento de la Asociación Mexicana para la Economía Energética (Ciudad de México Junio 2001) se mencionan como perspectivas las siguientes:

- La existencia de que a pesar del potencial de desarrollo del mercado de gas natural, bajo las condiciones estructurales actuales es inviable desarrollar proyectos de comercialización.
- Tradicionalmente, la evaluación de proyectos de inversión se ha basado en métodos poco dinámicos y flexibles (VPN, TIR, análisis de decisión)
- ¿El empleo de nuevas herramientas de análisis podría incorporar una mayor flexibilidad en la evaluación de proyectos considerados “riesgosos” ?<sup>31</sup>

Por su parte la Agencia Internacional de Energía señala que el uso del gas natural casi se duplicará al pasar de 84 mmpc en 1999 a 162 mmpc hacia el 2020, lo que significará una tasa de crecimiento anual de 3.2 por ciento. De acuerdo al Gobierno de los Estados Unidos, en los próximos 20 años, el consumo de gas natural en crecerá alrededor de 50 por ciento y la producción lo haría en 14 por ciento (si se comportara como en los últimos 10 años).<sup>32</sup>

Además debe haber un favorecimiento en cuanto a la autosuficiencia en base a la oferta del gas natural, así como el optar por la importación del mismo, para que a través de ello se puedan establecer diversos acuerdos estratégicos con otras naciones productoras y por último el hecho de invertir en combustibles alternos al gas natural.

Por tal razón la nueva etapa a la que entramos será la de supervisión por parte de la Comisión y la de cumplimiento por parte de los permisionarios. Tal vez se trate de una etapa con un mayor potencial de conflictos. Precisamente estos deberán resolverse con procedimientos administrativos y legales previsibles y justos. Desde ese punto de vista, el marco regulatorio deberá ser dinámico para adaptarse a las verdaderas necesidades y retos

<sup>30</sup> Monteforte, Raúl. op.cit.

<sup>31</sup> Integración de un Portafolios de Inversión Privada en de Inversión Privada en Actividades de Comercialización de Gas Natural en México Una Aplicación de la Teoría de Opciones Reales IV Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética Ciudad de México Junio 2001

<sup>32</sup> Elizalde, Alberto. “El mercado del gas natural, situación actual y perspectivas”. Junio 2001.

de la industria del gas natural. Por otra parte, será también un período en donde se apliquen las primeras sanciones y se retiren algunos permisos en caso de que la falta así lo amerite.

Independientemente de que la nueva etapa pueda caracterizarse por las palabras clave de “autoridad y cumplimiento”, será también un periodo de crecimiento y multiplicación de oportunidades de negocio. Veremos la aparición de empresas abastecedoras de bienes y servicios para la industria del gas natural. También veremos el crecimiento de empresas que vivirán del gas, como por ejemplo las comercializadoras y los almacenistas, pero también los distribuidores de gas comprimido para vehículos, por dar otro ejemplo.

Por el momento, la industria de gas natural en México ha alcanzado la “masa crítica” necesaria para asegurar que ya no hay vuelta atrás en este proceso. Hemos sido testigos de la fuerte competencia que tuvo lugar en el momento de las licitaciones de los permisos de distribución y en breve veremos también la competencia en el mercado. Confiamos que el esquema de autorregulación en el que se basa la filosofía de la CRE también se transforme en un elemento central de la nueva industria del gas natural en México.

Las importaciones de gas natural han crecido mesuradamente los últimos tres años, alcanzando en el 2002 apenas los 231 millones de pies cúbicos diarios. Sin embargo, debe llamar la atención que en tan sólo dos años esa cifra se duplicó, y que la combinación de factores como el descenso natural de los pozos actualmente en explotación, el crecimiento del consumo interno proveniente de las nuevas instalaciones eléctricas en Altamira, Tamaulipas y el descenso esperado en su precio de referencia, pueden representar la antesala de una crisis en materia de gas natural a falta de conexiones adecuadas y suficientes para importar este combustible. Además, la política energética debe tener una visión de largo plazo. Los cambios tecnológicos y las demandas sociales contemporáneas, particularmente de protección al entorno ambiental, obligan promover el cambio fomentando las tecnologías alternativas. Ya que México cuenta con regiones que favorecen la inversión en energía eólica y el gobierno debe identificar mecanismos que promuevan la inversión en este rubro. De igual manera, la investigación en superconductores representará ahorros importantes y mayor eficiencia en la conducción de la energía eléctrica, con beneficios incluso para el consumo de gas como combustible.<sup>33</sup>

Para la industria petrolera es fundamental definir las estrategias de desarrollo, la masa crítica de recursos humanos sofisticados para operar los procesos y proveerse de servicios de clase mundial. Por lo tanto, las decisiones hechas sobre la localización deben estar basadas tanto en costos totales del sistema como en innovación potencial, no sólo por presentar mano de obra barata. La nueva estructura de la industria petrolera debe considerar la agrupación de actividades ligadas en un mismo lugar, lo que permite a las compañías extender sus raíces dentro de una región, mejorando sus habilidades para capturar los beneficios potenciales.<sup>34</sup>

---

<sup>33</sup> Bargés, Juan Antonio. “Petróleo y gas en México: una visión prospectiva integral”. Centro de Investigación y Docencia económica (CIDE). 13 de junio de 2001.

<sup>34</sup> Alfonso Pérez Arellano, Walter Smith Villavicencio y Gerardo Betancourt Rivera. “La Industria Petrolera como Impulsor del Desarrollo Sostenible del País”. Instituto Mexicano del Petróleo

#### 4.7. Contratos de Servicios Múltiples (CSM)

Para incrementar de manera rápida la producción de gas, Pemex Exploración y Producción (PEP) en diciembre del 2001 desarrolló una nueva estrategia a través de la cual se hiciera más eficiente la contratación, administración y evaluación de los diversos servicios petroleros, estableciendo así el concepto de Contrato de Servicios Múltiples (CSM), el cual se puede definir como aquellos contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios, que agrupan, en un solo contrato, los servicios que Pemex siempre ha contratado. El contratista recibe un pago en efectivo basado en los precios unitarios, no se trata de concesiones ni contratos de participación de riesgo, de producción o de ganancias, es decir, un contratista deberá desempeñar una amplia gama de servicios bajo un solo contrato y cuyos objetivos serán el de llevar a cabo una mejor coordinación del proceso productivo, una reducción de costos, así como la reducción de la complejidad administrativa y la aceleración en el desarrollo de reservas probadas de gas no asociado. Esta medida fue adoptada debido al déficit previsto por Pemex con base al gas natural, provocando así una gran urgencia de atraer inversión, prácticas y tecnología de compañías de alta especialización a través de lo cual Pemex trataría de complementar sus actividades.

Un aspecto importante de los CSM es que el contratista tendrá que proveer todo el capital y el costo de operación requeridos para la ejecución de los trabajos contratados. Esto significa que PEP y México no incurrirán en uso de recursos presupuestales ni deuda pública y siempre tendrán una ganancia neta. Los CSM generarán inversión extranjera directa y substancial en México, así como empleo, desarrollo social y económico.

Los CSM son estables con base en el marco legal debido a que la Ley de Obras Públicas y servicios relacionados con las mismas permite que Pemex celebre contratos de obra sobre la base de precios unitarios ya que el país conserva en todo momento la propiedad y control tanto del yacimiento como del hidrocarburo conforme a lo establecido en la Constitución, cuyos bienes objeto del contrato (pozos, plantas, equipos y otros activos) seguirán siendo únicamente propiedad de Pemex. La ejecución de los trabajos y el desarrollo de las actividades en el área de trabajo siempre quedan bajo el estricto control, aprobación y supervisión de Pemex con estricto apego al artículo 6 de la Ley Reglamentaria del 27,<sup>35</sup> el pago por concepto de las obras y servicios será siempre en efectivo y en ningún caso se conceden porcentajes en los productos, ni participación conforme a los resultados de las explotaciones. Las obras que Pemex contrata son las que permite la Ley de Obras Públicas, es decir, trabajos de exploración, localización y perforación que tengan por objeto la explotación y desarrollo de los recursos petroleros y gas.

Por otra parte debe señalarse que se establece que Pemex contratará la construcción y reparación de caminos de acceso; preparación de las localizaciones de pozos; perforación de pozos; construcción e instalación de compresores y medidores, gasoductos; así como el mantenimiento de pozos y el mantenimiento ambiental de las obras.

---

<sup>35</sup> Tomado de <http://www.csm.pemex.com>

Además cabe destacar que en los CSM se señala que las actividades de exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano de gas constituyen actividades que son reservadas al Estado, debido a que Pemex mantiene el control de la planeación, ejecución y operación de las obras que desarrolla el contratista, ya que éste le propondrá un programa de trabajo, el cual estará sujeto a la aprobación de Pemex, es decir, Pemex será quien autorice y en última instancia, dirigirá y supervisará las actividades que realice dicho contratista.

Cabe hacer hincapié del por que se tuvo que recurrir a la implementación de dichos contratos y la razón principal de ello fue debido a que como sabemos nuestro país es ya un país importador neto de gas, y corre el riesgo de serlo en mayor medida si no se invierte adecuadamente, ya que actualmente dichas importaciones realizadas provienen principalmente de Estados Unidos. Este alto crecimiento de importaciones es resultado de la gran actividad que presenta la demanda interna de nuestro país, aunado a ello la puesta en operación de nuevas centrales de generación eléctrica con tecnología de ciclo combinado.

Los CSM incluyen entre 30 y 40 servicios de alta tecnología en un proceso complejo de toma de decisiones tales como: sísmica, procesamiento e interpretación; modelo geológico, ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, perforación, registros, análisis de muestras, desarrollo tecnológico, diseño y construcción de instalaciones, gestión de permisos, estudios ambientales, mantenimiento de instalaciones y pozos; operación de campos, plantas de tratamientos de gas, etc.

De acuerdo a su función estos contratos se clasifican de la siguiente manera: a) Trabajos a contratar; estos se agrupan en tres categorías como son: desarrollo, infraestructura y mantenimiento; las primeras incluyen la realización de trabajos de sísmica, construcción de caminos de acceso, perforación y reparación de pozos y construcción de líneas de recolección; las segundas incluyen la construcción e instalación de compresores, equipo de medición, gasoductos, plantas y equipos para el acondicionamiento del gas y control de puntos de condensación y por último en las obras de mantenimiento se consideran todas las actividades correspondientes relacionadas con los pozos, las instalaciones superficiales y los ductos. Estas obras y servicios son las que anteriormente Pemex contrataba pero de manera separada. b) Fases de ejecución del proyecto; aquí se prevé principalmente que las obras dispuestas en el contrato se realicen en tres fases: de desarrollo, de reactivación y de recuperación máxima. c) Límite de pago mensual; éste se considera como aquel elemento que permite dar cumplimiento a la Ley General de Deuda Pública, la cual establece que los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo (PIDIREGAS) deben generar un flujo de ingreso suficiente para cubrir todas sus erogaciones a lo largo de la vida del proyecto. Este límite es el resultado de multiplicar tres elementos tales como: la capacidad de producción neta atribuible al contrato, los precios del gas natural en el mercado y el factor de ajuste de 0.88.<sup>36</sup> Es decir, el mecanismo de límite de pago mensual tiene como fin primordial el de asegurar la solvencia económica del proyecto. Este mecanismo funciona como un indicador mediante el cual se le permite a Pemex aplazar los pagos del contratista

---

<sup>36</sup> Tomado de <http://www.pemex.com>

sin modificar el monto de los mismos e incluso el poder de concluir el contrato anticipadamente sin responsabilidad alguna para Pemex.

De acuerdo a la empresa paraestatal Pemex, como beneficios de estos contratos se pueden señalar los siguientes:

1. El proyecto integral de la Cuenca Burgos ya que de acuerdo con los CSM, este proyecto esta acreditado como PIDIREGAS, lo que implica que el financiamiento de las obras que se realicen serán proveídas por el propio contratista, a través de lo cual Pemex se verá en gran medida beneficiado ya que no tendrá que recurrir de ninguna manera a los mercados internacionales para conseguir recursos para financiar dicha obra. A través de lo cual se generarán recursos suficientes para cubrir sus costos, garantizándole así a Pemex la obtención de un flujo de efectivo positivo.
2. Los CSM por su duración permitirán que las empresas nacionales, ya sea que éstas sean socias, subcontratistas o proveedoras de bienes y servicios, tengan un margen de periodo de largo plazo para desarrollar negocios debido a que estos contratos pueden durar hasta 20 años lo cual hará posible una mejor planeación y aunado a ello una considerable reducción del riesgo en lo concerniente a los contratos de corto plazo. Además a través de ellos las empresas nacionales tendrán varios clientes potenciales con los cuales podrán alcanzar condiciones favorables. Tanto la duración de los contratos como la posibilidad de trato entre particulares, permitirán identificar áreas de oportunidad para nuevos negocios. La participación junto con los contratistas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos permitirán que tanto las empresas como los trabajadores adquieran diversas habilidades, conocimientos y experiencia a través de los cuales puedan ser considerados especialistas en dichas áreas.
3. Impulso de la industria del gas natural en México duplicando su inversión actual.
4. Obtención de recursos adicionales para inversiones en gas natural no asociado.
5. Incrementar sustancialmente la producción nacional de gas natural y disminuir con ello el déficit previsto para los próximos años.
6. Reducción importante en las importaciones de gas natural.
7. Asegurar la viabilidad del programa de generación eléctrica con base a gas natural.
8. Incremento en la demanda de bienes y servicios nacionales por parte de las empresas contratistas.
9. Estimular la actividad económica en México, creación de empleos. Además durante los veinte años de duración de los contratos se estima la participación de por lo menos 300 empresas ubicadas en la región, las cuales serán proveedoras especialmente de tubería, válvulas, cemento, productos químicos, lubricantes, y

diversos servicios como transporte, ingeniería, instalación de equipos, telecomunicaciones, abastecimiento y obra civil.<sup>37</sup>

Finalmente es importante señalar que para tener una opinión más exacta de las implicaciones que tendrán no solo para Pemex sino para el país en su conjunto la adopción de este esquema de participación del sector privado en actividades petroleras, es necesario estudiar y analizar con cuidado los contratos, situación fuera del alcance de este trabajo. Lo cierto es que es un asunto bastante delicado toda vez que involucran actividades con altos valor económico y que consideran periodos bastante largos de operación.

#### 4.8. Conclusiones

✦ Antes de la implementación de las reformas de 1995 Pemex era el único agente autorizado para construir, operar y tener en propiedad ductos. Además no contaba con las obligaciones de acceso abierto, por lo que a través de disminuir los consumos en sus plantas era capaz de balancear el sistema de transporte. La inversión privada en sistemas de distribución de gas natural estaba restringida.

✦ Los objetivos primordiales de las reformas fueron el de permitir la participación del sector privado en actividades tales como el transporte, distribución y el almacenamiento de gas natural. A partir de entonces, tanto Pemex como las empresas privadas participan conjuntamente en este mercado. Si bien el resultado principal fue el lograr la expansión tanto de los sistemas de transporte como los de distribución, es decir, la creación de nuevas zonas geográficas y nuevos ductos de transporte, es importante señalar que estos sistemas de distribución son aún limitados y principalmente orientados al suministro de gas a clientes industriales.

✦ Por otra parte, es importante señalar que Pemex no desarrolló un sistema de almacenamiento puesto que, por su integración, la empresa podía ajustar los patrones de consumo de gas natural a los patrones de producción y transporte.

✦ México es un país rico en recursos naturales y en combustibles primarios en general. No obstante, el aprovechamiento de estos recursos dependerá principalmente de la disponibilidad de infraestructura para la explotación de dichos recursos. De esta manera, será importante la existencia de infraestructura necesaria para llevar estos recursos a los usuarios finales.

✦ Por otro lado es importante señalar que en el caso de nuestro país, con las reformas realizadas por el Congreso en mayo de 1995 en el sector de gas natural, se intentaba atraer inversiones privadas, las cuales deberían encargarse de complementar los esfuerzos del gobierno en materia de construcción y operación de infraestructura gasífera. Con estas reformas, algunas de las actividades estratégicas reservadas al Estado como lo eran la exploración, explotación, producción y ventas de primera mano, se deslindarían de aquéllas

---

<sup>37</sup> Tomado de <http://www.csm.pemex.com>

que se abrían a la participación del sector privado, como lo eran: la construcción, la operación y la propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural. Todas estas actividades requerirían de un permiso previo, el cuál es otorgado por la Comisión Reguladora de Energía.

\* Con el propósito de estimular el impulso de la distribución de gas natural en el país, la Comisión determinó la creación de nuevas zonas geográficas de distribución. Una larga cadena de licitaciones de permisos de distribución de gas natural se inició en junio de 1996 con la Licitación Pública Internacional para otorgar el primer permiso de distribución en la zona geográfica de Mexicali.

\* Con base en la oferta nacional de gas natural podemos señalar que está integrada por diversos conceptos tales como son el gas que es producido en las plantas de Pemex Gas y Petroquímica Básica, el que Pemex Exploración y Producción entrega directo de campos y que no requiere proceso, el de formación de Pemex Exploración Producción que este mismo consume, el gas para recirculaciones internas, el entregado a refinación directamente por Pemex Exploración y Producción, el etano reinyectado a ductos y otras corrientes suplementarias. Por su parte, la oferta total de gas natural corresponde a la suma de la oferta nacional con la externa, integrada por importaciones de logística, de balance y las que realizan los particulares junto con la CFE para sistemas no conectados a la Red Nacional de Gasoductos.

\* El proceso de apertura de la industria del gas natural ha permitido incrementar de manera significativa el uso de este combustible, lo cual tiene impactos positivos sobre el medio ambiente, ya que al proveer un buen combustible se hace factible el desarrollo sostenible y además su uso permite que la industria cumpla con las normas ambientales. Asimismo mejora la competitividad de la industria nacional en un ámbito global, proporcionando así un combustible más eficiente para realizar sus procesos productivos.

\* Con respecto al sector eléctrico se debe señalar que éste se encuentra en crecimiento constante, lo cual implica un aspecto fundamental para elevar la competitividad de la planta productiva nacional y para mejorar el nivel de vida de la población; de otra manera, habría desconfianza en las metas de desarrollo y crecimiento económico. Esto es debido a que el suministro eléctrico es un insumo básico que influye en la calidad y competitividad de todos los procesos productivos del país. El consumo del sector eléctrico está integrado por el gas que se utiliza en la generación pública y el que se requiere en la generación de particulares. Por generación pública se considera la energía eléctrica producida en la Comisión Federal de Electricidad y en Luz y Fuerza del Centro, mientras que la de los particulares es considerada por los conceptos de autoabastecimiento y cogeneración.

\* En los próximos 10 años, el combustible primario que tendrá un crecimiento más importante será el gas natural. La construcción de ciclos combinados de gas natural para la generación de energía eléctrica fundamentalmente por productores privados es uno de los principales factores que han acelerado el crecimiento del consumo de gas natural.

✦ Por último cabe destacar que para la industria petrolera será de gran importancia el definir ciertas estrategias de desarrollo, la masa crítica de recursos humanos sofisticados para operar los procesos y proveerse de servicios de clase mundial.

✦ Contrato de Servicios Múltiples (CSM), son aquellos contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios, que agrupan, en un solo contrato, los servicios que Pemex siempre ha contratado. El contratista recibe un pago en efectivo basado en los precios unitarios, no se trata de concesiones ni contratos de participación de riesgo, de producción o de ganancias, es decir, un contratista deberá desempeñar una amplia gama de servicios bajo un solo contrato y cuyos objetivos serán el de llevar a cabo una mejor coordinación del proceso productivo, una reducción de costos, así como la reducción de la complejidad administrativa y la aceleración en el desarrollo de reservas probadas de gas no asociado. Esta medida fue adoptada debido al déficit previsto por Pemex con base al gas natural, provocando así una gran urgencia de atraer inversión, prácticas y tecnología de compañías de alta especialización a través de lo cual Pemex trataría de complementar sus actividades.

✦ Es importante señalar que para tener una opinión más exacta de las implicaciones que tendrán no solo para Pemex sino para el país en su conjunto la adopción de este esquema de participación del sector privado en actividades petroleras, es necesario estudiar y analizar con cuidado los contratos, situación fuera del alcance de este trabajo. Lo cierto es que es un asunto bastante delicado toda vez que involucran actividades con alto valor económico y que consideran periodos bastante largos de operación.

## Conclusiones

El ámbito de regulación del gas natural en México es algo relativamente nuevo. Y no se le ha dado mayor importancia. Por lo cuál es de suma importancia analizar los cambios legales y regulatorios, a través de los cuales se de paso a un mercado serio y así mismo lograr una mayor apertura en base a la participación de la inversión privada con respecto a todos los aspectos que implica el tema del gas natural, así como los beneficios o las alternativas que presenta tanto para nuestra economía como para nuestra sociedad.

La importancia fundamental de esta investigación ha sido determinar el análisis de la apertura en el ámbito comercial y empresarial (sector privado). A través de lo cual se daría una considerable reactivación de nuestra economía con el propósito de abastecer a un precio considerable y estandarizado el consumo de este energético, el cual sería favorable para nuestra sociedad.

En México el gas natural se ha convertido en uno de los energéticos más importantes conteniendo así con el petróleo y con algunos de sus principales derivados debido a su poder calorífico, limpieza y facilidad de transporte a grandes centros de desarrollo industrial. Este energético presenta mayores ventajas que el petróleo debido a sus características fundamentales con base al resto de los combustibles alternativos ya que puede ser producido y utilizado con un deterioro mínimo del medio ambiente.

La industria del gas natural se encuentra ampliamente ligada a la industria petrolera en sus primeras fases ya que en lo que concierne al proceso de distribución frecuentemente son sociedades diferentes a las productoras quienes llevan el gas al consumidor final.

En el caso de nuestro país la existencia del gas natural como fuente energética fue considerada hasta los años setenta dejando así de ser considerado un subproducto de la industria petrolera. Sin embargo su infraestructura requiere de cuantiosas inversiones fijas y está sometida a una serie de reglamentaciones gubernamentales por lo que no había resultado atractivo, hasta ahora para los inversionistas extranjeros.

La distribución del gas natural es un servicio público, el cual en el presente trabajo se analizó desde una perspectiva de monopolio natural ya que es necesario tener cuantiosas inversiones fijas por el tipo de instalaciones que requiere, debido a que no es tan práctico ni mucho menos económico colocar las instalaciones en las calles de las ciudades, por lo cual resulta más benéfico que una sola empresa lo distribuya.

Cuando una industria presenta características de monopolio natural es importante encontrar la solución al problema, y esta solución se da a través de dos opciones: la primera, es operar el monopolio a través de una empresa pública; la segunda, implica ceder la operación a empresas privadas pero introduciendo una regulación económica al sector.

La regulación debe fomentar el desarrollo equitativo de la industria del gas natural ya que ésta incluye disposiciones orientadas a favorecer el desarrollo de la industria y disposiciones orientadas a proteger a los usuarios de los sistemas y a limitar el poder de mercado de los participantes.

Evocando la teoría de la regulación económica surge la idea de que en los mercados suelen existir ciertas situaciones de asignación ineficiente de los recursos en donde el mercado no puede solucionarlas. Cada uno de ellos requiere una forma específica de intervención del Estado, el único agente capaz de solucionar estos problemas que se presentan en los mercados.

La regulación actual permite la participación de particulares en las actividades siguientes: transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Por su parte, las actividades reservadas para Pemex son: la exploración, la explotación y las ventas de primera mano.

Cabe destacar la creación de la Comisión Reguladora de Energía, la cual es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa creada el 28 de diciembre de 1994 en los términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, misma que le otorga las facultades para expedir disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las personas que realicen actividades reguladas. Y para tales motivos expide las diversas *Directivas* cuyo propósito principal es el de servir como un instrumento, el cuál es indispensable para que las personas que realicen actividades reguladas en materia de gas natural cuenten con los criterios y lineamientos en base a la venta de primera mano del gas natural, a la determinación de las zonas geográficas para la distribución del mismo, así como para llevar a cabo la contabilidad y a través de esta poder determinar los distintos precios y tarifas con respecto a la regulación del gas natural.

Se realizaron reformas al artículo 27 Constitucional permitiéndose así la participación del sector privado en actividades tales como el transporte, distribución y el almacenamiento de gas natural. A partir de entonces, tanto Pemex como las empresas privadas participan conjuntamente en este mercado. Si bien el resultado principal fue el lograr la expansión tanto de los sistemas de transporte como los de distribución, es decir, la creación de nuevas zonas geográficas y nuevos ductos de transporte, es importante señalar que estos sistemas de distribución son aún limitados y principalmente orientados al suministro de gas a clientes industriales.

La determinación del precio del gas natural se establece a través del precio máximo de venta de primera mano, las tarifas de transporte y distribución, los cargos por uso, servicio y conexión, cuya finalidad es establecer tarifas flexibles que permitan obtener una rentabilidad apropiada sobre los activos del gas, con el propósito primordial de favorecer el desarrollo del mercado.

Como principales objetivos de las políticas de precios podemos señalar que éstas generan las indicaciones económicas adecuadas a través de las cuales se reflejan los costos de oportunidad del productor en una economía abierta, además de precios competitivos relacionados con mercados internacionales relevantes, dar transparencia, ser flexible cuyo fin primordial es reaccionar oportunamente a los cambios en el mercado, asimismo permite

eliminar gradualmente los subsidios de algunos productos, garantizar la relación de los esquemas de precios de transferencia, precios productor y precios al público cuyo objetivo principal sea el generar estados de resultados consistentes entre las subsidiarias de una misma compañía.

Además se debe señalar que el proceso de apertura de la industria del gas natural ha permitido incrementar de manera significativa el uso de este combustible, lo cual tiene impactos positivos sobre el medio ambiente, ya que al proveer un buen combustible se hace factible el desarrollo sostenible y además su uso permite que la industria cumpla con las normas ambientales. Asimismo mejora la competitividad de la industria nacional en un ámbito global, proporcionando así un combustible más eficiente para realizar sus procesos productivos.

El esparcimiento del gas natural en nuestro país en los últimos años se debe principalmente a la introducción de nueva tecnología, así como a la utilización de la llamada generación de energía a través de centrales de ciclo combinado, superando así a las tecnologías convencionales dentro de la producción de energía eléctrica, esta última ayudará a impulsar la demanda de este energético a través de una mayor utilización de tecnología de ciclo combinado.

Por otra parte cabe destacar que la estructura del mercado del gas natural está experimentando innovaciones importantes como consecuencia de la liberalización. La industria está atravesando una fase fundamental de reestructuración asociada a una apertura de los mercados mundiales a las grandes empresas del sector. Además existe una intensa competencia entre las compañías para penetrar los mercados y controlar los recursos de explotación. La industria vive al ritmo de las fusiones y adquisiciones, reestructuraciones y reagrupamientos de empresas, con la creación de empresas de multiservicios públicos y negocios de servicios.

Sin embargo las condiciones actuales que existen en nuestra economía podrían obstaculizar de cierta manera la demanda de este energético ya que se estima que la oferta del gas natural no será suficiente para abastecer al mercado, por lo cuál tendremos que incurrir a importar este energético. También habrá que esperar el desenvolvimiento de la industria para determinar como se fijarán y la calidad que tendrán los precios en el mercado con base al sector doméstico en un mediano plazo.

Otro punto importante es definir las implicaciones que tendrá la industria nacional al permitir el acceso de la inversión privada dentro del mercado del gas natural siendo estas las siguientes: promover la competitividad de la planta productiva, fomentar la inversión del sector privado, impulsar la competitividad de la industria nacional y proteger el medio ambiente, actualizar el marco regulatorio y simplificar los procesos administrativos y por último promover el ahorro y el uso eficiente de la energía, teniendo como propósito principal el crear conciencia y aprovechamiento de manera eficaz de este recurso natural.

Por último debe destacarse la apertura y las implicaciones que hay con relación a que Pemex sigue siendo un monopolio estatal con base a las actividades de exploración y producción, en las cuales existe un atraso en esta materia. Por lo cual considero que el

problema esencial de Pemex no es si debe permitir a la inversión privada en materia de dichas actividades sino revisar el esquema de los recursos que genera Pemex como empresa pública. Es cierto que si bien la apertura a la inversión es una opción, lo cierto es que debería atenderse como prioridad el régimen fiscal de Pemex, pues sin duda que uno de los factores por los cuales la empresa no tiene recursos suficientes para invertir se debe a la enorme transferencia de recursos que realiza al gobierno federal.

No olvidemos que la misma teoría establece que la producción pública de un bien ya sea público o privado puede ser llevada a cabo por una entidad pública o privada, el único requisito es operar bajo condiciones de eficiencia económica, la cual no depende de la naturaleza de la propiedad de una empresa. Claro está, Pemex queda atrapado en un problema pues por una parte no se discute un cambio en el trato fiscal pero tampoco se vislumbra una apertura más profunda en las actividades de exploración y producción. Sin embargo, siempre es importante tomar lección de las experiencias de otros países. La más cercana en cuanto tiempo y similitudes es el de la economía Argentina. Hace diez años comenzó un proceso de apertura a través de los contratos de la empresa petrolera estatal YPF con empresas privadas en materia de exploración y producción y que terminaron con la venta final a la petrolera española REPSOL, y que a varios años de la operación no se vislumbra un escenario radical en materia de producción y eficiencia en la producción petrolera. En síntesis sería preferible que Pemex pudiera tener la capacidad de destinar mayores recursos a la inversión de actividades claves no solo en materia de exploración y producción sino también en materia de procesamiento de productos petroleros.

## Anexos

### Anexo 1. La medición del gas natural

El poder calorífico del gas natural depende de su composición química; entre mayor sea la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano que contenga, mayor será su poder calorífico.

Existen diferentes unidades de energía para medir el gas natural, dependiendo del sistema de unidades que se esté utilizando. En los países que emplean el Sistema Inglés de Unidades, se utiliza la Unidad Térmica Británica ó Btu, la cual representa la cantidad de energía que requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales.

En nuestro país tenemos como unidad de energía la caloría, que es la cantidad de energía necesaria para elevar un grado Centígrado (14.5 a 15.5°C) la temperatura de un gramo de agua a condiciones normales de presión; un Btu equivale a 252 calorías. Debido a los órdenes de magnitud que se presentan, se utiliza comúnmente un múltiplo de la caloría: la Gigacaloría (Gcal), equivalente a mil millones de calorías. Otras unidades de energía que se pueden utilizar para expresar cantidades de gas son las dekatherms (Dth), que equivalen a un millón de Btu's (MMBtu).<sup>1</sup>

Dado que el gas natural se compra y se paga por unidad de energía entregada, es importante determinar con la mayor exactitud posible esta cantidad. El flujo de gas natural es una medida dinámica, mientras que el poder calorífico es una medida estática. Para poder determinar la cantidad total de energía entregada y vendida, es necesario combinar las dos medidas anteriores. De esta manera, el usuario de gas tendrá la seguridad de que está pagando por la energía que consume y no por el volumen de gas que atraviesa por su medidor.

También podemos entender por el concepto de almacenamiento como aquella actividad de recibir, mantener en un depósito y entregar gas, siempre y cuando este último sea mantenido en instalaciones fijas distintas a los ductos.

En suma, puede afirmarse que si bien la reforma estructural de la industria ha sido exitosa, en virtud de que el sector privado constituye hoy el motor principal del desarrollo de infraestructura en México, existen rezagos importantes en materia de transporte, comercialización y almacenamiento de gas natural. Una vez que se cubran estas áreas se contará con condiciones de competencia efectiva en la industria, para asegurar el suministro eficiente y oportuno de gas natural en el país.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> <http://www.gas.pemex.com>, op.cit.

<sup>2</sup> <http://www.energia.gob.mx>, op.cit

## Anexo 2. Mercado nacional e internacional

El comercio exterior de gas seco responde a situaciones específicas de logística y del balance oferta-demanda. Las importaciones por logística se realizan para satisfacer la demanda de gas en el norte de la república, además de que resulta más económico suministrar el gas de Estados Unidos, que transportarlo desde los centros productores ubicados en el Sureste. Estas se llevan a cabo por Ciudad Juárez, Naco, Mexicali y Piedras Negras.

Con el desarrollo de infraestructura por parte de inversionistas privados, los particulares también realizan importaciones desde 1997. A diferencia de los anteriores, el intercambio comercial que se lleva a cabo por Reynosa responde a situaciones de balance oferta y demanda. El crecimiento de la demanda interna de gas natural, principalmente en la región noreste, es el principal factor que ha determinado el incremento de las importaciones en los últimos años.

Entre los años de 1993 y del 2000 aproximadamente han triplicado su volumen al pasar de 97 millones de pies cúbicos diarios a 281 millones de pies cúbicos diarios en dichos años. De este modo, su participación en el consumo nacional pasó de 3.2 por ciento a 6.5 por ciento, respectivamente en el 2000.

Las importaciones por logística representan el volumen más importante y éstas satisfacen la demanda de la zona norte del país. En segundo lugar, las realizadas por PGPB por cuestiones de balance cubren el déficit para satisfacer al centro del país, las cuales han venido perdiendo participación. Su tasa de crecimiento fue de 1.8 por ciento anual. Finalmente las importaciones por particulares son las efectuadas básicamente por CFE para abastecer a las plantas de Samalayuca, Chihuahua y Hermosillo, Sonora.

Durante el periodo 1993-2000 la oferta de gas natural creció a una tasa promedio de 4.7 por ciento anual. El rubro de mayor crecimiento fue el gas directo de campos del Proyecto Burgos, el cual pasó de 134 millones de pies cúbicos diarios en 1993 a 751.5 millones de pies cúbicos diarios en el 2000. Por su parte, el consumo de gas natural presentó un crecimiento promedio de 5.2 por ciento anual, donde el sector eléctrico registra el mayor dinamismo. A lo largo de estos ocho años, la oferta nacional de gas natural abasteció 98 por ciento en promedio del consumo interno y el 2 por ciento se ha cubierto con importaciones.

En tanto PGPB deberá llevar a cabo las inversiones necesarias para incrementar su capacidad de proceso de gas, en particular, la capacidad de endulzamiento. Asimismo, PGPB y los particulares, a fin de poder hacer llegar el producto a los puntos de demanda, deberán adecuar la capacidad de transporte y de compresión para manejar tanto el gas de origen nacional como el importado. Inclusive, es predecible que se diferencien las fuentes de suministro para no depender del Sur de Texas y comprar el producto en forma de GNL.

Además debemos hacer referencia a las importaciones que son efectuadas por particulares, las cuales se inician a partir de 1997 con el desarrollo de infraestructura por parte de inversionistas privados para cubrir la demanda. Las importaciones por logística son las más

importantes y han crecido a un ritmo de 29.2 por ciento anual, al pasar de 853 millones de pies cúbicos diarios en 1993 a 3,975 millones de pies cúbicos diarios en 1999. En 1993 representaban 31 por ciento y en 1999, 86 por ciento del total. Esto deberá ir aumentando debido a que de cierta manera es más económico importar gas natural en las regiones Norte y Noroeste, que llevarlo de las zonas productoras de Burgos o del Golfo.

El sector eléctrico ha sido el principal promotor, ya que los consumos de las plantas de Samalayuca, Chihuahua y Hermosillo, Sonora, representaron aproximadamente 75 por ciento de las importaciones.

Las expectativas de crecimiento en la demanda de gas natural en México se apoyan en la política energética de promover el uso del gas natural por ser un combustible eficiente y con ventajas ambientales que contribuirán a la competitividad económica del país. Uno de los factores estructurales determinante en el crecimiento de la demanda de este combustible en los próximos años es la incorporación de plantas de ciclo combinado para generar energía eléctrica, tanto por la expansión esperada en el sector eléctrico como para proteger las zonas ambientalmente críticas.

Según estudios realizados recientemente por la Secretaría de Energía se espera una actividad económica nacional muy dinámica, determinada en parte por el crecimiento de la industria manufacturera y por las crecientes exportaciones ante la apertura comercial que ha caracterizado a México en los últimos años. Esta situación, aunada a las ventajas económicas derivadas del uso del gas natural en los procesos productivos, implicará una mayor demanda del gas natural como combustible en las distintas ramas industriales como la del hierro y el acero, química, vidrio, papel y cartón, automotriz y cemento. Como resultado de la activa promoción de las inversiones privadas en transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, será posible el desarrollo de la infraestructura necesaria para que un mayor número de usuarios industriales tenga acceso al gas natural. De este modo, será beneficiado el sector residencial y de servicios cuyo consumo ha estado limitado por la falta de redes de transporte y de distribución.

Con respecto a la volatilidad del precio de gas natural registrada en 2000, aunque existen mecanismos de cobertura por parte de PGPB, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) promueve el uso generalizado de métodos de administración de riesgos, como futuros de gas natural y coberturas.

La tendencia internacional en el sector energético muestra un cambio notable en el uso de combustibles para los próximos años, tanto en los países industrializados como en los menos desarrollados. El gas natural ha surgido como un combustible de gran importancia en el consumo de energía mundial, tanto por su eficiencia térmica como por sus ventajas ambientales frente a otros energéticos.

Por otra parte a nivel mundial, el gas natural representará la fuente de energía primaria con mayor crecimiento en la demanda debido a sus menores impactos ambientales con respecto a otros combustibles fósiles, por ser el energético más eficiente para las nuevas plantas de generación eléctrica, como las de ciclo combinado, que obtienen eficiencias de entre 50 y 60 por ciento, y por la necesidad estratégica que tienen muchos países de diversificar sus

fuentes energéticas para evitar una dependencia excesiva sobre recursos de abasto incierto como aquellos no disponibles localmente o irregular, como la hidroelectricidad, que depende de fenómenos climáticos.

En 1999, la producción de gas natural continuó en ascenso y registró a escala mundial un incremento de 2.5 por ciento respecto a 1998, como reflejo de los aumentos en Argentina, Reino Unido, Argelia, Noruega e Irán, principalmente. México ocupó el décimo tercer lugar en producción y el tercero en América.<sup>3</sup>

La producción mundial de gas natural se elevó 1.8 por ciento como promedio anual en el periodo de 1990-1999; porcentaje superior al del petróleo que fue de 1.1 por ciento anual. Los países con mayor tasa de crecimiento fueron Malasia con 10.3 por ciento, Irán con 9.5 por ciento y Reino Unido con 9.1 por ciento. En Norteamérica, Canadá presentó un incremento de 5.6 por ciento anual en su producción. El aumento en la producción de gas natural canadiense ha sido resultado del aumento en la capacidad en ductos en la frontera y de la estabilidad en la demanda. México tuvo un incremento de 3.8 por ciento y Estados Unidos de 0.6 por ciento anual.

La producción de gas natural de la ex Unión Soviética representó 28 por ciento de la producción mundial, mientras que la de Estados Unidos participó con 23 por ciento. Ambos países se mantienen como los líderes.

En 1999 el mercado norteamericano (Canadá, EUA y México) produjo 32 por ciento del total mundial y Europa el 12 por ciento.

El estudio del mercado de gas natural licuado es de gran importancia para México ya que podría representar una opción para diversificar fuentes de suministro, eliminando las limitaciones que presenta el comercio de gas natural a través de gasoductos. A diferencia del mercado de petróleo crudo, que tiene la característica de ser global, los mercados de gas natural se desarrollan en forma regional, lo que obliga a la búsqueda de nuevas alternativas de comercialización.

La tecnología para la obtención de GNL requiere de un proceso de licuefacción de gas natural en instalaciones criogénicas para enfriarlo a  $-162^{\circ}\text{C}$  y comprimirlo a 1/600 parte de su volumen original. De esta forma grandes volúmenes de gas natural pueden ser transportados en buque-tanque, ferrocarril o pipa a través de mayores distancias hasta lugares que no pueden ser suministrados por gasoducto. Al llegar a su destino, se requieren también instalaciones para gasificar el GNL y canalizarlo a gasoductos para su distribución final. Una cadena completa de GNL, consiste por tanto en una planta de licuefacción, generalmente con dos o más líneas de proceso, barcos, ferrocarriles o pipas para su transporte y una terminal de gasificación que incluye almacenamiento en el punto de llegada. Aun cuando el uso de esta tecnología hace necesario un nivel importante de inversiones para la comercialización del GNL, existen ventajas económicas en el transporte de gas natural a grandes distancias, dado que es menos costoso en su forma líquida,

<sup>3</sup> <http://www.energia.gob.mx>. Secretaría de Energía. op.cit.

comparado con los costos de transporte por ducto. Por otro lado, para hacer posible la licuefacción, el proceso requiere la eliminación de impurezas.

En 1998, Estados Unidos exportó por primera vez 0.9 trillones de m<sup>3</sup> de GNL a México. El GNL fue producido en una nueva instalación de licuefacción, almacenamiento y distribución de gas cerca de Topock, Arizona y enviado a Sonora, México en pipas y vendido directamente a clientes industriales. Este volumen creció 8 veces en 1999, y ascendió a 7.2 miles de millones de pies cúbicos.

Aunque México ha empezado a importar pequeñas cantidades de GNL, es necesario, tener la infraestructura necesaria para adquirir mayores volúmenes y asimismo poder aprovecharlo.

### Anexo 3. Tipos de consumidores

De acuerdo con las características del uso y destino final del gas natural como combustible podemos establecer los siguientes segmentos de consumo:

1. **Doméstico.** Sus usos en el hogar abarcan desde la obtención del agua caliente y calefacción, hasta cocinar, lavar y secar. También es útil en el jardín o patio para cocinar en asadores que funcionan con gas, así como en la iluminación exterior. Anteriormente las ventas que realizaba Pemex gas y petroquímica básica mediante la infraestructura de distribución se catalogaban como ventas al sector doméstico. Con la incorporación de nuevos participantes en la distribución, se ha desagregado parte de ese rubro en los sectores industrial y eléctrico, lo que ha ocasionado una disminución en el sector residencial y de servicios. Durante el periodo 1993-1999 el consumo de gas del sector residencial y de servicios estuvo estancado por la falta de infraestructura de distribución para atender su demanda. Las oscilaciones en el consumo se debieron a factores climáticos, como el crudo invierno de 1997. La región Noreste, consume casi 70%, concentrado básicamente en la zona metropolitana de Monterrey, la Noroeste 20% y el resto se distribuye entre el Centro y Peninsular Norte.
2. **Comercios e industrias.** En la actualidad el gas natural se está utilizando en aplicaciones industriales con gran éxito, ya que el consumo de este energético es económico y de alto rendimiento. El consumo del sector eléctrico del gas natural se divide para el uso de la generación pública y la generación privada, la primera esta considerada por la energía eléctrica producida en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en Luz y Fuerza del Centro (LFC), la generación privada engloba los conceptos de autoabastecimiento y cogeneración (sin incluir la generación de Pemex) y la generación a cargo de productores independientes, que hasta 1999 no registraban consumos. Podemos entender por autoabastecimiento la Producción de electricidad destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales o del conjunto de los copropietarios o socios y por cogeneración como la generación de calor y electricidad mediante el suministro de gas natural, lo importante de un sistema de cogeneración es que produce simultáneamente energía eléctrica y térmica con un alto rendimiento energético y empleando una materia prima económica como es el gas natural. El sistema de cogeneración puede ser aplicado exitosamente en industrias que necesitan producir niveles de calor alto como es en el caso de la industria del vidrio; además se incluyen 15 empresas que actualmente cuentan con permisos para operar desde 1995. La demanda de gas natural en el sector industrial para autogeneración registró una tasa de crecimiento anual de 7.1%<sup>4</sup> durante el periodo 1993-1999.

---

<sup>4</sup> <http://www.energia.gob.mx>. Secretaría de Energía. op.cit.

3. **Como combustible.** El gas natural se utiliza en los sectores industriales que necesitan una energía térmica que sea limpia, eficaz y económica: hornos, fundiciones, tratamientos térmicos y calefacción de grandes locales (hoteles, hospitales, centros comerciales, etc). En el sector industrial el consumo de gas natural aumentó como resultado de la sustitución de diesel y combustóleo, así como por la exigencia que impone la normatividad ambiental vigente. La demanda de gas natural en el sector industrial registró una tasa de crecimiento anual de 1.1% durante el periodo 1993-1999, este crecimiento se debió a las tendencias de mercado que afectaron a Pemex gas y petroquímica básica, la cual pasó de consumir 17,948 miles de metros cúbicos diarios en 1993 a 12,722 miles de metros cúbicos diarios en 1999, lo que significa una tasa de crecimiento anual negativa de 5.6%.<sup>5</sup> Además Pemex gas y Petroquímica básica ha pasado por una situación difícil debido a que ha presentado un ciclo de precios deprimidos en el mercado internacional, todo esto debido a los altos costos de producción, bajas economías de escala y rezagos tecnológicos en parte de su planta industrial, y por otro lado enfrenta una fuerte competencia con el exterior, tanto en sus productos intermedios como en los finales.
4. **Vehículos y transporte.** La utilización del gas natural vehicular como combustible alternativo representa una gran oportunidad de ahorro para el autotransporte público y privado, ya que el 65 por ciento de la contaminación actual proviene de este sector, resultando ser un medio eficaz para reducir la contaminación de nuestro medio ambiente natural. El gas natural para uso de automotores únicamente se consume en la zona metropolitana del Valle de México (ZMVM) en la cual las ventas no han tenido aumento alguno, a pesar de que posee grandes ventajas ambientales. Podemos señalar como factores de restricción de este mercado, la falta de infraestructura en la distribución de gas natural, la cual limita el establecimiento de estaciones de compresión; el precio del Gas Natural Comprimido (GNC), el cual se fija como 66 por ciento de la gasolina Pemex Magna en términos calóricos, provocando que sea incrementado su costo, es decir, que sea más caro que el gas LP, y la existencia de una sola estación de servicio en la zona metropolitana del valle de México. Por tal motivo la mayor parte de las conversiones de vehículos de gasolina ha sido a gas LP, ya que esto representa menores costos de conversión, la facilidad para cargarlo y un menor precio. Por lo tanto podemos hacer mención a que este sector no ha tenido mucha aceptación este energético.
5. **Sector petrolero.** En este sector la empresa que cuenta con mayor participación en la demanda de gas natural ha sido Pemex Exploración y Producción (PEP), ya que ha presentado un aumento con base al consumo para recirculaciones y bombeo neumático, es decir, llevar a cabo la inyección de gas natural a los pozos, con el objeto de impulsar el aceite a la superficie. Este último, alcanzando un promedio anual de 18,278<sup>6</sup> miles de metros cúbicos diarios en el periodo 1993-1999 siendo así este el que presentará una tasa de crecimiento acelerada de 12.3 por ciento.

Hoy en día el gas natural es el combustible por excelencia. Para poder usarse en vehículos es necesario comprimir el gas natural a altas presiones, que permitan almacenar una cantidad aceptable de gas en los tanques que actúan como depósitos, y así lograr cierta autonomía de la unidad. Es por ello que al gas natural para vehículos, en una de sus aplicaciones se le llama también gas natural comprimido (GNC).

Por último cabe destacar el método de climatización con gas, el cuál es una opción muy reciente que permite generar frío/calor, debido a que es una alternativa natural para la creación de confort en los sectores doméstico, comercial e industrial a través de la calefacción, cocción, producción de agua caliente sanitaria y la refrigeración.

**Cuadro Núm. 1**  
**Consumo nacional de gas natural por sector 1993 – 1999**  
**(miles de metros de cúbicos diarios)**

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	tmca
Petrolero	31,888	34,256	34,122	39,827	44,278	48,959	45,942	6.3
Autoconsumo	20,908	21,269	19,693	20,808	21,360	23,359	23,926	2.3
Recirculaciones internas	10,980	12,987	14,429	19,019	22,918	25,600	22,016	12.3
Industrial	38,854	39,816	41,954	43,188	41,574	42,550	41,435	1.1
Industrial	20,906	21,181	22,688	24,574	25,156	27,358	28,713	5.4
Petroquímica	17,948	18,635	19,266	18,614	16,418	15,192	12,722	-5.6
Eléctrico	13,173	15,458	16,669	16,883	18,497	21,394	23,401	10.1
Público	10,902	13,167	13,988	13,933	15,225	18,104	19,968	10.6
Particulares	2,271	2,291	2,681	2,950	3,272	3,290	3,433	7.1
Residencial y de servicios	2,174	2,089	2,083	2,174	2,241	2,073	2,110	-0.5
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	30	
<b>Total</b>	<b>86,089</b>	<b>91,619</b>	<b>94,828</b>	<b>102,072</b>	<b>106,590</b>	<b>114,976</b>	<b>112,918</b>	<b>4.6</b>

Fuente: Secretaría de Energía, con base a la Comisión Reguladora de Energía y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

## Glosario

1. **Agentes económicos.** Agentes económicos. Expresión genérica utilizada para hacer referencia a los sujetos activos más elementales o primarios del proceso económico: consumidores o economías domésticas, unidades económicas de producción o empresas y Estado. Se trata de una visión simplificada del proceso económico que tiene su origen en la economía clásica y neoclásica. Más allá de esta concepción teórica del orden económico de mercado, para poder comprender la dinámica oculta de una economía moderna con un cierto grado de desarrollo hay que incluir también en el análisis a otros agentes económicos, como lo son los sindicatos, las asociaciones de empresarios, las asociaciones de consumidores, los conglomerados empresariales, las grandes cadenas de distribución comercial, los grupos financiero – industriales y las compañías multinacionales, cuyo peso en el funcionamiento del sistema es determinante.
2. **Almacenamiento.** Recepción, depósito y entrega de gas natural, que se deposita en instalaciones fijas distintas a los ductos.
3. **Autoabastecimiento.** Producción de electricidad destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales o del conjunto de los copropietarios o socios.
4. **Benchmark.** Análisis comparativo en el cuál una de las cosas que son comparadas debe acercarse a la meta.
5. **Bienes públicos.** Bienes que satisfacen necesidades públicas o colectivas. Bienes esenciales o muy importantes para la colectividad en los que se puede aplicar el principio de exclusión (no se puede excluir de su consumo a los usuarios que no estén dispuestos a pagar por ellos el precio correspondiente), como la seguridad, la defensa o la sanidad e higiene públicas. También se les denomina bienes de consumo conjunto, de consumo colectivo, indivisibles o de consumo no rival. Por las dificultades técnicas que en ellos comporta la fijación de precio, su provisión no le puede ser confiada al mercado.
6. **Bombeo neumático.** Inyección de gas natural a los pozos, con el objeto de impulsar el aceite a la superficie.
7. **Ciclo combinado.** Tecnología que utiliza gas natural para generar energía eléctrica como combustible. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la

segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.

8. **Cogeneración.** Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales. Normalmente energía eléctrica y energía térmica.
9. **Compresión.** La energía mecánica que se aplica al gas natural para su transporte a grandes distancias en mayor volumen.
10. **Contrato de Servicios Múltiples.** Son aquellos contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios, que agrupan, en un solo contrato, los servicios que Pemex siempre ha contratado.
11. **Control de precios.** Las medidas gubernamentales para dirigir la oferta y demanda agregadas, afectan generalmente el nivel de precios. Sin embargo, en algunas ocasiones se fija por ley un tope máximo o mínimo para uno o varios tipos de bienes, con objeto de distribuir la riqueza, o por razones militares, política y sociedad. Con esto se bloquea el mecanismo de precios fijados por oferta y demanda, así que al precio no se le permite subir, lo suficiente para disminuir la cantidad ofrecida.
12. **Discriminación de precios.** Variación en los precios de mercancías y servicios, que no se justifican por cambios en los costos de producción. Ocurre en mercados diferentes debido a que los consumidores no saben que pueden comprar las mercancías y servicios en otros mercados. La discriminación de precios puede ocurrir cuando: a) un monopolista domina varios mercados; b) existe acuerdo de los comerciantes para discriminar el precio; c) baja el costo de producción y se sigue cobrando el mismo precio; d) existe proteccionismo y se vende caro en el mercado interno; e) se venden servicios (médicos, educativos, legales) según la posición económica del cliente
13. **Distribución.** Recepción, conducción, entrega y, en su caso, comercialización del gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica.
14. **Ducto.** Sistema de tuberías para transportar y distribuir el gas natural.
15. **Economías de escala.** Es el aumento que se da en el tamaño de la planta de la empresa o del sector, el cual proporciona mayores ganancias y ahorros en el costo de producción, ya que a mayor escala de producción los beneficios son mayores y viceversa.
16. **Eficacia productiva.** Es cuando se requiere que solo una empresa produzca ya que a través de esto se asignará el valor de los recursos que serán proporcionados a un mercado minimizado.

17. **Externalidad.** Concepto que se utiliza para designar todos los efectos (buenos o malos) que se dan como resultado de acciones económicas. Estos efectos se dan sobre las personas o las empresas. La externalidad se aplica principalmente a los beneficios o costos externos en las actividades económicas.
18. **Energía primaria.** Las distintas fuentes de energía tal como se obtienen de la naturaleza, ya sea directamente o después de un proceso de extracción.
19. **Fallos de mercado.** Los fallos de mercado se deben a ocho factores: los seis primeros describen circunstancias en las que el mercado puede no ser eficiente (Pareto). Las dos últimas son situaciones que justifican la intervención aunque exista equilibrio paretiano.
- a) **Fallos de la competencia:** para que funcione la "mano invisible" se necesita competencia y hay que controlarla. Existen dos tipos de monopolios: los naturales y los creados por el estado. La fijación mora política de los precios implica un descenso de bienestar el monopolista produce hasta el punto en que el ingreso marginal sea igual al coste marginal. La diferencia entre el ingreso marginal y el coste marginal es la pérdida de bienestar.
  - b) **Bienes públicos:** existen bienes que, o bien no son suministrados o del mercado, o lo son en cantidad insuficiente. Este hecho justifica la intervención (limpieza de playas, señalización de vías públicas...).
  - c) **Externalidades:** son actos de personas o empresas que afectan positivamente con negativamente a otros agentes. Los impuestos en los que personas imponen costes son externalidades negativas y viceversa desde el punto de vista ciudadanos, el que realiza externalidades negativas no las sufre. Esto justifica la intervención (imponiendo sanciones...).
  - d) **Mercados incompletos:** aquel mercado en el que los mercados privados no suministren un bien aún cuando el coste es menor que el precio. Mercado completo es aquel que si el precio es mayor que coste se suministran los bienes y servicios. Un área que no se cubre es el tema de los grandes riesgos (seguros, fondos de garantías de depósitos...).
  - e) **Fallos de información:** partimos de que la información es un bien público. La información debe ir más allá de simples medidas de protección al consumidor.
  - f) **Paro, inflación y desequilibrio:** son los factores más significativos para demostrar fallo del mercado, y son elementos que justifican la intervención para corregir los desequilibrios.
  - g) **Redistribución.** Los seis factores anteriores impiden que la economía sea eficiente el en el sentido de Pareto, pero aunque no fueran, existen dos causas que justifican la intervención. La redistribución es la intervención del estado para aumentar en bienestar colectivo.
  - h) **Bienes preferentes:** los individuos pueden actuar en contra de sus intereses, aunque exista información completa (seguridad vial). Los bienes precedentes son los bienes que el estado obliga a consumir. Esta es una actuación paternalista.

Si no existieran fallos de mercado ni bienes precedentes, el único papel que tuviera el Estado es el de redistribuir recursos. En el supuesto de que existan fallos de

mercado existe la necesidad de intervenir en mayor o menor grado, pero aún así, deben realizarse ciertas maximizaciones.

20. **Gas a bombeo neumático.** Gas seco utilizado en los sistemas de recuperación secundaria de petróleo crudo.
21. **Gas asociado.** Gas húmedo amargo que se produce en la extracción del petróleo crudo.
22. **Gas húmedo amargo.** Gas que contiene metano, hidrocarburos licuables, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico.
23. **Gas húmedo dulce.** Gas que contiene metano e hidrocarburos licuables.
24. **Gas natural.** Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa.
25. **Gas natural comprimido.** Gas natural seco almacenado a una presión de 200-250 atmósferas en estado gaseoso en un recipiente.
26. **Gas natural licuado.** Gas natural compuesto predominantemente de metano ( $CH_4$ ), que ha sido licuado por compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento.
27. **Gas natural seco.** Producto de la extracción de los hidrocarburos líquidos y compuestos de azufre, en el procesamiento del gas natural.
28. **Gas no asociado.** Gas natural extraído de yacimientos que no contienen petróleo crudo, el cual cuando es seco se puede incorporar directamente al consumo.
29. **Gas seco.** Gas cuyo contenido en metano puede variar en volumen de 95% a 99%.
30. **Henry Hub.** Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, EUA. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el NYMEX (New York Mercantile Exchange).
31. **Importaciones por balance.** Importaciones para cubrir el déficit entre la oferta y la demanda, en el Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica.
32. **Importaciones de sistemas aislados.** Son las que no se pueden abastecer directamente con producción nacional.
33. **Integración vertical.** Empeñamiento por parte de una sola empresa de etapas sucesivas en el proceso de producción de un bien determinado. La industria petrolera es un buen ejemplo de organización integrada en forma vertical. Las

empresas más grandes llevan a cabo la exploración, perforación y extracción, el transporte del petróleo crudo a las refinerías, la refinación para obtener petróleo crudo, combustible, etc., y el transporte a las agencias de distribución (gasolineras y estaciones de servicio), de las que son también propietarios. La integración vertical tiene muchas ventajas, cuyo grado varía de una industria a otra. Pueden existir ventajas técnicas debidas a la proximidad física de procesos sucesivos, por ejemplo una empresa puede ser capaz de eliminar ganancias excesivas de un vendedor o comprador, o llevar a cabo la operación relevante en forma más eficiente, realizando ella misma la producción. De nuevo, la empresa puede tener que integrarse de manera vertical por absoluta necesidad – puede ser que no exista otra empresa capaz de suministrar las materias primas, componentes o servicios en forma eficiente y con las especificaciones requeridas. Por último, la integración vertical puede representar una inversión muy rentable, en particular si el producto se vende a otros compradores.

34. **Integración horizontal.** Se dice de la fusión de dos o más empresas de un sector (o sectores similares). Como la concentración puede eventualmente provocar tendencias contrarias a la competencia, dichas fusiones son usualmente vigiladas por las autoridades correspondientes.
35. **Monopolio natural.** Es aquella situación en la que la naturaleza del proceso productivo hace que sea más eficiente la existencia de un solo productor en el mercado.
36. **Net back.** Método para determinar el precio del gas natural en el punto de entrada al mercado, ya sea en la frontera por donde se importa o en la región productora. El precio se calcula partiendo del precio final al consumidor, menos el descuento de los costos de transporte y distribución.
37. **Pie cúbico.** Unidad de volumen del sistema inglés que se utiliza para medir el gas natural en su estado gaseoso. Un pie cúbico de gas natural es igual a 1,000 unidades térmicas británicas en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.
38. **Poder de mercado.** La capacidad relativa de un agente económico/ o grupos de ellos de influir en las condiciones de mercado a las que se realizan los intercambios, y en particular en los precios.
39. **Producción independiente.** La generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, y cuya energía será destinada exclusivamente a su venta al suministrador o a la exportación.
40. **Punto de arbitraje.** Punto geográfico donde coinciden los flujos de gas importado y nacional.
41. **Regulación.** Establecimiento de normas, lineamientos, reglas, orientaciones, o cualquier orden jurídica por parte del Estado sobre alguna actividad económica.

42. **Regulación económica.** Es cuando el Estado se encarga de imponer decisiones sobre los agentes económicos con base ya sea en los precios, la cantidad, la entrada y salida en el mercado de diversas empresas.
43. **Rendimientos crecientes de escala.** Cuando se aumentan (o disminuyen) todos los insumos en cierta proporción, la producción aumenta (o disminuye en una proporción mayor. Por ejemplo: el caso de un oleoducto. Si duplicamos el diámetro de un oleoducto, utilizamos el doble de materiales, pero la circunferencia del oleoducto se multiplica por cuatro. Por lo tanto, es muy probable que podamos transportar más del doble del petróleo.
44. **(1P) Reservas posibles.** Volumen de hidrocarburos potencialmente asociados a yacimiento, cuya probabilidad de extracción es de 10%, y depende de sus características estratigráficas y geológicas.
45. **(2P) Reservas probables.** Volumen de hidrocarburos potencialmente asociados a yacimientos, extraíbles con 50% de certidumbre, utilizando nuevas tecnologías probadas, que permitan mejorar el horizonte de extracción.
46. **(3P) Reservas probadas.** Volumen de hidrocarburos asociados al yacimiento, extraíbles con certidumbre del 90% utilizando las tecnologías disponibles.
47. **Servicio privado.** Las actividades que no se consideran servicio público y que contemplan la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción; la generación de energía eléctrica que se lleva a cabo por productores independientes para su venta a la CFE; a generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de la cogeneración, producción independiente y pequeña producción; la importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales destinada exclusivamente para usos propios, y la generación de energía eléctrica destinada al uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.
48. **Servicio público de energía eléctrica.** El efectuado por la CFE y LFC, que incluye la planeación del sistema eléctrico nacional; la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.
49. **Subaditividad.** Se dice que en la producción de un bien existe monopolio natural cuando la función de costos exhibe subaditividad para las cantidades demandadas, es decir cuando una sola firma es capaz de producir la cantidad que se demanda del bien en cuestión, a un costo menor o igual al que tendrían dos o más firmas. Subaditividad significa, por lo tanto, que es menos costoso producir conjuntamente los distintos niveles de producto que por separado.
50. **Tasa de retorno interno.** Es el tipo de interés conceptual que hace igual la cadena de rendimientos actualizados de una inversión y/o proyecto al valor de la cantidad o

cantidades invertidas en la misma. En teoría debe ser superior al coste marginal del capital invertido. También denominada tasa interna de rentabilidad (TIR), tipo de rendimiento interno o tasa de retorno.

51. **Tonelada métrica.** Unidad de masa del sistema métrico decimal que se utiliza para medir el gas natural licuado, equivalente a 1,000 kilogramos.
52. **Transporte.** Recepción, conducción y entrega del gas natural, por medio de ductos, a personas que no son usuarios finales.
53. **Ventas de primera mano.** Primera enajenación del gas de origen nacional, que efectúe Pemex a favor de un tercero, para ser entregada en territorio nacional.

## BIBLIOGRAFIA.

1. Ayala Espino, José Luis. "Economía del sector público mexicano", Ed. UNAM, Facultad de Economía. México 1999.
2. Brito, D.L. and J. Rosellón. "Pricing Natural Gas in Mexico". Comisión Reguladora de Energía. México, 1999.
3. Brito, D.L. and J. Rosellón. " Regulation of Gas Marketing activities in Mexico". Comisión Reguladora de Energía. México, 1999.
4. Cabral, Luis. "Economía Industrial". Ed. McGraw – Hill. 1997,
5. Centeno, Roberto. "El petróleo y la crisis mundial". Génesis, evolución y consecuencias del nuevo orden petrolero internacional. Ed. Alianza editorial, S.A., Madrid, 1982.
6. Comisión Reguladora de Energía (CRE). "La regulación del Gas Natural en México". México, 1995.
7. Comisión Reguladora de Energía. "Directiva sobre la determinación de precios y Tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural". México, 1996.
8. Comisión Reguladora de Energía. "Resolución sobre el programa temporal de cobertura de precios del gas natural para el invierno 1998/99". México, 1998.
9. Comisión Reguladora de Energía. "Permiso de transporte de gas natural otorgado a Pemex Gas y Petroquímica Básica para el Sistema Nacional de Gasoductos". México, 1999.
10. Comisión Reguladora de Energía. "Los nuevos retos de la industria del Gas Natural". México, 2000.
11. Comisión Reguladora de Energía. "Resolución que promueve la contratación generalizada de instrumentos financieros de cobertura de riesgos para hacer frente a la volatilidad del precio del Gas Natural". México, 2000.
12. Comisión Reguladora de Energía. "Evolución de los precios del gas natural: información para los medios de comunicación". México: SE: CRE, México, 2000.
13. Datta Loti – Barua, Ph.d. "Natural Gas Measurement and Control". A guide for operators and Engineers. Ed. Mc Graw – Hill, 1992.

14. De la Vega Navarro, Angel. "La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México". Ed. UNAM; Programa Universitario de Energía. México 1999.
15. Diario Oficial de la Federación octubre 1995.
16. Documento proporcionado por Grupo Gas Natural México.
17. Ellis, Carleton. "The chemistry of petroleum derivatives. The chemical catalog Co. Inc. U.S.A., 1934.
18. Estrada, Javier. "Apertura de la industria del Gas Natural en México". México, 1999.
19. Estrada, Javier. "Presente y futuro de la regulación del Gas Natural en México".
20. Estrada, Javier. "Mercado de Gas Natural" Comisión Reguladora de Energía, México, D.F. 30 de noviembre de 2001.
21. Gadonneix, Pierre. "Suministro y demanda de Gas Natural: desafío del siglo XXI". México, 1999.
22. Graedel, T.E., Allenby, B.R. "Industrial Ecology". Prentice Hall a Simon & Shuster Company Englewood Cliffs, New Jersey, 1995.
23. Gutiérrez Amante, Guillermo. "Reflexiones sobre el uso de energéticos primarios en México" Universidad Iberoamericana. 13 de junio de 2001
24. Hawley. "Diccionario de química y de productos químicos. Ed. Ediciones Omega, 1993.
25. Le Roy Miller, Roger. "Microeconomía". Ed. Mc Graw – Hill.
26. Ley Orgánica de PEMEX 1992.
27. Kipp Viscusi, W; Vernon John; E. Harrington Jr; Joseph. "Economics of regulation and antitrust". Ed. The MIT Press Cambridge, Massachusetts. London England, segunda edición.
28. Márquez, Miguel. "La industria del gas natural en México 1970 – 1985". Ed. Colegio de México, 1989, primera edición.
29. M.Bauer, E.Mar, A.Elizalde. Instituto Mexicano del Petróleo. "Escenarios de oferta y demanda de gas natural". Boletín abril – junio 2002.
30. Pindyck, Robert S, y Rubinfeld, Daniel L. "Microeconomía". Ed. Limusa, 1996.

31. Pemex. "Indicadores petroleros y anuario estadístico". México, 1998.
32. Reglamento de la ley reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
33. Secretaría de Energía. "Prospectiva del mercado de Gas Natural, 1998 – 2007". México, 1998.
34. Secretaría de Energía. "El sector energía en México. Análisis y prospectiva" mayo 2000.
35. Oil & Gas journal, vol.97, No. 51.
36. Prospektiva del Mercado de Gas Natural 2000-2009, Dirección General de Política y Desarrollo Energéticos, Secretaría de Energía, México, 2000.
37. Prospektiva del Mercado de Gas Natural 2001-2010, Dirección General de Política y Desarrollo Energéticos, Secretaría de Energía, México, 2000.
38. Secretaría de Energía. "Prospektiva del sector eléctrico 1999-2008". Dirección general de Política y Desarrollo Energéticos". México, 1999.
39. Secretaría de Energía. "Reglamento de Gas Natural". Diario Oficial de la Federación. México 1995.
40. Secretaría de Energía. "Visión general del abasto del gas natural en México".
41. Varian Hal, R. "Microeconomía intermedia: un enfoque moderno". Ed. A. Bosch. España 1992.
42. Vázquez Enriquez, Gonzalo Enrique. "Las crisis energéticas en Brasil". El gas natural una fuente alternativa viable, 1989. Facultad de Economía.
43. Vázquez Meléndez, Luis Alberto. "El gas natural en México y su financiamiento". Revista energética, año 26, número 1.
44. Zorrilla Arena, Santiago; Silvestre Meléndez, José. "Diccionario de economía. Ed. UNAM – CCH.

#### **SITIOS WEB VISITADOS.**

45. Comisión Reguladora de Energía, [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)
46. Comisión Federal de Electricidad, [www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx)
47. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx)

48. Energy Information Administration Home Page, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)
49. Gas Natural México, [www.gasnaturalmexico.com.mx](http://www.gasnaturalmexico.com.mx)
50. Maxigas Natural, [www.maxigasnatural.com.mx](http://www.maxigasnatural.com.mx)
51. Oil & Gas Journal, [ogj.pennnet.com](http://ogj.pennnet.com)
52. Pemex, [www.pemex.com](http://www.pemex.com)
53. Contratos de Servicios Múltiples, [www.csm.pemex.com](http://www.csm.pemex.com)
54. Secretaría de Energía, [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)
55. <http://www.cipres.com>
56. Soluciones energéticas, <http://www.innergy.com>
57. <http://www.unam.mx/pue/IVCONGRESO> PONENCIAS. Precios de Hidrocarburos, junio 2001